

**НАУКА. ТЕХНИКА.  
ТЕХНОЛОГИИ**  
(политехнический вестник)

---

**SCIENCE. ENGINEERING.  
TECHNOLOGY**  
(polytechnical bulletin)

**№ 4**

**2018**

# **НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ**

**(политехнический вестник)**

**2018, № 4**

**(печатная версия научного  
мультидисциплинарного журнала  
«Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)»**

**[www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Свидетельство о регистрации СМИ:

ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.

Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.

Лицензионный договор Научная Электронная Библиотека (НЭБ)  
(Российский индекс научного цитирования)  
№ 446-07/2013 от 30 июля 2013 г.

---

# **SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY**

**(polytechnical bulletin)**

**2018, № 4**

**(printing version of the scientific multidisciplinary magazine  
«Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)»**

**[www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

License contract Scientific Electronic Library (SEL)  
(Russian index of scientific citing)  
№ 446-07/2013 of July 30, 2013.



**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ----- EDITOR-IN-CHIEF**

**БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,**

академик Инженерной академии РФ, доктор технических наук, профессор, Почетный работник высшего образования РФ, Заслуженный машиностроитель Кубани, Заслуженный деятель науки Республики Адыгея, заместитель председателя методической комиссии Министерства образования и науки РФ по деталям машин, основам конструирования, технической и прикладной механике, член учебно-методического объединения по подъемно-транспортным машинам и оборудованию в Московском государственном техническом университете им. Н.Э. Баумана, член экспертно-консультативного совета по вопросам промышленности, строительства и жилищно-коммунального хозяйства, председатель комиссии по промышленности Законодательного Собрания Краснодарского края, действительный член Российской Академии продовольственной безопасности, главный редактор журнала «Наука. Техника. Технологии» (политехнический вестник), член ООО «Союз машиностроителей России».

**BEREZHNOY Sergey Borisovich,**

The academician of Engineering academy of the Russian Federation, the Doctor of Engineering, professor, the Honorary worker of the higher education of the Russian Federation, the Honored mechanic of Kuban, the Honored worker of science of the Republic of Adygea, the vice-chairman of the methodical commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on details of machines, to constructioning bases, technical and application-oriented mechanics, the member uchebno-methodical combining on podjemno-transport vehicles and the equipment in Bauman Moscow State Technical University, the member of the expert advisory board concerning the industry, construction and housing and communal services farms, the chairman of the commission on the industry of Legislative Assembly of Krasnodar Krai, the full member of the Russian Academy of food security, the editor-in-chief of log Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), member of LLC Russian Engineering Union.

**ЗАМЕСТИТЕЛИ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITORS:**

**КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,**

Заслуженный деятель науки РФ, заслуженный изобретатель РФ, заслуженный деятель науки Кубани, академик Российской инженерной академии, академик Российской академии продовольственной безопасности, профессор кафедры технологии продуктов питания животного происхождения (КубГТУ).

**KASYANOV Gennady Ivanovich,**

Honored worker of science of the Russian Federation, honored inventor of the Russian Federation, honored worker of science of Kuban, academician of the Russian engineering academy, academician of the Russian academy of food security, professor of chair of technology of food of an animal origin (KubSTU).

**ФОМЕНКО Олег Яковлевич,**

кандидат технических наук, доцент,  
директор ООО «Издательский Дом – Юг».

**FOMENKO Oleg Yakovlevich,**

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,  
Director of JSC «Publishing House – South».

**АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,**

действительный член Российской академии естественных наук, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна КубГТУ.

**ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,**

Full member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Director of institute of oil, gas and power of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Head of the department of oil and gas business of a name professor G.T. Vartumyan (KubSTU).

**АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,**

член-корреспондент Российской академии естествознания, доктор технических наук, профессор, декан факультета компьютерных технологий и автоматизированных систем, заведующий кафедрой информатики и вычислительных систем ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,**

Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Dean of faculty of computer technologies and the automated systems, Head of the department of informatics and computing systems of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

**БАБУШКИН Виктор Михайлович,**

член-корреспондент академии аграрного образования, член-корреспондент Международной академии аграрного образования, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, профессор кафедры кадастра и мониторинга земель ФГБОУ ВПО «Новочеркасская государственная мелиоративная академия» (НГМА).

**BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,**

Corresponding member of academy of agrarian education, Corresponding member of the International academy of agrarian education, Doctor of Agricultural Sciences, Professor, Professor of chair of the inventory and monitoring of lands of federal public budgetary educational institution of higher education «Novocherkassk state meliorative academy» (NSMA).

**БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,**

Федеральный эксперт научно технической сферы, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой динамики и прочности машин ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,**

Federal expert of scientifically technical sphere, Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of dynamics and durability of cars of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

**ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,**

член-корреспондент Российской академии естественных наук, доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры экономики и технологии управления Института экономики и управления ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет» (СКФУ).

**GLADILIN Alexander Vasilyevich,**

Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Economics, Professor, Professor of department of economy and technology of management of Institute of economy and management of federal public autonomous educational institution of higher education «North Caucasian federal university» (NCFU).

-----  
**ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,**

академик Российской академии транспорта, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры организации перевозок и дорожного движения ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), вице-президент банка «Акрополь».

**DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,**

Academician of the Russian academy of transport, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of chair of the organization of transportations and traffic of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Vice-president of Akropol bank.

-----  
**КАЗЕЕВ Камил Шагидуллович,**

кандидат биологических наук, доктор географических наук, профессор, профессор кафедры экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВПО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

**KAZEEV Kamil Shagidulovich,**

Candidate of Biology, Doctor of geographical sciences, Professor, Professor of department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

-----  
**КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,**

кандидат географических наук, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, заведующий кафедрой экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВПО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

**KOLESNIKOV Sergey Ilyich,**

Candidate of geographical sciences, Doctor of agricultural sciences, Professor, Head of the department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

**КОРЕНА Елена Павловна,**

член-корреспондент Международной академии высшей школы, доктор технических наук, профессор, заместитель директора по научной и инновационной деятельности государственного научного учреждения «Краснодарский научно-исследовательский институт хранения и переработки сельскохозяйственной продукции Российской академии сельскохозяйственных наук» (ГНУ КНИИХП Россельхозакадемии).

**KORNENA Elena Pavlovna,**

Corresponding member of the International academy of the higher school, Doctor of Engineering, Professor, Deputy director for scientific and innovative activity of the public scientific institution «Krasnodar Research Institute of Storage and Processing of Agricultural Production of the Russian Academy of Agricultural Sciences» (PSI KRISP Rosselkhozakademii).

-----  
**МОСКВИЧ Вадим Константинович,**

Кандидат технических наук, профессор кафедры транспортных сооружений ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), декан факультета автомобильно-дорожных и кадастровых систем ФГБОУ ВПО КубГТУ.

**MOSKVICH Vadim Konstantinovich,**

Candidate of Technical Sciences, Professor of chair of transport constructions of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Dean of faculty of automobile and road and cadastral systems.

-----  
**ПОЛИДИ Александр Анатольевич,**

член международного альянса бизнес-консультантов Восточной Европы, бизнес-тренер Академии менеджмента Нижней Саксонии, доктор экономических наук, профессор, заслуженный экономист Кубани, профессор кафедры экономики и финансового менеджмента ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**POLIDI Alexander Anatolyevich,**

Member of the International Alliance of Business Consultants of Eastern Europe, Business coach of Academy of management of Lower Saxony, Doctor of Economics, Professor, Honored economist of Kuban, Professor of department of economy and financial management of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

-----  
**САВЕНОК Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

**SAVENOK Olga Vadimovna**

Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor of department of Oil and gas business of a name of professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Krai in the field of education for 2015.



**СИМАНКОВ Владимир Сергеевич,**

действительный член Международной академии наук прикладной радиоэлектроники, член Южной секции содействия развитию экономической науки отделения экономики РАН, доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), научный руководитель НТЦ РАН.

**SIMANKOV Vladimir Sergeyeovich,**

Full Member of the International academy of Sciences of applied radio electronics, Member of the Southern section of assistance to development of economic science of office of economy of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Professor of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Research Supervisor of scientific and technological center of the Russian Academy of Sciences (STC RAS).

-----  
**СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,**

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой теоретической механики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**SMELYAGIN Anatoly Igorevich,**

Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of theoretical mechanics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

-----  
**СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,**

доктор биологических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной экологии ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), координатор международной экологической программы ТЕМПУС – STREAM по теме «Совершенствование системы экологического образования с элементами ОВОС и экологического менеджмента в России».

**STRELNIKOV Victor Vladimirovich,**

Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of the department of applied ecology of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), the coordinator of the international ecological program TEMPUS – STREAM on the subject «Improvement of System of Ecological Education with the AIE Elements and Ecological Management in Russia».

-----  
**ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,**

доктор технических наук, профессор кафедры процессов и машин в агробизнесе ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), начальник управления науки и инноваций КубГАУ.

**TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,**

Doctor of Engineering, Professor of chair of processes and cars in agrobusiness of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), Head of department of science and innovations of KubSAU.

**ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,**

академик Национальной инженерной академии Республики Казахстан, академик Проектной академии «KAZGOR», член-корреспондент Академии наук высшей школы Казахстана, действительный член Международной инженерной академии, доктор технических наук, профессор, заместитель председателя комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан.

**TULESHOV Amandyk Kuvatovich,**

Academician of National engineering academy of the Republic of Kazakhstan, Academician of Design academy «KAZGOR», Corresponding Member of Academy of Sciences of the higher school of Kazakhstan, Full Member of the International engineering academy, Doctor of Engineering, Professor, Vice-chairman of committee of science of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan.

**УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,**

доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный университет» (КубГУ).

**URTENOV Makhamet Ali Huseevich,**

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Head of the department of applied mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state university» (KubSU).

**УСАТИКОВ Сергей Васильевич,**

доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры общей математики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**USATIKOV Sergey Vasilyevich,**

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor, Professor of department of the general mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

**ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,**

кандидат технических наук, доктор педагогических наук, профессор, профессор кафедры философии ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**CHERNYKH Anatoly Iosifovich,**

Candidate of Technical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Professor of department of philosophy of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

**ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,**

академик Российской академии естественных наук, академик Академии аграрного образования, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования и кадастра ФГБОУ ВПО Ростовский Государственный строительный университет (РГСУ).

**CHESHEV Anatoly Stepanovich,**

Academician of the Russian academy of natural sciences, Academician of Academy of agrarian education, Doctor of Economics, Professor, Head of the department of economy of environmental management and inventory of federal public budgetary educational institution of higher education «Rostov state construction university» (RSCU).

**ШАЗЗО Аслан Юсуфович,**

действительный член Международной академии энергоинформационных наук, член-корреспондент Международной академии промышленной экологии, доктор технических наук, профессор, директор Института пищевой и перерабатывающей промышленности (ИПиПП) (КубГТУ).

**SHAZZO Aslan Yusufovich,**

Full Member of the International academy of power information sciences, Corresponding Member of the International academy of industrial ecology, Doctor of Engineering, Professor, Director of Institute of food and processing industry (IFPI) (KubSTU).

-----  
**ШАЗЗО Рамазан Измаилович,**

академик Международной академии холода, член-корреспондент Российской академии сельскохозяйственных наук, доктор технических наук, профессор.

**SHAZZO Ramazan Izmailovich,**

Academician of the International academy of cold, Corresponding Member of the Russian academy of agricultural sciences, Doctor of Engineering, Professor.

-----  
**ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,**

кандидат физико-математических наук, доктор педагогических наук, профессор, заведующий кафедрой физики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,**

Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Head of the department of physics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

-----  
**ЯСЬЯН Юрий Павлович,**

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти и газа ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

**YASYAN Yury Pavlovich,**

Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of technology of oil and gas of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

**УЧРЕДИТЕЛЬ**

ООО «Издательский Дом — Юг»

**FOUNDER**

JSC «Publishing House — South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И  
ИЗДАТЕЛЯ:**

Россия, 350072, Краснодарский край,  
г. Краснодар, ул. Зиповская 9,  
литер «Г», оф. 41/3

**ADDRESS OF EDITION  
AND PUBLISHER:**

Russia, 350072, Krasnodar Krai,  
Krasnodar, Zipovskaya St., 9,  
letters «G», office 41/3

**ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ**

Фоменко Ирина Ивановна  
Тел.: +7(918) 41-50-571

**MANAGER OF EDITION**

Fomenko Irina Ivanovna  
Ph.: +7(918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

**ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА**

Фоменко Олег Яковлевич  
Тел.: +7(918) 41-50-571

**DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE**

Fomenko Oleg Yakovlevich  
Ph.: +7(918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

**[www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

## СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

### ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ..... BRANCH SCIENTIFIC AND APPLIED RESEARCHES

#### Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

- Куртяник Д.В., Сергеев А.М., Самиков А.В., Семенов А.А.**  
О визуальной оценке результатов поиска матриц Адамара ..... 19  
**Kurtianik D.V., Sergeev A.M., Samikov A.V., Semenov A.A.**  
On visual assessment of the results of Hadamard matrices search

#### Науки о земле Sciences about the earth

- Омельченко Н.Н., Савенок О.В., Иолчуев А.М.**  
Предупреждение и ликвидация отложений солей  
при добыче нефти на Ключевом месторождении ..... 27  
**Omel'chenko N.N., Savenok O.V., Iolchuev A.M.**  
Prevention and liquidation of salt deposits  
during oil production on the Klyuchevoye field

- Иолчуев А.М., Савенок О.В.,**  
Анализ метода борьбы с солеотложениями  
путем периодической закачки ингибитора солеотложений  
в призабойную зону пласта ..... 53  
**Iolchuev A.M., Savenok O.V.**  
Analysis of the method for controlling  
scale deposition by periodically injecting the scale inhibitor  
into the bottomhole formation zone

- Мажник В.И., Лешкович Н.М.**  
Анализ текущего состояния разработки  
Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения ..... 72  
**Mazhnik V.I., Leshkovich N.M.**  
Analysis of the current state of development  
of the Vankorskoye oil-gas-condensate field

- Яковлев А.Л., Савенок О.В.**  
Анализ и обзор применяемых технологий восстановления продуктивности  
и работоспособности скважин на месторождении Дыш ..... 99  
**Yakovlev A.L., Savenok O.V.**  
Analysis and review of applied technologies  
for the recovery of well productivity and well serviceability on the Dysh field

<b>Березовский Д.А., Самойлов А.С.</b> Анализ проведения капитального ремонта скважин с помощью агрегата «гибкая труба» в скважинах НГДУ «Федоровскнефть» .....	120
<b>Berezovskiy D.A., Samoylov A.S.</b> Analysis of carrying out of capital repairs of wells with the help of the unit «coiled tubing» in wells of oil and gas management «Fedorovskneft»	
<b>Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.</b> Исследование дренирования нефтяной залежи с непрерывным выделением из нефти газа .....	145
<b>Petrushin E.O., Arutyunyan A.S.</b> The study of drainage of an oil reservoir with the continuous release of gas from oil	
<b>Котельников А.С.</b> Особенности морской добычи нефти .....	165
<b>Kotel'nikov A.S.</b> Features of sea oil production	
<b>Герасимов Д.К.</b> Разработка газового месторождения: расчет и экономический анализ инвестиционного проекта .....	182
<b>Gerasimov D.K.</b> Gas field development: calculation and economic analysis of an investment project	
<b>Поварова Л.В., Кусов Г.В.</b> Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли .....	195
<b>Povarova L.V., Kusov G.V.</b> Normative and technical regulation of environmental safety in the oil and gas industry	
<b>Шахмеликьян М.Г., Нвизуг-Би Лейи Клюверт</b> Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации добычи вязких и высоковязких нефтей .....	217
<b>Shakhmelikyan M.G., Nwizug-bee Leyii Kluivert</b> Analysis of the application of technology of the steam cyclic method of intensification of viscous and highly viscous oils production	
<b>Молчанов С.А., Савенок О.В.</b> Опыт применения нестационарных электромагнитных зондирований для изучения верхней части разреза и прогноза условий бурения поисково-разведочных скважин на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения .....	243
<b>Molchanov S.A., Savenok O.V.</b> Experience in the application of non-stationary electromagnetic soundings for studying the upper part of the section and forecasting the conditions for drilling prospecting and exploration wells using the example of the Kovyktinskoye gas and condensate field	

**Дердуга А.В., Ншути М.И.**  
Построение геологической и гидродинамической моделей  
Владимирского месторождения ..... 266

**Derduga A.V., Nshuti M.Y.**  
Construction of geological and hydrodynamic models of the Vladimirskoye field

**Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н.**  
Технико-экономическое обоснование  
выбора одновременно-раздельной эксплуатации  
верхнемеловой и нижнемеловой залежей Иванайского месторождения ..... 281

**Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N.**  
Technical and economic justification  
of the choice of simultaneous-separate operation  
of upper cretaceous and lower cretaceous deposits of the Ivanayskoye field

**Очередько Т.Б., Яковина А.С.**  
Анализ эффективности эксплуатации скважин  
в условиях формирования асфальто-смоло-парафиновых отложений  
и высоковязких эмульсий на скважинах,  
оборудованных штанговыми насосными установками,  
на Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения ..... 301

**Ocheredko T.B., Yakovina A.S.**  
Analysis of well operation efficiency in the conditions  
of formation of asphalt-resin-paraffin deposits  
and highly viscous emulsions on wells equipped with sucker-rod pumping units  
in the Vostochno-Leninogorskaya area of the Romashkinskoye field

## **Строительство. Транспорт Construction. Transport**

**Булатова А.П., Гончаренко К.В., Коновалова Т.В., Надирян С.Л.**  
Анализ внедрения и развития  
интеллектуальных остановок городского пассажирского транспорта ..... 318

**Bulatova A.P., Goncharenko K.V., Konovalova T.V., Nadiryay S.L.**  
Analysis of the implementation and development  
of intelligent stops of urban passenger transport

**Валько К.Д., Надирян С.Л., Сенин И.С.**  
К вопросу о грузовых перевозках в России ..... 323

**Valko K.D., Nadiryay S.L., Senin, I.S.**  
On the issue of freight transport in Russia

**Денисова А.С., Коновалова Т.В., Надирян С.Л.**  
Алгоритм транспортного обслуживания на производственных предприятиях ..... 327

**Denisova A.S., Konovalova T.V., Nadiryay S.L.**  
Algorithm of transport service at production enterprises

**Крамаренко А.В., Голова А.В.**  
Применение минеральной ваты в строительстве,  
как одна из причин возникновения онкологических заболеваний ..... 331

**Kramarenko A.V., Golova A.V.**  
Use of mineral wool in construction,  
as one of the reasons of developing of oncological diseases

- Сердюк К.А., Коновалова Т.В.**  
Способы организации парковочного пространства в зарубежных странах ..... 334  
**Serdyuk K.A., Konovalova T.V.**  
Methods of organization parking space in foreign countries

**Топливо-энергетический комплекс**  
**Fuel and energy complex**

- Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Диканский А.А.**  
Синтез одноконтурной САР угловой скорости  
исполнительного органа электропривода  
с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками ..... 337  
**Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Dikanskiy A.A.**  
Synthesis of single-circuit ACS of the angular velocity of  
the executive body of the electric drive with elastic shafting with improved characteristics

- Добробаба Ю.П., Ульрих Р.В.**  
Анализ характеристического уравнения  
двухмассовой упругой электромеханической системы ..... 342  
**Dobrobaba Yu.P., Ulrikh R.V.**  
Analysis of the characteristic equation of a two-mass elastic electromechanical system

- Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Штокалов К.Г.**  
Синтез усовершенствованной одноконтурной САР  
положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом ..... 349  
**Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Shtokalov K.G.**  
Synthesis of advanced single-circuit ACS of the position of  
the executive body of the electric drive with elastic shafting



**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ  
И ПРИКЛАДНЫЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC  
AND APPLIED  
RESEARCHES**



УДК 004.921, 519.61

## О ВИЗУАЛЬНОЙ ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКА МАТРИЦ АДАМАРА

### ON VISUAL ASSESSMENT OF THE RESULTS OF HADAMARD MATRICES SEARCH

**Куртяник Даниил Владимирович**

старший преподаватель,  
Санкт-Петербургский государственный университет  
аэрокосмического приборостроения  
dvk88@yandex.ru

**Сергеев Александр Михайлович**

старший преподаватель,  
Санкт-Петербургский государственный университет  
аэрокосмического приборостроения  
mbse@mail.ru

**Самиков Алексей Вячеславович**

Магистрант,  
Санкт-Петербургский государственный университет  
аэрокосмического приборостроения  
samikovZ6440M@yandex.ru

**Семенов Александр Александрович**

Магистрант,  
Санкт-Петербургский государственный университет  
аэрокосмического приборостроения  
semenovZ6440M@yandex.ru

**Аннотация.** Рассматриваются вопросы анализа результатов поиска ортогональных матриц, связанные с их представлением в аналитической, графической и табличной формах. Выделяется визуальное представление матриц в виде их «портретов» как наиболее эффективное сегодня для анализа и классификации. Ставится задача программного анализа матриц высоких порядков как альтернатива визуального анализа.

**Ключевые слова:** матрицы Адамара, матрицы Мерсенна, ортогональные матрицы, квазиортогональные матрицы, симметричные матрицы, портреты матриц.

**Kurtianik Daniil Vladimirovich**

Senior lecturer,  
Saint-Petersburg State University  
of Aerospace Instrumentation  
dvk88@yandex.ru

**Sergeev Alexander Mikhailovich**

Senior lecturer,  
Saint-Petersburg State University  
of Aerospace Instrumentation  
mbse@mail.ru

**Samikov Aleksei Viacheslavovich**

Masters student,  
Saint-Petersburg State University  
of Aerospace Instrumentation  
samikovZ6440M@yandex.ru

**Semenov Alexander Alexanderovich**

Masters student,  
Saint-Petersburg State University  
of Aerospace Instrumentation  
semenovZ6440M@yandex.ru

**Annotation.** The questions of analysis of search results of orthogonal matrices connected with their representation in analytical, graphic and tabular forms are considered. Visual representation of matrices in the form of their "portraits" as the most effective today for the analysis and classification is selected. The task of the program analysis of high orders matrices as an alternative of the visual analysis is set.

**Keywords:** Hadamard matrices, Mersenne matrices, orthogonal matrices, quasi-orthogonal matrices, symmetric matrices, matrices portraits.

## Введение

В практике решения задач, связанных с обработкой, кодированием и передачей информации, широкое распространение получили методы, использующие ортогональные преобразования [1–7].

Преимущество таких преобразований заключается в том, что они симметричны. Прямое преобразование выполняется с матрицей  $A$ , а обратное – с матрицей  $A^T$ , поскольку  $A^T A = I$ , где  $I = \text{diag}\{1, 1, 1, \dots, 1\}$ .

Известно, что количество ортогональных матриц, если не вводить ограничений на количество значений их коэффициентов и порядки, бесконечно. Введение ряда ограничений и условий приводит к различным классификациям, например, такой, какая представлена в работе [8].

Однако, на практике наиболее известными ортогональными матрицами являются матрицы Адамара  $H_n$  [9] с двумя целочисленными элементами 1 и  $-1$  порядков  $n = 4t$ , где  $t$  – натуральное число, для которых справедливо равенство  $H_n^T H_n = nI$ . Два значения элементов 1 и  $-1$  обеспечивают простоту выполнения матричного умножения, сводя его к операциям сложения и вычитания (без округлений).

В свою очередь, наиболее востребованными среди матриц Адамара являются матрицы симметричных структур, что обеспечивает экономичное их хранение в памяти и эффективное выполнение операций с ними [5].

Получить симметричные матрицы малых порядков можно известными методами Пэли, Сильвестра и Вильямсона [10–12], в том числе в виде конструкции Пропуск [13].

Однако при поиске ортогональных матриц высоких порядков используются переборные методы, методы случайной генерации ортогональных последовательностей с последующей фильтрацией на предмет пригодности для построения ортогональной матрицы [14, 15], либо итерационная оптимизационная процедура [16, 17]. Получаемые с их помощью матрицы проверяются на ортогональность и, если они ортогональны, анализируются их структуры на соответствие классификационным признакам.

Оценка полученной ортогональной матрицы как результата поиска на принадлежность ее к симметричным, антисимметричным, блочно-симметричным, симметричным и антисимметричным циклическим или другим регулярным структурам может производиться как вручную (по визуальному представлению), так и программно.

В настоящей работе анализируются особенности визуального представления и анализа структур ортогональных матриц.

### Способы представления ортогональных матриц Адамара

Для представления (описания) матриц Адамара существует ряд способов, наиболее распространенными из которых являются, во-первых, табличный (естественный), в котором матрица состоит из «1» и «-1» или «+» и «-», соответствующих значениям элементов 1 и -1. Пример таких представлений матрицы порядка 8 приведен на рисунке 1.

$$\begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & 1 & 1 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & 1 & -1 & -1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 & 1 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} + & + & + & + & + & + & + & + \\ + & - & + & - & + & - & + & - \\ + & + & - & - & + & + & - & - \\ + & - & - & + & + & - & - & + \\ + & + & + & + & - & - & - & - \\ + & - & + & - & - & + & - & + \\ + & + & - & - & - & - & + & + \\ + & - & - & + & - & + & + & - \end{pmatrix}$$

Рисунок 1 – Табличное представление матрицы Адамара

Во-вторых, дизайн матрицы Адамара может быть описан с использованием триады чисел в виде сбалансированного неполного блочного дизайна (a balanced incomplete block design) BIBD( $v; k; \lambda$ ) или комплементарного дизайна SBIBD( $v; k; \lambda$ ) [18]. В общем случае орнамент квадратной матрицы с двумя значениями элементов вполне описывается тремя инвариантами  $\{n, k, \lambda\}$ , где  $n$  – порядок матрицы, характеризующий размер узора,  $k$  – количество одинаковых элементов каждой строки матрицы,  $\lambda$  – количество одинаковых элементов, имеющих одну и ту же позицию в каждой паре строк матрицы. Однако такое описание может соответствовать нескольким различным структурам матрицы порядка  $n$ . Для примера в работе [19] рассмотрены две матрицы Мерсенна [8] порядка 15 с одинаковыми инвариантами  $\{15, 7, 3\}$ . Каждая из них имеет по 7 одинаковых клеток в каждой строке и по 3 – в каждой паре строк.

Приведенные способы могут использоваться не только для описания вычисленных матриц Адамара, но и для получения матриц более высокого порядка путем замещения внедиагональных клеток кососимметрических матриц порядка Сильвестра  $2t$  [20]. Однако наиболее приемлемо такое описание для циклических и бициклических матриц и не распространяется на матрицы с общей симметрией или полученных перебором или случайной генерацией.

В-третьих, *портретами* матриц в виде совокупности клеток двух цветов (чаще, черного и белого), соответствующих двум значениям элементов матриц. Одним из

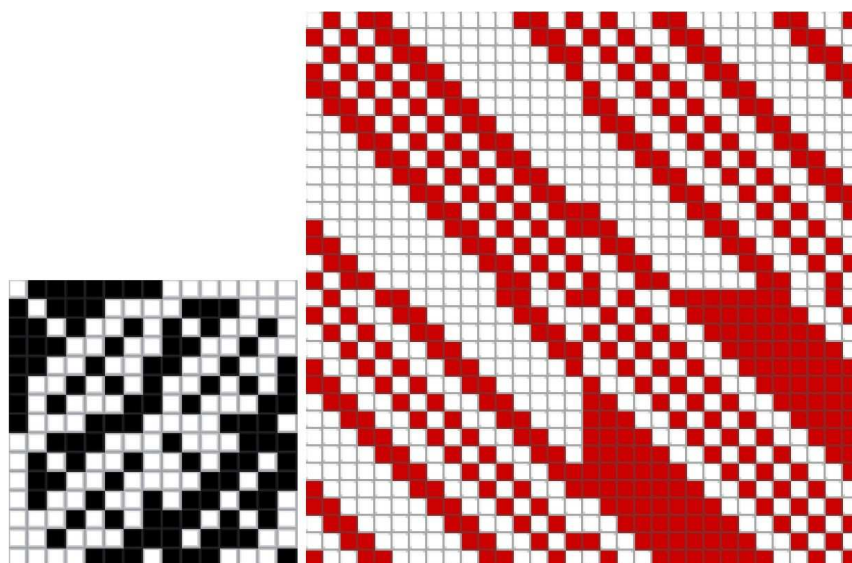
первых «портретов» блочно-симметричных матриц можно считать представленное на рисунке 2 изображение уникальной (на тот момент времени) матрицы порядка 92 в руках вычисливших ее Голомба (Golomb), Баумерта (Baumert) и Холла (Hall). Не смотря на то, что портрет, с целью выделения блочной структуры матрицы, цветной, каждый модуль – двухцветный.



**Рисунок 2** – Один из первых «портретов» матрицы с выделенными одинаковым цветом симметричными блоками [19]

Позже идею представления матриц их портретами для удобства анализа структур, их классификации и учета высказала профессор Дж. Себерри [21]. С ее участием с 2012 г. на сайте mathscinet.ru [20] формируются портретные библиотеки матриц Адамара и других ортогональных и экстремальных матриц.

Пример представления симметричных матриц Адамара порядка 16, полученной методом Пэли [10], и матрицы вдвое большего порядка в виде двухцветных портретов приведен на рисунке 3. На рисунке 4 приведены портреты матриц с одинаковым дизайном {15, 7, 3}, но различные по структуре [19].



**Рисунок 3** – Портреты симметричных матриц  $N_{16}$  и  $N_{32}$  [20]

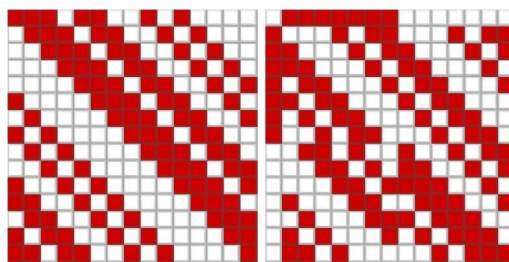


Рисунок 4 – Две матрицы Мерсенна с дизайном {15, 7, 3} [19]

Визуализация – лучший ли способ анализа результатов генерации ортогональных матриц?

Вопросам визуализации в математике, в том числе визуализации матриц, посвящено огромное количество работ и отражающих их результаты современных публикаций – материалов конференций, статей, книг [22–26].

Для оценки применимости визуализации к результатам поиска ортогональных матриц следует ответить на несколько важных вопросов.

1. Для чего нужен анализ вычисленных (найденных) матриц Адамара?

Он необходим для определения конструкции матрицы, отнесения ее к одному из видов, предсказания существования последовательностей матриц [27], поиска уникальных матриц по прецедентным матрицам [28]. Важны результаты анализа и для задания начальных условий в оптимизационных процедурах поиска матриц и при поиске матриц с привлечением динамических генераторов [15]. Особую значимость визуальный анализ приобретает при случайном поиске ортогональных матриц Адамара.

2. Для каких порядков оправдано портретное представление матриц для визуального анализа?

Очевидно, что представление матриц их портретами для визуального анализа оправдано лишь для небольших порядков  $n$ . С ростом порядков матриц Адамара (более порядка 400) портретное представление становится трудно анализируемым, ввиду значительного уменьшения размеров клеток портрета.

В качестве примера на рисунке 5 приведен портрет матрицы Адамара порядка 428 с практически не различимыми клетками.

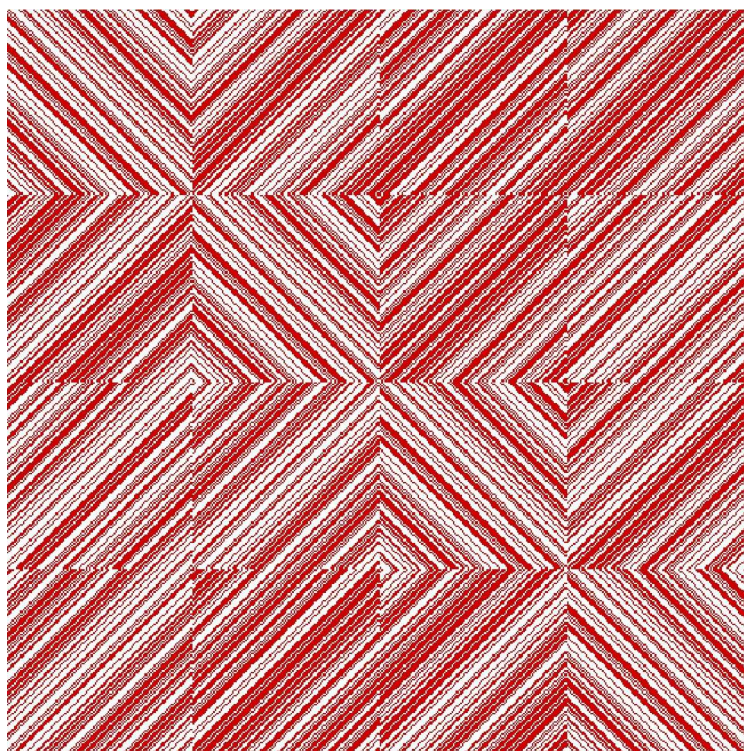


Рисунок 5 – Портрет матрицы Адамара порядка 428 [20]

3. Насколько результативен визуальный анализ?

Зрительный аппарат человека – один из важнейших каналов получения информации об объектах окружающей среды. Из всех органов чувств человека зрительный аппарат является лучшим аналитическим, ассоциативным каналом, обеспечивающим логический анализ, быстрое распознавание, выделение и идентификацию конструкций, особенно симметрий. В качестве примера на рисунке 6 приведена матрица Ферма с двумя значениями элементов со сложной симметрией, которая определяется при визуальном анализе, – здесь и симметрия, и антисимметрия, и блочная симметрия.

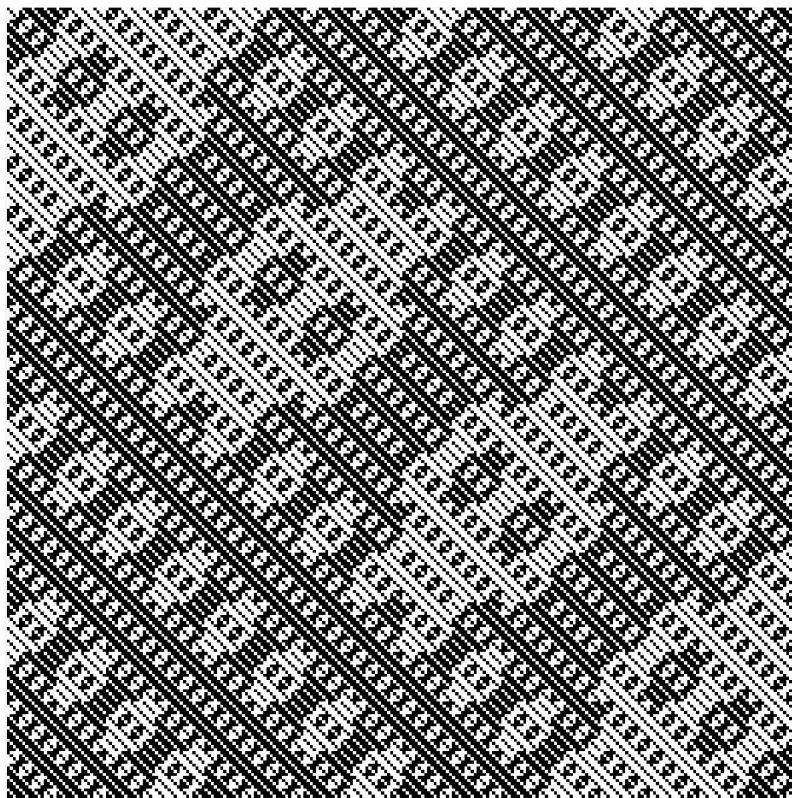


Рисунок 6 – Матрица Адамара-Ферма порядка 257 [29]

Однако, как показывает анализ материалов последних исследований в области поиска матриц [30], анализ портретов орнаментальных матриц  $H^T H$  является наиболее эффективной формой проверки ортогональности. А при поиске бициклических матриц, являющихся результатом вычисления двух циклических матриц  $A$  и  $B$  – индикатором получения заведомо симметричной матрицы. Таким образом, переход к анализу портрета орнаментальной матрицы еще один способ визуального распознавания ортогональности и симметрий.

4. Будет ли результативен анализ портретов ортогональных матриц с тремя и более значениями элементов?

Поскольку классов ортогональных матриц гораздо больше, чем матриц Адамара, при введении ограничений на количество значений элементов матриц (основное ограничение при вычислении квазиортогональных матриц Мерсенна, Эйлера, Ферма и др.) требуется большее число цветовых элементов на портретах этих матриц. В этом случае визуально оценить наличие симметрий становится значительно сложнее.

Ответы на сформулированные выше вопросы показывают, что визуальный анализ на современном этапе развития поисковых алгоритмов, позволяющих находить матрицы Адамара и другие ортогональные (квазиортогональные) матрицы, является весьма эффективным. Однако с ростом верхней границы порядков  $n$  находимых матриц Адамара компьютерная оценка станет более предпочтительной, поскольку с ростом порядка значительно возрастает количество матриц каждого порядка и уменьшается различимость клеток портрета.

## Заключение

Распространению портретного представления матриц способствовала визуализация результата поиска М. Холла с коллегами. Именно матричные портреты в значительной степени способствовали развитию работ по поиску матриц Адамара с различными симметриями, завершившихся формированием библиотек найденных матриц различных порядков первой сотни с различными симметриями.

Матричные портреты находимых матриц Адамара возрастающих порядков часто уже не позволяет анализировать их структуры визуально и требуют новых подходов, ориентированных на программную реализацию.

Способность программного распознавания наличия симметрий, в том числе сложных, не вызывает сомнений, однако универсальный алгоритм такого распознавания на сегодня, во-первых, отсутствует, а, во-вторых, есть необходимость программного выделения и анализа симметрий блочных (многоблочных) структур. В-третьих, при разработке программного обеспечения следует ориентироваться на анализ симметрий в матрицах с тремя и более значениями элементов.

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ при проведении научно-исследовательской работы в рамках проектной части государственного задания в сфере научной деятельности по заданию № 2.2200.2017/4.6

## Литература:

1. Horadam K.J. Hadamard matrices and their applications. – Princeton, NJ : Princeton University Press, 2007. – 278 p.
2. Haralambos E. Applications of Hadamard matrices // Journal of Telecommunications and Information Technology. – 2003. – P. 3–10.
3. Seberry J. et al. On some applications of Hadamard matrices // Metrika. – 2005. – № 62 (2–3). – P. 221–239.
4. Balonin N., Sergeev M. Expansion of the Orthogonal Basis in Video Compression // Frontiers in Artificial Intelligence and Applications. – 2014. – Vol. 262. – P. 468–474. – DOI: 10.3233/978-1-61499-405-3-468
5. Сергеев А.М., Блаунштейн Н.Ш. Ортогональные матрицы симметричных структур для задач обработки изображений // Информационно-управляющие системы. – 2017. – № 6 (91). – С. 2–8.
6. Vostrikov A.A., Sergeev M.B. Expansion of the Quasy-Orthogonal Basis to Mask Images // Smart Innovation, Systems and Technologies. – 2015. – Vol. 40. – P. 161–168.
7. Balonin N.A., Sergeev M.B. Construction of Transformation Basis for Video and Image Masking Procedures // Frontiers in Artificial Intelligence and Applications. – 2014. – Vol. 262. – P. 462–467.
8. Сергеев А.М. Обобщенные матрицы Мерсенна и гипотеза Балонина // Автоматика и вычислительная техника. – 2014. – № 4. – С. 35–43.
9. Hadamard J. Résolution d'une Question Relative aux Déterminants // Bulletin des Sciences Mathématiques. – 1893. – Vol. 17. – P. 240–246.
10. Paley R. E. A. C. On Orthogonal Matrices // Journal of Mathematics and Physics. – 1933. – Vol. 12. – P. 311–320.
11. Sylvester J.J. Thoughts on Inverse Orthogonal Matrices, Simultaneous Sign Successions, and Tessellated Pavements in Two or More Colours, with Applications to Newton's Rule, Ornamental Tile-Work, and the Theory of Numbers // Philosophical Magazine. – 1867. – Vol. 34. – P. 461–475.
12. Williamson J. Hadamard's Determinant Theorem and the Sum of Four Squares // Duke Math. J. – 1944. – № 11. – P. 65–81.
13. Балонин Н.А., Сергеев М.Б. Матрицы Пропус 92 и 116 // Информационно-управляющие системы. – 2016. – № 2. – С. 101–103. – DOI: 10.15217/issn1684-8853.2016.2.101
14. Балонин Ю.Н., Ключовкин В.Р., Сергеев А.М. Численный алгоритм эффективного поиска бициклических матриц на основе таблицы перекрестных ссылок / Научная сессия ГУАП : сб. докл. в 3 частях. – СПб. : ГУАП. СПб., 2017. – Ч. II: Технические науки. – С. 179–184.
15. Балонин Н.А., Сергеев М.Б., Суздаль В.С. Динамические генераторы квазиортогональных матриц семейства Адамара // Труды СПИИРАН. – 2017. – Вып. 5 (54). – С. 224–243.
16. Балонин Ю.Н., Сергеев М.Б. Алгоритм и программа поиска и исследования М-матриц // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2013. – № 3. – С. 82–86.



17. Балонин Ю.Н. Программный комплекс MMatrix-2 и найденные им M-матрицы // Вестник компьютерных и информационных технологий. – 2013. – № 10 (112). – С. 58–64.
18. Seberry J. and Yamada M. Hadamard matrices, Sequences, and Block Designs, An Existence Theorem for Hadamard Designs, Lemma 4.8, Cases 1, 2. – P. 461.
19. Балонин Н.А., Сергеев М.Б. Расширение гипотезы Райзера на двуциклические структуры и разрешимость матриц Адамара орнаментом в виде бицикла с двойной каймой // Информационно-управляющие системы. – 2017. – № 1 (86). – С. 2–10. – DOI: 10.15217/issn1684-8853.2017.1.2
20. Матрицы Адамара. Матрица Адамара 428. / MATH NOTEBOOK. – URL : <http://www.mathscinet.ru> (дата обращения: 02.12.18).
21. Jenny Seberry suggests we create a gallery of maths pictures / MATH NOTEBOOK. – URL : [http://mathscinet.ru/catalogue/files/Judy-AnneOsborne\\_JennysIdea\\_VisHadamard.pdf](http://mathscinet.ru/catalogue/files/Judy-AnneOsborne_JennysIdea_VisHadamard.pdf) (дата обращения : 02.12.18).
22. Mathematical foundations of scientific visualization, computer graphics, and massive data exploration / Edit. Möller T., Hamann B., Russell R. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. – P. 350. – DOI: 10.1007/978-3-540-49926-8
23. Wu H.-M., Tzeng S., Chen C. Matrix Visualization. In: Handbook of Data Visualization. Springer Handbooks Comp. Statistics. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2008. – P. 681–708. – DOI: 10.1007/978-3-540-33037-0\_26
24. Interactive visualization of connections between cells in a matrix / Stack Overflow-Where Developers Learn, Share, & Build Careers. – URL : <https://stackoverflow.com/questions/10418236/interactive-visualization-of-connections-between-cells-in-a-matrix> (дата обращения : 02.12.18).
25. Introduction to Matrix Visualization / Naseem's IdeaLog – My blog on technology and the world at large as well as code in detail. – URL : <https://mdnaseemashraf.wordpress.com/2015/07/06/introduction-to-matrix-visualization/> (дата обращения : 02.12.18)
26. Judy-Anne Osborn. Visualizing Maximal Determinant Matrices / EViMS: Workshop on the Effective Use of Visualization in the Mathematical Sciences 23–25 November, 2012. – URL : <https://carma.newcastle.edu.au/meetings/evims/> (дата обращения : 02.12.18).
27. Сергеев А.М. О взаимосвязи одного вида квазиортогональных матриц, построенных на порядках последовательностей  $4k$  и  $4k-1$  // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2017. – № 7. – С. 12–17.
28. Balonin N.A., Vostrikov A.A., Sergeev M.B. Two-Circulant Golden Ratio Matrices // Информационно-управляющие системы. – 2014. – № 5. – С. 5–11.
29. Балонин Н.А., Сергеев М.Б., Мироновский Л.А. Вычисление матриц Адамара-Ферма // Информационно-управляющие системы. – 2012. – № 6. – С. 90–93.
30. Топорков М.А. Изучение орнаментальной матрицы  $N = H^T H$  в задачах максимума детерминанта // Семидесятая международная студенческая научная конференция ГУАП : сб. докл. в 4 частях. – СПб. : ГУАП. СПб., 2017. – С. 207–211.

## References:

1. Horadam K.J. Hadamard matrices and their applications. – Princeton, NJ : Princeton University Press, 2007. – 278 p.
2. Haralambos E. Applications of Hadamard matrices // Journal of Telecommunications and Information Technology. – 2003. – P. 3–10.
3. Seberry J. et al. On some applications of Hadamard matrices // Metrika. – 2005. – № 62 (2–3). – P. 221–239.
4. Balonin N., Sergeev M. Expansion of the Orthogonal Basis in Video Compression // Frontiers in Artificial Intelligence and Applications. – 2014. – Vol. 262. – P. 468–474. – DOI: 10.3233/978-1-61499-405-3-468
5. Sergeyev A.M., Blaunstein N.Sh. Orthogonal matrixes of symmetric structures for problems of processing of images // Management information systems. – 2017. – № 6 (91). – P. 2–8.
6. Vostrikov A.A., Sergeev M.B. Expansion of the Quasy-Orthogonal Basis to Mask Images // Smart Innovation, Systems and Technologies. – 2015. – Vol. 40. – P. 161–168.
7. Balonin N.A., Sergeev M.B. Construction of Transformation Basis for Video and Image Masking Procedures // Frontiers in Artificial Intelligence and Applications. – 2014. – Vol. 262. – P. 462–467.
8. Sergeyev A.M. The generalized Mersenn's matrixes and Balonin's hypothesis // Automatic equipment and computer facilities. – 2014. – № 4. – P. 35–43.
9. Hadamard J. Résolution d'une Question Relative aux Déterminants // Bulletin des Sciences Mathématiques. – 1893. – Vol. 17. – P. 240–246.
10. Paley R. E. A. C. On Orthogonal Matrices // Journal of Mathematics and Physics. – 1933. – Vol. 12. – P. 311–320.

11. Sylvester J.J. Thoughts on Inverse Orthogonal Matrices, Simultaneous Sign Successions, and Tessellated Pavements in Two or More Colours, with Applications to Newton's Rule, Ornamental Tile-Work, and the Theory of Numbers // *Philosophical Magazine*. – 1867. – Vol. 34. – P. 461–475.
12. Williamson J. Hadamard's Determinant Theorem and the Sum of Four Squares // *Duke Math. J.* – 1944. – № 11. – P. 65–81.
13. Balonin N. And, Sergeyev M.B. Matrixes Propus 92 and 116 // *Management information systems*. – 2016. – № 2. – P. 101–103. – DOI: 10.15217/issn1684-8853.2016.2.101
14. Balonin Yu.N., Klyukovkin V.R., Sergeyev A.M. A numerical algorithm of effective search of bicyclic matrixes on the basis of the table of cross references / the Scientific session of GUAP : cool. report in 3 parts. – SPb. : GUAP. SPb., 2017. – Part II: Technical science. – P. 179–184.
15. Balonin N.A., Sergeyev M.B., Suzdal V.S. Dynamic generators of quasiorthogonal matrixes of family of Hadamard // *Works SPIIRAN*. – 2017. – Issue 5 (54). – P. 224–243.
16. Balonin Yu.N., Sergeyev M.B. Algorithm and program of search and research of M-matrixes // *Scientific and technical messenger of information technologies, mechanics and optics*. – 2013. – № 3. – P. 82–86.
17. Balonin Yu.N. The program MMatrix-2 complex and M-matrixes found it // *the Messenger of computer and information technologies*. – 2013. – № 10 (112). – P. 58–64.
18. Seberry J. and Yamada M. Hadamard matrices, Sequences, and Block Designs, An Existence Theorem for Hadamard Designs, Lemma 4.8, Cases 1, 2. – P. 461.
19. Balonin N.A., Sergeyev M.B. Expansion of a hypothesis Rayzera on two-cyclic structures and resolvability of matrixes of Hadamard an ornament in the form of the bicycle with a double border // *Infor-matsionno-upravlyayushchiye of a system*. – 2017. – № 1 (86). – С. 2–10. – DOI: 10.15217/issn1684-8853.2017.1.2
20. Hadamard's matrixes. Hadamard's matrix 428. / *MATH NOTEBOOK*. – URL : <http://www.mathscinet.ru> (date of the address: 02.12.18).
21. Jenny Seberry suggests we create a gallery of maths pictures / *MATH NOTEBOOK*. – URL : [http://mathscinet.ru/catalogue/files/Judy-AnneOsborne\\_JennysIdea\\_VisHadamard.pdf](http://mathscinet.ru/catalogue/files/Judy-AnneOsborne_JennysIdea_VisHadamard.pdf) (дата обращения : 02.12.18).
22. Mathematical foundations of scientific visualization, computer graphics, and massive data exploration / Edit. Möller T., Hamann B., Russell R. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. – P. 350. – DOI: 10.1007/978-3-540-49926-8
23. Wu H.-M., Tzeng S., Chen C. Matrix Visualization. In: *Handbook of Data Visualization*. Springer Handbooks Comp. Statistics. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2008. – P. 681–708. – DOI: 10.1007/978-3-540-33037-0\_26
24. Interactive visualization of connections between cells in a matrix / *Stack Overflow-Where Developers Learn, Share, & Build Careers*. – URL : <https://stackoverflow.com/questions/10418236/interactive-visualization-of-connections-between-cells-in-a-matrix> (дата обращения : 02.12.18).
25. Introduction to Matrix Visualization / *Naseem's IdeaLog – My blog on technology and the world at large as well as code in detail*. – URL : <https://mdnaseemashraf.wordpress.com/2015/07/06/introduction-to-matrix-visualization/> (дата обращения : 02.12.18)
26. Judy-Anne Osborn. Visualizing Maximal Determinant Matrices / *EVIMS: Workshop on the Effective Use of Visualization in the Mathematical Sciences 23–25 November, 2012*. – URL : <https://carma.newcastle.edu.au/meetings/evims/> (дата обращения : 02.12.18).
27. Sergeyev A.M. About interrelation of one type of the quasiorthogonal matrixes constructed on orders of the sequences  $4k$  and  $4k-1$  // *News SPbGETU of «LETI»*. – 2017. – № 7. – P. 12–17.
28. Balonin N.A., Vostrikov A.A., Sergeev M.B. Two-Circulant Golden Ratio Matrices // *Ying-formational managing directors of a system*. – 2014. – № 5. – P. 5–11.
29. Balonin N.A., Sergeyev M.B., Mironovsky L.A. Calculation of matrixes of Hadamard-Fermat // *Management information systems*. – 2012. – № 6. – P. 90–93.
30. Toporkov M.A. Studying of an ornamental matrix of  $N = H^T H$  in problems of a maximum of a determinant // *the Seventieth GUAP international student's scientific conference : cool. report in 4 parts*. – SPb. : GUAP. SPb., 2017. – P. 207–211.

УДК 622.276.72

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА КЛЮЧЕВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### PREVENTION AND LIQUIDATION OF SALT DEPOSITS DURING OIL PRODUCTION ON THE KLYUCHEVOYE FIELD

**Омельченко Надежда Николаевна**  
укрупненный нефтяной промысел № 3,  
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»  
omelchenko.nn@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**  
доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Иолчуев Алишер Муслимович**  
студент-магистрант,  
институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
alifootball@mail.ru

**Аннотация.** Статья посвящена повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на Ключевом месторождении ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Проводится анализ осложняющих факторов (образование солеотложений) и рассмотрены методы борьбы с ними. Предложено решение проблемы солеобразования на поверхностях нефтедобывающего оборудования путем использования электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00». Расчет экономической эффективности показал положительный результат от применения УДЭ.

**Ключевые слова:** выбор рационального способа эксплуатации скважин; способы механизированной эксплуатации скважин; способ добычи с помощью УЭЦН; способ добычи с помощью ШГН; фонтанный способ добычи; осложнения при эксплуатации скважин; методы борьбы с солеотложениями.

**Omel'chenko Nadezhda Nikolaevna**  
integrated oil field № 3,  
LLC «Rosneft-Krasnodarneftegas»  
omelchenko.nn@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**  
Doctor of Technical Sciences,  
Professor of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Iolchuev Alisher Muslimovich**  
Masters' student,  
Institute of Oil, gas and energy  
Kuban state technological university  
alifootball@mail.ru

**Annotation.** The article is devoted to increasing the efficiency of operation of wells equipped with installation of electric centrifugal pumps on the Klyuchevoye field of LLC «RN-Krasnodarneftegas». The analysis of complicating factors (scaling formation) is carried out and the methods of combating them are considered. A solution to the problem of salt formation on the surfaces of oil production equipment was proposed by using an electric dosing unit «UDR 01.00». The calculation of economic efficiency has shown a positive result from the application of the electric dosing unit.

**Keywords:** choice of a rational way of operating wells; methods of mechanized operation of wells; oil recovery method with the help of installation of electric centrifugal pumps; oil recovery method with deep rod pumps; a fountain oil recovery method; complications during the operation of wells; methods of combating scaling.

## Введение

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, которые приводят к снижению производительности скважин и выходу из строя глубинных насосов, а, следовательно, к уменьшению добычи нефти.

На Ключевом месторождении ООО «РН-Краснодарнефтегаз» возникают следующие осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН: отложения парафинов и солей, высокое газосодержание на приеме, вынос механических примесей, коррозия внутрискважинного и поверхностного оборудования и др.

Основной деятельностью ООО «РН-Краснодарнефтегаз» является добыча нефти и газа. В 2010 году добыча ООО «РН-Краснодарнефтегаз» составила 0,95 млн

тонн (6,9 млн бар.) нефти и 2,71 млрд куб. м газа. Предприятие было образовано в 1943 году. В 1996 году вошло в состав ОАО «НК «Роснефть». Краснодарнефтегаз работает на юге России, на территории Краснодарского края, история которого как нефтедобывающего региона ведет свой отсчет с конца 19 века. В настоящее время ООО «РН-Краснодарнефтегаз» является крупнейшей нефтегазодобывающей компанией в регионе, а также вторым по величине после ООО «РН-Пурнефтегаз» производителем газа в структуре «Роснефти». По итогам 2010 года доля ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в суммарной добыче газа НК «Роснефть» (с учетом доли в добыче зависимых обществ) составила 22 %.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» осуществляет работы по разведке, разработке и добыче углеводородного сырья примерно на 50 лицензионных участках. Большинство месторождений компании значительно истощены, поэтому применение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов является ключевым фактором успешной работы. Преимуществом предприятия является близость к экспортным маршрутам, идущим через Черное море, что открывает нефти, добываемой ООО «РН-Краснодарнефтегаз», кратчайший доступ к международному рынку.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» осуществляет транспортировку добываемой нефти по промысловым трубопроводам в транспортную систему АК «Транснефть», через которую нефть может быть транспортирована до терминалов АК «Транснефть» на Черном море или до КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) и отправлена на экспорт. В качестве альтернативы нефть Краснодарнефтегаза может быть транспортирована до Туапсинского НПЗ для переработки.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» не является ведущим нефтедобывающим подразделением ПАО «НК «Роснефть» и добывает около 1 % нефти от объема общей добычи Компании (рис. 1).

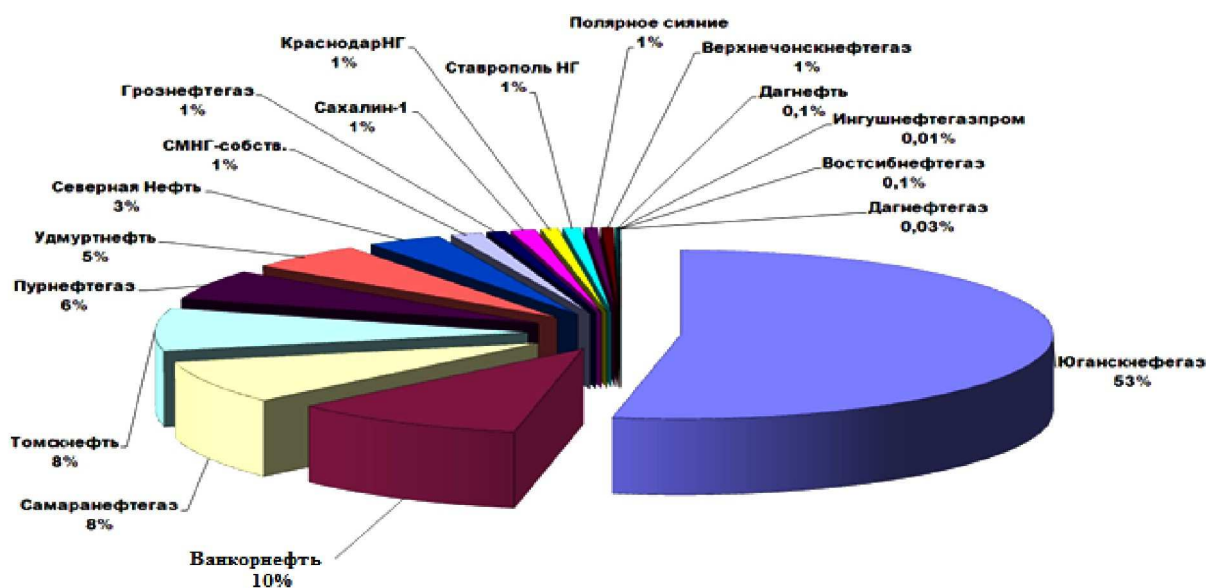


Рисунок 1 – Структура фонда добычи нефти ПАО «НК «Роснефть»

Роль ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в Компании невысока, но помимо основных объемов добычи ПАО «НК «Роснефть» наиболее весомое значение играют факторы, осложняющие добычу нефти. Решение основных проблем эксплуатации механизированного фонда должно оказать наиболее существенное влияние на основные индикаторы эффективности производственной деятельности – увеличение объемов добываемой нефти и снижение уровня удельных затрат на тонну добываемой нефти.

Наиболее перспективным стратегическим решением, которое позволит компании дать достойный ответ на вызовы, может быть только постоянный поиск решений и ускоренное технологическое развитие, максимально быстрое и комплексное внедрение передовых (прорывных) производственных практик и технологий. Компания ПАО «НК «Роснефть» ежегодно вкладывает финансовые средства в развитие передовых технологий и производственных практик, способных решать задачи такого формата.

## Выбор рационального способа эксплуатации скважин

Исходя из физико-химических свойств нефти и геолого-физических условий ее залегания, основными осложняющими факторами механизированного способа добычи являются высокий газовый фактор и неоднородность его распределения по залежи, высокое давление насыщения, высокая вероятность солеобразования.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям месторождения и условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

## Преимущества и недостатки различных способов механизированной эксплуатации скважин

Несмотря на всю очевидность выбора ЭЦН в качестве предпочтительного способа механизированной добычи, в данном разделе при обосновании наиболее рационального способа подъема жидкости применительно к условиям Ключевого месторождения рассмотрен также ряд других механизированных способов эксплуатации скважин.

В таблице 1 приводится краткая сравнительная характеристика технических достоинств и недостатков различных способов механизированного подъема жидкости.

Исходя из информации, представленной в таблице 1, отсутствие на Ключевом месторождении (или вблизи него) источника свободного газа высокого давления в сочетании с ограниченными возможностями последующей утилизации газа делает малопривлекательным использование газлифтного способа эксплуатации из списка практически применимых на данном месторождении (для использования газлифтного способа эксплуатации необходима постройка компрессорной станции для закачки газа, а также наземных трубопроводов для подачи газа в скважины).

На рассматриваемом месторождении имеется возможность подобрать ряд скважин, режим работы которых позволяет использовать для механизированной добычи штанговые насосы (ШГНУ), а также установки электроцентробежных насосов.

Существенное техническое преимущество УЭЦН заключается в их способности откачивать большой объем скважинной продукции и отборе продукции из скважин с высоким газовым фактором.

Выполненный анализ приводит к выводу о том, что с учетом имеющихся технико-экономических ограничений на рассматриваемом месторождении практически применимыми являются следующие механизированные способы эксплуатации скважин (рис. 1):

- с применением электроцентробежных насосов (УЭЦН);
- с применением штанговых насосных установок (УШГН).

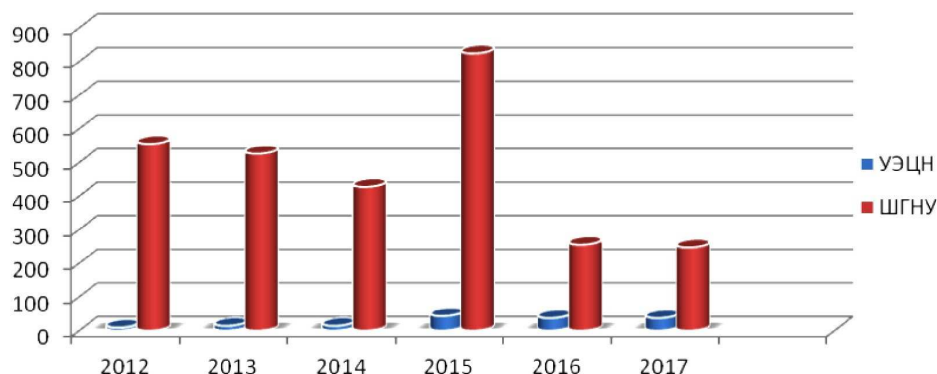


Рисунок 1 – Динамика фонда скважин по способам эксплуатации ООО «РН-Краснодарнефтегаз» ЦДНГ № 1

Таблица 1 – Краткая сравнительная характеристика технических достоинств и недостатков различных способов механизированного подъёма жидкости

Способ эксплуатации	Преимущества	Недостатки
1	2	3
ЭЦН	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) возможность подъёма чрезвычайно большого объёма жидкости, используя двигатели до 1000 кВт;</li> <li>2) доступность проведения телеметрии;</li> <li>3) использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах</li> <li>4) возможно проведение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;</li> <li>5) эргономичная установка на устье</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) не подходит для использования в неглубоких, малоподбитных скважинах;</li> <li>2) требуется полный комплекс спускоподъёмных работ при смене насоса;</li> <li>3) риск повреждения кабеля при установке на НКТ;</li> <li>4) износ кабеля при высоких температурах;</li> <li>5) нарушение работоспособности при наличии газа и мехпримесей;</li> <li>6) значительная интенсификация добычи возможна в скважинах с обсадными колоннами большего диаметра</li> </ol>
Газлифт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) устойчивость к мехпримесям;</li> <li>2) максимально широкий диапазон применимости при условии выбора надлежащего диаметра НКТ;</li> <li>3) возможность гибкого регулирования дебита / депрессии;</li> <li>4) несложное техобслуживание с применением канатной техники;</li> <li>5) использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах;</li> <li>6) применим в скважинах с высоким уровнем газового фактора;</li> <li>7) эргономичная установка на устье / использование удалённого источника энергии</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) перебой в работе при отсутствии подготовленного газа для лифта;</li> <li>2) не применим для высоковязких пластовых жидкостей или эмульсий;</li> <li>3) вероятность сжигания газа/гидратов при низких температурах;</li> <li>4) дорогостоящее наземное оборудование;</li> <li>5) относительно высокие энергозатраты на подъём жидкости, особенно при высокой обводнённости продукции;</li> <li>6) повышенные требования к конструкции скважины при использовании газа</li> </ol>
Штанговые насосы (ШГНУ)	Простота оборудования	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) ограничения на степень кривизны и отклонения ствола скважины от вертикали;</li> <li>2) повышенный износ штанг и эксплуатационных колонн в искривленных скважинах;</li> <li>3) ограниченная по дебитам область применения;</li> <li>4) практически невозможен спуск приборов и инструментов ниже насоса;</li> <li>5) негативное влияние газа на приёме насоса</li> </ol>
Винтовые насосы (ЭВН)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) наибольшие преимущества при откачке высоковязких нефтей;</li> <li>2) относительно малая чувствительность к газу;</li> <li>3) выпускаются и применяются в России</li> </ol>	Ограничения по содержанию механических примесей в продукции
Диафрагменные насосы (ЭДН)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) наибольшие преимущества при высоком содержании механических примесей в продукции;</li> <li>2) выпускаются и применяются в России</li> </ol>	Ограничения по производительности
Гидравлические насосы, в том числе гидродоршневые насосы (ГПНУ), в том числе струйные насосы (СНУ)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) простота замены насоса без ПРС;</li> <li>2) применимость в наклонно-направленных скважинах;</li> <li>3) отсутствие ограничений по глубине установки;</li> <li>4) возможность изменения свойств продукции;</li> <li>5) возможность подачи ингибиторов и дезэмульгаторов в поток нефти на глубине установки насоса;</li> <li>6) высокий напор;</li> <li>7) гибкое регулирование подачи;</li> <li>8) малая чувствительность к содержанию газа и мехпримесей</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) незначительное распространение в России;</li> <li>2) высокая стоимость оборудования;</li> <li>3) чувствительность к содержанию газа;</li> <li>4) ограниченный напорный диапазон насоса;</li> <li>5) повышенный расход энергии;</li> <li>6) относительно узкий диапазон регулирования дебита / депрессии</li> </ol>

### Устьевое оборудование скважин

Фонтанная арматура является надежным средством оснащения технологических процессов на нефтегазопромыслах в умеренных и холодных климатических условиях и предназначены для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной продукции. Арматуры оснащаются надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными запорно-регулирующими и отсечными устройствами.

Фонтанные арматуры изготавливают по ГОСТ 13846-84 по восьми схемам для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- рабочему давлению (7, 14, 21, 35, 70, 105 МПа);
- схеме исполнения (восемь схем);
- числу спускаемых в скважину рядов труб (один, два концентрических ряда труб);
- конструкции запорных устройств;
- размерам проходного сечения по стволу скважины (50–150 мм) и боковым отводам (50–100 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами (рис. 2–5).

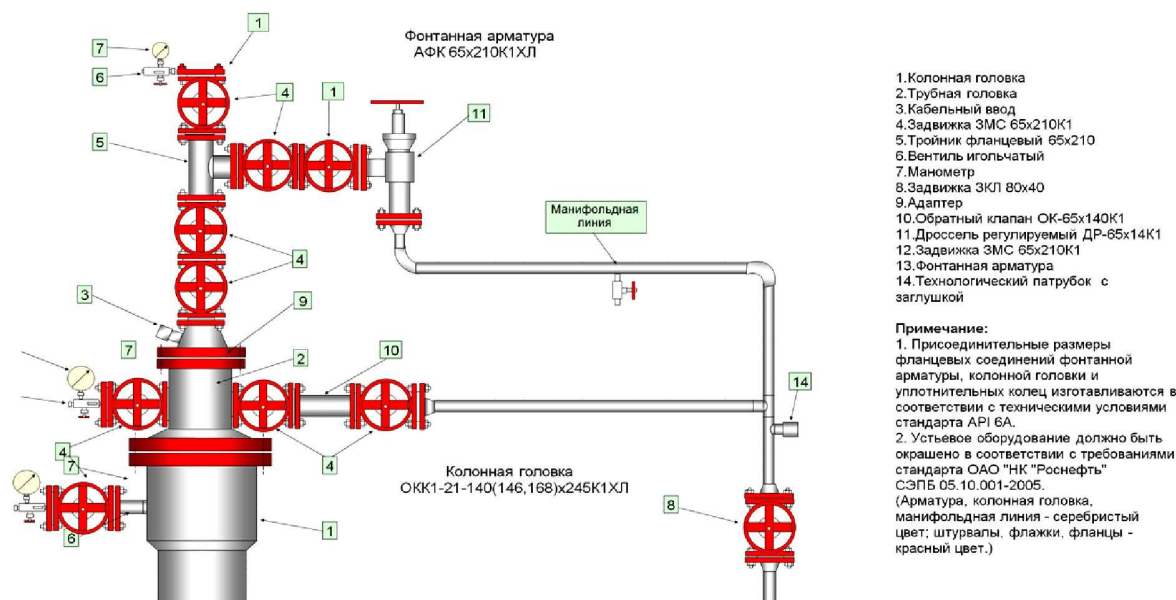


Рисунок 2 – Типовая схема оборудования устья скважин при способе добычи с помощью УЭЦН на месторождениях: Абино-Украинское, Дыш, Ключевое, Нефтегорское

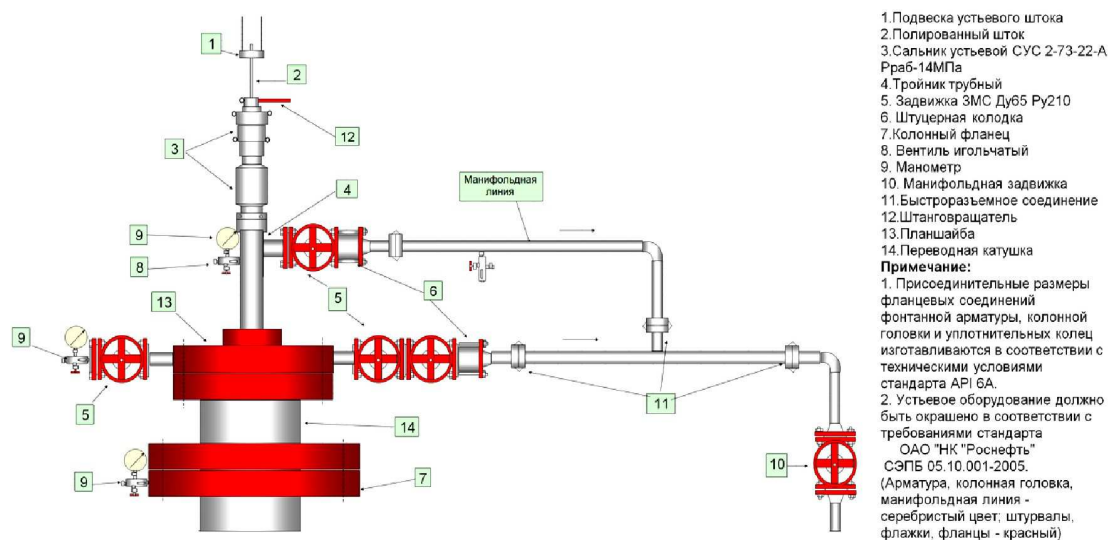


Рисунок 3 – Типовая схема оборудования устья скважин, оборудованных ШГН на месторождениях: Дыш, Ключевое, Абузы, Узун, Апчас, Асфальтовая Гора, Восковая Гора, Кабардинское, Камышовая

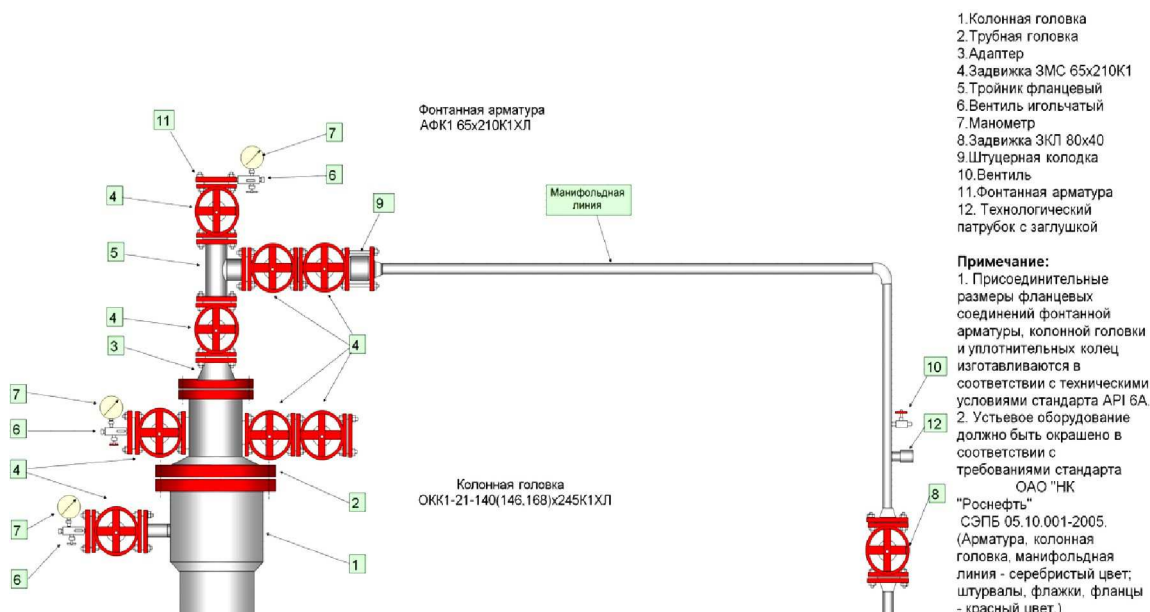


Рисунок 4 – Типовая схема оборудования устья скважин при фонтанном способе добычи на месторождениях: Анастасиевско-Троитском, Западно-Анастасиевском

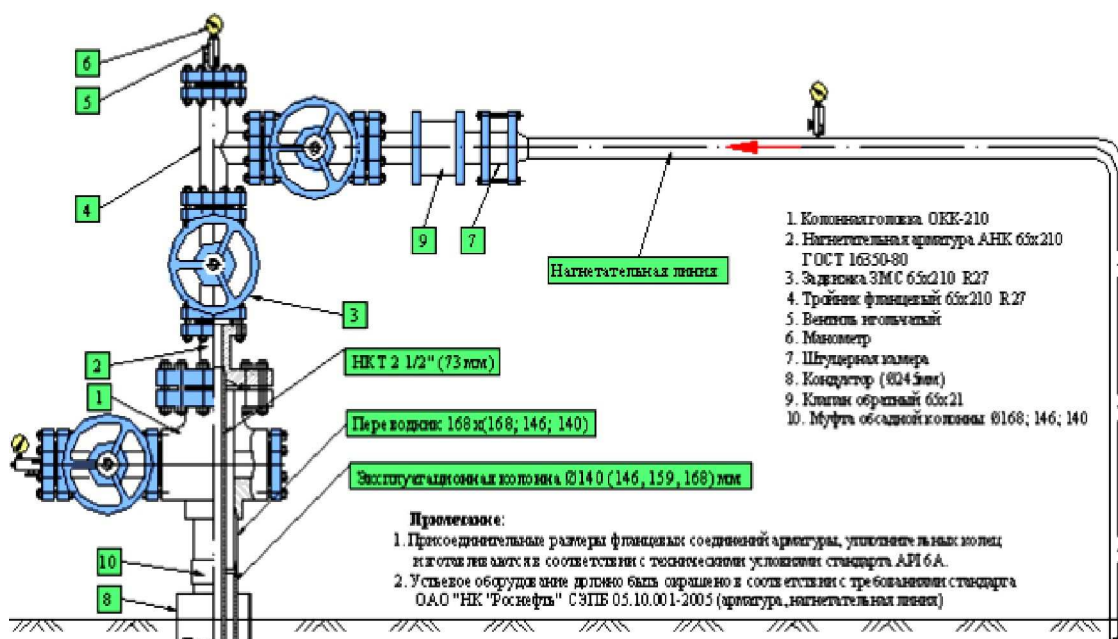


Рисунок 5 – Типовая схема оборудования нагнетательных скважин на месторождениях: Дыш, Анастасиевско-Троитском, Западно-Анастасиевском, Ахтырско-Бутындырская группа месторождений Рнаги. допуск.  $\leq 210 \text{ кгс/см}^2$

Содержание вредных примесей для исполнений:

- ОКК1 – коррозионное ( $\text{CO}_2$  до 6 %);
- ОКК2 – коррозионное ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  до 6 %);
- Средний срок службы ОКК – 15 лет.

Для скважин с ШГН:

- арматура устьевая штанговая АУШ 50-21 или АШ-65-21-4Ф. Изготовители НПО «ТТДН» (г. Тюмень) и АК «Корвет» (г. Курган);
- НКТ диаметром 60 и 73 мм, группы прочности К и Д (ГОСТ 633-80) Синарского трубного завода или Первоуральского трубного завода;
- штанги насосные диаметром 19, 22, 25 мм (ГОСТ 13877-80) Очерского машзавода, штанги насосные стеклопластиковые (изготовитель тот же);



- штанговые насосы – диаметры 32–44 мм Ижевского машзавода, ОАО «ПКНМ» (г. Пермь) и «КубаньРИТЭК» (г. Краснодар);
- станки-качалки СКД12 и ПШГН-12 Ижевского и Пермского машиностроительных заводов;
- сальники устьевые СУ-73-32ХЛ-М АК «Корвет» (г. Курган);
- штанговращатели ШВР-08 АК «Корвет» (г. Курган).

Для скважин с УЭЦН:

- устьевая арматура АФК1Э-65-210 производства Воронежского мехзавода или Юго-Камского завода;
- станции управления ЭЛЕКТОН-07 или «Борец-04» с устройством для плавного запуска электродвигателя производства ОАО «Борец» (г. Москва).

Оборудование предназначено для обвязки верхних концов смежных колонн, выступающих над устьем скважины, с целью герметизации кольцевого пространства между. Скважинная среда – нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 25 мг/л, пластовой воды до 80 % по объему и температурой до плюс 120 °С.

### **Подготовка скважины и монтаж оборудования**

#### *Технология промывки забоя скважины*

По результатам определения текущего забоя скважины принимается решение о необходимости промывки забоя скважины. Промывка осуществляется с помощью НКТ диаметром 2" или 2,5", оснащенным на конце «пером». Запрещается промывка забоя через шаблон. Обязательным условием промывки является допуск лифта с использованием вертлюга. Объем промывочной жидкости должен составлять не менее 2 всего объема ствола скважины за вычетом объема спущенных в скважину НКТ. Промывка считается оконченной, если содержание мехпримесей в «обратной» жидкости не более 100 мг/л. При промывке по «замкнутому циклу» в технологическую линию обязательно монтируется желобная емкость и ступенчатый фильтр (грубой и тонкой очистки). Промывка осуществляется в НКТ с последующей перебивкой в затруб с полной заменой объема промывочной жидкости. Технологическая служба ТПДН осуществляет контроль за промывкой. Рабочая скорость промывки – не менее 12,2 л/с (3 скорость при диаметре втулок 120 мм и 4 скорость при диаметре втулок 100 мм для агрегата ЦА-320М для 130 мм внутреннего диаметра эксплуатационной колонны).

#### *Шаблонирование эксплуатационной колонны*

Спустить шаблон на 50 м ниже проектной глубины спуска погружной установки. Допускается совместить спуск шаблона и скребка («ерша») для очистки ствола скважины. Скорость спуска шаблона не должна превышать 0,25 м/с. После окончания ремонта скважины расшифровка ИВЭ-50 (по требованию) предоставляется с планом работ в ТПДН, электронная версия (по требованию) – в департамент добычи.

Примечания:

- а) при спуске УЭЦН в скважину с большим внутренним диаметром шаблонирование производится с шаблоном для спускаемого УЭЦН;
- б) длина шаблона приведена минимальная и максимальная в зависимости от количества секций;
- в) возможно применение ступенчатого шаблона: по диаметру и длине ПЭД, по длине и диаметру насоса, в этом случае длина  $L = 500$  мм;
- г) запрещается использование другой конструкции и типоразмера шаблона.

Если при спуске-подъеме шаблона будут наблюдаться затяжки или непрохождение шаблона, то ствол эксплуатационную колонну необходимо проработать по согласованию с ТПДН, если необходим спуск расчетного насоса. При шаблонировании ЭК меньшим типоразмером от расчетного осуществляется перерасчет на меньший типоразмер УЭЦН. Опасные участки отметить в акте на шаблонирование за подписью мастера Подрядчика и технолога ЦДНГ.

#### *Монтаж УЭЦН*

Монтаж УЭЦН производится согласно пункта на монтаж и демонтаж УЭЦН, при этом монтаж не производится в случае:

- скважина переливает, газирует;
- неблагоприятные климатические условия: идет дождь, снегопад, пыльная буря, сильные порывы ветра, температура воздуха – 37 °С и ниже;
- автотампирователь неисправен: привод разъединен, не запускается дистанционно в обе стороны, приводные ремни проскальзывают, кабелеукладчик неисправен (отсутствие направляющих штифтов и привода), кабель проходит через рамку кабелеукладчика с перегибом выше допустимого;
- ролик имеет диаметр менее 0,84 м;
- подъемный агрегат не отцентрован;
- нет соосности системы: барабан с кабелем – направляющий ролик – НКТ;
- отсутствует разрезная катушка (спайдер);
- недостаточное количество поясов для крепления кабеля (из расчета 2 пояса на одну НКТ), размер их не соответствует используемым НКТ;
- нет подставок под кабель, кабель волочится по земле;
- шаблон, использованный для проверки эксплуатационной колонны, не соответствует стандарту;
- недостаточное и неравномерное освещение (при норме 30 люкс) на устье скважины для обеспечения качества монтажа;
- неполное выполнение бригадой Подрядчика задания без разрешения Заказчика;
- не заполнен раздел «Подготовка скважины» в эксплуатационном паспорте УЭЦН;
- засорена приемная сетка демонтированного насоса, либо обратный клапан над ним песком, глиной, отложениями солей или иными примесями. Монтаж УЭЦН откладывается для проведения промывки или иной обработки скважины. Решение принимается представителями ТПДН и ЦБПО ЭПУ с согласованием ГРПО с соответствующей записью и в старом, и в новом эксплуатационном паспорте УЭЦН;
- повторное механическое повреждение кабеля. Монтаж откладывается для шаблонирования;
- эксплуатационный паспорт демонтируемой УЭЦН не заполнен и не подписан технологом ЦДНГ с заключением о причине подъема. Отсутствует эксплуатационный паспорт, либо на дубликате не указана причина дублирования и оформитель (Ф.И.О., должность, подпись и дата);
- нет контрольного замера сопротивления изоляции УЭЦН, выполняемого электромонтером ЦБПО ЭПУ перед подъемом установки. Отсутствует соответствующая запись на лицевой стороне эксплуатационного паспорта.

При монтаже особое внимание уделить на:

- опрессовку стыков системы «двигатель – кабельный ввод – компенсатор» давлением 5 атм. в течение 10 минут;
- измерение сопротивления изоляции кабеля:
  - между каждой жилой и броней;
  - между жилами кабеля;
- измерение сопротивления изоляции электродвигателя;
- вращение валов установки (электродвигателя, протектора, секции насоса).

#### Спуск УЭЦН

1. После монтажа УЭЦН и спуска маркированного патрубка и 1-ой НКТ установить пьедестал, служащий для защиты кабеля от механического повреждения.
2. После спуска 5 НКТ установить обратный клапан и через одну НКТ сбивной клапан (ввинчивание первых НКТ производить вручную, в случае отсутствия приспособления для стопорения подвеса НКТ, во избежание проворота подвески).
3. Крепить кабель стальными поясами к насосно-компрессорным трубам на расстоянии 30–35 см выше и ниже торцов муфты НКТ. В месте сростков крепить кабель до и после места сращивания на расстоянии 30–35 см от сростка. Исключить попадание сростка на муфту НКТ. Возможно крепление кабеля к НКТ протекторами стандартного (заводского) изготовления, при этом протектор устанавливается на муфте.

4. Скорость спуска установки не более 0,25 м/с, в интервалах набора кривизны более 2° на 10 м – не более 0,1 м/с (интервалы замедленной скорости спуска указаны в наряде заказа).

5. По мере спуска НКТ с установкой на проектную глубину производить замер сопротивления системы «кабель – двигатель» через каждые 300 м с помощью мегаомметра или ПКИ на 1000 В или по рекомендации заводов-производителей.

6. При снижении сопротивления изоляции до 5 МОм, согласно РЭ на УЭЦН, прекратить спуск, вызвать через диспетчерскую службу Подрядчика электромонтера УЭЦН для контрольного замера сопротивления изоляции системы «ПЭД – кабель».

7. При спуске УЭЦН замерять длину и количество НКТ с обязательной шаблонировкой (при повторном спуске шаблон согласно РД), очисткой и смазкой резьбы.

#### *Монтаж устьевого оборудования*

1. Проверить наличие маркировки на подвесном патрубке, патрубков без маркировки заменить. Повторное использование патрубка без дефектации и присвоения нового паспорта – запрещается.

2. Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схемы.

3. Запуск УЭЦН осуществляется согласно раздела «Запуск УЭЦН» настоящего Регламента.

4. Технологическая служба составляет схему компоновки подземного оборудования с указанием всех размеров:

- УЭЦН;
- внутреннего и наружного диаметра НКТ;
- шламоуловителя (если имеется);
- обратного клапана;
- сбивного клапана;
- если была осуществлена шаблонировка скважины, то динамограммы индикаторов веса (ИВЭ-50) прикладывают в эксплуатационный паспорт скважины.

5. После окончания работ производится сдача скважины и куста службе ЦДНГ с оформлением акта приема-передачи.

#### *Пуск и эксплуатация установки*

##### *Запуск УЭЦН*

Запуск и вывод на режим (ВНР) производится совместно с бригадой по добыче под руководством технологической службы ЦДНГ в составе:

- оператора ЦДНГ;
- электромонтера ЦБПО ЭПУ.

Правильность направления вращения вала установки определяется до спуска установки в скважину.

Перед запуском скважины с УЭЦН оператор ЦДНГ проверяет исправность наземного оборудования:

- на устьевой арматуре – обратный клапан и задвижки, патрубков для эхолотирования со свободным доступом к нему, пробтоотборный кран на выкидной линии и др.;
- работоспособность замерной установки – АГЗУ.

На момент запуска УЭЦН в эксплуатационном паспорте должны быть заполнены все разделы.

##### *Вывод на режим*

Оператор по добыче нефти выполняет все необходимые операции с устьевой арматурой, коллектором, АГЗУ, обеспечивает контроль за величиной подачи из скважины и передачу данных диспетчеру (технологу) ЦДНГ. Электромонтер ЦБПО обеспечивает нормальное функционирование, работоспособность и настройку защиты станции управления и ТМПН. Контроль изменения уровня жидкости в затрубном пространстве скважин производит оператор по исследованию или оператор ЦДНГ.

Ответственность за вывод на режим, своевременное отключение насосной установки при нештатных режимах, либо запуск при неготовности оборудования (неисправность АГЗУ, негерметичность задвижки, обратного клапана на затрубье и др.) не-

сет технологическая служба ЦДНГ. Решение о способе вывода на режим в зависимости от типоразмера установки и приточных характеристик пласта или остановке насоса для устранения выявленных неполадок принимает технолог ЦДНГ.

#### *Технология вывода скважины на режим*

1. Целью операции по выводу скважины с УЭЦН на режим является обеспечение работоспособности УЭЦН в начальный период ввода скважины в эксплуатацию после ремонта.

2. Основная задача состоит в недопущении перегрева ПЭД, удлинителя кабеля и обеспечении отключения УЭЦН при снижении динамического уровня до критического значения с учетом освоения скважины. С этой целью, в начальный период после запуска УЭЦН осуществляется регулярный контроль за величиной подачи из скважины и темпом снижения динамического уровня. Не допускается откачка динамического уровня ниже предельно допустимых значений, в зависимости от напора спущенной установки в скважину.

3. Методы определения основных параметров. Оценка величины потока охлаждающего ПЭД, равного притоку из пласта, определяется в процессе вывода на режим как разность между общим замером по АГЗУ и темпом откачки (объемным расходом) жидкости из затрубного пространства. Величина динамического уровня в скважине определяется с помощью эхолота.

#### *Процесс вывода скважин на режим*

1. Оператор и электрик проверяют готовность наземного оборудования. Замерить статический уровень и запустить установку.

2. Замерить подачу из скважины с помощью АГЗУ, сопоставить ее с номинальной производительностью спущенного насоса. В начальный период при полной скважине исправный насос способен развивать подачу, превышающую свой номинал.

3. Продолжить регулярный замер динамического уровня. Периодичность замеров зависит от типоразмера применяемого насоса. Для насосов с номинальной подачей по ЭЦН-125 время составляет 30 минут, для ЭЦН-160 и выше – 20 минут.

4. При выводе на режим УЭЦН определяется минимально допустимый дебит скважины, при котором температура ПЭД не превысит критического значения. Если в течение первого часа не будет получен достаточный приток из пласта для охлаждения двигателя, установку выводят на режим циклически. Время работы на каждом последующем цикле должно быть 2 часа, время охлаждения – 1 час. После окончания каждого цикла работы во время остановки УЭЦН для охлаждения ПЭД необходимо определить скорость восстановления уровня (КВУ) с подсчетом суточного притока из пласта. Расчет притока из пласта осуществляется перед самой остановкой установки. При притоке из пласта, достаточном для охлаждения ПЭД, дальнейший вывод на режим производить без остановки на охлаждение. При недостаточном притоке из пласта УЭЦН отключать на охлаждение при достижении предельно допустимого динамического уровня. Если скважина не вышла на режим, то допускается применение штуцера для обеспечения требуемого дебита.

5. После вывода на режим скважины в течение первых двух суток периодичность замера  $H_{дин}$  и  $Q_{ж}$  должна составлять не менее трех раз в сутки. Особо важное значение имеет замер  $Q_{ж}$ , так как это позволяет своевременно заметить снижение дебита, часто возникающее вскоре после запуска из-за засорения насоса, негерметичности обратного клапана, устьевого арматуры и других причин.

#### *Процесс эксплуатации УЭЦН*

ЦБПО ЭПУ не реже 1 раза в квартал производит профилактический осмотр наземного электрооборудования и площадки обслуживания под него, состояния заземления, проверяет показания приборов и параметры защиты ЗП, ЗСП в СУ. Все данные записываются в журнал выполнения заявок и передаются в технологическую службу ЦДНГ. ЦДНГ не реже 1 раза в неделю производит замер  $Q_{ж}$ ,  $H_{д}$ ,  $P_{б}$ ,  $P_{затр}$  и  $P_{л}$  и не реже 1 раза в месяц анализ проб на КВЧ. В случае изменения режима производить внеочередные повторные измерения вышеуказанных параметров. Если отказ УЭЦН произо-

шел по засорению механическими примесями, то отбор КВЧ производить с частотой 1 раз в 2 недели. Изменение дебита скважины может быть осуществлено путем увеличения или уменьшения частоты питающего тока через частотный преобразователь, если он имеется. В процессе эксплуатации запрещается стравливать затрубное давление за короткий промежуток времени (не более 3 атм. за 1 час) во избежание вздутия изоляции кабеля. Не реже 1 раза в год ЦБПО УЭЦН по графику, согласованному с ТПДН, производит ППР и наладку наземного электрооборудования УЭЦН в объеме «Регламента работ на ППР и наладку СУ, ТМПН». При отключении УЭЦН защитой ЗП, ПКИ СУ службы ЦДНГ не имеют право включать УЭЦН без выяснения причины совместно с ЦБПО ЭПУ. Ответственность за организацию и качество работ в процессе эксплуатации несет технологическая служба ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ.

*Техника безопасности и противопожарные мероприятия при оборудовании и работе электроцентробежного насоса*

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных и винтовых насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих предприятиях.

**Факторы, вызывающие осложнения при эксплуатации скважин**

Осложнения при эксплуатации скважин на Ключевом месторождении могут быть связаны со следующими причинами:

- высокий газовый фактор продукции скважин;
- сверхнормативная кривизна скважин;
- отложения АСПО в лифтовых колоннах и выкидных линиях, отложения солей;
- механические примеси;
- снижение продуктивности пласта;
- коррозионный износ подземного оборудования.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению перечисленных осложнений.

*Вредное влияние газа*

Для снижения вредного влияния газа используют следующие методы:

- увеличение заглубления насоса под динамический уровень, при этом уменьшается объем свободного газа, поступающего на прием насоса;
- защитные приспособления и применение оптимальных компоновок подземного оборудования (газосепараторы, хвостовики).

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи. Для борьбы с этим явлением следует применять газовые сепараторы. При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. В этом случае необходимо определять параметры притока скважин с учетом многофазности потока (по Вогелю, Фетковичу) по результатам ГДИС, так как использование линейных зависимостей (Дарси) приводит к завышению коэффициента продуктивности и неправильному подбору насоса.

В условиях Ключевого месторождения используют УЭЦН с телеметрическими системами контроля давления на приеме насоса и температуры потока, позволяющее повысить точность определения забойного давления и корректировать величину коэффициента продуктивности в процессе эксплуатации скважины. Подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводят на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа «WellFlo» (Edinburgh Petroleum Services), «SubPump» (IHS Energy-Schlumberger) – для УЭЦН, а также отечественных программ «Насос» (ООО «БашНИПИнефть»), «Автотехнолог» (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина).

### *Влияние кривизны наклонно-направленных скважин*

Кривизна скважин является очень важным показателем в надежности работы насосного оборудования (УЭЦН). В процессе бурения скважин из-за несоблюдения технологии искусственного набора кривизны и правки скважин в результате действия естественного искривления происходит сверхнормативное искривление ствола на единицу длины (более  $2^\circ$  на 10 м). При этом должна учитываться пространственная кривизна, т.е. суммарный угол зенитного и азимутального углов. Сверхнормативное искривление ствола скважины создает тяжелые условия для работы насосного оборудования, а порой и невозможность его применения.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около  $12'$  на 10 м, а при приближении к рубежу  $1^\circ$  на 10 м это влияние начинает преобладать над влиянием других параметров.

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спускоподъемных операций (СПО). При больших (более  $2^\circ$  на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность возникновения остаточных деформаций узлов установки, что отрицательно сказывается на МРП. На Ключевом месторождении в процессе бурения скважин при наборе зенитного угла интенсивность искривления ствола скважины не более  $2^\circ$  на 10 м.

### *Отложения АСПВ*

Невысокое содержание в продукции скважин Ключевого месторождения асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ), минимизирует возможность образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти АСПВ вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны. Поэтому процесс отложения АСПВ наблюдается в основном при длительных сроках эксплуатации скважин.

В настоящее время применяются все основные действующие методы защиты скважин от АСПВ, такие как:

- *Применение НКТ с защитными покрытиями или с покрытиями из композиционных материалов:* стекло, стекломали, эпоксидные смолы, полимерные покрытия. Все эти варианты предотвращают адсорбцию АСПО на поверхности труб. При их применении нужно учитывать предельно допустимые рабочие температуры для данного типа покрытий и влияние абразивного износа за счет твердой фазы (КВЧ). Кроме предотвращения образования АСПО, покрытия исключают коррозию,кратно продляя срок службы НКТ. С учетом высокой минерализации и агрессивности подтоварных вод этот тип защиты позволяет эксплуатировать скважины без замены НКТ на поздней стадии разработки месторождения.

- *Химические методы предупреждения и очистки* – наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения образования АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр отечественных и зарубежных реагентов. Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций осуществлялся на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Как правило, эффективность каждого типа реагента может значительно меняться для разных типов нефтей и условий добычи.

- *Тепловые методы.* Самыми распространенными способами в промысловой практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром от ППУ. Но для скважин, оборудованных УЭЦН, такой способ может повлечь нарушение полимерной изоляции питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна превышать  $70^\circ\text{C}$ . Соответственно с учетом тепловых потерь до требуемой температуры удается прогреть только 220–280 м НКТ. Однако температура насыщения нефти парафином может быть достигнута и на большей глубине, где удаление АСПО будет неполным.

- *Метод электротеплового воздействия* основан на использовании электрических греющих устройств, обеспечивающих расплавление АСПО и повышение температуры среды выше температуры образования АСПО или газогидратов. В частности, прибор ПСНЭ-1 спускается в скважину на силовом питающем кабеле КГ-1-180 сечением 6,2 мм и, проходя по стволу НКТ, полностью очищает трубы от АСПО, независимо от интервалов залегания отложений, что невозможно осуществить при горячей обработке нефти. Технология и прибор применимы к электронасосному способу добычи нефти.

#### *Механические примеси*

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500–3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Основным осложнением при эксплуатации скважин Ключевого месторождения являются механические примеси, вызванные слабой сцементированностью пород продуктивных интервалов скважин. Существует множество способов снижения негативного воздействия вызванного выносом механических примесей, основным принципом которых является отделение механических примесей на забое скважины от потока жидкости.

Наиболее распространенным способом снижения выноса механических примесей на поверхность является установка забойного щелевого фильтра, как на трубах НКТ, так и на пакере под насосом. К таким фильтрам можно отнести фильтры «меш-райт» производства компании «Schlumberger», которые характеризуются высокой фильтрующей способностью, при этом создается минимальный перепад давления.

Для правильного выбора размера пор фильтра проводят исследование по определению гранулометрического состава выносимых механических примесей.

К следующему способу минимизации воздействия от выноса механических примесей следует отнести контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации, что наиболее актуально для центробежных насосов при эксплуатации Ключевого объекта. При выводе скважины на режим и в процессе создания депрессии на пласт происходит наибольший вынос слабосцементированных частиц породы, либо частиц цемента из заколонного пространства после проведения перфорации. Высокий вынос механических примесей приводит к значительному износу рабочих органов насоса или их заклиниванию. Для плавного вывода скважин на режим по Ключевому месторождению используют частотные преобразователи, позволяющие плавно изменять производительность насоса во времени после получения результатов проб о достижении фонового значения концентрации механических примесей на режиме.

Для контроля за выносом механических примесей, по скважинам производят отбор проб с использованием специально врезанных пробоотборников, позволяющих производить отбор из центра потока.

#### *Отложение солей*

Проблема отложения неорганических солей на рабочих органах глубинно-насосного оборудования, как правило, фигурирует на втором месте в списке причин отказов погружных установок, уступая лишь засорению мехпримесями и иногда «необеспеченному притоку». Между тем, в значительном числе случаев мехпримеси на поверку оказываются либо агломератами солей, либо соледержащими частицами. Кроме того, солеотложение почти всегда сопровождается отказами ГНО на фонде с другими «приоритетными» осложняющими факторами. Именно солеотложение стало главным осложняющим фактором, на который отделы эксплуатации мехфонда обратили особое внимание после всеотраслевой кампании по интенсификации добычи путем понижения забойного давления в 2002–2003 гг. И, возможно, как раз по этой при-

чине большинство добывающих предприятий к настоящему моменту уже успели выявить для себя приоритетные методы борьбы и профилактики солеотложений и теперь лишь выбирают лучшее из лучшего, комбинируя несколько задач и оптимизируя экономику.

На рисунке 6 показано отложение солей на внутренних стенках НКТ.



**Рисунок 6** – Отложение солей на внутренних стенках НКТ

В этой статье мы еще раз вспомним о некоторых из наиболее успешных методов борьбы с солеотложением, которыми с нами поделились инженеры-производители, профессионалы эксплуатации механизированного фонда скважин. Причины, приводящие к солеотложению на элементах ГНО и прочем скважинном оборудовании многообразны, и на сегодняшний день эта область исследований далеко не исчерпана. И, тем не менее, больших разночтений в производственно значимом перечне основных причин на сегодня нет. Согласно одной из классификаций, к первой группе относится высокая обводненность продукции скважины, а также причины, связанные с параметрами добываемой (пластовой) жидкости как таковой – наличие в ней растворенных и нерастворенных природных минералов. Сюда же относятся особенности геологического строения разрабатываемых пластов. Вторая группа причин сопряжена с изменением термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, что приводит к выпадению осадка. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, – к выпадению солей в осадок. В третьем случае к формированию солеобразующих соединений и агрессивной среды приводит смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава. И, наконец, четвертая группа причин связана с особенностями и недостатками конструктивного исполнения ГНО, а также с повреждением оборудования, в том числе по причине коррозии.

### **Известные методы борьбы с солеотложениями, применяемые в отечественной практике**

Если первая (геологическая) группа причин достается цеху добычи вместе со скважиной, то вторая («термобарическая») группа большей частью имеет техногенное происхождение.

История авторов приведенной выше классификации (ТПП «Когалымнефтегаз») в этом отношении вполне типична. На определенном этапе на фонде скважин стали интенсивно проводиться мероприятия по сохранению запланированных темпов отбора и спуск оборудования большего типоразмера на большие глубины, что, в свою очередь, привело к снижению забойных давлений до уровня давления насыщения. В данный период стали наблюдаться отложения солей на малообводненных скважинах, но с низким динамическим уровнем.

Фактически теми же словами свою ситуацию может описать, наверное, каждый российский ЦДНГ. Следует добавить здесь же, что проблема не характерна для скважин с высокими дебитами, в которых соли просто вымываются большим потоком жидкости.

Между тем, низкая обводненность продукции на солеотлагающем фонде ТПП «Когалымнефтегаз» (чему в иных отношениях можно было бы только позавидовать) в данном случае осложнила задачу борьбы с солеотложением.

Использование ингибиторов в таких скважинах показало их низкую эффективность, т.к. все ингибиторы являются водорастворимыми. Поэтому с целью предотвращения отказов в 2007 году в ТПП «Когалымнефтегаз» был внедрен регламент по про-



мывке ГНО растворами кислот от отложения неорганических солей. Эффективность проводимых работ по промывке достигает 78 %. Одновременно усилились работы по поддержанию пластового давления с целью компенсации увеличившихся отборов. И благодаря этому падение динамических уровней удалось приостановить.

Отметим, что кислотные промывки ГНО как способ борьбы с солеотложением в некоторых случаях не лишены своих рисков: при недостаточном контроле за процессом можно получить рост отказов по коррозии ГНО.

Так или иначе, после внедрения данного регламента и остановки падения динамических уровней рост отказов по солеотложению в ТПП «Когалымнефтегаз» удалось предотвратить, и в течение трех лет их количество держится на одном уровне, составляя 20–21 % от общего количества отказов, не отработавших гарантийный срок УЭЦН.

Вполне очевидно, что приостановка роста числа отказов по солеотложениям – это первый, преимущественно организационный шаг. В настоящее время ТПП «Когалымнефтегаз» продолжает работу по поиску эффективных реагентов, способных предотвращать солеобразование при высоких температурах и низких давлениях. Проводятся лабораторные испытания реагентов, производимых фирмами «Миррико», «Оптима», «Опытный завод «Нефтехим». На пяти скважинах проводятся испытания инкапсулированного ингибитора солеотложений Captron75.

#### *Подача ингибитора в пласт*

Солеотлагающий фонд ООО «РН-Пурнефтегаз» рос в последние несколько лет параллельно с ростом общего действующего фонда скважин предприятия.

В 2008 году в рамках проекта «Система новых технологий» по ОПИ было проведено 20 скважино-операций по задавке ингибитора в пласт (так называемая «технология Squeeze»). В 2009 году уже можно было констатировать очень хорошие результаты. Львиная доля солеотлагающего фонда на Южном Харампуре была защищена задавкой ингибитора в ПЗП. Средняя наработка УЭЦН на отказ по скважинам фонда выросла после внедрения технологии с 48 до 203 сут.

Анализ выноса ингибиторов по тем скважинам, на которых проводились задавки в пласт, показал отклонение фактического выноса от прогнозного в пределах 9–10 %. При этом используемые ингибиторы сохраняют свою эффективность даже при снижении концентрации до значений меньше 10 мг/л. Скважина все равно остается защищенной.

По примеру «РН-Юганскнефтегаз» предприятие также предполагает освоить технологию мини-задавки (Mini-Squeeze) ингибиторов в пласт.

Результаты исследований, проведенных институтом «РН-УфаНИПИнефть», также подтверждают эффективность технологии для месторождений ООО «Юганскнефтегаз» и ООО «Пурнефтегаз». Везде наработки превышают предыдущие, и прогноз по солеотлагающим фондам этих предприятий весьма оптимистичен. Нарботка УЭЦН на отказ в ООО «Юганскнефтегаз» увеличилась примерно в 4 раза, в ООО «Пурнефтегаз» – более чем в 5 раз. Собственными силами ООО «РН-Юганскнефтегаз» проведены успешные задавки ингибиторов ОЭДФ и «Акватек».

Кроме того, к октябрю 2009 года в ООО «РН-Юганскнефтегаз» было проведено 664 скважино-операции по технологии мини-задавки. Успешность применения ОЭДФ при этом составляет 92 %. Все скважины выведены на режим, и срок эксплуатации скважин после задавки превышает планировавшийся.

Между тем, по мнению специалистов «РН-УфаНИПИнефть», ввиду того, что при проведении операций по задавке в пласт осуществляется введение значительных объемов растворов, существует риск повреждения пласта. Особенно это относится к случаям задавки водных растворов ингибитора. Еще один фактор риска – возможная несовместимость ряда ингибиторов с жидкостями глушения на основе солей кальция.

В этой связи использование данной технологии обязательно должно предваряться проведением блока исследований: подтверждение совместимости жидкостей, определение адсорбционно-десорбционных свойств и т.д.

Специалисты ООО «РН-Юганскнефтегаз» определили критерии выбора различных ингибиторов солеотложения при закачке в ПЗП в зависимости от плотности раствора глушения и содержания ионов кальция в попутно добываемой воде (таблица 2).

**Таблица 2 – Критерии выбора различных ингибиторов солеотложения при закачке в ПЗП в зависимости от плотности раствора глушения и содержания ионов кальция в попутно добываемой воде**

	Плотность раствора глушения, г/см <sup>3</sup>	Содержание ионов кальция в попутно-добываемой воде, мг/л	Среднее время защиты скважины ингибитором, суток	Применение ингибитора солеотложений (закачка в ПЗП)	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
Задача в ПЗП скважины при ТРС	Для растворов глушения до 1,18 включительно	100-300	до 180	Акватек 511М	НПО «Акватек»	29 430,16
		300-600	до 180	Ипроден С1 + ВР-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	59 700,00
		более 600	до 365	Петролайт SCW 82697 + взаим. раст-ль WAW 85202	Baker Hughes	63 630,00
	Для растворов глушения от 1,19 и выше	при любом содержании	до 30	ОЭДФ	Китай	103 724,91
		более 100	до 180	Ипроден-С2 + ВР-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	113 285,48
				Dodiscale V 2870 К	Clariant	72 099,23
Акватек 510	НПО «Акватек»	52 540,00				
Постоянное дозирование ИС в скважину	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
	УДЗ	до 200 м <sup>3</sup> /сут.	Постоянно	Акватек 511М	ООО «НПО Акватек»	29 430,00
	Погружная трубка + УДЗ	свыше 200 м <sup>3</sup> /сут.	Постоянно	Фокс 03	НПЦ «Интехпромсервис»	29 430,00
Погружной скважинный контейнер	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./тн
	ПСК	Отсутствие УДЗ	в среднем 180		ООО «ГРИТ»	133 304

Так, если в скважине в попутно добываемой воде содержание ионов кальция по шестикомпонентному анализу достигает 100–300 мг/л, то защиту следует проводить ингибитором «Акватек» в силу его невысокой стоимости. Если содержание ионов кальция выше 300–600 мг/л, то здесь использование «Акватака», по данным ООО «РН-Юганскнефтегаз», увеличивает наработку, но в любом случае отказы по солеотложению происходят. В этих случаях на предприятии рекомендуется применять новый, более эффективный, но и более дорогой ингибитор «Ипроден-С1» Экспериментального завода «Нефтехим». При содержании ионов кальция более 600 мг/л на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» наиболее эффективен еще более дорогой ингибитор солеотложения производства «Baker Hughes Petrolite».

При любой концентрации кальция, если использовался тяжелый раствор глушения, рекомендуется закачка кальций-устойчивого ингибитора ОЭДФ. Однако если содержание ионов кальция выше, чем 100 мг/л, необходимо проводить закачку других ингибиторов. В этой связи в ООО «РН-Юганскнефтегаз» испытываются ингибиторы «Ипроден-С2», Dodiscale (производства Clariant) и кальций-устойчивый ингибитор производства «Акватек».

В качестве отдельного направления профилактики солеотложений на фонде ООО «РН-Юганскнефтегаз» оценивается эффективность применения ингибиторов солеотложения при ГРП.

#### *Метод периодического дозирования*

Впечатляющих результатов при помощи еще одного метода подачи ингибитора, так называемого «периодического дозирования», удалось добиться специалистам ОАО «Самотлорнефтегаз». Несмотря на кризис, именно химизация остается тем направлением в жизнедеятельности предприятия, которое не подверглось урезанию, поскольку, как показывают расчеты, затраты на химическую защиту значительно меньше средств, которые были бы потеряны, если не защищать нефтепромысловое оборудование. Более того, компания увеличивает потребление ингибиторов (рис. 7).



Рисунок 7 – Динамика затрат на защиту от солеотложений в АО «Самотлорнефтегаз»

В настоящее время в АО «Самотлорнефтегаз» применяются ингибиторы «Фокс» и Dodiscale, пришедшие на смену реагентам «Акватек», Descum и ПАФ как более выгодные по соотношению цены и эффективности на солеотлагающем фонде предприятия. В рамках ОПИ применяются инкапсулированные ингибиторы Captron и Giptron.

Основным способом ингибиторной защиты в АО «Самотлорнефтегаз» остается периодическое дозирование в различных вариациях. До 2008 года по этой методике использовали 5 %-ный раствор ингибитора «Фокс» – 11 г на тонну с периодичностью 15–30 сут. Затраты составляли от 30 до 61 тыс. руб. в год на одну скважину, включая и технологию, и стоимость ингибитора. Эффективность работ составляла около 95 %.

В 2008 году проводились испытания технологии с использованием 20 %-ных растворов при жестком соблюдении периодичности в 15 дней, с разной концентрацией – 20 и 15 г на тонну ингибиторов «Фокс» и Dodiscale. Эффективность по ингибитору «Фокс» достигла 95,8 %, Dodiscale – 90 %.

Данная технология использовалась на всем солепродуцирующем фонде одного из нефтепромыслов АО «Самотлорнефтегаз». Нефтепромысел географически расположен на куполе Самотлорского месторождения с большой газовой шапкой. В этой (и не только в этой) связи разработка данной части месторождения была всегда проблемной. Помимо собственно газа, сказывались все предыдущие закачки химпродуктов для повышения нефтеотдачи за прошедшие годы. Отсюда и значительно выраженное солеотложение.

Ингибиторы также испытывались в товарной форме с периодичностью 7 сут. на скважинах, эксплуатируемых с производительностью 400 м<sup>3</sup>/сут. и выше. В результате в 2008 году произошел всего один отказ на 43 скважинах.

В первые трое суток вынос ингибитора весьма велик, после чего интенсивность выноса снижается, достигая к седьмым суткам, примерно 4 г на тонну.

В том же 2008 году в АО «Самотлорнефтегаз» начались испытания инкапсулированного ингибитора Captron с помещением его на забой скважин. При этом закачка производилась как при ПРС, так и при остановке ЭЦН во время эксплуатации.

В данном случае компания несла дополнительные затраты, связанные с увеличением продолжительности ПРС и с остановкой скважин. Остановка скважины доходила до суток в зависимости от глубины спуска, динамического уровня и т.д. На конец 2009 года уже 72 скважины защищались инкапсулированным ингибитором, и ни одного отказа по солеотложениям с мая 2008 года на этом фонде зафиксировано не было.

Между тем, как отмечают в ООО «РН-УфаНИПИнефть», основной недостаток метода периодического дозирования состоит в повышенном и нестабильном расходе ингибитора, и эффективность в значительной степени зависит от величины зумпфа и от дебита скважины. Также к недостаткам относится возможность коррозии эксплуатационной колонны (рис. 8).

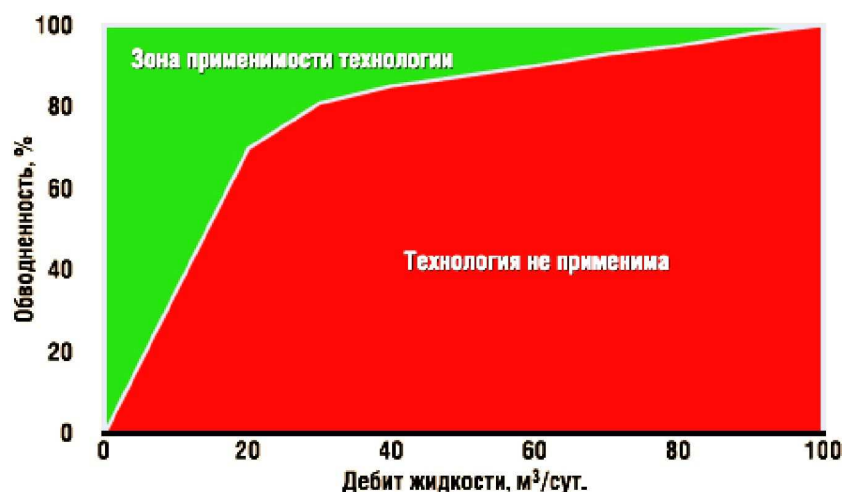


Рисунок 8 – Карта применимости технологии периодического дозирования

По наблюдениям ООО «РН-УфаНИПИнефть», эффективность спуска шашек и капсул на забой также сильно зависит от величины зумпфа. Если зумпф очень маленький, то вынос ингибитора из общей массы шашек или капсул будет происходить очень быстро. А если зумпф слишком велик, то зона турбулентности и вымывания ингибитора не будет в достаточной степени обеспечена. Кроме того, увеличивается время ПРС, потому что капсулы или шашки можно поместить на забой только во время ПРС. Если же спускать через открытое устье, то нужно соблюдать время флотации шашек и капсул (рис. 9).

#### *Погружные скважинные контейнеры*

С середины 2008 года в качестве способа борьбы против отложения солей на УЭЦН на фонде ОАО «Томскнефть ВНК» сервисная компания «АЛНАС-Н» применяла подачу ингибиторов с помощью скважинных контейнеров (ПСК). В данном случае ПСК изготавливался из НКТ диаметром 89 мм секциями по 2 м, соединенными между собой муфтами, и заглушен сверху. Контейнер подвешивается к ПЭД на шарнирном элементе.

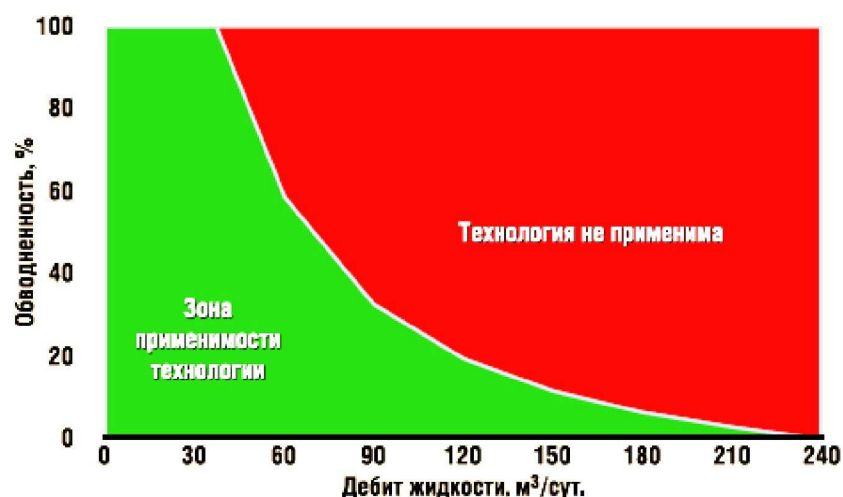


Рисунок 9 – Карта применимости технологии подачи ингибитора на забой скважины

ПСК заряжали твердым ингибитором на битумной основе, который в последующем вымывался через перфорированные отверстия в секциях.

Срок действия ингибитора зависит от типоразмера УЭЦН. Например, по наблюдениям специалистов «АЛНАС-Н» для УЭЦН-80 срок полезного действия составляет 180 сут. С увеличением типоразмера срок действия пропорционально уменьшается и наоборот. Также данная технология применима только на скважинах, температура пласта которых не превышает 80 °С, т.к. при более высоких температурах ингибитор быстро растворяется. Поставщиком ПСК в данном случае выступала компания «Грит».

По итогам оценки результатов эксплуатации фонда с ПСК было принято решение, чтобы все низкодебитные УЭЦН комплектовать ПСК для защиты насосов от образования солей в период вывода на режим. Благодаря этому 6 скважин фонда «Томскнефть ВНК» вывели из категории ЧРФ, а по остальным скважинам с ПСК увеличили наработку в среднем на 155 сут., после чего скважины продолжали работать.

Среди недостатков метода ингибирования при помощи ПСК специалисты ООО «РН-УфаНИПИнефть» отмечают необходимость размещения дополнительного веса под ПЭД, что особенно нежелательно на высокодебитном фонде (рис. 10).

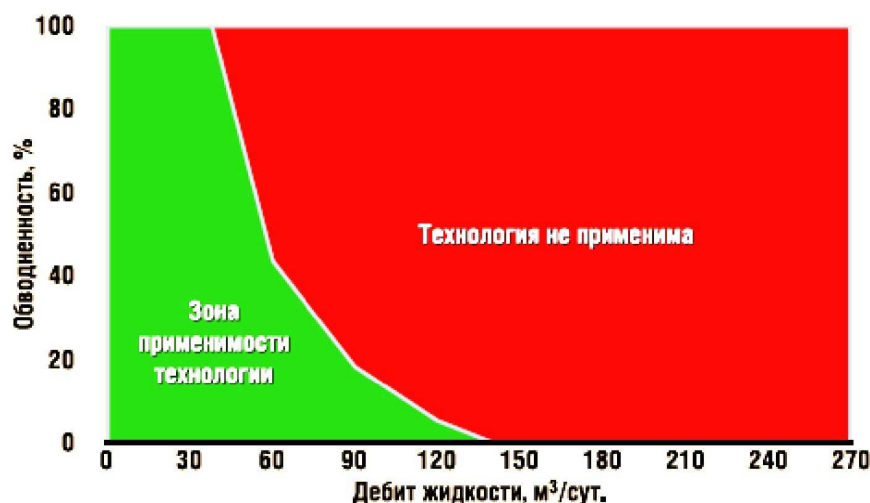


Рисунок 10 – Карта применимости технологии погружных скважинных контейнеров с ингибирующей композицией

Как правило, на месторождениях «Роснефти» допустимый вес ограничивается 250–300 кг. На высокодебитных скважинах вымыв ингибитора происходит очень быстро. И еще один серьезный минус – ПСК не обеспечивает «ударной дозировки» при ВНР. В особенности если эта скважина заглушена тяжелыми растворами глушения.

На рисунке 11 приведена сопоставительная диаграмма мирового и отечественного опыта применения методов предотвращения отложения солей.

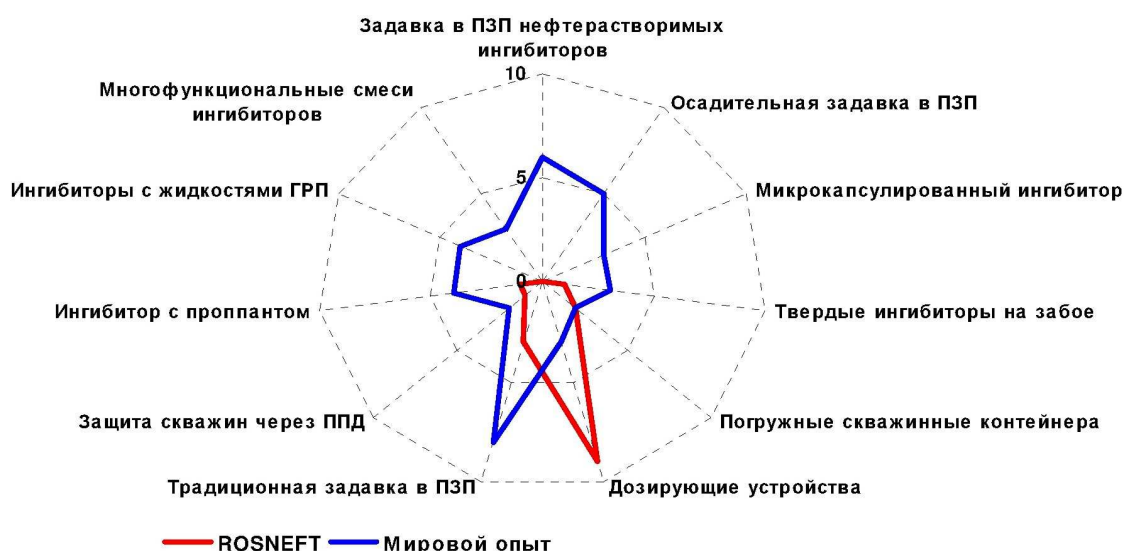


Рисунок 11 – Мировой и отечественный опыт применения методов предотвращения отложения солей

### Методы борьбы с солеотложениями, применяемые на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

Мировой опыт ориентирован на эффективное предотвращение отложений солей за счет комплексного подхода к ингибированию. В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» основной упор по борьбе с солеотложением делается на применение УДЭ.

Факторы, интенсифицирующие процесс отложения кальцита:

- 1) увеличение концентрации ионов кальция в попутно добываемой и закачиваемой в пласт воде (по причине глушения скважин хлоридом кальция);
- 2) смешение в пласте несовместимых типов вод – гидрокарбонатно-натриевой и хлоркальциевой сеноманской воды;
- 3) снижение забойного давления (при интенсификации);
- 4) рост обводненности продукции скважин;
- 5) высокая температура ЭЦН;
- 6) высокий газовый фактор

На рисунке 12 показаны результаты солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов.



Рисунок 12 – Пример результата солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов

Основная причина образования сульфатных осадков (сульфатов кальция, бария и стронция) – смешение несовместимых вод:

Уравнение реакции	Растворимость в воде, г/л
$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow CaSO_4 \downarrow$	2,09
$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4 \downarrow$	0,0023
$Sr^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow SrSO_4 \downarrow$	0,144

На месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» для защиты от солеотложений применяются электроприводные устьевые дозаторы (УДЭ).

В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на солеотлагающем фонде, оборудованном УДЭ, с 2007 года использовались ингибиторы «DESCUM 3111-2Н». В 2019 году планируется ОПИ сухих (гранулированных) ингибиторов солеотложений.

После внедрения УДЭ средние наработки УЭЦН выросли с 80 до 254 сут. Внедрение УДЭ на фонде скважин предприятия продолжается. Оптимальным для условий эксплуатации своего солеотлагающего фонда использование УДЭ (УДР) считают в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Тем более, в случае АО «Газпромнефть-ННГ» поставщиком УДРов стала та же сервисная организация, которая обслуживает фонд дозаторов, что исключает простои дозаторов по тем или иным причинам и, соответственно, остановки скважин. В результате внедрения УДР на фонде компании было достигнуто существенное увеличение наработок по солеотлагающему фонду.

Кроме того, специалисты ООО «РН-Краснодарнефтегаз» проанализировали, как долго на скважине не появляются соли после установки УДР. Как показали результаты исследования, бессолевого период доходит до 1,5 тыс. сут. То есть с момента установки УДР в 2007 году при постоянной защите повторных отказов не наблюдалось.

Вместе с тем в процессе решения поставленной задачи возникали вопросы качества ингибиторов, поскольку был печальный опыт с коррозионным разрушением как колонн НКТ, так и эксплуатационных колонн и подвесных патрубков. В настоящее время данная проблема решена применением ингибиторов солеотложения с низкой коррозионной агрессивностью. С этой целью в 2008 году специалисты ООО «РН-Краснодарнефтегаз» провели аудит заводов-изготовителей химреагентов, а в 2009 году в компании было организовано ОПИ 12 видов ингибиторов солеотложения.

В результате удалось определить эффективность защитных свойств реагентов. Большое внимание уделялось собственно антикоррозионной эффективности реагентов, но также оценивались и другие параметры, в том числе температура застывания и эффективность при определенных дозировках.

По результатам тестирования были выбраны реагенты, которые в наибольшей степени подходят для условий ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Процент защиты не менее 80.

Базовым реагентом утвержден «DESCUM», альтернативные реагенты – «Инсан» и «Оптим» – были направлены на ОПИ.

По состоянию на октябрь 2009 года фонд скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз», осложненный солеотложением, составлял почти 50 % скважин действующего фонда УЭЦН. Защищенность фонда УДРами – 30 %, что уже практически позволяет индивидуально подходить к каждой скважине.

Если говорить о минусах технологии постоянного дозирования ингибиторов солеотложения через УДЭ, то, по мнению ООО «РН-УфаНИПИнефть», главный из них состоит в том, что эта технология не может использоваться на скважинах с очень большими дебитами (рис. 13). При большом дебите обслуживание УДЭ становится очень дорогим в плане трудозатратности. Скважину с дебитом по жидкости более 300 м<sup>3</sup>/сут. и с высокой обводненностью нужно будет заправлять почти ежедневно. Необходимы дополнительные затраты на установку оборудования, постоянно будет занята затрубная задвижка. Это серьезный минус, если на скважине необходимо будет проводить какие-то дополнительные геолого-геофизические измерения.



Рисунок 13 – Карта применимости технологии постоянного дозирования

### Расчет экономической эффективности применения электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00»

Для расчета экономической эффективности применения «УДР 01.00» проведем сравнительные расчеты затрат на приобретение установки, химических реагентов и обслуживание установки, а также на ремонт глубинно-насосного оборудования при отсутствии УДЭ. Время эксплуатации скважины примем за 90 сут.

Для начала определим необходимое количество технической воды для закачки в затрубное пространство для глушения одной скважины. На добывающих скважинах Ключевого месторождения спущены обсадные колонны диаметром 125 мм и НКТ в них 73 мм. Жидкость глушения необходимо закачать от забоя скважины до устья. Таким образом, объем нефти  $V_n$ , необходимый для закачки в одну скважину, составит:

$$V_n = \frac{\pi}{4} \cdot (0,125^2 - 0,073^2) \cdot 2322 = 18,76 \text{ м}^3.$$

Переведем метры кубические в тонны, тогда:

$$V_{эл} \cdot \rho_{жг} = 18,76 \cdot 1,085 = 20,35 \text{ тонн},$$

где  $\rho_{жг}$  – плотность жидкости глушения, применяемой на Ключевом месторождении.

Учитывая, что цена за одну тонну жидкости глушения составляет 187,7 руб., затраты на нее составят:

$$З_{жг} = V_{эл} \cdot \rho_{жг} \cdot 187,7 = 20,35 \cdot 187,7 = 3819,69 \text{ руб.}$$

Расценки на спецтехнику представим в виде таблицы:

ППУ	ЦА-320 Урал	АЦ (нефтевоз)	Общая сумма
322 руб./час	559 руб./час	240 руб./час	1121 руб./час

Мероприятия по глушению одной скважины глубиной около 2000 м проводится в среднем в течение 2,0–2,5 часов.

Таким образом, финансовые затраты на глушение одной скважины жидкостью глушения составят:

$$З_{общ.глуш} = З_{жг} + 1121 \cdot 2,5 = 3819,69 + 1121 \cdot 2,5 = 6622,69 \text{ руб.}$$

После того, как скважина остановлена и заглушена, ее ремонт занимается бригада ПРС. Стоимость работ за час бригады ПРС составляет 3800 руб. без НДС. Таким образом, в случае неиспользования средств защиты от солеобразования необходимость проведения ремонтных работ на скважине, как показывает практика, может возникнуть через 30 дней. Это означает, что за рассматриваемый период на данной скважине будет необходимо проводить ремонтные мероприятия 3 раза. В среднем на Ключевом месторождении ремонт скважины (смена насосного оборудования) длится 96 часов, тогда получаем следующую сумму:

$$3800 \cdot 96 \cdot 3 = 1094400 \text{ руб.}$$

Суммировав все статьи расходов, получим общие минимальные затраты  $З_{общ}$  в случае неиспользования методов предотвращения солеобразования:

$$З_{общ} = 1094400 + З_{общ.глуш} = 1094400 + 6622,69 = 1101022,69 \text{ руб.}$$

Затраты на установку и обслуживание электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00» представим в виде таблицы:

Стоимость одного комплекта установки «УДР 01.00», руб.	390 000
Стоимость одной тонны химического реагента DESCUM 3111-2Н, руб.	60 000
Производительность скважины № 283, м <sup>3</sup> /сут.	32
Обводненность, %	43
Дозировка химического реагента по результатам ОПИ, г/м <sup>3</sup>	50
Расход химического реагента, г/сут.	688



Таким образом, стоимость установки и применения «УДР 01.00» в течение рассматриваемого периода составляет:

$$Z_{\text{общ}} = 390000 + \frac{0,688 \cdot 90 \cdot 60000}{1000} = 393715,2 \text{ руб.}$$

Сравнив полученные суммы, получаем:

$$1101022,69 \text{ руб.} > 393715,2 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия от применения УДЭ составляет:

$$1101022,69 - 393715,2 = 707307,49 \text{ руб.}$$

Произведенные расчеты не оставляют сомнений в том, что использование электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00» имеет большой экономический эффект. И, что крайне важно, обеспечивает стабильную работу скважин, увеличивая срок службы оборудования.

### Литература:

1. Брагин А.П., Лубенец Ю.Д. Составление проекта доработки месторождения Ключевое-Дыш. Отчет по договору Р 29.90-91. – Краснодар : ВНИПИтермнефть, 1992.
2. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т., Коротков С.В. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания вторых стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки. – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2000.
3. Кичигина Т.М., Савченко А.П. Пересчет запасов нефти и газа I и II горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2004.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
10. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполум, 2018. – 476 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – 28 с.
14. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – № 1. – С. 35–42.
15. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути ее решения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 94–96.

16. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – М. : Издательство ООО «Газоил пресс», 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.

17. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 34–61.

18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 62–81.

19. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 124–141.

20. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 51–73.

21. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 275–297.

22. Кирпа С.В., Шальская С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 42–61.

23. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 124–149.

24. Яковлев А.Л., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, на Сологаевском месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

25. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 216–218.

26. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

27. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 2. – С. 53–73.

28. Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 178–192.

29. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 246–265.

## References:

1. Bragin A.P., Lubenets Yu.D. Drawing up project of further development of the Klyuchevoye-Dysh field. Report on contract P 29.90-91. – Krasnodar : Vnipitermneft, 1992.

2. Lubenets Yu.D., Drampov R.T., Korotkov S.V. The project of further development of the Maykop deposits of the areas Key, Dysh, Uzun Southern Key for the purpose of justification of well-drilling, a zaburivaniye of the second trunks and the solution of a question of gas offtake from a gas cap. – Krasnodar : JSC Rosnipitermneft, 2000.
3. Kichigina T. M., Savchenko A.P. Recalculation of reserves of oil and gas I and II of the horizons of the Key field. – Krasnodar : JSC Rosnipitermneft, 2004.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2011. – Т. 1–2.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion of oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2016. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
11. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2013. – 336 p.
12. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Bondarenko V.A., Savenok O.V. A research of the methods and technologies of management of complications caused by peskoproyavleniye // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2014. – № 5. – 28 p.
14. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the existing methods of fight against peskoproyavleniye and development of statistical model of deformation and spatial instability and destruction of sandy breeds // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2014. – № 1. – P. 35–42.
15. Chuykin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Sand production problems on fields of Krasnodar Krai and a way of its decision // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with international participation, graduate students and young scientists (on May 20–23, 2014, Tyumen). Section «Development and Operation of Oil, Gas and Gas-condensate Fields». – Tyumen : TSOGU, 2014. – Т. 2. – P. 94–96.
16. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the known representations on a problem a dog-koproyavleniya // the Gas industry. Special issue of the Gazovaya Promyshlennost magazine: Operation of fields of hydrocarbons at a late stage of development. – M. : LLC Gasoil Press publishing house, 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
17. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of application of a system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
19. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
20. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.
21. Akhriyev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. The analysis of efficiency of application of installations of electrocentrifugal pumps on the New and Pokursky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 4. – P. 275–297.

22. Kirpa S.V., Shalskaya S.V. The analysis of efficiency of carrying out optimization of wells on the Roslavl oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 1. – P. 42–61.

23. Chernoknizhny D.V., Savenok O.V. Optimization of work of installations of electrocentrifugal pumps on Pervomaisk the oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 1. – P. 124–149.

24. Yakovlev A.L., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. The analysis of work of a well stock, the equipped UETsN, on the Sologayevsky field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

25. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.

26. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.

27. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.

28. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S. Analysis of efficiency of introduction of UETsN on fields of NGDU of Katanglineftegaz // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 3. – P. 178–192.

29. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. The analysis of optimization of the technological modes of wells of the mechanized fund on the Talinsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 3. – P. 246–265.

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ МЕТОДА БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ  
ПУТЕМ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ  
В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА**

**ANALYSIS OF THE METHOD FOR CONTROLLING  
SCALE DEPOSITION BY PERIODICALLY INJECTING THE SCALE INHIBITOR  
INTO THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE**

**Иолчуев Алишер Муслимович**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
alifootball@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет»  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведен анализ метода борьбы с солеотложениями путем периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта. Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение заранее прогнозировать, надежно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание необходимо уделять правильному выбору нужных методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

**Ключевые слова:** причины и условия образования солей в скважине; методы предотвращения солеобразования; выбор наиболее эффективного способа удаления солевых осадков; метод периодической продавки ингибитора солеотложений; выбор методов предотвращения образования отложений; контроль за работой скважин с отложением солей; контроль за выносом ингибитора отложения солей из скважины.

**Iolchuev Alisher Muslimovich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
alifootball@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of oil and gas engineering  
department named after  
professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article analyzes the method of combating scale deposition by periodically injecting the scale inhibitor into the bottomhole formation zone. The effectiveness of measures to combat sedimentation in the extraction of oil depends on an integrated approach to solving this problem. It is necessary to know the physicochemical processes and the causes that cause the deposition of salts in various conditions of oil occurrence, the ability to predict in advance, to reliably control and timely prevent the possible occurrence of salt deposits during the operation of wells. Particular attention should be given to the correct choice of the necessary methods for combating the deposition of salts, which enable them to achieve their greatest effectiveness in specific fishing conditions, taking into account economic feasibility.

**Keywords:** reasons and conditions of salt formation in the well; methods to prevent salt formation; choosing the most effective way to remove salt deposits; method of periodically selling the scaling inhibitor; choice of methods for preventing deposition; monitoring well work with salt deposition; control over the removal of the inhibitor of salt deposition from the well.

**Введение**

Процессы добычи нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Для предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах применяются химические методы ингибиторной защиты поверхности нефтепромыслового оборудования. В промысловой практике борьбы с отложением

солей наиболее широкое распространение получил метод периодической обработки ПЗП водным раствором ингибитора отложения солей. Сущность обработки заключается в периодической закачке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора жидкости из скважины. Вынос ингибитора добываемой жидкостью после продавки и пуска скважины в эксплуатацию до минимально необходимых концентраций, требуемых для ингибирования солей, предопределяет период следствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками ингибитора. Поэтому чем продолжительнее вынос реагента (в достаточных для ингибирования количествах), тем эффективнее обработка скважины раствором ингибитора солей. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение заранее прогнозировать, надежно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание нужно уделять правильному выбору нужных методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

### **Причины и условия образования отложений солей в скважине**

Интенсификация процессов добычи путем заводнения нефтяных пластов позволяет резко увеличить нефтедобычу, однако наблюдаемое при этом опреснение пластовых вод приводит, на ряде месторождений, к образованию гипсовых отложений.

Образование отложений неорганических солей происходит в скважинах, нефтепромысловом оборудовании, системе сбора, подготовки нефти и воды, а также в призабойной зоне пласта. По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяются две группы солей – карбонатные и сульфатные.

Самым распространенным видом отложений неорганических солей являются осадки, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %) и карбонаты кальция и магния (5–16 %). Влага и углеводородные соединения составляют 7–27 %. При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называют гипсовыми отложениями. Если при этом в составе осадков содержится более 15 % твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные отложения. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5–4,0 % окислов железа и до 0,5–3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Изучение структуры позволяет выделить три вида осадков:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков не удается выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер.

2. Плотные осадки с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. При поперечном срезе образца отложений хорошо различим слой мелкозернистого осадка толщиной 3–5 мм в пристенной части, затем прослеживается слой среднекристаллического осадка призматического или игольчатого строения. В этом слое преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими.

3. Плотные крупнокристаллические осадки. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами гипса длиной 12–25 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В некоторых случаях в насосно-компрессорных трубах (НКТ) нет сплошных отложений гипса, а осадок представлен в виде одиночных друз кристаллов длиной 20–27 мм с включением у их оснований мелких.

Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, т.е. когда выполняется неравенство:

$$C_i > C_i^p,$$

где  $C_i$  – концентрация соединения или иона, потенциально способного к выпадению в осадок;  $C_i^p$  – равновесная при данных условиях концентрация (предельная растворимость).

Это неравенство смещается в сторону выпадения осадка, либо за счет увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счет уменьшения правой части (снижения растворимости). Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления, выделения газов, когда в исходном растворе снижается величина равновесной концентрации.

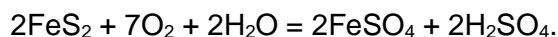
При разработке нефтяных месторождений Урало-Поволжья с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, накладывающиеся на природные изменения вод. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система «закачиваемая вода – пластовая вода – погребенная вода – нефть с растворенным газом – породы пласта». В результате сложных внутрислоевых процессов в этой системе происходит увеличение концентраций сульфатных ионов в попутно добываемых водах. Поэтому все гипотезы о причинах отложений гипса сводятся к объяснению причин увеличения концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной воды. Кроме того, при извлечении нефти с попутной водой, перенасыщенной сульфатом кальция или близкой к предельному насыщению, и изменении термодинамических условий по стволу скважины происходит уменьшение равновесной концентрации сульфата кальция в воде, которое приводит к выпадению гипса в скважинах.

Обобщение литературных данных позволяет выделить следующие основные причины выпадения гипса в скважинах:

- 1) выщелачивание гипса и ангидрита, содержащегося в скелете пласта, закачиваемой пресной водой;
- 2) обогащение попутно добываемой воды сульфатными ионами за счет погребенных вод;
- 3) приток чуждых сульфатных вод из-за некачественного цементирования или негерметичности обсадной колонны и смешение их в скважине с пластовыми хлор-кальциевыми водами;
- 4) обогащение попутных вод за счет окисления до сульфатов сульфидов, имеющих в пласте, и серосодержащихся компонентов нефти кислородом воздуха, вносимым с закачиваемой водой;
- 5) поддержание пластового давления путем закачки несовместимых с пластовыми пресных или сточных вод повышенной сульфатности;
- 6) окисление соединений серы, находящихся в пласте, до сульфатов серобактериями и тиобактериями;
- 7) изменение термодинамических условий газодонефтяной смеси при подъеме жидкости из скважины.

Отмечается, что отложения гипса в скважинах чаще происходит по нескольким причинам, обусловленным геологическим строением, системой разработки залежей и режимов эксплуатации скважин.

Исследование кернов Таймурзинского месторождения показывает, что в составе терригенных продуктивных пород нижнего карбона содержится ангидрит, гипс, пирит. Пресная вода насыщается за счет растворения ангидрита и гипса и десорбции сульфат-ионов с поверхности породы. Насыщение сульфатами пресных вод происходит также за счет внутрислоевого окисления сульфидов кислородом воздуха, вносимым с закачиваемой водой. Содержание пирита в отдельных исследованных кернах достигает 10 %, а в нагнетаемой в пласт воде содержится в значительном количестве растворенный кислород, происходит образование хорошо растворимого в воде сульфата железа по следующей реакции:



Образующаяся при этом серная кислота воздействует на присутствующие в породе карбонаты или вступает во взаимодействие с хлоркальциевыми пластовыми водами с образованием гипса.

Поступление в добывающие скважины высокосульфатных вод может быть не только из продуктивных пластов, но и из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной, либо через негерметичные резьбовые соединения в обсадных трубах. Эта причина выпадения солей, как правило, быстро выявляется и не вызывает массовых отложений. На Таймурзинском месторождении обнаружались единичные случаи отложения солей сульфата и карбоната кальция, это объясняется поступлением высокосульфатных артезианских вод через негерметичности в обсадной колонне.

Также на увеличение сульфатности попутно-добываемых вод отражается и состав закачиваемых вод, так как для поддержания пластового давления (ППД) используются пресные воды повышенной сульфатности р. Белой. Кроме того, для повторной закачки в пласт используются сточные воды из установок подготовки нефти, в которых они обогащаются сульфатами за счет деэмульгаторов.

Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях, равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. Воды, поступающие из различных пропластков, существенно отличаются по солевому составу. Одни из них больше насыщены сульфатами, другие, в частности, пластовые, насыщены ионами кальция. В результате смешения таких вод в скважине раствор оказывается перенасыщенным по отношению к сульфату кальция, избыток которого выпадает на оборудовании в виде твердого осадка.

На интенсивность образования гипсовых отложений влияет изменение величины равновесной концентрации (предельной растворимости) сульфата кальция. Это условие возникает при изменении температуры и давления в насыщенных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины. По обобщенным данным Н.И. Даниловой, перепады давления, которые испытывают растворы при поступлении на забои скважин, оказывают преобладающее влияние на сульфатное равновесие в этих растворах и уменьшают предельную растворимость сульфата кальция в воде. Изменение температурного режима растворов оказывает существенное влияние на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти.

Для оценки влияния давления на предельную растворимость сульфата кальция в хлоркальциевых водах были проведены лабораторные эксперименты и было установлено, что величина предельной растворимости сульфата кальция зависит прежде от химического состава раствора. Добавление в воду хлористого кальция ведет к снижению предельной растворимости из-за наличия одноименных ионов кальция в  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaSO}_4$ . В сложных водных растворах при малых концентрациях хлористого кальция и значительных концентрациях хлористого натрия предельная растворимость сульфата кальция выше, чем в дистиллированной воде. Эти же закономерности присущи и пластовым водам.

Изменение давления в водных растворах оказывает влияние на величину предельной растворимости сульфата кальция. Это влияние выражается в увеличении



предельной растворимости сульфата кальция пропорционально давлению. Уменьшение давления от 20 до 2 МПа приводит к снижению растворимости сульфата кальция на 16–18 %. Это имеет практическое значение. В условиях скважин большие депрессии на забое при ее эксплуатации могут явиться причиной выпадения и отложения гипса, если попутные воды насыщены или близки к насыщению сульфатом кальция.

Также замечено, что увеличение шероховатости стенок оборудования, выделение газа из добываемой жидкости, резкое уменьшение скорости потока способствует ускоренному накоплению отложений.

Большинство авторов сходятся во мнении, что изменение термодинамических условий в процессе добычи жидкости является основным фактором, влияющим на выпадения гипса. Зависимость гипсообразования от температуры исследовалась и для насыщенного, по отношению к кальций- и сульфат-ионам, раствора ( $0,43 \text{ г/100 г Ca}^{2+}$ ,  $0,53 \text{ г/100 г SO}_4^{2-}$ ). Установлено, что с увеличением температуры резко сокращается время начала выпадения гипса из раствора. При температуре 60–35 °С гипс выпадает через 1–3 минуты, при 5 °С гипс начинает выпадать только через 12 суток. В случае обводненного раствора ( $0,55 \text{ г/100 г SO}_4^{2-}$  и  $0,12 \text{ г/100 г Ca}^{2+}$ ) с уменьшением температуры время начала выпадения гипса может увеличиться до бесконечности, то есть при концентрации сульфат-ионов и ионов кальция, близкой к критической, температура может являться главным фактором, определяющим выпадения гипса. Снижение температуры при разработке продуктивных пластов не способствует, а ухудшает условия выпадения гипса даже из насыщенного раствора. Это подтверждается промысловыми наблюдениями: в зимнее время трубы наземных коммуникаций реже забиваются гипсом по сравнению с летним периодом.

Известно, что растворимость гипса в воде имеет максимальные значения 2,05–2,11 г/л в пределах температур 20–50 °С. При температурах выше и ниже указанных, его растворимость резко снижается. Как показывают промысловые наблюдения, в первую очередь отложения гипса появляются на электродвигателе и на рабочих колесах насосов. Это, вероятнее всего, объясняется тем, что при работе электродвигателя насоса наблюдается повышение его температуры.

Растворимость гипса существенно увеличивается в растворах солей, не имеющих с сульфатом кальция общих ионов. Прослеживается тесная зависимость растворимости от состава растворенной соли и общей минерализации раствора: с повышением минерализации растворимость увеличивается, достигает максимума, после чего начинает падать вследствие проявления высаливающего эффекта. Максимальная растворимость гипса в растворах поваренной соли при температуре 25 °С и концентрации NaCl 139 г/л равна 7,3 г/л, т.е. в 3,5 раза превышает растворимость в дистиллированной воде при той же температуре. Однако даже незначительные добавки в раствор соли, имеющей общий ион с сульфатом кальция, резко снижает растворимость гипса. 10 %-ное содержание хлористого кальция в растворе снижает растворимость гипса более чем в 3 раза по сравнению с растворимостью его в пресной воде. Зависимость растворимости гипса от давления сравнительно невелика. В растворах NaCl с минерализацией 80–200 г/л повышение давления на 10–20 МПа приводит к увеличению растворимости гипса всего на 7–10 %. При минерализации менее 80 и более 200 г/л влияние повышения давления на 20–40 МПа совершенно незначительно. Только в интервале давления 50–100 МПа растворимость сульфата кальция резко возрастает. Подводя итог изучения вопроса о причинах и условиях образования гипса при нефтедобыче, можно представить следующую схему формирования состава попутно-добываемых вод с последующим выпадением из них гипсовых осадков: закачиваемые бессульфатные воды в результате взаимодействия с породой нефтемещающего коллектора, пластовой водой, нефтью и погребенными водами обогащаются сульфат-ионами. Смешение этих вод с пластовыми водами хлоркальциевого типа приводит к образованию попутно-добываемых смешанных вод, представляющих собой насыщенные растворы сульфата кальция (гипса). К подобному же результату приводит и смешение двух пластовых вод, одна из которых содержит значительное количество иона кальция, а другая сульфат-иона. Кроме того, если закачиваемая вода заведомо

обогащена сульфат-ионами, то при смешении ее с пластовой водой хлоркальциевого типа образуются также насыщенные растворы сульфата кальция. Выпадение из таких растворов гипса происходит под влиянием изменения температуры, давления, концентрации других солей, в результате действия активных органических соединений.

Нужно заметить, что выпадение гипса происходит тем интенсивнее, чем больше центров кристаллизации в растворе. При добыче нефти центрами могут быть механические частицы, выносимые из скважины потоком жидкости; пузырьки газа, выделяющиеся из нефти; шероховатые стенки труб и насосного оборудования.

### **Методы предотвращения солеобразований**

Для удаления солей применяют различные способы в зависимости от характера солевых отложений, места отложения неорганических солей и их состава. Для ликвидации отложений солей в обсадной колонне применяют механический способ – разбуривание солевых пробок с последующей дополнительной перфорацией в интервале продуктивного пласта.

На промыслах России и за рубежом широко используют химические способы удаления солей. Нередко различные способы используются одновременно для обеспечения более полного удаления солей.

Отметим, что химические способы применяют для удаления гипса и карбоната кальция. Отложения сульфата бария удаляются, как правило, механическим способом. Поэтому в каждом случае в зависимости от состава солевых отложений необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Для удаления гипса наибольшее распространение получили следующие реагенты: водный раствор едкого натра (каустической соды), водные растворы соляной кислоты с добавкой хлористого натрия или хлористого аммония, водные растворы углекислого натрия (кальцинированной соды).

На скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» наблюдалось отложение солей в призабойной зоне. Это наиболее ярко проявилось при испытании ингибиторов, в тщательно оборудованных для постоянной подачи ингибитора скважинах. Хвостовики были спущены до интервала перфорации, ингибитор подавали постоянно с помощью дозирочных насосов, работа которых находилась под постоянным наблюдением. Тем не менее, через 3–4 месяца эксплуатации дебит скважин начал снижаться. Подъем оборудования и его ревизия показали полное отсутствие отложений солей на поверхности оборудования. После проведения обработок призабойной зоны продуктивность скважин была восстановлена.

Бывают случаи солепроявления за счет неправильного прорыва вод различного состава к забою скважины.

Таким образом, даже при должной организации работ по предупреждению отложений солей не исключается необходимость в периодическом проведении работ по удалению отложения неорганических солей.

Эффективность действия каждого реагента оценивают по скорости растворения образцов, причем исследования проводят при различных температурах (от –7 до +80 °С) и различной концентрации исходного раствора реагента (от 5 до 35 массовых долей %).

Из всех испытанных реагентов для удаления гипса наиболее эффективен и технологичен 20–25 %-ный раствор едкого натра. Солянокислотная обработка эффективна только тогда, когда в составе отложений в большом количестве присутствуют карбонаты. Для повышения эффективности обработок рекомендуется применение стимуляторов растворения осадков.

### **Выбор наиболее эффективного способа удаления солевых осадков**

Образование отложений неорганических солей на глубинно-насосном оборудовании скважин в НГДУ «Чекмагушнефть» впервые было обнаружено в 1965 году в скважине № 94 Манчаровского месторождения. В дальнейшем с каждым годом наблюдается рост числа скважин и месторождений, добыча нефти на которых была осложнена отложениями неорганических солей.

Первоначальным основным методом ликвидации отложений были механические очистки ствола скважин и замена из строя насосов и забитых солями НКТ на новые. Позже стали применяться щелочные, солянокислотные обработки скважин и ТГХВ (впервые в 1976 году).

С 1976 года на промыслах начато внедрение импортных и высокоэффективных отечественных ингибиторов отложения солей.

На Таймурзинском месторождении было внедрено метод непрерывной подачи раствора ингибитора дозировочными насосами в затрубное пространство скважин.

С 1977 года на промыслах были внедрены методы периодической продавки водного раствора ингибитора солеотложения в ПЗП.

Также в НГДУ «Чекмагушнефть» начаты с 1978 года работы по внедрению способа продавки ингибитора солеотложения в ПЗП в составе двухфазной пены.

Большое разнообразие причин, могущих привести к отложению неорганических солей в условиях конкретных месторождений, привело к созданию большого числа самых разнообразных методов удаления и предотвращения. Причины, условия и интенсивность отложения солей различны для различных месторождений. Соответственно различаются и методы борьбы. Отсутствие четкого представления о природе и механизме образования твердых осадков в эксплуатационных скважинах затрудняет выбор эффективных методов борьбы с этим явлением. Только комплексный подход к решению проблемы и умное применение средств борьбы с солеотложением в каждом конкретном случае позволит предотвратить осложнения, вызванные этим явлением.

При эксплуатации ряда площадей НГДУ «Чекмагушнефть» наблюдается снижение продуктивности нефтяных скважин из-за отложения в них неорганических солей. Особенно увеличивается количество скважин, осложненных этими отложениями на поздней стадии разработки с увеличением обводненности добываемой жидкости.

Как показывают ранее проведенные исследования, эти соли в основном отлагаются на глубинном оборудовании и эксплуатационной колонне в виде кристаллов игольчатой формы, ориентированных к оси труб. Представлены они преимущественно гипсом и сульфидом железа.

На 01.01.2017 г. количество осложненных отложений неорганических солей составляет по НГДУ «Чекмагушнефть» порядка 250 скважин, т.е. более 15 % от общего фонда действующих нефтяных скважин. Отметим, что в данный фонд входят скважины, где когда-то наблюдались отложения гипса в той или иной мере, а также скважины, склонные к отложению солей по результатам анализа изменения солевого состава попутнодобываемой воды и расчетным показателям степени перенасыщенности их сульфатами кальция и находящиеся на сегодняшний день в консервации из-за нерентабельности.

В таблице 1 представлено распределение фонда гипсующихся скважин по нефтепромыслам НГДУ «Чекмагушнефть».

**Таблица 1** – Распределение фонда гипсующихся скважин по нефтепромыслам НГДУ «Чекмагушнефть»

Нефтепромысел	Количество гипсующихся скважин				
	всего	фонтанные	ЭЦН	ШГН	в консервации
ЦДНГ-1	59		40	5	14
ЦДНГ-2	98	3	41	38	16
ЦДНГ-3	80	1	43	17	19
ЦДНГ-4	13		11	2	
Всего по НГДУ	250	4	135	62	49

Как видно из таблицы 1, основной фонд скважин находится на нефтепромыслах 1, 2 и 3 соответственно 59, 98 и 80 скважин.

Отметим, что на Таймурзинской и Манчаровской площадях отложения преимущественно представлены гипсом, а на Юсуповской площади – сульфидом железа. Эксплуатируются эти скважины в основном электроцентробежными насосами с обводненностью более 60 %. Доля таких скважин составляет порядка 54 % от всего фонда гипсующихся скважин.

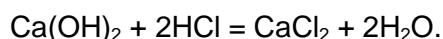
Проблема борьбы с отложениями неорганических солей в добывающих скважинах в НГДУ «Чекмагушнефть» практически решена за счет применения различных ингибиторов солеотложения как в отдельности, так и в комплексе с другими методами воздействия на призабойную зону скважин и глубинно-насосного оборудования.

Методы удаления отложений солей из скважин подразделяются на *механические* и *химические*. Сущность механических методов удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем переработки колонны расширителя, скребками с последующим шаблонированием. Механические очистки – дорогостоящие мероприятия, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Для удаления карбонатных солей успешно применяются простые солянокислотные отработки. Для удаления сульфатных солей существуют два основных принципа разрушения сульфатов: конверсия осадка с последующим растворением преобразованного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями.

В НГДУ «Чекмагушнефть» для удаления отложений с НКТ и штанг применяется циркуляция раствора каустической соды скважинным насосом без подъема глубинно-насосного оборудования. Технология обработки заключается в подготовке обвязки устья скважины, позволяющей осуществить прямую и обратную промывку с обеспечением циркуляции жидкости по замкнутому циклу «емкость → насосный агрегат → скважина → емкость». Приготовленное расчетное количество 20–25 % раствора каустической соды закачивается в скважину. Прокачка раствора ведется при небольших скоростях. В процессе обработки скважины целесообразно производить допуск труб, периодически контролировать концентрацию реагентов. Обработка скважины завершается промывкой водой.

При продавке раствора каустической соды в пласт для удаления отложения гипса из призабойной зоны пласта может произойти уменьшение проницаемости. Это обусловлено тем, что перфорационные отверстия, поровые каналы и трещины частично перекрываются продуктами реакции каустической соды с гипсом – хлопьевидными осадками гидроокиси кальция. В таких случаях гидроокись кальция удаляется путем обработки скважины 13–15 %-ным раствором соляной кислоты:



Образующийся в результате этой реакции хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Также применяют для ликвидации осадков гипса из призабойной зоны пласта термогазохимическое воздействие (ТГХВ). Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают аккумулятор давления скважинный (АДС), содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины.

### **Метод периодической продавки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта**

Процессы добычи нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Для предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах применяются химические методы ингибиторной защиты поверхности нефтепромыслового оборудования. В промысловой практике борьбы с отложением солей наиболее широкое распространение получил метод периодической обработки ПЗП водным раствором ингибитора отложения солей. Сущность обработки заключается в периодической закачке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в

виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора жидкости из скважины. Вынос ингибитора добываемой жидкостью после продавки и пуска скважины в эксплуатацию до минимально необходимых концентраций, требуемых для ингибирования солей, предопределяет период последствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками ингибитора. Поэтому чем продолжительнее вынос реагента (в достаточных для ингибирования количествах), тем эффективнее обработка скважины раствором ингибитора солей. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей.

Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств используемых ингибиторов отложения солей на основе органических фосфатов их применяют с кислотными реагентами. В качестве кислот известно применение соляной, уксусной или смеси монокарбоновых кислот. Обработка поверхности продуктивных пород ингибирующей композицией, содержащей активную кислоту, повышает величину адсорбции ингибитора и замедляет его десорбцию при отборе жидкости из скважины. Механизм улучшения адсорбционно-десорбционной способности ингибитора солеотложений объясняется улучшением качества очистки поверхности пор породы от пленочной нефти, покрывающей поверхность пор ингибирующей композицией, поскольку состав за счет кислоты значительно уменьшает поверхностное натяжение на границе «нефть – ингибирующий раствор – порода», а отторжение пленочной нефти приводит к гидрофилизации и увеличению поверхности адсорбента. Кроме того, кислота, реагируя с карбонатными породами, увеличивает их шероховатость, в результате чего площадь адсорбента дополнительно увеличивается. Практики использования подобных составов показала, что их эффективность выше в тех случаях, когда в продуктивных пластах содержится значительное количество карбонатов. Эффективность состава снижается при обработке ПЗП скважин, эксплуатирующих терригенные пласты, представленные песчаниками с включением глинистого цементирующего материала и содержанием карбонатов менее 2 %. Это объясняется тем, что песок и глинистый материал не реагируют с вышеуказанными кислотами и на поверхности породы молекулы ингибитора удерживаются только за счет физической адсорбции (сил Ван-дер-Ваальса) при ограниченном участии хемосорбции, обладающей более сильными молекулярными связями.

Для обработки терригенных пластов разработаны ингибирующие композиции, содержащие помимо ингибитора отложения солей, соляную и кремнисто-водородную кислоты. Механизм действия композиции при контакте с терригенными породами заключается в хемосорбционном взаимодействии кремнефтористоводородной кислоты (КФВК) с силикатными и алюмосиликатными соединениями. При применении КФВК на поверхности породы одновременно протекают сложные процессы. При поступлении в поры терригенного пласта малоцентрированного раствора КФВК происходит только хемосорбция молекул КФВК и молекул ингибитора отложения солей с образованием пленки кремнезоля. Наличие соляной кислоты обеспечивает качественную очистку поверхности породы от пленочной нефти и увеличение поверхности адсорбента. Благодаря этим факторам на очищенной и увеличенной площади поверхности пор молекулы ингибитора солеотложения прочно удерживаются на породе в составе силикатной пленки кремнезоля и очень медленно десорбируются. В случае использования более концентрированных растворов КФВК происходит химическое взаимодействие ее с силикатными породами с образованием золь и гелей. В объеме этих гелей находятся молекулы ингибитора солеотложения. При взаимодействии КФВК с оксидом кремния образуется фторид кремния  $\text{SiF}_4$ , который, реагируя в последующем с водой, образует гидроксид кремния в виде золя. Золь этого состава получается также при гидролизе гексафторсиликата кальция (образуется при реакции КФВК с карбонатными породами или при смешении с хлоркальциевыми водами). Предотвратить или уменьшить коагуляцию силикатной пленки золь в студнеобразный гель, способный значительно снизить проницаемость пласта, позволяет наличие в ингибирующей композиции соляной кислоты.

За счет того, что ингибитор находится преимущественно в составе силикатного золя и геля, десорбция ингибитора будет протекать медленнее. Поскольку силикатные системы с ингибитором устойчивее к вымыванию, нежели обычные адсорбционные слои ингибитора на твердой поверхности. При этом период десорбции увеличивается, а это означает, что повышается и эффективность использования ингибитора солеотложения. Поскольку гель из силикатного золя предотвращается соляной кислотой, то такой ингибирующий состав солеотложения можно применять даже в малопроницаемых коллекторах. В высокопроницаемых коллекторах содержание соляной кислоты можно уменьшить. Это приведет к образованию плотного геля в крупных порах и снижению притока воды в скважину. При этом молекулы ингибитора солеотложения будут находиться как в составе силикатной пленки, так и в объеме студнеобразного геля.

В качестве ингибитора отложения солей в составе композиции можно использовать нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ), инкредол (реагент на основе НТФ) или дифонат (тринатриевая соль НТФ). Разработка ингибирующей композиции на основе дифоната в лабораторных условиях осуществлялась в четыре этапа. Вначале подбирались наиболее благоприятное сочетание КФВК с соляной кислотой, обеспечивающее наибольшее снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – кислотные растворы». Затем изучалась способность дифоната и благоприятного сочетания этих кислот понижать поверхностное натяжение на границе «нефть – кислотные растворы с дифонатом». На третьем этапе изучалась ингибирующая способность композиции, содержащей дифонат, КФВК и соляную кислоту. На четвертом этапе определялась адсорбционно-десорбционная характеристика ингибирующей композиции солеотложения. Лабораторные исследования позволили установить, что наиболее эффективная композиция содержит дифонат 0,5–4 %, КФВК 1–3 %, соляную кислоту 6–13 %. Введение в композицию гелеобразующего реагента КФВК позволяет улучшить процесс десорбции дифоната в 1,58 раза.

#### **Выбор методов предотвращения образования отложений.**

#### **Расчет потребного оборудования и материалов.**

#### **Оптимизация параметров продавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта**

Существующие методы предотвращения солей можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложений солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласты высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми.

Наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов – ингибиторов отложения солей.

К ингибиторам солеотложения предъявляются жесткие требования:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти;
- не должны оказывать отрицательного влияния на технологический процесс переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;
- не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживания и безвредными для окружающей среды;
- содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно надежно определяться в промысловых условиях;
- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;
- должны быть совместимые с пластовыми, попутно-добываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;
- должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы реагентов-ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти молекулы имеют плохую адгезию и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Различают способы подачи ингибитора:

- непрерывная дозировка в систему с помощью дозирующих насосов или специальных устройств;
- периодическая закачка раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в ПЗП;
- периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины насосными агрегатами.

На сегодняшний день наиболее эффективным является метод предупреждения отложения солей путем добавки в попутно-добываемую воду ингибиторов солеотложения. В НГДУ «Чекмагушнефть» принята технология периодической продавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта (РД 39-23-1212-84). Для этих целей применяются в основном отечественные реагенты Инкредол, ИСБ-1 и Дифонат.

Расчетные технические параметры продавки раствора ингибитора солеотложения определяются по руководящим документам, разработанным в институте «БашНИПинефть». Количество ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле:

$$G = A \cdot d \cdot \frac{Q_e \cdot t}{1000},$$

где  $G$  – расчетное количество ингибитора, кг;  $A$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны (рекомендуется принимать  $A = 1,0 \div 2,0$ );  $d$  – оптимальная дозировка ингибитора, г/м<sup>3</sup> (для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки);  $Q_e$  – производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут.;  $t$  – предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения, сут. (рекомендуется принимать 120–150 сут.).

Рассмотрим на примере скважины № 235 Таймурзинского месторождения. Примем оптимальную дозировку для реагента ИСБ-1 (НТФ) равную 10 г/м<sup>3</sup>, коэффициент  $A = 2$ , производительность скважины по воде 25 м<sup>3</sup>/сут., время защиты оборудования за 100 сут. Тогда отсюда:

$$G = 1,5 \cdot 5 \cdot \frac{25 \cdot 150}{1000} = 28,125 \text{ кг.}$$

На основе рассчитанного количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2–2,0 % растворы. Наши 50 кг ИСБ-1 затворим в 6,25 м<sup>3</sup> для получения 0,8 %-ного раствора ингибитора.

Затем определяется количество продавочной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Так, по рекомендациям РД 39-1-219-79 (Технология применения новых ингибиторов отложения солей импортного производства) глубина продавки составляет 1 м, а по исследованиям А.Ш. Сыртланова для условий НГДУ «Чекмагушнефть» эта величина составляет 1,6–1,9 м. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,6 м.

Объем продажной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{пж} = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot m,$$

где  $r$  – внутренний радиус оторочки раствора реагента, м;  $m$  – пористость ( $m = 0,22$ );  $h$  – вскрытая толщина пласта, м (в нашем расчете вскрытая толщина пласта 1295,6–1300 м (5 м)).

$$V_{пж} = 3,14 \cdot 1,6^2 \cdot 5 \cdot 0,22 = 8,84 \text{ м}^3.$$

Общий объем продавки равен:

$$V = V_{инг} + V_{пж} + V_{затр},$$

где  $V_{затр}$  – объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{затр} = \left( \frac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{4} \right) \cdot \pi \cdot L,$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{нар}$  – наружный диаметр НКТ, м;  $L$  – глубина спуска НКТ, м.

$$V_{затр} = \left( \frac{0,109^2 - 0,073^2}{4} \right) \cdot 3,14 \cdot 1290 = 6,65 \text{ м}^3.$$

В скважине № 235 эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 109 мм и трубы НКТ ( $d_{нар} = 73$  мм) спущены на глубину 1290 м.

Итого:

$$V = V_{инг} + V_{пж} + V_{затр};$$

$$V = 6,25 + 11,2 + 6,65 = 24,1 \text{ м}^3.$$

Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны АЦН-11-257 и агрегат Азинмаш-30А. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 25 МПа. Таким образом, надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, которое на устье должно быть меньше разницы между допустимым гидростатическими давлениями:

$$P_{уст} < 25 - P_{гст},$$

где  $P_{уст}$  – устьевое давление, МПа;  $P_{гст}$  – гидростатическое давление, МПа:

$$P_{гст} = \rho \cdot g \cdot L_{скв},$$

где  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $L_{скв}$  – глубина скважины, м.

$$P_{гст} = 1000 \cdot 9,8 \cdot 1295 = 12,7 \text{ МПа}.$$

Отсюда:

$$P_{уст} = 25 - 12,7 = 12,3 \text{ МПа}.$$

За основу расчета берем формулу Дююи:

$$Q = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}),$$

где  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут·МПа;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:



$$Q_{зак} = K_{пр} \cdot (P_{зак} - P_{пл}),$$

где  $Q_{зак}$  – объем закачки, м<sup>3</sup>/сут.;  $K_{пр}$  – коэффициент приемистости, м<sup>3</sup>/сут·МПа;  
 $P_{зак}$  – давление закачки, МПа.

Коэффициент приемистости скважины № 235 равен 26 м<sup>3</sup>/сут·МПа, пластовое давление равно 11,6 МПа, тогда

$$Q_{зак} = 26 \cdot (25 - 11,6) = 348,4 \text{ м}^3/\text{сут.} = 4,03 \text{ л/с.}$$

Из расчета видно, что производительность должна быть не более 4,03 л/с. В таблице 1 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа Азинмаш-30А.

Таблица 1 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа Азинмаш-30А

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об./мин.	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа
II	49,3	2,24	50,0	3,23	34,4
III	94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	143,0	6,50	17,1	9,36	11,8
V	215,0	9,78	11,3	14,08	1,9

Согласно таблице 1, надо качать на II скорости с производительностью 2,24 л/с или 193,5 м<sup>3</sup>/сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{зак} = \frac{Q_{зак} + K_{пр} \cdot P_{пл}}{K_{пр}};$$

$$P_{уст} = P_{зак} - P_{ест};$$

$$P_{зак} = \frac{193,5 + 26 \cdot 11,6}{26} = 19 \text{ МПа};$$

$$P_{уст} = 19 - 12,7 = 6,3 \text{ МПа.}$$

Сравним с допустимым  $P_{уст}^{доп}$ , равным 12,3 МПа.  $P_{уст} < P_{уст}^{доп}$ , следовательно, раствор допустимо качать на II скорости насосного агрегата.

Проверим, нельзя ли качать на III скорости. Производительность  $Q_{III} = 4,28$  л/с или 369,8 м<sup>3</sup>/сут., отсюда:

$$P_{зак} = \frac{368,9 + 26 \cdot 11,6}{26} = 25,8 \text{ МПа};$$

$$P_{уст} = 25,8 - 12,7 = 13,1 > 12,3.$$

Следовательно, недопустимо качать на III скорости.

Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

1) время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = \frac{6,25 \cdot 1000}{2,24} = 2790,1 \text{ с};$$

2) закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = \frac{6,65 - 6,25}{2,24} \cdot 1000 + \frac{6,25 + 11,2}{2,24} \cdot 1000 = 7968,7 \text{ с.}$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 2790 + 7968,7 = 10758,8 \text{ с.}$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8–24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора путем анализа периодически отбираемых проб жидкости в соответствии с РД-39-1-237-79.

Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная, что  $\frac{V_p}{h_{эф}} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$

и  $\frac{V_n}{h_{эф}} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}$  по лабораторным данным. Определим объем ингибирующего раствора  $V'_p$ , затворяемого на пресной воде и необходимого для закачки в пласт толщиной 5 м:

$$V'_p = \left( \frac{V_p}{h_{эф}} \right)_{уд} \cdot h_{эф} = 0,8 \cdot 5 = 4 \text{ м}^3,$$

где  $\left( \frac{V_p}{h_{эф}} \right)_{уд}$  – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора  $m_{инг}$ , требуемого для приготовления 4 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора оптимальной концентрации  $C = 1,4 \%$ . По справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации (в данном случае  $\rho_{инг} = 1018 \text{ кг/м}^3$ ):

$$m_{инг} = \frac{V'_p \cdot \rho_{инг} \cdot C}{100} = \frac{4 \cdot 1018 \cdot 1,4}{100} = 57 \text{ кг.}$$

Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты  $V'_n$  и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования  $V''_n$ . Объем жидкости:

$$V'_n = \left( \frac{V_n}{h_{эф}} \right)_{уд} \cdot h_{эф} = 2,2 \cdot 5 = 11 \text{ м}^3,$$

где  $\left( \frac{V_n}{h_{эф}} \right)_{уд}$  – удельный оптимальный объем продавочной жидкости.

Значение  $V''_n$  определим как:

$$V''_n = \frac{\pi \cdot (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)}{4} \cdot L = \frac{3,14 \cdot (0,109^2 - 0,073^2)}{4} \cdot 1290 = 6,65 \text{ м}^3,$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $d_{нар}$  – наружный диаметр НКТ;  $L$  – глубина спуска НКТ.

Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$R_{пр} = \frac{V'_n}{\pi \cdot h \cdot m} = \frac{11}{3,14 \cdot 5 \cdot 0,22} = 3,18 \text{ м.}$$

Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора. Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$R_{инг} = \frac{V'_n + V'_p}{\pi \cdot h \cdot m} = \frac{11 + 4}{3,14 \cdot 5 \cdot 0,22} = 4,34 \text{ м.}$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей, определим по уравнению:

$$t = 51,44 \cdot \left[ (2,25 - 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot Q_{\text{ж}}^2) - (2,29 - 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{\text{с}}) \right] = \\ = 51,44 \cdot \left[ (2,25 - 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot 50^2) - (2,29 - 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \right] = 260 \text{ сут.}$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 4 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 57 кг ингибитора ИСБ-1. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется 17,65 м<sup>3</sup> продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от отложения гипса равен 260 сут. Зная  $t$ , подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A \cdot d \cdot \frac{Q \cdot t}{1000} = 2,0 \cdot 10 \cdot \frac{25 \cdot 260}{1000} = 130 \text{ кг,}$$

где  $A$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ ( $A = 2,0$ );  $d$  – оптимальная дозировка ингибитора.

Отсюда видно, что внедрение оптимизации технологии продавки ингибитора, исходя из структуры эмпирических зависимостей, приводит к экономии расхода ингибитора ИСБ-1 – вместо 130 кг требуется 57 кг, что достаточно для получения того же срока защиты оборудования от отложения гипса.

#### **Контроль за работой скважин с отложением солей. Определение периодичности обработок скважин реагентами. Проведение специальных исследовательских работ**

Для установившихся условий эксплуатации добывающих скважин при контроле за появлением в них твердого осадка используются данные динамометрирования работы насосного оборудования в сочетании с другими показателями, например, характеристиками вытеснения нефти на стадии обводнения добывающих скважин, динамикой их дебита, динамического уровня и др.

На основе многочисленных промысловых наблюдений и анализа работы нефтяных скважин со штанговыми скважинными насосами в условиях выпадения неорганических солей было выявлено, что при появлении осадка в зоне фильтра, а также насосном оборудовании наблюдаются определенные изменения промысловых динамограмм.

При эксплуатации скважин центробежными электронасосами (ЭЦН) проявление твердых осадков солей в скважине и насосном оборудовании можно фиксировать по снижению дебита скважины и резкому повышению динамического уровня. При отложении твердых осадков солей в центробежных насосах динамический уровень нередко повышается до устья скважины.

Таким образом, если наблюдать за показателями работы добывающих скважин в условиях солеобразования комплексно, можно фиксировать наличие солевых отложений уже на ранних стадиях их проявления.

#### **Контроль за выносом ингибитора отложения солей из скважины**

С целью прогнозирования выпадения осадков, установления периодичности обработок организован систематический контроль:

- проведение полного анализа попутно-добываемой воды из скважин;
- контроль за выносом ингибитора после продавки его в призабойную зону по РД 39-1-237-79.

В настоящее время ведется постоянное определение содержания ингибиторов отложения солей в попутно-добываемых водах. Определение производится калориметрическим способом в специализированной лаборатории ЦНИГР. В работах прошлых лет по определению выноса реагента из призабойной зоны выявлено, что около

половины закачанного реагента выносится в первую очередь всего периода действия, особенно в течение 10–16 сут. эксплуатации, и что при последующих увеличивается продолжительность действия реагентов. Отметим, что для прогнозирования выпадения осадков в лаборатории ТТНД успешно применяется методика по определению склонности добываемых вод к отложению сульфата и карбоната кальция Скилмана-МакДональда-Стиффа, которая позволяет обработать скважины ингибиторами до появления отложения солей. Одной из важнейших проблем лаборатории ТТНД по данной теме является снижение расхода дорогостоящих ингибиторов. Одним из направлений решений данного вопроса является использование ингибирующих композиции улучшенными адсорбционно-десорбционными характеристиками. Отличие состоит в приготовлении раствора, т.е. кроме ингибиторов солеотложения в раствор добавляется определенное количество кремнефтористоводородной кислоты, которая в свою очередь перемешивается с 13 % соляной кислоты.

Данный метод разработан в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

### Литература:

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение отложений при добыче обводненной нефти. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 168 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Кащавцев В.Е., Гантенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М. : Недра, 1985. – 215 с.
10. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения // Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
11. Лялина Л.Б., Исаев М.Г. Формирование состава попутно добываемых вод и их влияние на гипсоотложение при эксплуатации нефтяных месторождений // Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Сыртланов А.Ш. Методы борьбы с отложениями гипса в нефтяных скважинах и пути их совершенствования : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 1983. – 216 с.
14. Узбеков Р.Б., Кучумов Р.Я., Хайруллин Р.Ф. Методика определения склонности добываемых и сточных вод к отложению сульфата и карбоната кальция. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1982. – 47 с.
15. Технология применения новых ингибиторов отложения солей импортного производства : РД 39-1-219-79 / Люшин С.Ф., Рагулин В.А., Галеева Г.В. – Уфа : БашНИПИнефть, 1979.
16. Руководство по технологии применения ингибиторов солеотложения на основе оксиэтилендифосфоновой кислоты и полиэтилендиаминметилфосфоновой кислоты для предотвращения отложения солей : РД 39-23-702-82 // Маринин Н.С., Инхайлов С.А. – Тюмень : СибНИИ НП, 1982.

17. Борьба с солеотложениями путем периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27_0.html)

18. Антипин Ю.В., Кочинашвили С.Т., Сыртланов А.Ш. Изучение состава неорганических солей, отлагающихся в скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» // Труды Уфимского нефтяного института. – Уфа : Издательство Уфимского нефтяного института, 1975. – Вып. 30. – С. 170–174.

19. Балденкова Д.И., Шангараева Л.А. Предотвращение отложения солей в скважинном оборудовании и продуктивном пласте Приобского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 27–29.

20. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенко О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

21. Емков А.А., Панов В.А., Позднышев Г.Н. Оценка склонности пластовых вод к отложению гипса в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 2. – С. 39–41.

22. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 216–218.

23. Савенко О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>.

24. Савенко О.В., Шарыпова Д.Д. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013» (9–12 апреля 2013 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 129.

25. Савенко О.В., Шарыпова Д.Д. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин». г. Краснодар, пос. Яблоновский, 18–19 апреля 2013 г.

26. Савенко О.В., Барамбонье Соланж. Анализ технологии проведения реагентной обработки в призабойной зоне пласта // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 116–128.

27. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 51–73.

28. Самойлов А.С., Иолчуев А.М. Анализ причин и совершенствование методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти на примере Арланского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3.

## References:

1. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of deposits at extraction of the flooded oil. – Ufa : Bashkir book publishing house, 1987. – 168 p.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.

4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Kashchavtsev V.E., Gantenberger Yu.P., Lyushin S.F. Prevention of salt formation at oil production. – M. : Nedra, 1985. – 215 p.
10. Lyushin S.F., Glazkov A.A., Galeyeva G.V. Eyes. Deposits of inorganic salts in wells, a bottomhole zone of layer and methods of their prevention // Series «Oil-field Business». – M. : VNII OENG, 1983. – 100 p.
11. Lyalina L.B., Isaev M.G. Formation of composition of in passing extracted waters and their influence on a gipsootlozheniye at operation of oil fields // the Oil-field Business Series. – M. : VNII OENG, 1983. – 48 p.
12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
13. Syrtlanov A.Sh. Methods of fight against deposits of plaster in oil wells and a way of their improvement : the abstract of the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Ufa, 1983. – 216 p.
14. Uzbekov R.B., Kuchumov R.Ya., Khayrullin R.F. A technique of determination of tendency got and sewage to adjournment of sulfate and a carbonate of calcium. – Ufa : Bashkir book publishing house, 1982. – 47 p.
15. Technology of use of new inhibitors of adjournment of salts of import production: RD 39-1-219-79 / Lyushin S.F., Ragulin V.A., Galeyeva G.V. – Ufa : Bashnipineft, 1979.
16. The guide to technology of use of inhibitors of salt sedimentation on the basis of oksitilendifosfonovy acid and polietilendiaminmetilfosfonovy acid for prevention of adjournment of salts: RD 39-23-702-82 // Marinin N.S., Inkhaylov S.A. – Tyumen : Sib-NIINP, 1982.
17. Fight against salt sedimentations by periodic pumping inhibitor of salt sedimentations in a bottomhole zone of layer. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27_0.html)
18. Antipin Yu.V., Kochinashvili S.T., Syrtlanov A.Sh. Studying of composition of the inorganic salts which are deposited in wells of NGDU Chekmagushneft // Works of the Ufa oil institute. – Ufa : Publishing house of the Ufa oil institute, 1975. – Issue 30. – P. 170–174.
19. Baldenkova D.I., Shangarayeva L.A. Prevention of adjournment of salts in the borehole equipment and productive layer of the Priobskoye oil field // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 27–29.
20. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – C. 84–86.
21. Emkov A.A., Panov V.A., Pozdnyshv G.N. Assessment of tendency of reservoir waters to adjournment of plaster in the oil-field equipment // Oil economy. – 1980. – № 2. – P. 39–41.
22. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.
23. Savenok O.V. Problema of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Problem of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013» (on April 9–12, 2013, Moscow). Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.
25. Savenok O.V., Sharypova D.D. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling». Krasnodar, settlement of Yablonovsky, on April 18–19, 2013.
26. Savenok O.V., Barambonie Solange. The analysis of technology of carrying out reagent processing in a bottomhole zone of layer // Bulatovsky readings: materials II of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 116–128.

27. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.

28. Samoylov A.S., Iolchuyev A.M. The analysis of the reasons and improvement of methods of prevention and fight against deposits of salts at oil production on the example of the Arlansky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3.

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE VANKORSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

#### **Мажник Владимир Игоревич**

Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда ЦДНГ 1,  
Управление по добыче нефти и газа ООО «РН-Ванкор»  
Vladimirmazhnik@gmail.com

#### **Лешкович Надежда Михайловна**

старший преподаватель кафедры  
Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
NLeshkovich@bk.ru

**Аннотация.** В статье проведен анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение относится к категории крупных, является многопластовым, имеет сложное геологическое строение. Выявлено наличие суперколлектора и 14 продуктивных горизонтов. Разработка месторождения находится на III стадии. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом составила 153,4 млн тонн (32 % от начальных извлекаемых запасов). Текущие извлекаемые запасы нефти составляют 324,7 млн тонн, текущие извлекаемые запасы газового конденсата составляют 2,2 млн тонн. 54 % текущих извлекаемых запасов залегают в эксплуатационном объекте Як-III-VII. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II. Дальнейшая разработка месторождения предполагает уплотняющее бурение и ввод новых скважин, а также вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами объектов Нх-I и Нх-III. После отработки нижезалегающих пластов предусмотрен перевод скважин на вышезалегающие. Добывающие скважины будут по мере истощения продуктивных пластов переводиться в нагнетательные.

**Ключевые слова:** геолого-физическая характеристика месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; тектоническое строение района работ; геокриологические условия; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; физико-химические свойства нефти и газа; результаты анализа текущего состояния разработки.

#### **Mazhnik Vladimir Igorevich**

Oil and gas production operator 4th category  
of oil and gas production workshop № 1,  
Oil and gas production  
department LLC «RN-Vankor»  
Vladimirmazhnik@gmail.com

#### **Leshkovich Nadezhda Mikhailovna**

Senior lecturer  
of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
NLeshkovich@bk.ru

**Annotation.** The article analyzes the current state of development of the Vankorskoye oil-gas-condensate field. The deposit belongs to the category of large, is multi-layered, has a complex geological structure. The presence of a supercollector and 14 productive horizons was revealed. The development of the deposit is at the third stage. Accumulated oil production in the field as a whole was 153,4 million tons (32 % of the initial recoverable reserves). Current recoverable oil reserves amount to 324,7 million tons, the current recoverable reserves of gas condensate are 2,2 million tons. 54 % of the current recoverable reserves are located in the operational facility Yak-III-VII. In 2017, the Yak-II reservoir was introduced. Further development of the deposit involves condensation drilling and the commissioning of new wells, as well as the involvement in the development of zones with low filtration-capacity properties of the Nh-I and Nh-III facilities. After working out of the below-lying layers, wells are transferred to higher-lying ones. The production wells will be transferred to the injection wells as the reservoirs are depleted.

**Keywords:** geological and physical characteristics of the field; lithological and stratigraphic characteristics of the section; tectonic structure of the work area; geocryological conditions; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; physical and chemical properties of oil and gas; results of analysis of the current state of development.

#### **Общие сведения о Ванкорском месторождении**

##### ***Географическая характеристика***

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск. Обзорная карта района работ показана на рисунке 1.





Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на двух лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть» на основании Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г. На Северо-Ванкорском лицензионном участке ЗАО «Ванкорнефть» осуществляет геологическое изучение и разработку северной части месторождения на основании Лицензии ДУД 14356 НР от 13.12.2007 г.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160–180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объемов УВ 25 млн тонн/год. Общая протяженность трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учетом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемерзлых пород. Многолетнемерзлые грунты представлены преимущественно супесями, легкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемерзлых грунтов не однородно. При строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озер в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20–30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемерзлых пород из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09–0,4 доли ед., у торфяников более 0,4 доли ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 доли ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 доли ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 доли ед. – к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведется с 2006 года в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

### **Геолого-физическая характеристика месторождения**

#### *Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов*

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к Большехетскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области территории Красноярского края.

Месторождение многопластовое: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III – газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине – 976 м. Площадь газонасыщенности составляет 208,7 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина пласта 44,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах варьируется от 3,4 м. до 38,5 м, составляя в среднем 12,2 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола – нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации. Общая площадь нефтегазоносности залежи составляет 30,9 км<sup>2</sup>, средняя толщина пласта 12 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,1 м до 10,5 м, составляя в среднем 2,3 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м до 9,6 м, составляя в среднем по залежи 3,8 м.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. Площадь нефтегазоносности 72,5 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина залежи 6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 7,4 м, составляя в среднем 3,8 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 7,7 м, в среднем 2,6 м. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале от –1657,4 (скважина № 702) до –1632,1 м (скважина № 116). Площадь залежи 274,9 км<sup>2</sup>, ее общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII приведен на рисунке 2.

Скважины, пробуренные в 2011–2012 гг., свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность по сравнению с ожидаемой, и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Для северной части месторождения характерно появление в прикровельной части пласта слаборадиоактивной пачки алеврито-глинистых пород. Пачка, по данным исследований керна, представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов неясно-, косо-, горизонтально слоистых, с тонкими (0,1–0,2 м) прослоями нефтенасыщенного песчаника и имеет пойменное происхождение. Для северной части месторождения ввиду площадного распространения данная пачка может служить репером, отделяющим пласты Як-IV и Як-III. Пласт Як-III на северном куполе месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу выше принятого ГНК по пласту Як-III-VII (согласно данным испытаний MDT в

скважине № 164, а также в результате испытания скважины № 540 из интервала перфорации а.о. от –1591 до –1596,8 м). Залежь Як-III нефтяная, сводовая, литологически экранированная, площадь залежи составляет 43,3 км<sup>2</sup>, высота залежи 12 м, нефтенасыщенные толщины по данным ГИС изменяются от 0,2 м до 10,2 м, средневзвешенная толщина по залежи составляет 3 м.

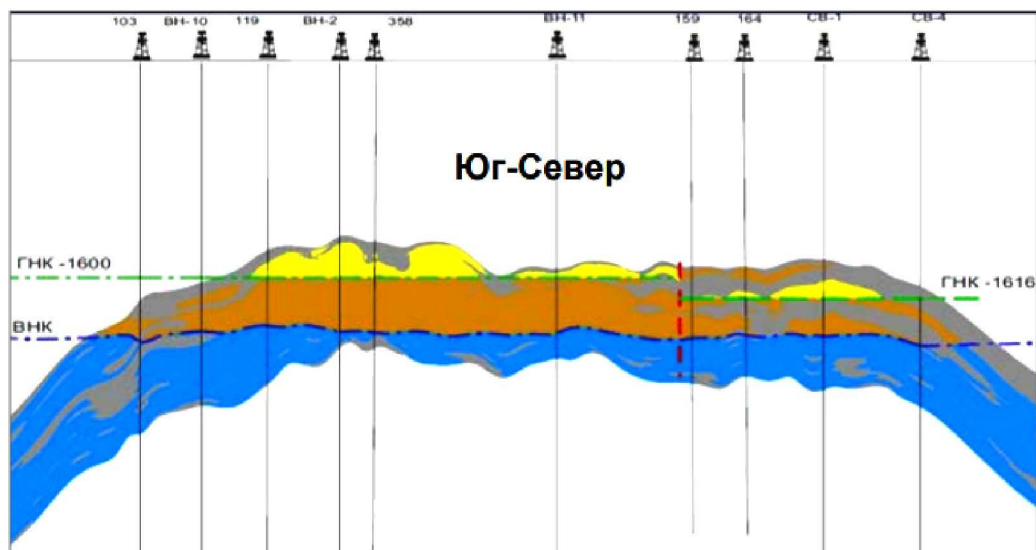


Рисунок 2 – Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

Таким образом, геологическое строение северной части основного объекта разработки Як-III-VII имеет существенно более сложный характер, чем ожидалось. Северный купол сложен более выраженными русловыми отложениями (меандрирующих рек) и включает обширные зоны глинизации, локальные песчаные линзы, характеризуется высокой расчлененностью.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. ВНК принят на абсолютной глубине – 2378,8 м. Площадь залежи составляет 17,9 км<sup>2</sup>, средняя толщина пласта – 36 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 5,3 м.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от –2672,2 до –2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина пласта 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 18,5 м, составляя в среднем 7,3 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-I приведен на рисунке 3. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения (в районе скважины № СВн-2).

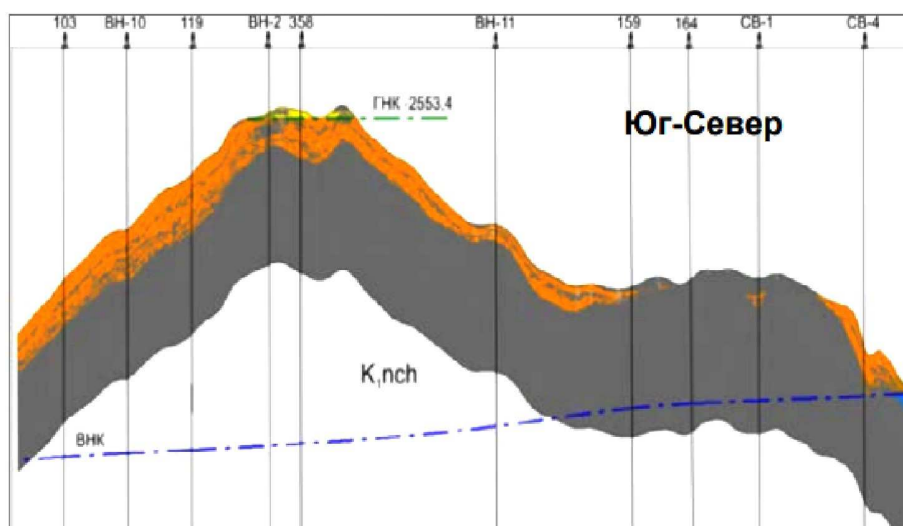


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез объекта Нх-I

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК не изменилась по сравнению с ДТСР 2011 года и составляет – 2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале от –2766,27 (скважина № 9N) до –2748,2 м (скважина № 154) с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности 290,3 км<sup>2</sup>, общая толщина пласта 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV приведен на рисунке 4. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

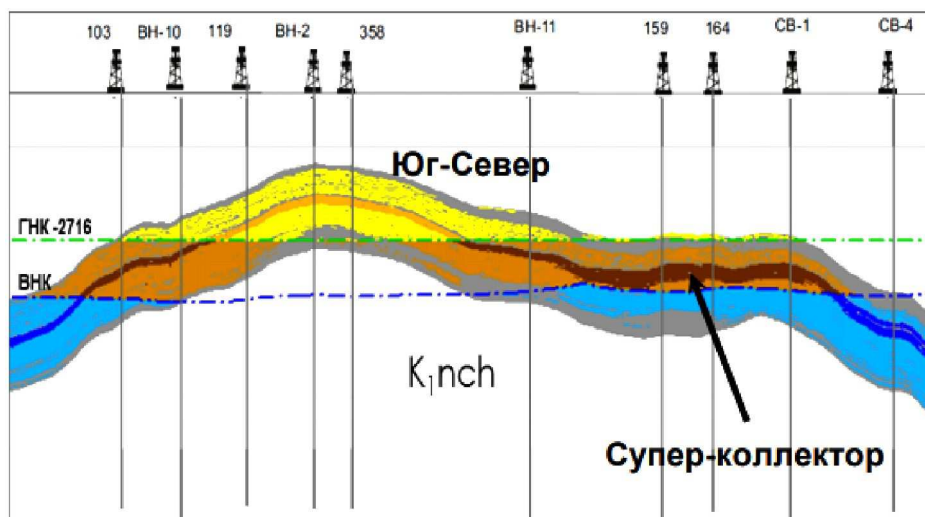


Рисунок 4 – Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

1. Нефти (геологические / извлекаемые):
  - по категории ВС<sub>1</sub> – 1 081 416 / 469 210 тыс. тонн;
  - по категории С<sub>2</sub> – 53 967 / 23 944 тыс. тонн.
2. Растворенного газа:
  - по категории ВС<sub>1</sub> – – / 55 311 млн м<sup>3</sup>;
  - по категории С<sub>2</sub> – – / 2 115 млн м<sup>3</sup>.
3. Конденсата:
  - по категории ВС<sub>1</sub> – 9 356 / 6 801 тыс. тонн.
4. Газа газовой шапки:
  - по категории ВС<sub>1</sub> – 65 296 / – млн м<sup>3</sup>;
  - по категории С<sub>2</sub> – 4 758 / – млн м<sup>3</sup>.
5. Свободного газа:
  - по категории ВС<sub>1</sub> – 47 191 / – млн м<sup>3</sup>;
  - по категории С<sub>2</sub> – 423 / – млн м<sup>3</sup>.

#### *Литолого-стратиграфическая характеристика разреза*

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры.

### **Меловая система (Нижний мел – K<sub>1</sub>)**

*Нижнехетская свита* (K<sub>1</sub>br-v<sub>1</sub>) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабопесчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдястые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх-III и Нх-IV) общей толщиной около 80 м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью. К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине № ВН-4 составляет 441 м.

*Суходудинская свита* (K<sub>1</sub>sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углестого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдясто-глинисто-каолинистым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углесто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевролитистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин – ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине № СВн-1 достигает 601 м.

*Малохетская свита* (K<sub>1</sub>mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина № Вн-4) до 200 м (скважина № СВн-4).

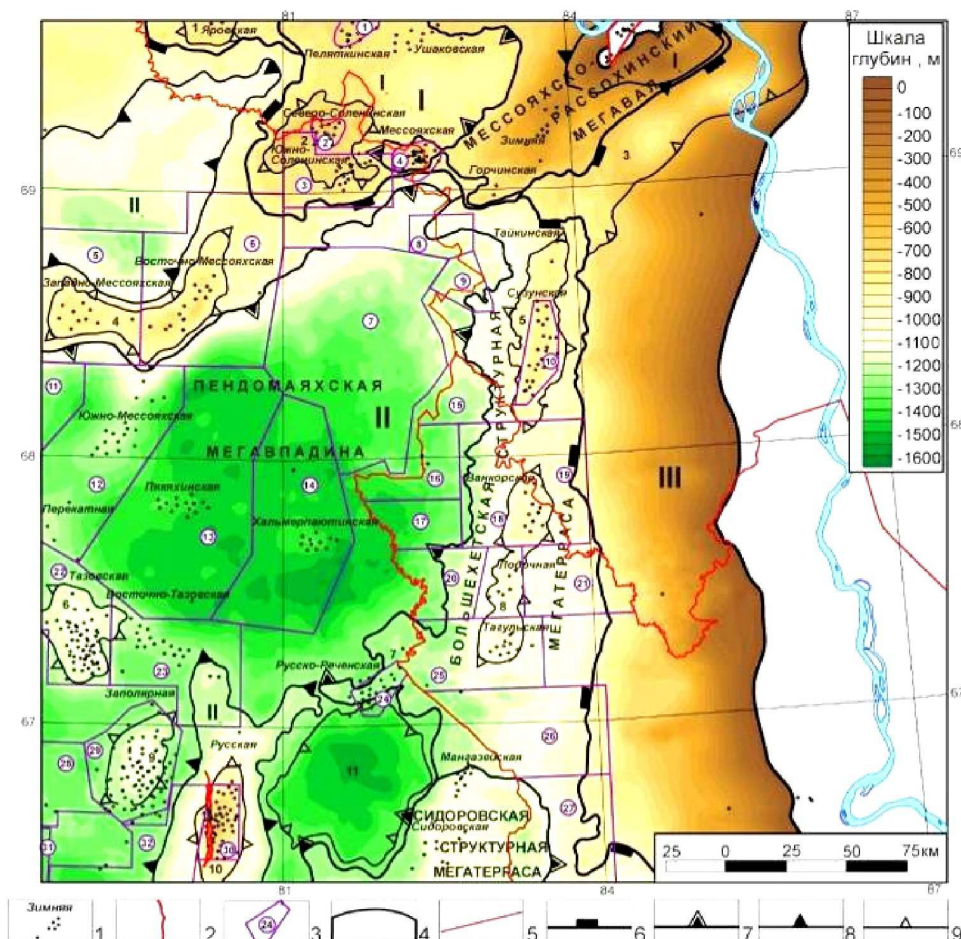
Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании спорово-пыльцевого комплекса.

*Яковлевская свита* (K<sub>1</sub>jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углестого и слюдястого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород не выдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2–4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро- и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I и Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина № СВн-1) до 652 м (скважина № Вн-8).

*Тектоническое строение района работ*

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы (рис. 5).



1 - площади глубокого бурения, 2 - разломы, 3 - контур и номер лицензионного участка, 4 - зона отсутствия отложений долганской свиты; границы : 5 - субъектов РФ, 6 - надпорядковых структур, 7 - структур первого порядка, 8 - структур второго порядка, 9 - структур третьего порядка

Лицензионные участки: 1-Пеляткинский, 2-Северо-Соленинский, 3-Ново-соленинский, 4-Мессояхский, 5-Западно-Мессояхский, 6-Восточно-Мессояхский, 7-Варейский, 8-Западно-Пендомаяхский, 9-Пендомаяхский, 10-Сузунский, 11-Находкинский, 12-Южно-Мессояхский, 13-Пякахинский, 14-Хальмерпаутинский, 15-Восточно-Чарский, 16-Вадинский, 17-Туколандский, 18-Ванкорский, 19-Северо-Ванкорский, 20-Западно-Лодочный, 21-Восточно-Лодочный, 22-Тазовский, 23-Восточно-Тазовский, 24-Русско-Реченский, 25-Тагульский, 26-Советский, 27-Полярный, 28-Западно-Заполярный, 29-Заполярный, 30-Русский, 31-Северо-Пуровский, 32-Южно-Заполярный

Надпорядковые структуры: I - Танамо-Малохетская гряда, II - Надым-Тазовская синеклиза, III - Пакулихинская моноклиза

Структуры первого порядка: Мессояхско-Рассохинский мегавал, Пендомаяхская мегавпадина, Большехетская структурная мегатерраса, Сидоровская структурная мегатерраса

Структуры второго порядка: I - Малохетский вал, I - Танамская седловина, II - Паютская впадина, II - Русский вал

Структуры третьего порядка: 1-Яровское куполовидное поднятие, 2-Соленинское куполовидное поднятие, 3-Долганская наклонная депрессия, 4-Среднемессояхское валообразное поднятие, 5-Сузунское валообразное поднятие, 6-Тазовское куполовидное поднятие, 7- Русскореченский структурный нос, 8-Лодочное валообразное поднятие, 9-Заполярное куполовидное поднятие, 10-Русское куполовидное поднятие, 11-Мангазейская котловина

**Рисунок 5** – Структурно-тектоническая схема района работ

Большехетская структурная мегатерраса представляет собой сложнопостроенную зону, нарушающую монотонность восточного борта Надым-Тазовской синеклизы, имеет субмеридиональную ориентировку. Размеры (35–110)×300 км, мегатерраса осложнена двумя валлообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.

Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валлообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой – 980 м, имеет длину 28,3 км и ширину 8,8–14,9 км. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км<sup>2</sup>. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой – 950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находятся 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой – 1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6–13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км<sup>2</sup>. Северный и южный купола замыкаются изогипсой – 1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км<sup>2</sup>, а северный – 20 м и 45,5 км<sup>2</sup> соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой – 2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7–18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км<sup>2</sup>. Северный и южный купола замыкаются изогипсой – 2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км<sup>2</sup>, а северный – 25 м и 41,5 км<sup>2</sup> соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях, но экранирующие свойства их до сих пор не доказаны.

Рассматриваемое месторождение расположено в центральной части Большехетского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Промышленная продуктивность Большехетского НГР в последующем подтверждена открытием Лодочного, Тагульского и Ванкорского газонефтяных месторождений.

#### *Геокриологические условия*

Территория Ванкорского месторождения входит в Таз-Хетско-Енисейскую геокриологическую область Северной зоны континентального региона (Геокриология СССР, 1989) и характеризуется мощной толщей ММП. Подошва ММП по замерам в поисковых скважинах отбивается на глубине 450–550 м. Среднегодовая температура мерзлых пород на подошве слоя годовых колебаний – от –1,5 до –2,5 °С. Во всех отрицательных формах рельефа, в которых зимой накапливается мощный снежный покров, наблюдаются таликовые участки. При этом большая часть таликов относятся к инфильтрационному типу. Мощность их, как правило, не превышает 2–6 м.

Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами.

В инженерно-геологическом отношении территория Ванкорского месторождения изучена фрагментарно.

#### *Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов*

На Ванкорском месторождении отбор керн проводился при поисково-разведочных работах и в рамках программы доразведки и исследовательских работ в процессе эксплуатационного бурения для изучения изменчивости свойств основных продуктивных пластов.

Керн из поисково-разведочных скважин №№ Св-1, Св-2, Св-3, Св-4, Вн-2, Вн-4, Вн-5, Вн-7 – Вн-15 отбирался колонковым снарядом «Недра» и бурильными головками типа К212, 7/80СЗ, СГ. Из скважин №№ ВЛд-1, Вн-16, Вн-17, 127, 138, 149, 159 и 164 керн отбирался керноприемным устройством УКР-172/100 ДБС 215,9/100; в скважинах №№ 103, 112, 358 и 184 – керноотборником КИС 168/100 и бурильными головками БИТ

215,9/1100; в скважине № 165 – керноприемным устройством УКР 185/100 № 27, а в скважине № 7Н – СК-178/100. Керн отбирали различные подрядные компании – «РН-Бурение», ООО «СПГ», БК «Евразия», ООО «БКЕ», ЗАО НПП «СибБурМаш».

В период 1988–2008 гг. проводился отбор керна из поисково-разведочных скважин с целью изучения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород в основном из меловых отложений Долганской, Яковлевской и Нижнехетской свит, кроме этого, в скважине № Внк-11 отбор керна проведен из юрских отложений Сиговской, Малышевской и Вымской свит. Всего в скважинах за данный период с отбором керна пройдено 2715,7 м, длина поднятого на поверхность керна – 2108,72 м, вынос керна по месторождению составил в среднем 78 % от проходки и 3,8 % от общей глубины скважин.

В период 2009–2010 гг. был произведен отбор керна в 3 поисково-разведочных скважинах №№ Вн-16, ВЛд-1 и Вн-17, а также в 7 скважинах эксплуатационного фонда №№ 112, 127, 138, 149, 358, 103 и 159 из меловых отложений Насоновской, Дорожжковской, Долганской, Яковлевской, Нижнехетской свит. Проходка с отбором керна по скважинам составила 2345,6 м, линейный вынос керна составляет 2200,9 м (94 %).

В 2011–2012 гг. был произведен отбор керна в северной части месторождения в 4 скважинах эксплуатационного фонда №№ 164, 165, 184 и 7Н из меловых отложений насоновской, дорожжковской, долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Проходка с отбором керна по скважинам составила 872,5 м, линейный вынос керна составил 821,5 м (94 %).

Коллектор продуктивных пластов Дл-I-III долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах – среднее значение пористости 30 % по 283 определениям; среднее значение проницаемости – 476 мД по 239 определениям в 17 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в газонасыщенной части пласта 33 % по 49 определениям из 4 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Як-I яковлевской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 26 % по 17 определениям; среднее значение проницаемости – 813,37 мД по 19 определениям в 4 скважинах. Исследование водоудерживающей способности в нефтегазонасыщенном коллекторе не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-II яковлевской свиты охарактеризован керном в 6 скважинах – среднее значение пористости 25 % по 18 определениям; среднее значение проницаемости – 83 мД по 22 определениям в 6 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части пласта 32 % по 1 определению из 1 скважины.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном в 21 скважине – среднее значение пористости 27 % по 936 определениям; среднее значение проницаемости – 528,5 мД по 927 определениям в 21 скважине; среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части пласта 25 % по 129 определениям из 19 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX суходудинской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 23 % по 241 определению; среднее значение проницаемости – 314,35 мД по 240 определениям в 4 скважинах. Однако в работе принимается среднее значение проницаемости 167 мД, характерное для прикровельной части суходудинского пласта, в силу того, что нефтяная залежь приурочена именно к верхней части пласта, ФЕС которой существенно хуже, чем для нижней части. Среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 31 % по 9 определениям из 1 скважины.

Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты охарактеризован керном в 20 скважинах – среднее значение пористости 19 % по 403 определениям; среднее значение проницаемости – 30,17 мД по 393 определениям в 21 скважине; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 49 % по 167 определениям из 15 скважин.

Коллектор продуктивных пластов Нх-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном в 24 скважинах – среднее значение пористости 20 % по 1219 определениям; среднее значение проницаемости – 175,31 мД по 1282 определениям в 24 скважинах. Среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части 38 % по 293 определениям из 11 скважин.



Изучение кернового материала проводилось по комплексной программе, включающей определение пористости и проницаемости при атмосферном и эффективном давлениях, объемной и минералогической плотностей, гранулометрического состава пород и карбонатности, изготовление и описание петрографических шлифов, микрофаунистические определения и рентгеноструктурный анализ. Произведено снятие кривых капиллярного давления методами центрифугирования и полупроницаемой мембраны, в результате чего дана оценка остаточной водонасыщенности, а также эффективных пористости и проницаемости. Проведено измерение электрических свойств пород, в т.ч. определены значения параметра пористости и параметра насыщения в атмосферных условиях. Получены данные, характеризующие упругие свойства горных пород и сжимаемость пор, а также удельное электрическое сопротивление пород в пластовых условиях.

### **Физико-химические свойства нефти и газа**

Физико-химические свойства нефти изучены при исследовании глубинных проб. Данные приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Физико-химические свойства и состав нефти

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-Ш-IV	Сд-IX
Давление насыщения, МПа	15,9	25,4	27,1	23,7
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	61	202	211	107
Объемный коэффициент, доли ед.	1,12	1,42	1,46	1,20
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>				
в пластовых условиях	0,850	0,693	0,688	0,860
в стандартных условиях	0,902	0,823	0,845	0,780
Динамическая вязкость, мПа·с	8,9	0,7	0,7	2,7
Коэффициент сжимаемости 10–14,1/МПа	7,0	11,2	18,3	11,5
Содержание массовое, %				
серы	0,21	0,13	0,11	0,08
смола	9,59	5,10	6,51	3,14
парафина	1,50	4,30	3,30	2,26

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти. Состав растворенного нефтяного газа приведен в таблице 2.

**Таблица 2** – Состав растворенного газа

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Метан	88,00	96,16	96,60	86,23	83,63
Этан	0,03	1,33	1,80	3,92	4,21
Пропан	0,05	0,69	0,11	3,06	4,47
Изобутан	0,08	0,28	0,38	1,13	1,96
н-Бутан	0,04	0,14	0,02	1,63	2,67
Изопентан	0,01	0,02	0,06	0,59	1,20
н-Пентан	0,03	0,01	0,01	0,58	0,94
С <sub>6</sub> +высшие	1,05	0,05	0,97	0,40	0,68
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,84	0,70	0,72	0,84	0,89
Углекислый газ	10,60	0,53	0,04	0,98	0,06
Азот	1,05	0,79	0,09	1,49	0,17
Сероводород	отсутствует				

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье либо из газосепаратора. Состав свободного газа показан в таблице 3.

**Таблица 3** – Состав свободного газа

Наименование	Продуктивные пласты			
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-III-IV
Метан	91,46	95,30	98,70	90,30
Этан	0,11	0,22	0,70	2,70
Пропан	0,01	0,01	0,02	2,00
Изобутан	0,03	0,02	0,06	0,98
н-Бутан	0,01	0,01	0,04	1,16
Изопентан	0,02	0,01	0,02	0,53
н-Пентан	0,02	0,02	0,01	0,35
C <sub>6+</sub> высшие	0,01	0,09	0,20	0,72
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,71	–	0,69	0,78
Азот	7,38	3,75	0,20	0,96
Углекислый газ	0,28	0,57	0,04	0,30
Сероводород	отсутствует			

### **Состояние разработки Ванкорского месторождения**

#### ***Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов***

В настоящее время осуществляется активная разработка Ванкорского месторождения согласно технологической схемы разработки. Стоит отметить, что 54 % текущих извлекаемых запасов приурочено к эксплуатационному объекту Як-III-VII. Для разработки залежи Як-III-VII, которая по всей своей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости, залегающую в виде слоев толщиной 30–40 м, используются горизонтальные добывающие и вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Для разработки залежи пласта Нх-III-IV, содержащей маловязкую нефть и имеющую хорошие продуктивные возможности, используют горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Залежь пласта Нх-I в плане практически совпадает с залежью пласта Нх-III-IV, и поэтому было принято решение осваивать залежь с помощью проектных скважин основного объекта Нх-III-IV, причем предполагается одновременное освоение запасов обоих объектов.

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Запасы, находящиеся на балансе ООО «РН-Ванкор», представлены в таблице 4. Процентное содержание запасов нефти по пластам представлено на рисунке 6.

**Таблица 4** – Запасы нефти по пластам

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Геологические запасы нефти, млн тонн	–	529	4,03	110,2	296,8
Извлекаемые запасы нефти, млн тонн	–	237,34	1,03	40,99	121,11
Геологические запасы свободного газа, млрд м <sup>3</sup>	47,62	13,54	0,32	–	39,67

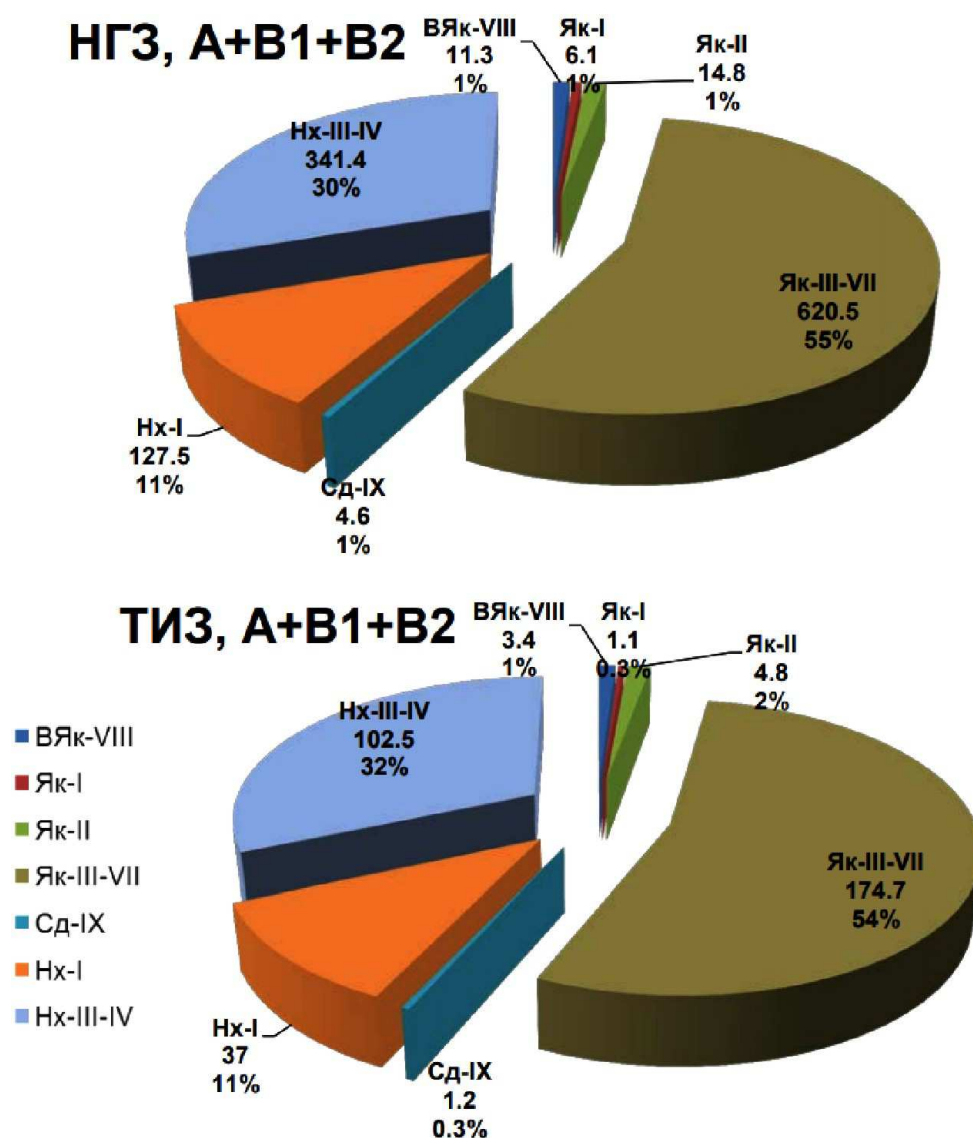


Рисунок 6 – Процентное содержание запасов нефти по пластам

54 % ТИЗ приурочены к пласту Як-III-VII. В 2016 году впервые поставлен на баланс пласт ВЯк-VIII. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II.

В ГКЗ РФ были утверждены коэффициенты извлечения нефти для каждого из объектов. Значения КИН приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Проектные значения КИН по пластам

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
КИН	0,402	0,28	0,32	0,35

Динамика основных технологических показателей на начальных этапах разработки представлена на рисунке 7.

По рисунку 7 видно, что начало промышленной разработки месторождения характеризовалось равной добычей жидкости и нефти. Но уже с 2010 года наблюдается стабильный рост обводненности продукции скважин. Это связано с крайне неоднородной структурой пластов и форсированным отбором жидкости, вследствие которых происходит ранний прорыв пластовой воды к забою скважины.

Подробный анализ состояния разработки основных эксплуатационных объектов приводится ниже.

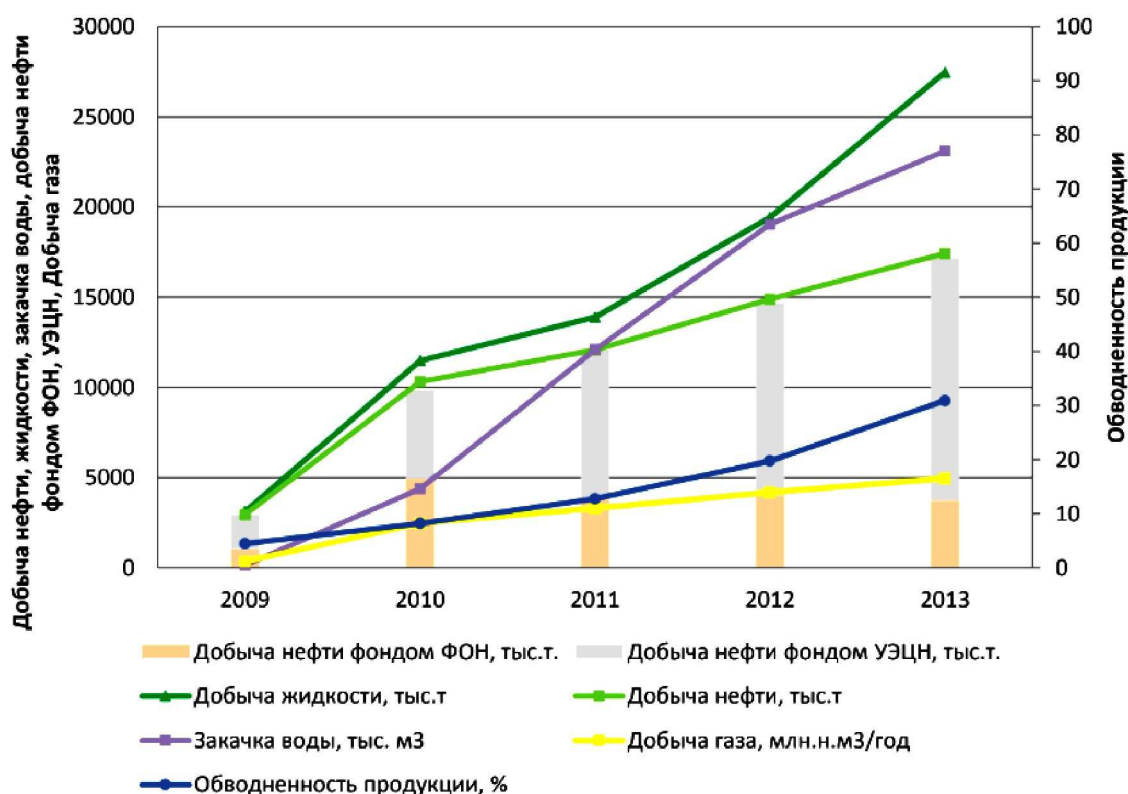


Рисунок 7 – Динамика основных технологических показателей Ванкорского месторождения на начальных этапах разработки

### Объект Як-III-VII

Геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Геолого-физическая характеристика пласта Як-III-VII

Параметры	Як-III	Як-III-VII
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	7,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	17,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,55	0,61
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	132	320
Начальная пластовая температура, °С	30,0	31,5
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	15,9
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	6,4	8,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,893	0,907
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,127	1,120
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	15,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	60,6	59,5

За 2009 год из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 тыс. тонн нефти (по проекту 1483,5) при среднем дебите нефти 468,4 тонн/сут., жидкости – 2657,6 тыс. тонн (по проекту 1660,5) при среднем дебите жидкости 502,8 тонн/сут.; закачали 40,6 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 6,86 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м<sup>3</sup>/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс. тонн, по ФОН – 136,8 тыс. тонн.

За 2010 год из объекта Як-III-VII добыто 8713,4 тыс. тонн нефти (по проекту 6773,1) и 9768,5 тыс. тонн жидкости (по проекту 7874). Добыча объекта Як-III-VII составляет 68,6 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 439 тонн/сут., по жидкости – 492 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 59 скважин и 22 скважины в нагнетании. Действующий фонд состоит из 47 скважин ЭЦН и 12 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 7891,1 тыс. тонн, по ФОН – 822,3 тыс. тонн.

За 2011 год из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 тыс. тонн нефти (по проекту 9035) и 11457,8 тыс. тонн жидкости (по проекту 10462). Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 тонн/сут., по жидкости – 442 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6 тыс. тонн, по ФОН – 1303,6 тыс. тонн.

За 2012 год из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 тыс. тонн нефти (по проекту 11117) и 17269,3 тыс. тонн жидкости (по проекту 13403). Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 тонн/сут., по жидкости – 454,9 тонн/сут.

Актуальное состояние разработки объекта Як-III-VII по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 7.

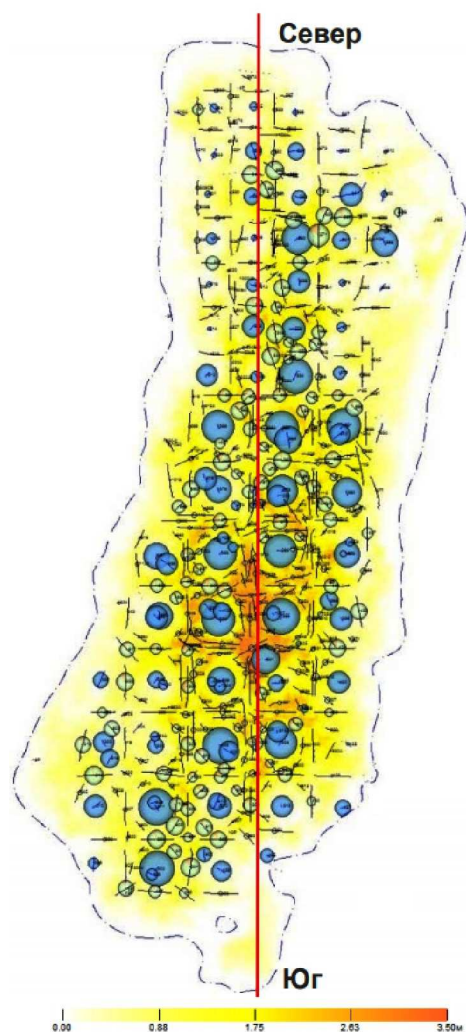
**Таблица 7** – Состояние разработки объекта Як-III-VII

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	расширение ГШ, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,448 / 0,165	0,448 / 0,165
Текущий отбор от НИЗ, %	36,9	37,1
Накопленная добыча нефти, млн тонн	102,25	102,68
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	–	–
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	12,27	12,70
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	55,51	57,77
Добыча газа за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	1354,01	2160,40
Закачка воды за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	54,38	53,95
Компенсация (накопленная / текущая), %	68,3 / 89,3	69,2 / 81,7
Средний дебит нефти, тонн/сут.	102,50	106,39
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	463,80	483,98
Средняя обводненность, %	77,91	78,01
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	328 / 90	327 / 94
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,64	3,48
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	148,0	218,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

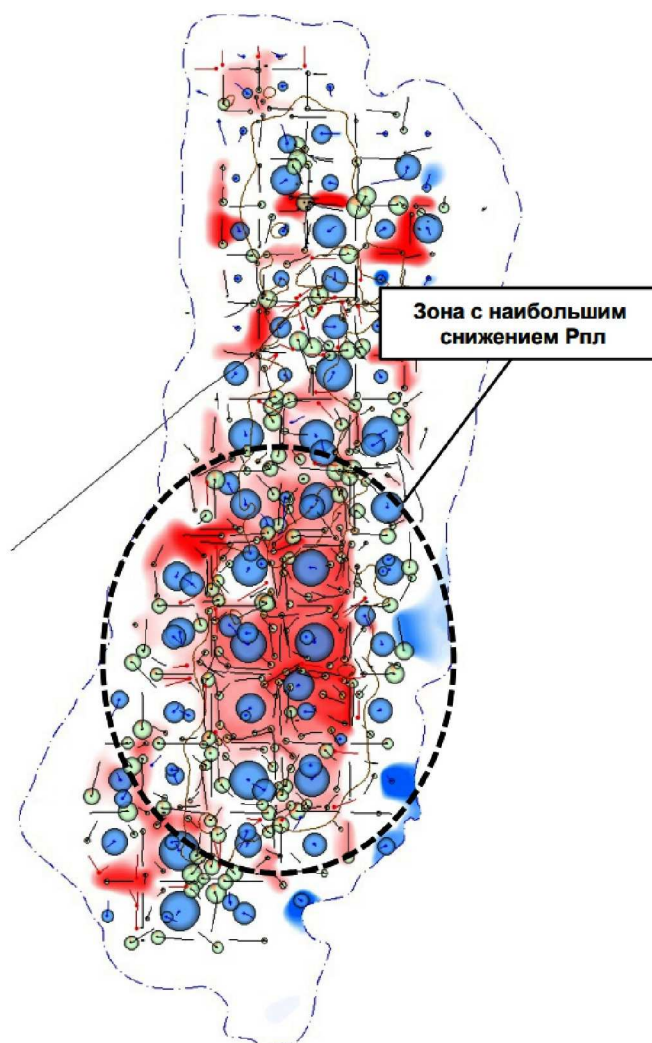
По состоянию на 01.01.2018 г. из объекта добыто 102,68 млн тонн нефти (по проекту 102,25 млн тонн). Компенсация отбора закачкой – 69,2 % (по проекту 68,3 %).

Отбор от НИЗ составил 37,1 % (по проекту 36,9 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 78,01 % (проект 77,91 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 106,39 тонн/сут. и 483,98 тонн/сут. соответственно (проектные 102,5 тонн/сут. и 463,8 тонн/сут.).

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 8, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 9.



**Рисунок 8** – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов



**Рисунок 9** – Карта динамики пластового давления с начала разработки

Из-за длительной отработки добывающих скважин, позднего ввода объектов ЦПС (ППД) и УПСВ-север (ППД) средне-пластовое давление на объекте Як-III-VII снизилось на ~ 31 атм. Наибольшее падение пластового давления локализовано в центральной зоне пласта Як-III-VII. С целью компенсации отборов пластового флюида приемистость нагнетательных скважин была увеличена с забойным давлением выше давления разрыва пласта, что привело к образованию трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде. В 2017 году реализовано бурение 6 дублеров скважин ППД.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII приведены на рисунке 10, динамика показателей разработки объекта Як-III-VII – на рисунке 11.

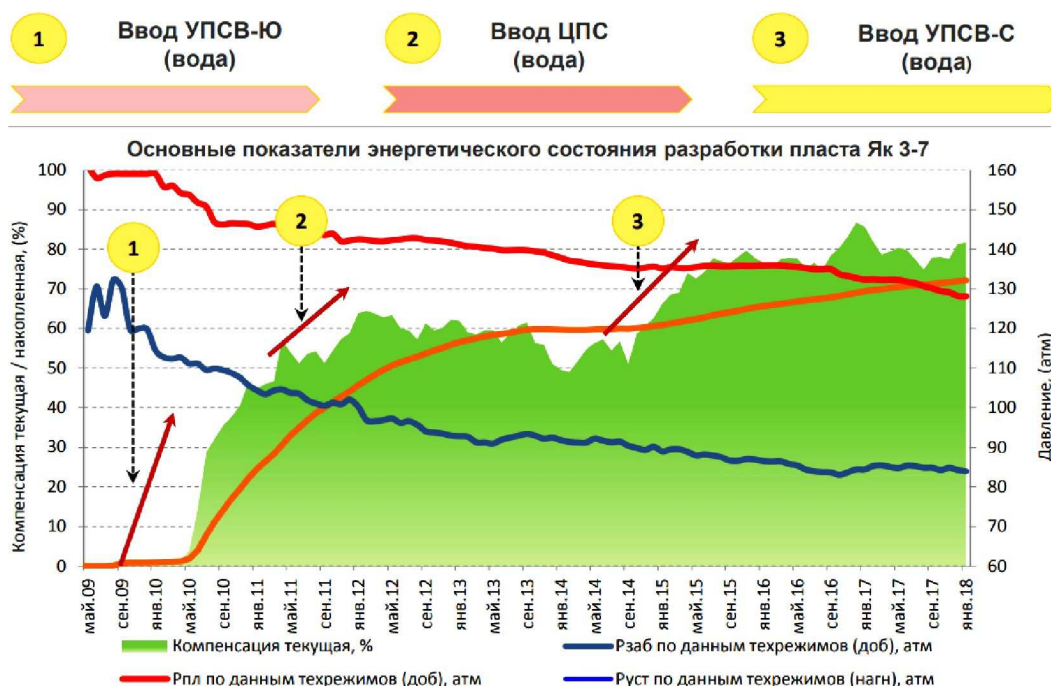


Рисунок 10 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII

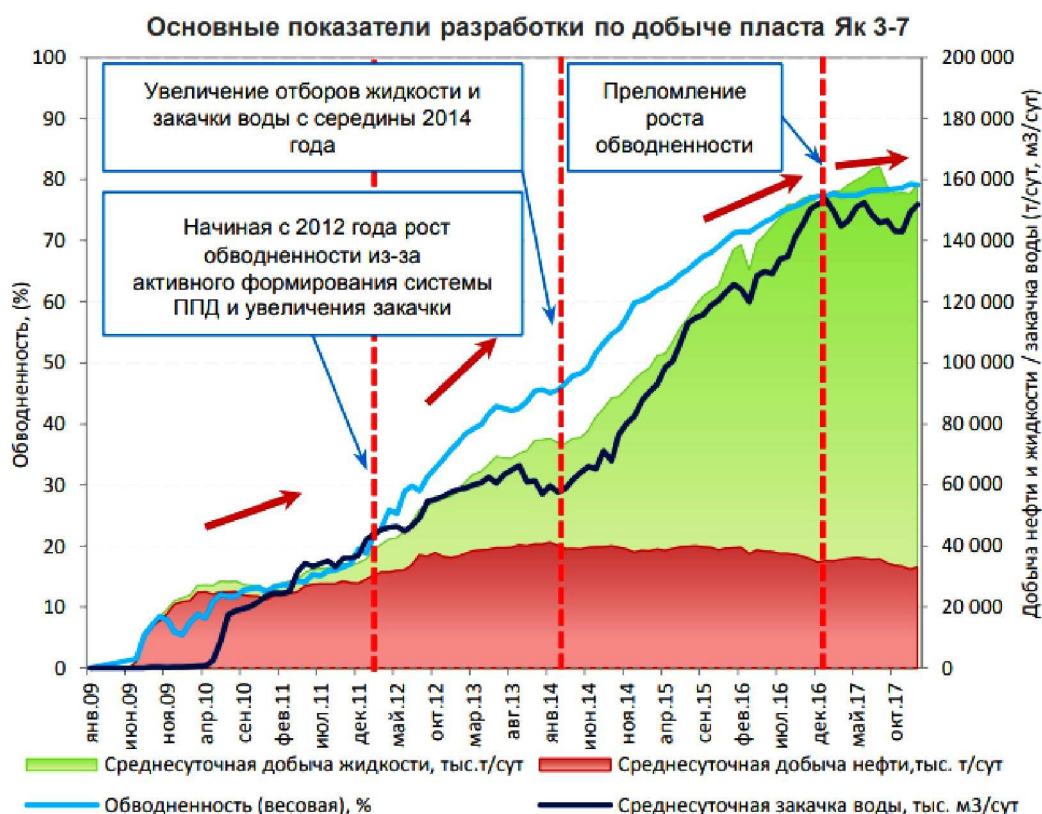


Рисунок 11 – Динамика показателей разработки объекта Як-III-VII

Анализ состояния разработки объекта Як-III-VII показал рост обводненности пласта, начиная с 2012 года в связи с вводом нагнетательных скважин и активным формированием системы ППД. Рост обводненности замедляется к середине 2014 года. Темп роста обводненности снижается в связи с вводом новых нефтедобывающих скважин в эксплуатацию. С начала 2016 года отмечается уменьшение темпа обводненности пласта Як-III-VII (+7 % за 2016 год) с дальнейшим снижением обводненности в 2017 году в результате бурения, ввода новых скважин и применения технологий выравнивания профилей приемистости и регулировки отбора жидкости.

На 01.01.2018 г действующий фонд скважин составил 421 ед. (из них 327 добывающих и 94 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. По состоянию на 01.01.2018 г. основные проектные показатели разработки достигнуты.

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Як-III-VII:

- наиболее выработанный пласт – Як-III-VII – характеризуется максимальным потенциалом по выработке. Дальнейшая стратегия выработки запасов Як-III-VII связана с уплотняющим бурением на разные этажи нефтеносности и применение блокирующих составов (ПОТ) для перераспределения фильтрационных потоков. Ввод мероприятий по ограничению водопритока.

#### Объект Нх-1

Общая геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Нх-1 приведена в таблице 8.

**Таблица 8** – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-1

Параметры	Нх-1
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,48
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	3
Начальное пластовое давление, МПа	25,9
Вязкость нефти в пл. условиях, МПа·с	0,4
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,829
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,362
Давление насыщения нефти газом, МПа	23,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	171,2

За 2009 год из объекта Нх-1 добыли 54,2 тыс. тонн нефти, средний дебит нефти 362,1 тонн/сут., жидкости – 54,3 тыс. тонн. При среднем дебите жидкости 363,1 тонн/сут. обводненность составила 0,2 %. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 год из объекта Нх-1 добыто 469,6 тыс. тонн нефти и 480,7 тыс. тонн жидкости, что составляет 3,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 169,1 тонн/сут., жидкости – 173 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина № 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс. тонн, по ФОН – 112 тыс. тонн.

За 2011 год из объекта Нх-1 добыто 1300 тыс. тонн нефти (по проекту 1408) и 1349,6 тыс. тонн жидкости (по проекту 1420), что составляет 8,8 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 153 тонн/сут., жидкости – 158,9 тонн/сут. Закачали воды 200,3 тыс. тонн, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыча при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс. тонн нефти.

За 2012 год из объекта Нх-1 добыто 1283,9 тыс. тонн нефти (по проекту 1455) и 1390,9 тыс. тонн жидкости (по проекту 1474), что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 114 тонн/сут., жидкости – 123,5 тонн/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м<sup>3</sup>, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м<sup>3</sup>/сут.

Актуальное состояние разработки объекта Нх-1 по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 9.



**Таблица 9 – Состояние разработки объекта Нх-1**

Показатели разработки	План	Факт
Режим разработки	Водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,372 / 0,083	0,372 / 0,083
Текущий отбор от НИЗ, %	22,31	22,17
Накопленная добыча нефти, млн тонн	10,61	10,53
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	–	–
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	1,56	1,48
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	4,72	4,78
Добыча газа за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	258,30	164,91
Закачка воды за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	6,73	5,89
Компенсация (накопленная / текущая), %	81,3 / 115,3	58,2 / 110,2
Средний дебит нефти, тонн/сут.	61,80	58,70
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	186,61	189,62
Средняя обводненность, %	66,90	69,00
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	70 / 40	69 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	1,75	1,73
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего, фонда с ГРП, %	7,1	7,2
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	0,0	0,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтяного объекта Нх-1 добыто 10,53 млн тонн нефти (по проекту 10,61 млн тонн) Компенсация отбора закачкой – 58,17 % (по проекту 81,3 %).

Отбор от НИЗ составил 22,17 % (по проекту 22,31 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 69,0 % (проект 66,9 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 58,7 тонн/сут. и 189,62 тонн/сут. соответственно (проектные 61,8 тонн/сут. и 186,61 тонн/сут.).

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 12, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 13.

По состоянию на 01.01.2018 г. система ППД сформирована. Поздний ввод системы ППД негативно отразился на динамике пластового давления, что привело к его снижению в среднем на 79 атм.

Текущая компенсация составила 110 %. В конце 2016 года выполнено снижение закачки из-за преждевременных прорывов к добывающим скважинам, что значительно повлияло на снижение роста обводненности в течение 2017 года.

Анализ состояния разработки объекта Нх-1 показал рост обводненности пласта, начиная с 2014 года в связи с увеличением закачки. Фиксируется увеличение темпа роста обводненности в начале 2016 года в связи с увеличением отборов жидкости. К 2017 году наблюдается значительное снижение роста обводненности.

По состоянию на 01.01.2018 г действующий фонд скважин составил 109 ед. (из них 69 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм. (на 01.01.2011 г.) до 203 атм. (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

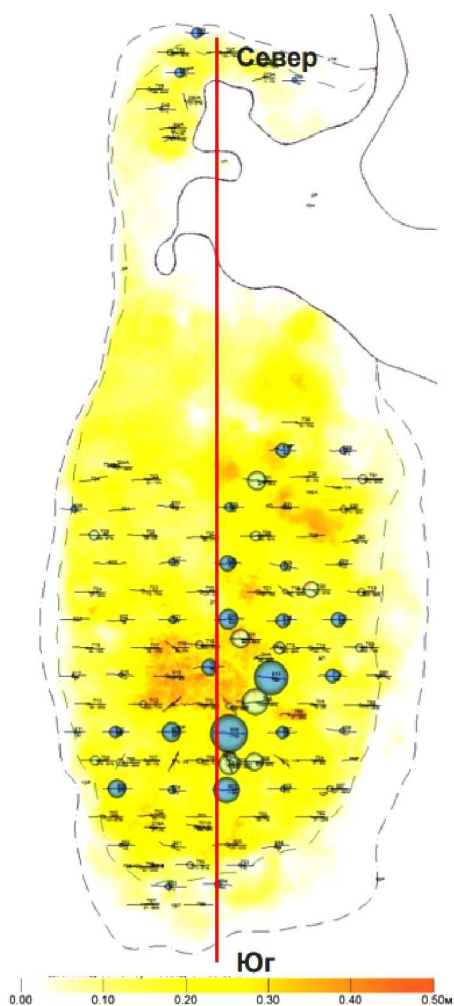


Рисунок 12 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

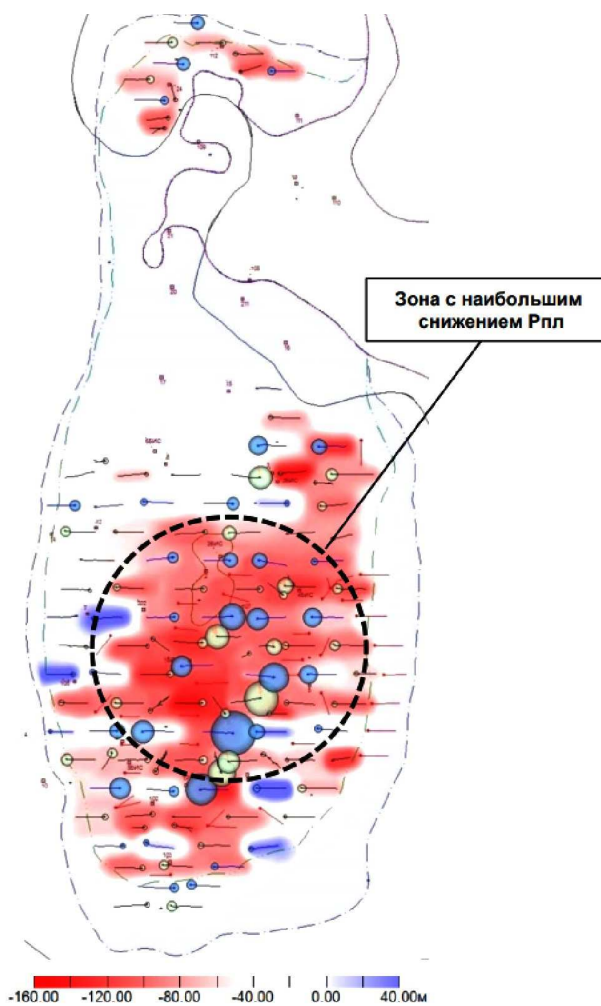
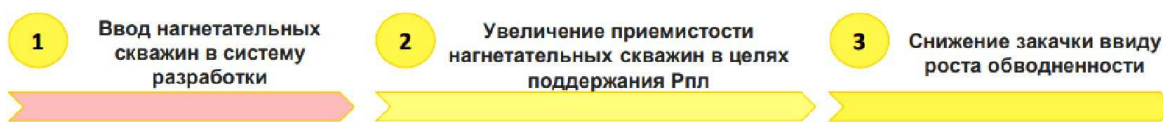


Рисунок 13 – Карта динамики пластового давления с начала разработки



Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1

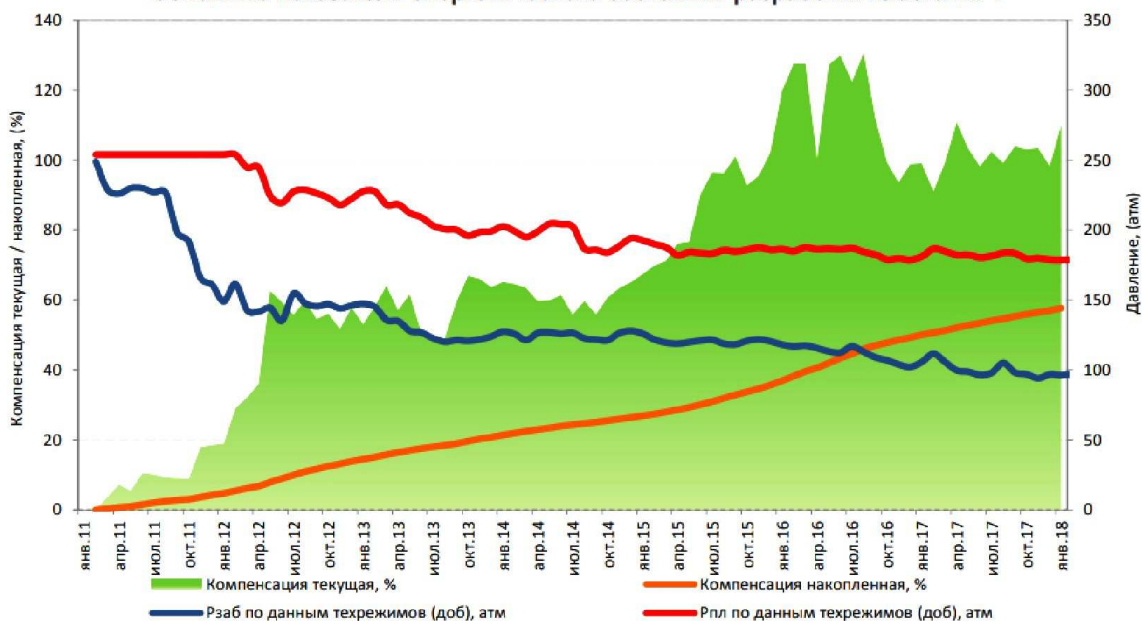


Рисунок 14 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-I приведены на рисунке 14, динамика показателей разработки объекта Нх-I – на рисунке 15.



**Рисунок 15** – Динамика показателей разработки объекта Нх-I

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-I:

- значительная часть запасов (~ 21 млн тонн – 45 %) сосредоточена в низкопроницаемой зоне и не вовлечена в разработку (нижняя зона Нх-I);
- с целью охвата недренируемой нижней зоны Нх-I рекомендуется формирование собственной сетки скважин. Для выработки запасов верхней зоны планируется уплотняющее бурение и применение блокирующих составов (ПОТ).

#### Объект Нх-III-IV

Общая геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV приведена в таблице 10.

**Таблица 10** – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV

Параметры	Нх-III-IV
Средняя газонасыщенная толщина, м	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,54
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	12
Начальное пластовое давление, МПа	27,3
Вязкость нефти в пл. условиях, МПа·с	0,6
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,843
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,88
Давление насыщения нефти газом, МПа	26,3
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	184,5

За 2009 год из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. тонн нефти при среднем дебите нефти 363 тонн/сут., жидкости – 1140,4 тыс. тонн при среднем дебите жидкости 372,7 тонн/сут., закачали 139,2 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 2,6 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс. тонн нефти.

За 2010 год из объекта Нх-III-IV добыто 3517,1 тыс. тонн нефти и 3877,5 тыс. тонн жидкости, что составляет 27,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Закачали 1250,9 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1087,3 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 48 ед. (31 скважина – ФОН, 17 скважин – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3036,5 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 480,5 тыс. тонн нефти.

За 2011 год из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. тонн нефти и 4281,2 тыс. тонн жидкости, что составляет 27,5 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 ед. (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании. Закачали 2965,5 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1022,5 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3316,8 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 554,7 тыс. тонн нефти.

За 2012 год из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. тонн нефти и 5226,4 тыс. тонн жидкости, что составляет 26,3 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 ед. (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3814,3 тыс. тонн нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс. тонн нефти (20 скважин).

Актуальное состояние разработки объекта Нх-III-IV по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 11.

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтегазоконденсатного пласта Нх-III-IV добыто 40,19 (по проекту 41,29) млн тонн нефти.

**Таблица 11** – Показатели разработки объекта Нх-III-IV

Показатели разработки	План	Факт
Режим разработки	газонапорный, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,408 / 0,110	0,408 / 0,118
Текущий отбор от НИЗ, %	27,21	28,88
Накопленная добыча нефти, млн тонн	41,29	40,19
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	3,62	3,60
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	4,51	3,41
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	11,28	9,40
Добыча газа за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	5207,10	4644,08
Закачка воды за 2017 год, млн м <sup>3</sup>	11,08	11,91
Компенсация (накопленная / текущая), %	29,2 / 36,0	52,6 / 38,6
Средний дебит нефти, тонн/сут.	106,9	100,6
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	314,9	276,9
Средняя обводненность, %	66,0	70,8
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	99 / 32	93 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,09	2,33
Доля механизированного фонда, %	100	89
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	105,9	213,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН, ФОН
Типы заканчивания скважин	целевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

Отбор от НИЗ составил 28,88 % (по проекту 27,21 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектную и составила 70,8 % (проект 66,0 %). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 100,6 и 276,9 тонн/сут. (проектные 106,9 тонн/сут. и 314,9 тонн/сут.).

Локализованы зоны наибольшего снижения пластового давления, представленные в северной и южной частях пласта. Данные локализованные области включают большое количество скважин, пробуренных в суперколлектор, что отражает максимальное падение пластового давления в этой зоне.

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм. (на 01.01.2011 г.) до 238,1 атм. (на 01.01.2013 г.) при начальном – 271 атм.

С целью компенсации отборов пластового флюида в 2013 году было введено 6 газонагнетательных скважин для нагнетания в газовую шапку. С середины 2017 года реализуется программа водогазового воздействия для снижения рециркуляции закачиваемого газа, изменения механизма вытеснения и повышения давления в подгазовой зоне.

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 16, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 17.

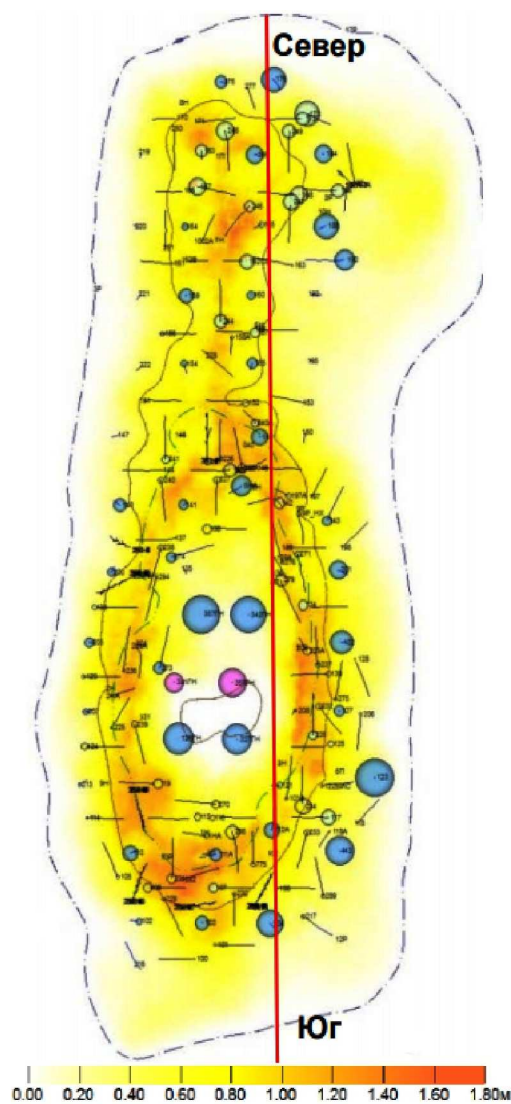


Рисунок 16 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

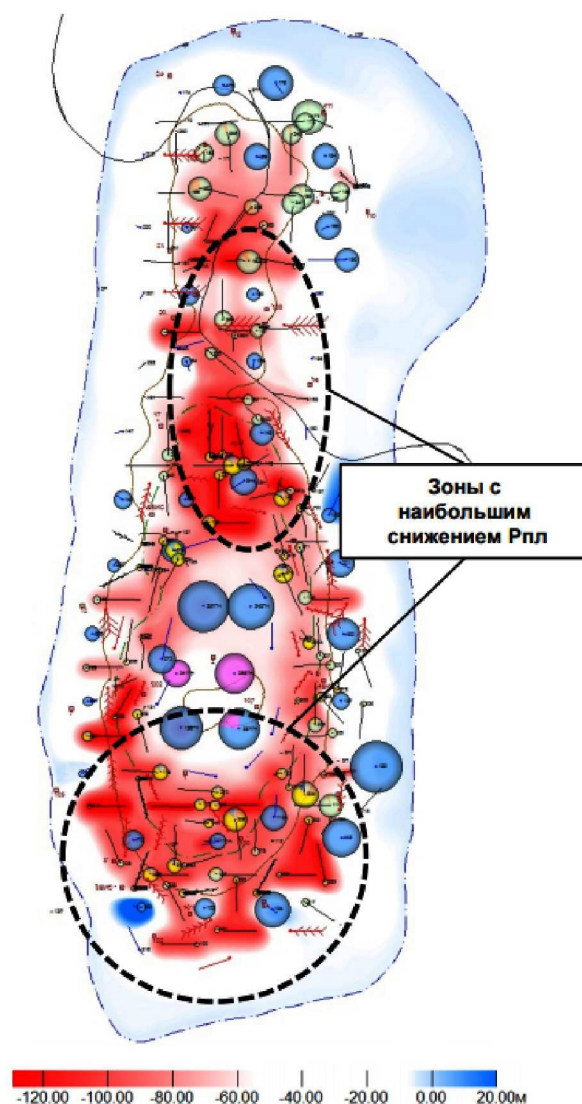


Рисунок 17 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

Добыча нефти осложнена высоким газовым фактором по причине фильтрации закачиваемого газа по суперколлектору. Вследствие чего возникло недостижение потенциала добычи жидкости скважин в центральной и южной частях залежи.

С 2017 года отмечается значительное снижение закачки, не повлиявшее на рост обводненности.

По состоянию на 01.01.2018 г. действующий фонд скважин составил 133 ед. (из них 93 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV приведены на рисунке 18, основные показатели разработки объекта Нх-III-IV – на рисунке 19.

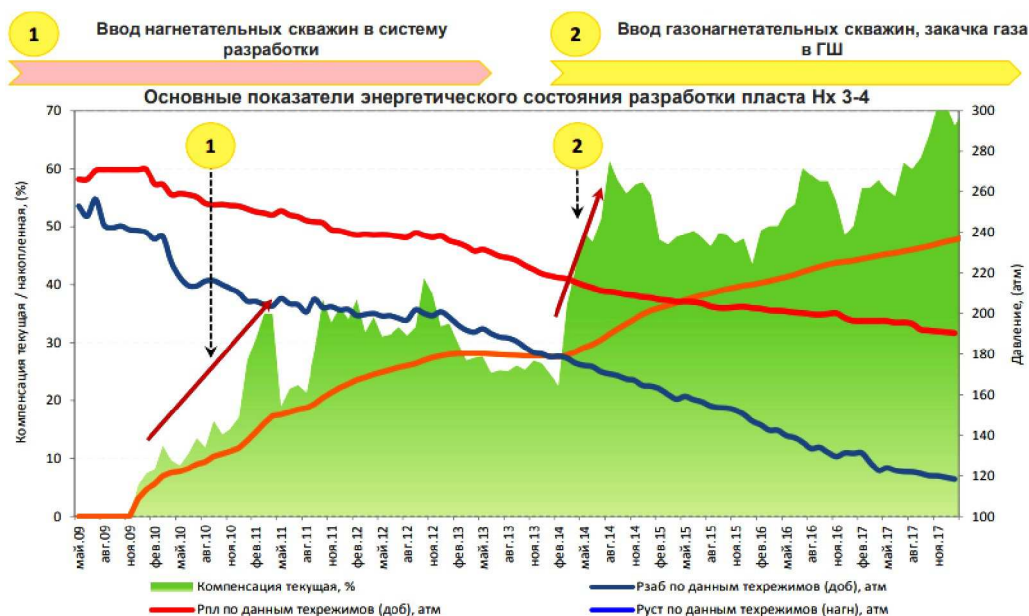


Рисунок 18 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV



Рисунок 19 – Основные показатели разработки объекта Нх-III-IV

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-III-IV:

- основной объем добычи – суперколлектор. Наибольшие запасы – Нх-IV. Для увеличения темпов отбора запасов Нх-IV рекомендуется формирование собственной сетки скважин с ППД;

- значительная часть геологических запасов (~ 40 млн тонн) сосредоточена в низкопроницаемой зоне Нх-III и практически не вовлечена в разработку. С целью охвата этих запасов планируется формирование собственной сетки скважин с ППД.

### Результаты анализа текущего состояния разработки

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 12.

**Таблица 12** – Состояние разработки Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Накопленная добыча нефти и конденсата, млн тонн	153,4
Текущие извлекаемые запасы нефти, млн тонн	324,7
Текущие извлекаемые запасы газового конденсата, млн тонн	2,2
Пиковая добыча нефти и конденсата, млн тонн	22 (в т.ч. 0,49 млн тонн ГК)
Текущая добыча нефти и конденсата, млн тонн	17,6 (в т.ч. 0,67 млн тонн ГК)
Текущий КИН	0,133
Текущая обводненность, %	76,4
Отбор от НИЗ / отбор от вовлеченных запасов, %	32/32
Средний дебит нефти, тонн/сут.	105
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	446

По состоянию на 01.01.2018 г. Ванкорское месторождение насчитывает 726 скважин по основным эксплуатационным объектам, в т.ч.:

- 472 нефтедобывающие;
- 156 нагнетательных;
- 22 газовые;
- 76 водозаборных.

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения показана на рисунке 20.

Основные особенности разработки месторождения:

- III стадия разработки месторождения;
- опережающая обводненность пластов Як-III-VII и Нх-III-IV.

Основные осложняющие факторы:

- высокопроницаемые пропластки Як-III-VII;
- высокое соотношение добывающих скважин к нагнетательным (~ 3);
- суперколлектор Нх-III-IV;
- зоны низких ФЕС Нх-I и Нх-III.



**Рисунок 20** – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Текущая стратегия разработки месторождения:

- уплотняющее бурение;
- вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами Нх-I и Нх-III;
- развитие стратегии по ограничению водопритока ВПП/РИР;
- реализация стратегии водогазового воздействия.

### Литература:

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2009.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00 / Утверждено Минтопэнерго России; введено 10.03.2000. – М., 2000.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: разработаны федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / разработаны федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003. – Ч. 2: Фильтрационные модели.
5. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС / принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 г. (протокол № 5370); введено в действие с 01.07.2012. – М. : ОАО «Газпром», 2012.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
9. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Березовский Д.А., Матвеева И.С., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути ее решения на Медвежьем месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11/2016. – С. 53–62.
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
18. Сезар Лину Андре, Очередыко Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.
19. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>



20. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчет предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.

21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

22. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчет экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 233–237.

### References:

1. Addition to the Technological scheme of development of the Vankorsky field. – Ufa : LLC RN-Ufanipineft, 2009.

2. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields : RD 153-39.0-047-00 / Is approved by Ministry of Fuel and Energy of Russia; it is entered 10.03.2000. – M., 2000.

3. Methodical instructions on creation permanent geologo-tekhnologichesk-ky models of oil and gas-oil fields: are developed by federal public institution of Ekspertneftegaz of the Ministry of Energy of the Russian Federation. – M. : VNIIOENG, 2003.

4. Methodical instructions on creation permanent geologo-tekhnologichesk-ky models of oil and gas-oil fields / are developed by federal public institution of Ekspertneftegaz of the Ministry of Energy of the Russian Federation. – M. : VNIIOENG, 2003. – Part 2: Filtrational models.

5. Temporary regulations of assessment of quality and acceptance of the three-dimensional digital geological and hydrodynamic models represented by subsoil users as a part of engineering designs of development of fields of hydrocarbon raw materials for consideration of TsKR of Rosnedra on UVS / are adopted at an enlarged meeting of TsKR of Rosnedra on UVS of 19.04.2012 (protocol № 5370); it is put into operation from 01.07.2012. – M. : JSC Gazprom, 2012.

6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovy deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.

8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovy deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.

9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

13. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Avenok O.V. Prerequisites and problems of modeling of rocks in terms of establishment of conditions of approach of factors of a complication of production // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 2. – P. 27–33.

15. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Avenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

16. Berezovsky D.A., Matveeva I.S., Avenok O.V. Problem of «samozadavlivaniye» of wells and a way of its decision on Medvezhye field // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11/2016. – P. 53–62.
17. Berezovsky D.A., Kusov, Avenok O.V., Dzhozefs Edzhemen of Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 1. – P. 33–50.
18. César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 208–236.
19. Kusov G.V., Avenok O.V., Berezovsky D.A. The technological mode of operation of gas and gas-condensate wells on Medvezhye gas field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsni.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
20. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Avenok O.V. Calculation of a limit waterless output of the well on the example of the Komsomol gas field / Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbon and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of Oil and Gas Fields. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 176–179.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
22. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polishchuk D.A. Calculation of cost efficiency of use of the devices «STORM UKM NP» as one of methods of fight against ASPO on the Vankor-sky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 233–237.

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ И ОБЗОР ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ  
И РАБОТОСПОСОБНОСТИ СКВАЖИН  
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДЫШ**

**ANALYSIS AND REVIEW OF APPLIED TECHNOLOGIES  
FOR THE RECOVERY OF WELL PRODUCTIVITY  
AND WELL SERVICEABILITY ON THE DYSH FIELD**

**Яковлев Алексей Леонидович**

Вице-президент  
по развитию инвестиционных проектов,  
ООО «КНГК-Групп»  
yakovlev@kngk-group.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье выполнен анализ современного состояния разработки газонефтяного месторождения Дыш; установлена нефтегазоносность на текущий период и определены перспективы и варианты разработки месторождения; выполнен анализ и обзор существующих методов интенсификации добычи на месторождении Дыш. Целью статьи является анализ и обзор применяемых технологий восстановления продуктивности и работоспособности скважин на месторождении Дыш, а также различных методов интенсификации добычи пластовых флюидов с целью достижения проектного КИН.

**Ключевые слова:** технологии по интенсификации притока; растворение глинистых частиц; изменение обменного комплекса; разрушение глинистых частиц (разглинизация); разглинизация призабойной зоны пласта с применением разглинизирующего реагента; воздействие на пласт гидродинамическим пульсатором давления; комплексное использование технологий.

**Yakovlev Aleksey Leonidovich**

Vice President  
for Investment Project Development,  
LLC «KNGK-Group»  
yakovlev@kngk-group.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical Sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article analyzes the current state of development of the Dysh gas and oil field; the oil and gas potential for the current period has been determined and the prospects and options for the development of the field have been determined; the analysis and review of existing methods of intensification of production at the Dysh deposit have been carried out. The purpose of the article is to analyze and review the technologies used to restore the productivity and efficiency of wells in the Dysh deposit, as well as various methods of intensifying production of reservoir fluids in order to achieve the design of oil recovery ratio.

**Keywords:** technologies for stimulation of inflow; dissolution of clay particles; change in the exchange complex; destruction of clay particles (decomposition); deglaying the bottomhole formation zone with the use of a decomposing reagent; impact on the reservoir by a hydrodynamic pressure pulsator; integrated use of technology.

**Анализ и обзор текущего состояния показателей разработки газонефтяного месторождения Дыш**

Месторождение Дыш находятся в Горяче-Ключевском районе Краснодарского края. Самым крупным населенным пунктом в районе является г. Горячий Ключ, расположенный в 55 км от г. Краснодара и связанный с ним шоссейной и железной дорогой (рис. 1).

В орографическом отношении район приурочен к переходной зоне от Прикубанской низменности к северному склону Кавказского хребта (хребет Пшаф) и характеризуется сильно расчлененной поверхностью.

Хребет Пшаф, с которого берут начало все речки (Псекупс, Гоноубат, Большой и Малый Дыш) и балки района, сложен эльбурганской свитой и доломитизированными известняками верхнего мела.

Промышленная нефтегазоносность месторождения Дыш установлена в 1954 году.

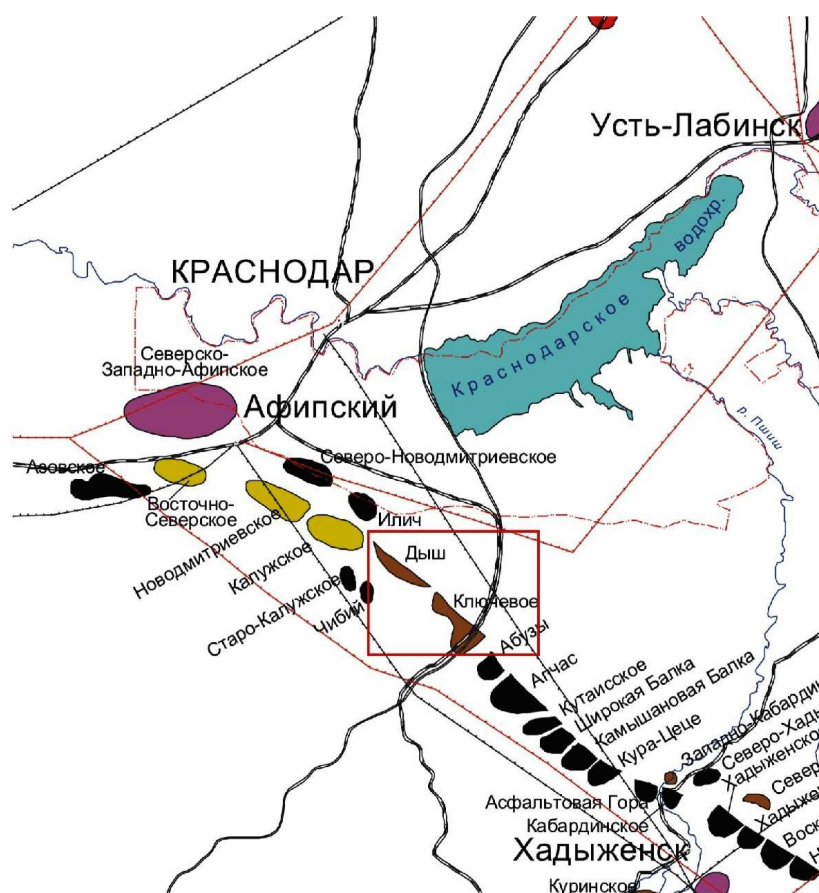


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

### Ключевые этапы проектирования разработки месторождения

Разработка месторождения начата в 1954 году вводом в эксплуатацию скважин №№ 41 и 50 на I майкопском горизонте и скважины № 55 на II горизонте. Скважины вступили в эксплуатацию с дебитами жидкости от 32 до 39 тонн/сут.

Первым проектным документом на разработку I горизонта стала технологическая схема, выполненная КФ ВНИИнефть в 1956 году [1]. ЦКР утвержден вариант разработки с размещением 38 эксплуатационных скважин двумя рядами с расстоянием между скважинами 400 м и между рядами 450 м. Поддержание пластового давления не предусматривалось. Установлены уровни отбора нефти до 700 тонн/сут. и максимальная депрессия 2,5 МПа. Проектный фонд скважин был полностью реализован к концу 1957 года. Среднесуточный уровень отбора нефти составил при этом 519 тонн. До 1957 года разбуривалась только восточная часть залежи, т.к. участок западнее скважины № 125 не был разведан.

В том же 1957 году КФ ВНИИнефть выполнен анализ разработки I горизонта [2], где отмечено снижение пластового давления при существующих уровнях отбора жидкости и рекомендовано законтурное заводнение. С 1959 года разработка залежи осуществляется с поддержанием пластового давления путем законтурного и приконтурного заводнения. Нагнетание воды способствовало стабилизации пластового давления. В 1962-1965 гг. отборы снизились вследствие роста обводненности приконтурных скважин и перевода части скважин на периодическую работу из-за резкого увеличения газового фактора. В дальнейшем, благодаря вводу новых скважин и изоляции загазованных пропластков, достигнута стабилизация отборов.

В 1974 году КраснодарНИПИнефть составлен проект доработки месторождения [3], в котором рассмотрены варианты дальнейшего уплотнения сетки скважин I горизонта. В связи с падением давления и расширением газовой шапки предложено создать линию нагнетания из обводнившихся скважин первого ряда. Фактически под закачку переведены только обводнившиеся скважины №№ 45, 50, 111, 347 в период с 1987 по 1998 гг.

Также в проекте 1974 года впервые рассмотрена разработка II горизонта. К этому времени все пять заливов объекта были разбурены двумя рядами добывающих скважин, но поддержание пластового давления осуществлялось только на пятом заливе. В работе рассмотрены варианты с поддержанием давления путем закачки воды в законтурную область, а также газа высокого давления и воды в головную часть. По результатам расчетов рекомендован вариант с циклической закачкой газа и воды в головную часть залежей.

В работе [5] выполнен анализ состояния разработки пятого залива II горизонта, на котором работой [3] рекомендовалась закачка газа высокого давления. Отмечено, что проектные рекомендации не выполнены по причине отсутствия компрессора. В связи с невозможностью закачки газа, рекомендовано увеличить объемы нагнетаемой воды для достижения полной компенсации отборов.

В 1998 году РосНИПИтермнефть выполнен и утвержден протоколом ЦКР № 2414 от 15.09.1999 г. анализ разработки [5] с расчетом технологических показателей на период действия лицензионных соглашений. Рекомендовано пробурить 30 добывающих скважин на I горизонте для обеспечения равномерной выработки запасов, а также рассмотреть возможность применения полимерного заводнения для довыработки остаточных запасов. Довыработку запасов II горизонта предполагалось проводить существующим фондом скважин, без поддержания пластового давления.

В работе [6] отмечено, что увеличение закачки воды в нагнетательные скважины I горизонта не приводит к необходимой компенсации отборов жидкости из пласта, т.к. сопровождается возрастанием оттока воды за контур нефтеносности. Также рассмотрен вопрос о наличии перетоков пластовых флюидов между участками залежи. Сделан вывод о наличии латеральных перетоков нефти в направлении с востока на запад вдоль оси линий выклинивания и ВНК.

В проекте доработки I горизонта [7], составленном ОАО «РосНИПИтермнефть» в 2003 году, отмечено, что пластовое давление в зоне отбора упало ниже давления насыщения, и в призабойной зоне скважин начался режим растворенного газа. Для предотвращения дальнейшего развития этого режима, рекомендовано изменение системы разработки залежи путем организации внутриконтурного заводнения. Во избежание быстрого обводнения скважин, запланировано применение физико-химических методов воздействия. Для этого в восточной части залежи предусмотрено формирование трех разрезающих и приконтурного рядов нагнетательных скважин с закачкой оторочки раствора полимера.

### **Характеристика и оценка текущего состояния разработки месторождения Дыш в целом**

В 1998 году в рамках «Анализа разработки месторождений ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» [5], утвержденного протоколом ЦКР № 2414 от 15.09.1999 г., по месторождению выполнен прогноз технологических показателей на период действия лицензионных соглашений.

В целом по месторождению (рис. 2) в 2006–2017 гг. проектный документ предполагал отбор 721,8 тыс. тонн нефти, фактически отобрано почти вдвое больше – 1387,8 тыс. тонн. Заложенного в расчеты снижения добычи со средним коэффициентом падения 0,82 фактически не происходило. При этом по жидкости отборы составили 2163,5 и 1911,5 тыс. тонн соответственно, то есть повышенные уровни отборов нефти достигнуты за счет значительно более низкой обводненности продукции.

В 2017 году коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,530, отбор утвержденных извлекаемых запасов составил 99,1 %. Темп отбора равен 2,5 % от начальных и 72,9 % от текущих извлекаемых запасов нефти. Годовая добыча в 2006–2017 гг. росла, и только в последний год снизилась. Все эти показатели свидетельствуют о вовлечении в разработку дополнительных запасов нефти. Остаточные извлекаемые запасы составляют 111 тыс. тонн, что практически втрое меньше добычи 2007 года. Несомненно, утвержденные извлекаемые запасы нефти по месторождению будут превышены.

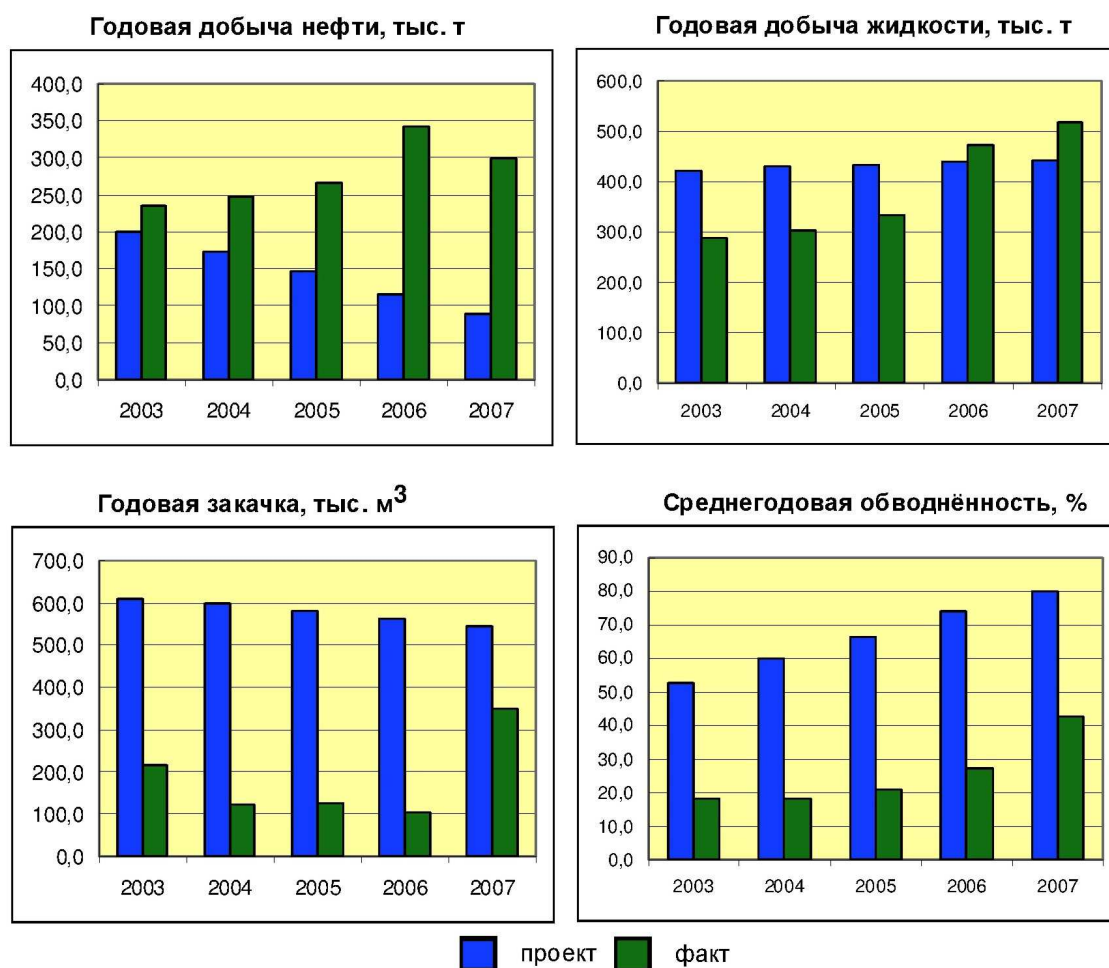


Рисунок 2 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения Дыш

83,4 % отобранной за период сопоставления нефти приходится на долю I горизонта. В 2017 году превышение добычи над проектной достигло 3,4 раз. Произошло это в основном вследствие более медленного роста обводненности. В 2013–2016 гг. она стабильно держалась на уровне 18–22 %, после чего стала расти темпами, превышающими проектные – до 49,2 %. Но и это значение значительно ниже проектного (84,3 %), что позволило при меньших дебитах по жидкости более чем в два раза превысить дебиты по нефти. Низкая обводненность достигнута за счет своевременной изоляции и переносов интервалов перфорации.

В рассмотренный период проектом предусматривалась повышенная компенсация отборов жидкости закачкой, на уровне 120 % ежегодно. Для этого нагнетание должно было осуществляться в 30 скважин, с приемистостью 52–59 м<sup>3</sup>/сут. Фактически приемистость соответствовала проектной, но действующий фонд был гораздо меньше и не превышал 14 скважин. Поэтому закачка составляла от 17 до 50 % от уровня отборов, т.е. компенсация была недостаточной для поддержания пластового давления. Это справедливо и для 2016 года, когда увеличение объемов закачки также не позволило компенсировать возросшие отборы.

К концу рассматриваемого периода средняя обводненность достигла 48,6 % вместо 84,3 %, что позволило сохранить больший действующий фонд добывающих скважин – 130 против 86 по проекту. Объясняется это как отсутствием выбытия обводнившихся скважин, так и большими объемами бурения в эти годы – 24 скважины вместо 6. Новые скважины обеспечили 19,3 % суммарной добычи нефти за пять лет. Дебиты их были несколько выше проектных, обводненность – ниже. Высокий средний дебит новых скважин 2016 г. объясняется исключительно высокой продуктивностью скважины 499. Две другие скважины проработали 11–13 сут. и их гораздо более низкие дебиты почти не отразились на средней цифре.

По II горизонту в 2013–2015 гг. уровни отборов нефти несколько выросли, хотя в сумме имел место меньший отбор по сравнению с проектом. Причина заключается в том, что стабильно работающих скважин оказалось меньше предусмотренного проектом количества, и действующий добывающий фонд составлял 16–20 единиц вместо 26–27. Резкий рост отборов в 2015–2016 гг., вызванный успешным проведением мероприятий, позволилкратно превысить проектные уровни в эти годы. Определяющую роль в данном превышении сыграл рост дебитов скважин по жидкости в 3,1 раз за два года.

В середине 2016 года на II горизонте были пробурены две новые добывающие скважины, которые благодаря достаточно высоким дебитам, примерно вдвое превышающим средние, и небольшому фонду объекта, дали 14,0 % от общей добычи.

Поддержание пластового давления проектным документом в рассматриваемый период не планировалось. По факту в 2016 году закачка возобновлена, для чего использовались три скважины, из которых на конец года действовали две. Реально на динамику пластового давления могла повлиять только скважина № 211, на долю которой приходится 97,4 % годового объема закачки. Отметим, что это первый опыт закачки на третьем заливе горизонта.

Разбуривание месторождения начато в 1954 году. В течение шести лет в эксплуатацию был введен основной фонд скважин, на обоих объектах пробурено два ряда эксплуатационных скважин. В 1959 году начато поддержание пластового давления путем законтурного и приконтурного заводнения. В последующие 25 лет фонд оставался достаточно стабильным, к 1984 году уменьшившись до 80 добывающих и 18 нагнетательных скважин. С 1985 года начинается интенсивное уплотнение сетки скважин, с увеличением фонда более чем в два раза. На многих участках соседние скважины располагаются теперь на расстоянии 100–200 м, вместо прежних 300–400 м.

Скважины вводились в эксплуатацию фонтанным способом. Напор контурной воды и газовой шапки (на I горизонте) обеспечили длительный период фонтанной эксплуатации. При снижении пластового давления осуществлялся перевод скважин на механизированный, в основном глубинно-насосный, способ эксплуатации.

За прошедшее время проектный фонд скважин полностью реализован, пробурено 53 скважины вместо предусмотренных проектом 30 (табл. 1). Характеристика фонда скважин на текущий момент приведена в таблице 2. В настоящее время в действующем фонде находится 146 добывающих скважин, из них 26,0 % – фонтанные. 80 добывающих скважин находится в бездействующем, консервационном либо наблюдательном фонде. Из 33 нагнетательных скважин действующих 12. 89 % действующего добывающего и 83 % нагнетательного фонда относится к I горизонту.

**Таблица 1** – Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения Дыш по состоянию на 01.01.2018 г.

n/n	Категория фонда	I горизонт	II горизонт	Месторождение
1	2	3	4	5
1	Утвержденный проектный фонд, всего	178	28	206
	в том числе:			
	добывающие	148	28	176
	нагнетательные	30	–	–
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
2	Фонд скважин на 01.01.2018 г., всего	222	37	259
	в том числе:			
	добывающие	130	16	146
	нагнетательные	11	2	13
	наблюдательные	47	14	61
	бездействующие	29	5	34
	в консервации	5	–	5

**Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле**

**Продолжение** таблицы 1

1	2	3	4	5
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2018 г., всего	30	–	30
	в том числе:			
	добывающие	–	–	–
	нагнетательные	–	–	–
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–

**Таблица 2** – Характеристика фонда скважин месторождения Дыш по состоянию на 01.01.2018 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		
		I горизонт	II горизонт	Место-рождение
Фонд добывающих скважин	Пробурено	213	47	260
	Возвращено с других горизонтов	6	–	
	Всего	219	47	260
	В том числе:			
	Действующие	130	16	146
	из них: фонтанные	34	2	36
	ЭЦН	1	5	6
	ШГН	94	9	103
	газлифт:	1	–	1
	Бездействующие	11	3	14
	В освоении после бурения	–	–	–
	В консервации	5	–	5
	Наблюдательные	47	14	61
	Переведены под закачку	17	4	21
	Переведены на другие горизонты	–	6	–
	В ожидании ликвидации	–	2	2
	Ликвидированные	9	2	11
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	12	–	12
	Возвращено с других горизонтов	–	–	–
	Переведены из добывающих	17	4	21
	Всего	29	4	33
	В том числе:			
	Под закачкой	11	2	13
	Бездействующие	18	2	20
	В освоении	–	–	–
	В консервации	–	–	–
	В отработке на нефть	–	–	–
	Переведены на другие горизонты	–	–	–
	В ожидании ликвидации	–	–	–
Ликвидированные	–	–	–	

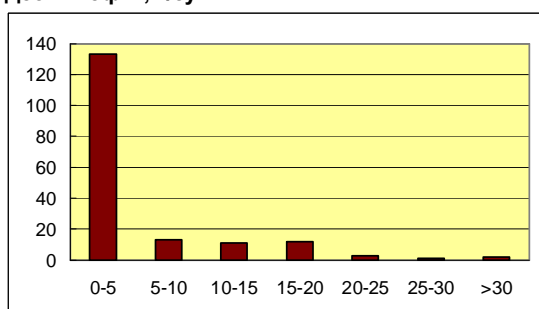
Особенностью разработки залежи нефти I и II майкопских горизонтов является невысокая обводненность продукции скважин на протяжении всей истории разработки.



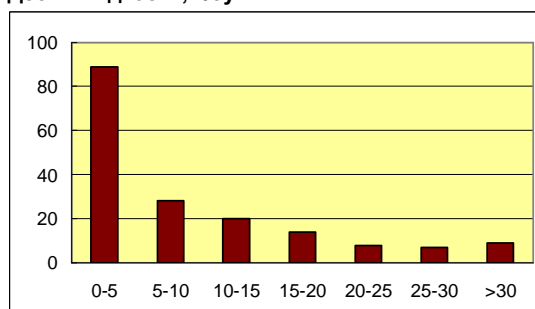
Вода до 2016 года достигала 23 %, но в результате проведения геолого-технических мероприятий по ее отсечению (в основном изоляция цементным раствором и переносом интервала перфорации) обводненность не росла. Такой факт связан также с щадящим режимом разработки залежи, присущим месторождениям с газовой шапкой (темп отбора от начальных извлекаемых запасов не превышал 2 %), и в основном законтурной системой поддержания пластового давления. После интенсификации отборов обводненность продукции по I горизонту повысилась.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 3 и 4. Дебит нефти скважин I горизонта в 2017 году в среднем составлял 4,6 тонн/сут., при этом более половины скважин работают с дебитом менее 2 тонн/сут. Обводненность изменяется от 0 до 98 %, причем скважины распределены достаточно равномерно во всем диапазоне.

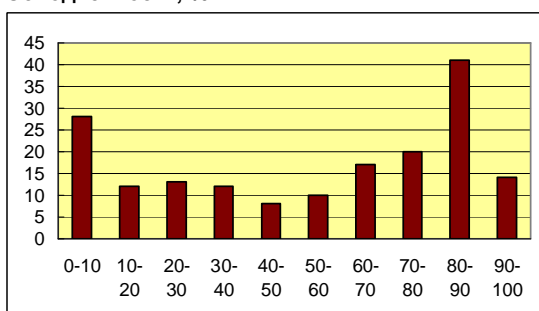
Дебит нефти, т/сут



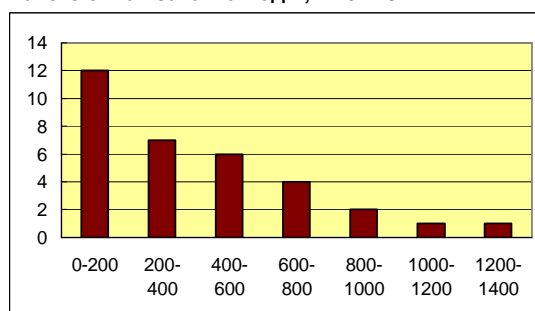
Дебит жидкости, т/сут



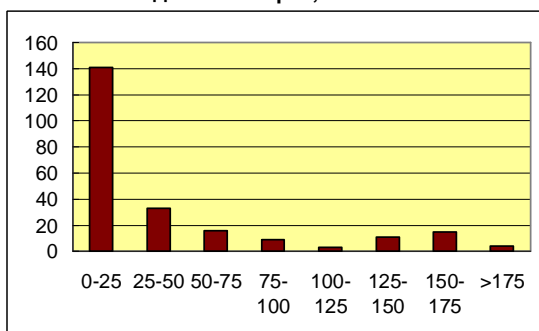
Обводнённость, %



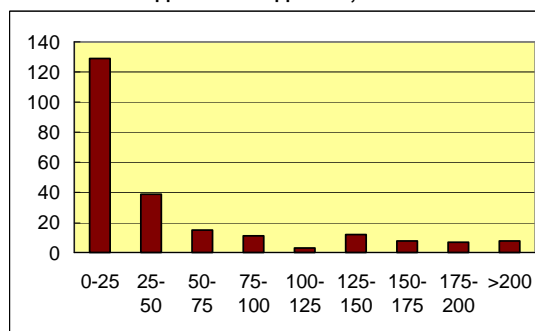
Накопленная закачка воды, тыс. м3



Накопленная добыча нефти, тыс.т



Накопленная добыча жидкости, тыс.т



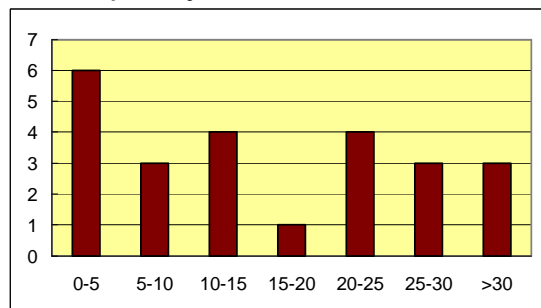
**Рисунок 3** – Распределение скважин I майкопского горизонта месторождения Дыш по текущим и накопленным показателям

На II горизонте фонд значительно меньше, но показатели его лучше. Дебит скважин по нефти доходит до 41 тонн/сут., почти равномерно распределяясь в интервале изменения. С дебитом до 2 тонн/сут. работает всего 5 скважин. Обводненность изменяется от 3 до 57 %. За последние два года дебиты скважин выросли более чем в три раза, в основном за счет ГРП.

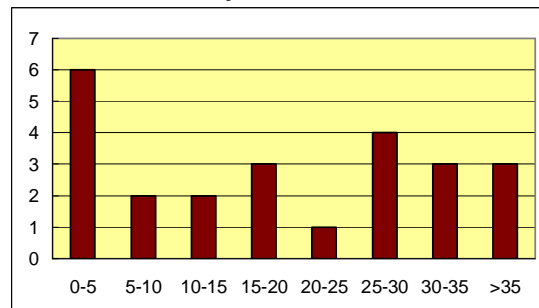
I и II майкопские горизонты месторождения Дыш введены в разработку в 1954 году. В 1954–1960 гг. оба объекта разбурены двумя рядами добывающих скважин. В

1959–1960 гг. введены в эксплуатацию первые нагнетательные скважины. Объемы закачки весьма незначительны, как и ее влияние на отборы жидкости. Дебиты скважин остаются стабильными, обводненность растет медленно, с тем же темпом, что и до начала закачки.

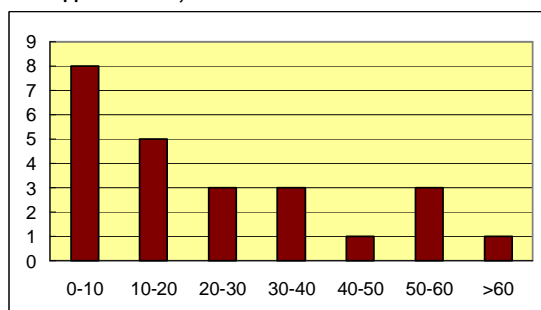
Дебит нефти, т/сут



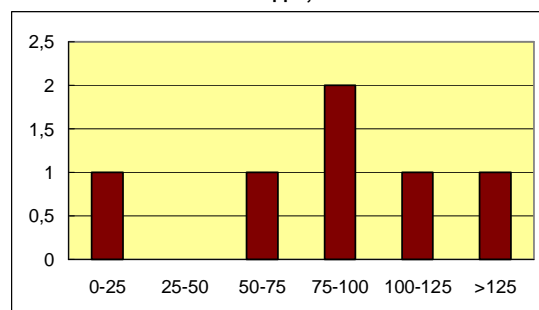
Дебит жидкости, т/сут



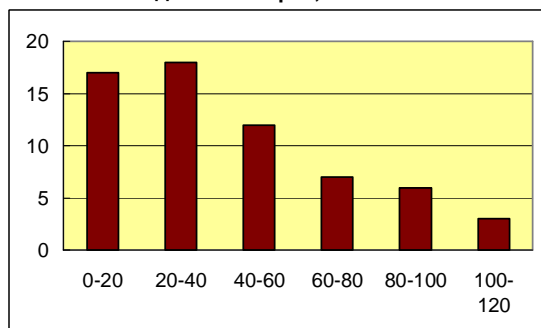
Обводненность, %



Накопленная закачка воды, тыс. м3



Накопленная добыча нефти, тыс. т



Накопленная добыча жидкости, тыс. т

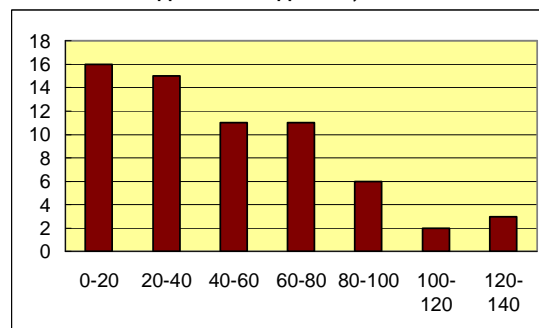


Рисунок 4 – Распределение скважин II майкопского горизонта месторождения Дыш по текущим и накопленным показателям

На II горизонте закачка так и осталась незначительной до сегодняшнего дня. На I же горизонте в 1973–1979 гг. ее объемы выросли вчетверо. Причем произведено это было не путем увеличения приемистости, а вводом новых нагнетательных скважин вдоль всей линии контура.

С 1985 года начинается второй этап разбуривания I горизонта. Сетка скважин уплотнена в несколько раз. Своевременное выполнение мероприятий по изоляции обводненных интервалов и переносу интервалов перфорации позволила держать обводненность на достаточно низком уровне, не превышая 30 %, и даже снизив ее к 2004 году до 18 %.

На II горизонте объемы бурения в 1980–1990-е годы был значительно меньше. Сетка скважин здесь не такая плотная, как на I горизонте, поэтому добыча по сравнению с предыдущим периодом сократилась, и темп отбора составлял около 1 % в год от НИЗ. В 1995 году прекращена закачка воды на II горизонте.

В 2016–2017 гг. на месторождении выполнен значительный объем мероприятий по интенсификации добычи: ГРП, перевод на механизированный способ добычи, опти-

мизация оборудование и депрессии на пласт. Эти мероприятия позволили на месторождении, находящемся на завершающей стадии разработки, существенно увеличить темпы отбора. В результате в 2016 году добыча по I горизонту возросла на 15,6 % по сравнению с 2017 года, а по II горизонту – на 135,7 %. Основная заслуга в столь резком росте добычи II горизонта принадлежит ГРП, позволившим увеличить дебит скважин почти втрое.

Объемы выполняемых мероприятий весьма значительны. В 2016 году выполнено 46 ГТМ, основные из которых ГРП и РИР, 98 мероприятий по ИДН, в основном смена штуцера, увеличение числа качаний, смена насоса. В 2017 году – 40 ГТМ и 32 ИДН. Таким образом, на месторождении с общим фондом 261 скважин и действующим 157 скважин за два последних года выполнено 216 мероприятий, в т.ч. 86 ГТМ и 130 ИДН.

В целом ИДН выполнены на 95 скважинах (60,5 % действующего фонда), ГТМ – на 69 скважинах (43,9 %). По многим скважинам различные мероприятия выполнялись неоднократно, поэтому всего за два года охвачено мероприятиями 124 скважины (79,0 %).

Объемы закачки на I горизонте в 2013–2016 гг. были небольшими, компенсация отборов составляла не около 100 %, как в предыдущий период, а от 17 до 27 %. На II горизонте в 2016 году после длительного перерыва возобновлена закачка.

На I горизонте в результате интенсификации добычи в 2017 году получили максимальную годовую добычу за всю историю разработки. Негативным следствием явилось снижение пластового давления, вторжение и прорывы контурных вод, большинство скважин стали резко обводняться. Дебиты скважин по жидкости возросли почти в полтора раза, однако к росту добычи нефти это не привело. За два года (2015–2016 гг.) средняя обводненность возросла с 22,0 до 48,6 %. Коэффициент падения добычи нефти в 2016 году составил 0,795, хотя ранее он никогда не опускался ниже 0,923.

На втором горизонте доля скважин с интенсифицированной добычей была значительно больше, чем на первом. Кроме того, здесь преобладали ГРП, которые позволяют получить наибольший прирост добычи. Поэтому по объекту получен резкий рост добычи – в 2,7 раз за два года. Уровни добычи приблизились к максимальным за историю и стали наибольшими за последние 45 лет. Обводненность за два года возросла с 9,3 до 15,3 %. Если посмотреть на динамику добычи последних лет ежемесячно, то видно, что последнее время добыча нефти и жидкости постепенно снижается, и за полгода сократилась в 1,3 раз, вернувшись к уровню середины 2015 года. Дебиты скважин по жидкости снижаются, а обводненность растет, что привело к снижению добычи по сравнению с максимальной, достигнутой за счет ГРП, на 40 %.

В целом по месторождению и в отдельности по объектам, в первые годы разработки наблюдается рост обводненности продукции. К концу 1970-х годов она достигает 12–20 %. В дальнейшем, благодаря изоляции и переносу интервалов перфорации, удавалось избежать роста обводненности. На протяжении 35–40 лет доля воды оставалась достаточно стабильной, составляя 15–25 %.

Быстрый рост обводненности отмечается в последние два года на I майкопском горизонте. Интенсификация добычи нефти привела к значительному росту отборов жидкости из залежи. Малоэффективная система ППД не позволила компенсировать отборы закачиваемой водой. Давление в залежи упало, что привело к вторжению большого объема контурных вод. Произошел прорыв вторгшейся воды ко многим скважинам, скачкообразно обводнившимся до 70–98 %. При этом наблюдается схожая динамика обводнения по всей длине 14-километровой залежи.

На II горизонте обводненность скважин остается на уровне 10–20 %. В этом диапазоне она колеблется, начиная с конца 1960-х годов. Интенсификация добычи, выполненная здесь в последние годы, также привела к падению давления ниже давления насыщения в зоне отбора, а система ППД на объекте практически отсутствует. Поэтому при сохранении существующей ситуации вероятно вторжение в залежь контурных вод.

На I майкопском горизонте история показала эффективность реализованной системы разработки. Щадящие уровни отборов позволяли поддерживать пластовое давление близким к начальному. Несмотря на близость начального пластового давления (21,8 МПа) к давлению насыщения (17,8 МПа), на протяжении всей истории разработки удавалось избегать развития режима растворенного газа.

Система ППД на объекте реализована давно и в широком объеме. На протяжении всей площади залежи, вдоль контура сформирован ряд нагнетательных скважин. В этом виде система с небольшими изменениями существует уже тридцать лет. Однако эффективность такой системы вызывает большие сомнения. Зависимость пластового давления от накопленного отбора жидкости в пластовых условиях показывает, что результативность закачки под вопросом. Основным режимом залежи был и остается естественный упруговодонапорный. Законтурное и приконтурное заводнение показало себя малоэффективным.

Большие объемы бурения и интенсификация добычи в последние годы привели к существенному увеличению отборов. Вместе с тем, объемы закачки с 2006 по 2015 гг. постоянно снижались, увеличившись только в 2016 году. Как следствие, в настоящее время пластовое давление на многих участках опустилось до давления насыщения и для предотвращения разгазирования нефти необходимо переносить закачку внутрь контура.

На II горизонте поддержание давления осуществлялось не на всех заливах, и закачка всегда производилась в незначительных объемах, мало влияя на энергетическое состояние объекта. В 1995–2006 гг. нагнетание воды прекратили, а в последний год возобновили, но практически весь объем закачки (97,4 %) приходится на работу одной приконтурной скважины во второй половине года. Реакция ближайших добывающих скважин на эту закачку отсутствует, в нынешнем виде это больше похоже на захоронение вод. Эффективность его для целей ППД близка к нулю.

На государственном балансе по состоянию на 01.01.2017 г. по месторождению Дыш числились остаточные извлекаемые запасы нефти в количестве 111 тыс. тонн, причем все они относятся к I горизонту. На II горизонте остаточных запасов не числится. Учитывая, что в 2016 году по месторождению добыто 297,9 тыс. тонн нефти, утвержденный КИН будет значительно превышен.

В истории разработки I майкопского горизонта можно выделить следующие периоды:

1. 1954–1958 гг. – разбуривание залежи;
2. 1959–1960 гг. – начало закачки воды;
3. 1961–1972 гг. – стабильная работа;
4. 1973–1979 гг. – интенсификация закачки;
5. 1980–1984 гг. – стабильная работа;
6. 1985–2015 гг. – уплотнение сетки скважин.

Определение прогнозной добычи нефти производился для трех периодов: двух этапов стабильной работы (1961–1972 и 1980–1984 гг.) и для текущего этапа (до 2007 года). Расчет проводился по всем стандартным формулам, из которых наилучшую сходимость показали методики, предложенные Г.С. Камбаровым, А.М. Пирвердяном, С.Н. Назаровым и Н.В. Сипачевым.

Расчеты показывают, что разбуривание залежи двумя рядами добывающих скважин позволяло отобрать 5512,8 тыс. тонн нефти. Хотя поддержание пластового давления начато на объекте в 1959 году, объемы его оставались до 1972 года незначительными. Нагнетание воды осуществлялась в четыре скважины, расположенные в восточной части залежи, на расстоянии от 10 до 500 м за внешним контуром нефтеносности. Даже если принять эффективность закачки равной 100 %, годовая компенсация в 1959–1972 гг. была на уровне 30–50 %.

В 1973–1977 гг. количество нагнетательных скважин увеличено с 4 до 16. Новые скважины расположены ближе к контуру, а некоторые и в приконтурной зоне. Четыре нагнетательные скважины введены в западной части залежи. В 1978–1979 гг. увеличены объемы закачки таким образом, что в 1978 году достигнут уровень компенсации 100,6 %, а в 1979 году – 124,0 %. Положительный эффект расширения системы ППД прослеживается по характеристикам вытеснения. Прогнозная добыча нефти возрастает до 8543,4 тыс. тонн, т.е. на 55 %.

С 1985 года начинается уплотнение сетки скважин на объекте. Объемы бурения весьма значительны и превышают ранее выполненные вдвое. Так, до 1985 года было пробурено 64 скважины, после – 131. Кроме того, 12 скважин были переведены с II го-

ризонта. Трехкратное увеличение фонда позволило нарастить прогнозную добычу нефти до 14104,6 тыс. тонн, на 65 %. Дополнительная добыча нефти за счет бурения одной новой скважины составляет в среднем 42,5 тыс. тонн. Плотность сетки скважин формально возросла при этом с 28 до 9 га/скв., а фактически в зоне разбуривания она выросла значительно больше, т.к. расстояния между соседними скважинами уменьшились с прежних 300–500 м до 50–150 м.

Таким образом, по характеристикам вытеснения, построенным по данным годовой добычи нефти жидкости, остаточные запасы нефти I майкопского горизонта на 01.01.2017 г. составляют 4882,6 тыс. тонн. Однако в 2013–2016 гг. на объекте выполнены многочисленные мероприятия по интенсификации добычи нефти. На многих скважинах проведены ГРП, увеличен диаметр штуцера, осуществлен перевод на механизированный способ добычи, оптимизировано оборудование. В результате достигнут резкий рост дебитов скважин по жидкости: 2013 год – 5,5; 2014 год – 6,0; 2015 год – 7,6; 2016 год – 8,6 тонн/сут. За три года средний дебит вырос в 1,6 раз. Поскольку фонд за это время изменился незначительно, пропорционально дебитам увеличились и годовые отборы жидкости, достигнув в 2007 году 420,4 тыс. тонн. Надо отметить, что постоянный уровень отбора жидкости поддерживался на объекте в течение примерно 40 лет, колеблясь на протяжении всего этого времени в районе 200 тыс. тонн в год. Резкое увеличение отборов привело к прорывам контурных вод в добывающие скважины. Обводненность увеличивалась вслед за отборами и с 18,3 % в 2013 году возросла до максимального за историю значения 48,6 % в 2007 году.

В истории II горизонта выделяются следующие периоды:

1. 1954–1960 гг. – разбуривание залежи;
2. 1960 год – начало закачки воды;
3. 1961–1989 гг. – стабильная работа;
4. 1990–1996 гг. – уплотнение сетки скважин;
5. 1997–2007 гг. – стабильная работа.

Прогноз по характеристикам вытеснения рассчитывался для двух периодов: 1961–1989 и 1997–2007 гг.

Основное бурение на объекте выполнено в 1954–1960 гг. – 75 % от всего объема бурения к настоящему времени. Закачка проводится с 1960 года, но осуществлялась она на отдельных участках и в незначительных масштабах, с компенсацией 20–30 % отобранной жидкости. Такая система разработки по прогнозу позволяла отобрать 3471,3 тыс. тонн нефти.

В 1990–1996 на залежи пробурено еще 10 скважин, в 2013 году – еще 2. Благодаря уплотнению сетки произошло увеличение прогнозных извлекаемых запасов нефти до 4298,2 тыс. тонн. На разбуриваемых участках расстояние между скважинами уменьшилось с 300–350 до 200–250 м. Дополнительная добыча нефти на одну новую скважину составляет 55,1 тыс. тонн.

На II майкопском горизонте интенсификация добычи проводилась преимущественно путем ГРП и не привела к такому резкому обводнению, как на I горизонте. На основании средней обводненности можно было бы сделать вывод, что обводнение незначительно: 2012 год – 9,3; 2015 год – 13,8; 2016 год – 15,3 %. Однако здесь сказывается малый фонд скважин. Отдельные скважины, добывающие наибольшие объемы продукции, преимущественно определяют и средние показатели. На самом деле, из 16 добывающих скважин, работавших в 2016 году (исключены две новые), рост обводненности отмечен по 13. Так, в 2013 году обводненность скважин варьировала от 1 до 21 %, а в 2016 году – от 4 до 76 %. То есть здесь интенсификация добычи также привела к ускоренному обводнению, но оценить эффект пока затруднительно.

Теперь о том, почему приведенные выше характеристики не следует использовать для прогноза. В данном случае оценка величины извлекаемых запасов с помощью большинства характеристик вытеснения может быть выполнена с очень большой погрешностью. Такие характеристики предполагают рост обводненности продукции, который происходит при «классической» разработке месторождения. На рассматриваемом же месторождении в течение 30–40 лет удавалось сдерживать обводненность путем своевременного выполнения РИП и переносов интервалов перфорации. В этих условиях, расчет

по характеристикам, использующим данные по добыче воды дает завышенные значения запасов, и полученные значения могут сильно отличаться от реальных.

Если не применять характеристики, использующие данные по добыче воды (добыче жидкости, обводненности), то остаются методики, основанные на зависимостях годовой добычи и дебитов нефти от накопленной добычи нефти и времени. На I горизонте есть дополнительное ограничение. Здесь мало информативен также расчет по характеристикам, предполагающим снижение годовой добычи нефти. Причина заключается в совсем недавнем завершении второго этапа бурения, когда в 1985–2013 гг. ежегодно бурилось в среднем по шесть скважин. При этом вместо снижения происходил постоянный рост добычи, характерный, скорее, для начальной, а не завершающей стадии разработки.

Расчет наиболее применимых характеристик дает по II горизонту следующие результаты:  $Q_n(t) - 3392,4$  тыс. тонн,  $Q_n(\sum Q_n) - 3611,8$  тыс. тонн,  $q_{н,уд}(\sum Q_n) - 3532,5$  тыс. тонн. Среднее значение – 3512,2 тыс. тонн. По интегральным и основанным на обводнении характеристикам среднее составляет 4298,2 тыс. тонн. Это значение, как видим, намного завышено, разница в остаточных запасах почти двукратная.

Наиболее близкий к среднему значению прогноз получен по характеристике В.Д. Лысенко. Для проверки расчета и оценки влияния мероприятий последних лет было выполнено построение этой характеристики на основе помесечных данных за период 2006–2016 гг. В результате расчета выяснилось, что до 2014 года происходило постоянное снижение дебитов скважин, и по прогнозу суммарная добыча нефти должна была составить 2488,3 тыс. тонн. Благодаря увеличению дебитов за счет ГРП, прогноз увеличился до 3443,3 тыс. тонн. Рассчитанное значение достаточно близко к вычисленному по данным годовой добычи. Это говорит не только в пользу корректности расчетов, но и о том, что увеличение отборов на II горизонте путем снижения скин-фактора не оказало негативного влияния на ход разработки.

По I горизонту результаты расчета такие:  $Q_n(t) - 11025,1$  тыс. тонн,  $Q_n(\sum Q_n) - 14595,2$  тыс. тонн,  $q_{н,уд}(\sum Q_n) - 11645,0$  тыс. тонн. По первым двум характеристикам для расчета взят период до начала второго этапа разбуривания залежи. Среднее значение – 12421,8 тыс. тонн. По интегральным и основанным на обводнении характеристикам среднее значение составляет 14104,6 тыс. тонн. Расхождение остаточных запасов – в полтора раза.

Расчет характеристики по данным помесечной добычи показывает, что до 2014 года залежь выходила на 12767,3 тыс. тонн суммарно добытой нефти. Это значение, близкое к рассчитанному по годовой добыче. После интенсификации отборов падение дебитов скважин по нефти очень резкое, и прогноз снизился до 9851,8 тыс. тонн.

Построение карт текущих нефтенасыщенных толщин показывает, что остаточные запасы нефти сосредоточены в основном в центральной и восточной частях I майкопского горизонта и в заливах II горизонта 2, 3 и 5.

Ранее [3] определялись текущие нефтеотдачи каждого из субъективно выбранных участков залежей, которые связывались с плотностью сетки скважин, определялись перетоки между участками залежи. Сопоставление указанных величин позволяли сделать следующие выводы:

- выработка запасов нефти по площади осуществляется неравномерно;
- наибольшие коэффициенты нефтеотдачи достигнуты на западном крыле складки I горизонта и в 4 заливе II горизонта при практически одинаковой плотности сетки скважин;
- коэффициенты нефтеотдачи по участкам плохо коррелируются с плотностью сетки скважин, в связи с этим и определялось наличие возможных перетоков нефти между участками.

В настоящее время плотность сетки скважин в центральной части и на восточном крыле залежи путем бурения новых скважин и зарезок вторых стволов скважин приведена в соответствие удельным остаточным запасам нефти по залежи. Поэтому вопрос о перетоках между участками не представляет большого интереса. Кроме того, при существующих депрессиях на пласт трудно представить себе возможность таких перетоков, фильтрация осуществляется в одном направлении – к забоям скважин.

О степени выработки пласта по продуктивным пачкам можно судить по данным истории разработки залежи, на основании результатов гидродинамических исследований по определению профилей притока и приемистости, по результатам исследований керна в оценочных скважинах, по результатам специальных исследований (СО каротаж и ядерные методы) в добывающих скважинах и на основании анализа направлений и профиля вытеснения нефти с помощью индикаторов притока (меченых жидкостей).

В 2011 году на основании результатов бурения вторых стволов и новых эксплуатационных скважин и единичных исследований скважин методом импульсного нейтронного каротажа ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция» была построена карта текущих нефтенасыщенных коллекторов, которая объективно носит оценочный характер.

В работе [3] достаточно подробно рассмотрен вопрос о наличии перетоков пластовых флюидов с одного участка на другой, исходя из сопоставления начальных балансовых и извлекаемых запасов и накопленных отборов нефти по скважинам и динамики изменения плотности сетки скважин по промысловым участкам разработки. Сделан вывод о наличии латеральных перетоков нефти в направлении с востока на запад вдоль оси линий выклинивания и ВНК.

Определение остаточной нефтенасыщенности коллекторов по продуктивным пачкам на основании исследований керна по скважинам №№ 473 и 479, пробуренным в 2013 году, позволило выявить выработанные обводненные пропластки и перспективно нефтенасыщенные [7]. Наибольшей величиной остаточной нефтенасыщенности характеризуется вторая пачка.

В 2010–2015 гг. проведены специальные исследования по выделению нефтяных и обводненных пластов.

В 2010 году исследования методом импульсного нейтронного каротажа проведены в наблюдательной скважине № 211. По результатам исследований нефтенасыщенными являются пласты второй пачки, находящиеся между обводненными пропластками той же пачки, и отдельные пропластки нижележащих третьей и четвертой пачек. Количественная характеристика остаточной нефтенасыщенности не выполнена.

В 2013 году в скважинах №№ 209 и 286 проведены исследования комплексом ядерно-физических методов. По скважине № 209 наибольшими значениями остаточной нефтенасыщенности характеризуются коллектора двух верхних пачек – до 42–45 %. Верхняя пачка более перспективна по суммарным нефтенасыщенным толщинам. Нижняя пачка пластов II горизонта выработана – текущая нефтенасыщенность в интервалах пластов-коллекторов варьирует в диапазоне 25–28 %.

По скважине № 286 наибольшими средневзвешенными значениями текущей нефтенасыщенности характеризуется верхняя пачка – интервал изменения 42–59,6 %. По группе пластов-коллекторов в интервале 2085–2112 м текущая нефтенасыщенность оценивается в 20–43 %.

Для определения нижней границы фильтрации нефти в этих скважинах необходимо провести поинтервальное опробование пластов.

Использование меченых жидкостей по контролю за заводнением месторождения Дыш с использованием индикаторов потока осуществлялось в 1991 году. Основной вывод – улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород вдоль центральной оси залежи, обусловленный наибольшими величинами нефтенасыщенных толщин по этой оси.

Высокий текущий коэффициент нефтеизвлечения в целом по залежи обусловлен работой трех видов энергии:

- энергия расширяющейся газовой шапки;
- энергия режима растворенного газа;
- энергия водоносной области и нагнетаемой воды.

Оценка доли каждого вида энергии в суммарной добыче нефти из залежи выполнена в работе [5].

Газонефтяной контакт за всю историю разработки по отдельным участкам залежи опустился на 10–24 м по отношению к первоначальному. Безусловно, это вызывает потери извлекаемых запасов в целом по залежи, однако, в связи с отсутствием специальных исследований по определению коэффициента извлечения нефти газом, количественно оценить эти потери не представляется возможным.

Развитие режима растворенного газа в залежи неизбежно приведет к снижению уровней добычи нефти и конечного коэффициента нефтеотдачи, что в совокупности с недостаточной эффективностью законтурного заводнения, вызывающей падение давления в залежи, предопределяет изменение системы разработки.

По результатам анализа разработки месторождения Дыш могут быть сделаны следующие выводы:

1. На месторождении реализована высоко эффективная система разработки. Сформирована плотная сетка скважин, охватывающая всю площадь нефтеносности. Оптимальный темп отборов позволил практически на естественном режиме достичь высокого значения коэффициента нефтеотдачи.

2. Система ППД на I горизонте с нагнетанием воды в законтурную и приконтурную части залежи оказалась низко эффективной. На II горизонте ППД практически не осуществлялось. Пластовое давление в зоне отбора на обоих объектах упало до давления насыщения. Для предотвращения развития режима растворенного газа требуется организация внутриконтурного заводнения.

3. За последние два года на месторождении выполнены многочисленные мероприятия, позволившие увеличить добычу нефти: ГРП, РИР, перевод на механизированный способ добычи, смена штуцеров и насосов, оптимизация режима работы. На I горизонте интенсификация повлекла за собой резкое обводнение многих скважин контурной водой. До решения проблемы ППД на данном объекте разработки проводить дальнейшие мероприятия по интенсификации нецелесообразно.

4. Наиболее высокую эффективность за историю разработки показали мероприятия по изоляции и переносу обводнившихся интервалов перфорации. Необходимо продолжать их выполнение в широком объеме, особенно на обводняющемся I горизонте.

5. Извлекаемые запасы нефти, стоящие на государственном балансе, будут превышены в ближайшее время. Пробуренные за последний год скважины подтвердили наличие зон с невыработанными запасами нефти. Переходящий фонд скважин весьма большой для месторождения на поздней стадии разработки, характеризуется достаточно высокими дебитами и небольшой обводненностью. Все это говорит о необходимости приращения извлекаемых запасов по обоим объектам.

6. Быстрый рост обводненности привел к значительному снижению отборов нефти за последний год по I горизонту и по месторождению в целом. Динамика добычи позволяет предположить дальнейшее продолжение снижения уровней.

7. Для достоверного контроля энергетического состояния месторождения необходимо осуществлять регулярные замеры давлений и уровней по всему фонду скважин.

### **Опыт применения технологий по интенсификации притока на месторождении Дыш**

В процессе разработки месторождения ряд скважин работает гораздо ниже своих потенциальных возможностей. Это обусловлено рядом причин, но одной из основных является взаимодействие глинистых минералов и воды.

Естественная проницаемость пласта сохраняется лишь до его вскрытия в процессе бурения и зависит от физико-химического и гранулометрического состава минералов и пластового флюида. Но в процессе вскрытия пласта в него поступает фильтрат промывочной жидкости. Его количество и глубина проникновения при прочих равных условиях определяется перепадом давления (репрессия) на пласт в процессе его вскрытия. Величина репрессии по промысловым данным может достигать 15–20 МПа. При этом фильтрат бурового раствора, проникая в пласт, вызывает набухание глинистых частиц, а также удерживается в пористой среде капиллярными силами и вытесняться из поровых каналов может лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины. При столь высоких репрессиях глубина зоны проникновения фильтрата может достигать до 10 и более метров.

Это явление называется гидратацией. Возможны два основных механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоские поверхности кристаллических решеток частиц и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц.



В тех случаях, когда глинистые отложения, под действием вышележащих слоев осадочных пород уплотняются, адсорбированная глинистыми минералами вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения, типа и объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов и некоторых других факторов. При вскрытии пластов, содержащих глинистые отложения, обезвоженная глина начинает адсорбировать воду, увеличиваясь в объеме. Это явление может вызвать не только закупорку каналов, но и дестабилизировать ствол скважины, что проявляется в виде пластичного течения породы, состоящей преимущественно из натриевого монтмориллонита.

Несколько иной механизм действия, но вызывающий аналогичные явления, может происходить при осмотическом набухании глин. Сущность его заключается в следующем. Вследствие поверхностной диссоциации глинистых частиц, а также растворения солей, находящихся в породе, между поровой водой, а также водой, взаимодействующей с глиной, возникают градиенты концентраций, которые вводят в процесс гидратации осмотические силы. Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями глин больше их концентрации в основной массе водного раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего расстояние между слоями увеличивается и появляется возможность образования диффузионных частей двойных электрических слоев.

Помимо фильтрата, твердая фаза также проникает в пласт, что приводит к его закупорке. Экспериментально установлено, что при проницаемости 0,38–0,6 мкм<sup>2</sup> происходит наибольшая закупорка пор прискважинной зоны пласта и сильно затрудняет вымыв фильтрата и глинистых частиц из пласта в скважину при обратном потоке.

Исходя из вышеизложенного, существуют три варианта химического воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости.

1. *Растворение глинистых частиц.* Для этого используют различные варианты кислотных и глинокислотных обработок, направленных на растворение глинистых частиц, однако данные составы воздействуют не только на саму глинистую частицу, а и на силикатные цементы.

2. *Изменение обменного комплекса.* Данные технологии предназначены для предотвращения пептизации глинистых частиц, находящихся в пласте. Для этого используют водные растворы электролитов, содержащих ионы K<sup>+</sup> и NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, которые предотвращают набухание глин. Концентрация электролитов в таком растворе должна превышать концентрацию электролитов, содержащихся в пластовой воде. Наиболее оптимально использовать подобные составы для промывки скважин.

3. *Разрушение глинистых частиц (разглинизация).* Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор аммонийсодержащего вещества, кислота и катализатор. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решетку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из порового пространства.

Работы по интенсификации притока в скважинах ООО «РН-Краснодарнефтегаз» начали проводиться с июня 2012 года. Для интенсификации притока использовались две технологии, разработанные в ООО «ИННОЙЛ»: разглинизация призабойной зоны пласта с применением разглинизирующего реагента (РР) и воздействие на пласт гидродинамическим пульсатором давления (ГПД).

Внедрение этих технологий проводилось на I горизонте газонефтяного месторождения Дыш.

Особенностью залежи I горизонта на месторождении Дыш является ее приуроченность к «песчаному заливу», имеющему большую протяженность по простиранию 14,2 км и весьма незначительные поперечные размеры – 1,6 км. Разрез моноклинали характеризуется широким развитием глинистой толщи майкопской серии, содержащей в средней части несколько песчаных горизонтов, представленных чередованием слоев (от 0,3 до нескольких метров толщиной) серых кварцевых песчаников разной степени уплотнения и темно-серых известковистых глин. Толщины I горизонта изменяются от 180 м до нуля.

Окатанность обломочного материала слабая, преобладают угловатые и угловато-окатанные формы зерен с плохо отсортированными разностями. Обломочные материалы расположены в природном цементе хаотически. Цемент гидрослюдистый, иногда хлоритизированный, монтмориллонито-гидрослюдистый и кремнисто-глинистый.

Содержание цементирующего вещества изменяется в пределах 5–25 %. При его содержании до 10 % тип цементации пленочный, контактовый, а свыше 10 % – появляются неполно-поровые, поровые и базальные цементы. Глинистые породы и глины темно-серые, буроватые слабозамокающие или рыхлые, некарбонатные. Текстура их слоистая, иногда сланцеватая со слойками, содержащими растительные и органические остатки, слюду или весьма тонкие (5–10 см) прослойки алевролитовых и алевролитопесчаных разностей. Наличие в глинах значительного количества минералов с разбухающими пакетами придает им высокие флюидоупорные свойства.

В период с июня 2012 года по май 2014 года было обработано 15 скважин. Из них 12 скважин – по технологии реагентной разглинизации с применением разглинизирующего реагента, 2 скважины – с применением ГПД и 1 скважина – ГПД + разглинизация.

Из 12 скважин, обработанных по технологии реагентной разглинизации, на двух скважинах №№ 195 и 126 из-за низкого результата произведен дострел верхней пачки I горизонта.

Хорошие результаты получены на скважинах №№ 453, 159, 204 и 410, дополнительная добыча по ним составила 857, 1154, 631 и 222 тонн соответственно, скважины №№ 453 и 159 работают с превышением первоначального дебита уже в течение 26 и 23 месяцев соответственно, а скважины №№ 204 и 410 – 13 и 9 месяцев.

Итого из 12 обработанных скважин методом реагентной разглинизации 7 скважин находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам (с учетом неудачных обработок) вырос в 2 раза – с 20,5 тонн/мес. до 41,6 тонн/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2014 года составила 3605 тонн. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 300,4 тонн. Результаты представлены в таблице 3. Все скважины были обработаны без привлечения бригад КРС и ПРС, что минимизирует стоимость обработки. Успешность обработок составляет 83 %.

**Таблица 3** – Средняя дополнительная добыча на одну скважину

№№ п/п	№ скважины	Дебит нефти до воздействия, тонн/мес.	Дебит нефти после воздействия, тонн/мес.	Дополни- тельная добыча, тонн	Отработано месяцев	Примечания
1	457	44	54,4	130	10	конец эффекта
2	195	1	после обработки увеличение дебита в пределах ошибки замера			
3	453	1	34	857	26	в работе
4	159	12	64,7	1154	23	в работе
5	432	34	60,8	294	10	конец эффекта
6	126	15	результата нет			
7	204	42	90,5	631	13	в работе
8	360	12	22,8	99	8	конец эффекта
9	410	40	61,7	222	10	в работе
10	421	6	15,3	57	6	в работе
11	433	30	38,2	65	5	в работе
12	436	9	57	96	2	в работе
Итого:		20,5	41,6	3605		

Общепризнанно, что кислотные обработки ПЗП и их варианты являются эффективным средством для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, но при этом продукты реакции остаются в ПЗП и продолжают закрывать часть пор, препятствуя прохождению нефти к забою скважины. Для их удаления применяются различные мето-

ды: от простой промывки до использования методов имплозии и струйных насосов. В основном все эти методы носят статический характер воздействия на ПЗП, т.е. предназначены для создания депрессии на пласт. Но ряд работ показывает, что более эффективными методами являются методы динамического воздействия на пласт знакопеременными давлениями.

Для реализации данного метода был разработан гидродинамический пульсатор давления (ГПД). При работе ГПД в подпакерной зоне возникает явление знакопеременного колебания давления с амплитудой, зависящей от перепада давления на ГПД, т.е. автоколебания столба жидкости, что приводит к усталостному разрушению ПЗП, образованию в ней трещин и удалению из них закупоривающего материала.

Три скважины №№ 366, 136 и 41 были обработаны с применением ГПД, причем на скважине № 41 была проведена комплексная обработка – ГПД + разглинизация. Результаты представлены в таблице 4.

**Таблица 4** – Результаты обработок скважин

№№ n/n	№ скважины	Дебит нефти до воздействия, тонн/мес.	Дебит нефти после воздействия, тонн/мес.	Дополни- тельная добыча, тонн	Отработано месяцев	Примечания
1	366	10	35,4	687	24	в работе
2	136	41	51,2	82	8	конец эффекта
3	41	15	27,2	267	19	в работе
Итого:		22	37,9	1036		

Итого из трех обработанных скважин с применением ГПД две скважины находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам вырос на 72 % – с 22 тонн/мес. до 37,9 тонн/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2004 года составила 1036 тонн. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 345,3 тонн. Обработка этих скважин проводилась с привлечением бригады КРС.

Как видно из результатов обработок, средняя дополнительная добыча скважин, обработанных с применением технологии разглинизации и технологии ГПД, сопоставимы и составляют соответственно 300,4 тонн/мес. и 345,3 тонн/мес.

Общая дополнительная добыча по двум технологиям за весь период составила 4683 тонн.

### **Выводы**

1. Технология разглинизации с применением разглинизирующего реагента показала высокую эффективность при минимальных затратах, т.к. при ее реализации не требовалось привлечения бригады КРС или ПРС.

2. Технология ГПД также показала высокую эффективность, но при затратах существенно выше, т.к. для ее реализации привлекалась бригада КРС.

3. Возможно, для получения более высокой эффективности по технологии ГПД необходимо использовать комплексную обработку, т.е. проведение разглинизации и обработка ГПД. Такое комплексное использование технологий должно дать более высокие результаты, и работы в данном направлении будут проводиться.

### **Литература:**

1. Колбиков В.С., Амелин И.Д. Составление технологической схемы разработки месторождения Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : КФ ВНИИнефть, 1956.
2. Зверев Ф.П. Анализ разработки I и II горизонтов Ключевого нефтяного месторождения и I горизонта месторождения Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : КФ ВНИИнефть, 1957.
3. Лубенец Ю.Д. Комплексный проект доработки месторождения Дыш (I и II майкопские горизонты) с закачкой газа высокого давления : отчет о НИР. – Краснодар : КраснодарНИ-Пнефть, 1974.
4. Анцупов А.В. Анализ разработки и контроль за внедрением комбинированного метода закачки газа высокого давления и воды на месторождениях Ключевое и Дыш : отчет о НИР. – Краснодар : ВНИПИтермнефть, 1980.

5. Лубенец Ю.Д., Савченко А.П. Анализ разработки месторождений ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз»: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 1998.
6. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания вторых стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 2000.
7. Савченко А.П. Проект доработки I майкопского горизонта месторождения Дыш с применением полимерного заводнения: отчет о НИР. – Краснодар: РосНИПИтермнефть, 2003.
8. Савченко А.П. Анализ разработки месторождения Дыш: отчет о НИР. – Краснодар: Роснефть-НТЦ, 2006.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
10. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
16. Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 207–209.
17. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Зотов Е.Н. Разработка техники и технологии для комплексной обработки скважин газонефтяного месторождения Дыш // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 50–53.
18. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Оценка специфичности месторождений и условий их залегания на территории Краснодарского края // Научно-практический журнал «Заметки ученого». – Ростов-на-Дону: ООО «Приоритет», 2015. – № 4/2015 (4). – С. 26–33.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обзор технологических решений по интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Наука как движущая антикризисная сила: инновационные преобразования, приоритетные направления и тенденции развития фундаментальных и прикладных научных исследований: Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (15–16 января 2016 года, г. Санкт-Петербург). – СПб.: Издательство «КультИнформПресс», 2016. – С. 45–52.
20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития: сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа: АЭТЕРНА, 2016. – С. 191–199.
21. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование технологических решений по интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Международный научный журнал «Единый всероссийский научный вестник». – М.: Всероссийское научное содружество, 2016. – № 2 (февраль). – Ч. 3. – С. 83–90.
22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 280–282.

23. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2016. – № 5. – С. 149–163.

24. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 139–148.

25. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия / Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Ч. 2. – С. 75–80.

26. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Построение графических зависимостей и моделирование влияния операций волнового воздействия на степень экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.

27. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – 2016. – № 5 (май) – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmsg>

28. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26–27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.

29. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование выбора технической системы при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Журнал «Успехи современного естествознания». – Пенза : ООО «Издательский Дом «Академия Естествознания», 2016. – № 7. – С. 154–161.

30. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.

31. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 34–39.

32. Яковлев А.Л. Расчетно-теоретический анализ поведения одиночной поры при воздействии расходящейся ударной волны // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 276–285.

33. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 1. – С. 50–54.

34. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_61.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf)

35. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Лукьяненко П.В. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2018.

## References:

1. Kolbikov V.S., Amelin I.D. Drawing up technological scheme of development of the Dysh field : report on research. – Krasnodar : KF Vniineft, 1956.
2. Zverev F.P. Analysis of development of the I and II horizons of the Key oil field and the I horizon of the Dysh field : report on research. – Krasnodar : KF Vniineft, 1957.
3. Lubenets Yu.D. Complex project of further development of the Dysh field (I and II Maykop horizons) with pumping gas of high pressure : report on research. – Krasnodar : Krasnodarni-Pineft, 1974.

4. Antsupov A.V. The analysis of development and control of introduction of the combined method of pumping gas of high pressure and water on fields Key and Dysh : report on research. – Krasnodar : Vnipitermneft, 1980.
5. Lubenets Yu.D., Savchenko A.P. Analysis of development of fields of JSC Rosneft Krasnodarneftegaz : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 1998.
6. Lubenets Yu.D., Drampov R.T. The project of further development of the Maykop deposits of the areas Key, Dysh, Uzun Southern Key for the purpose of justification of well-drilling, a zaburivaniye of the second trunks and the solution of a question of gas offtake from a gas cap : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 2000.
7. Savchenko A.P. Project of further development of the I Maykop horizon of the Dysh field with application of polymeric flooding : report on research. – Krasnodar : Rosnipitermneft, 2003.
8. Savchenko A.P. Analysis of mining Dysh : report on research. – Krasnodar : Rosneft STC, 2006.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
10. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
14. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
15. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
16. Kulyukin M.V., Saprionov N.M., Rybalchenko Yu.M. Application of complex methods of increase in oil recovery of layers // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 207–209.
17. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A., Zotov E.N. Development of the equipment and technology for complex processing of wells of the gas-oil field Dysh // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 50–53.
18. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Assessment of specificity of fields and conditions of their bedding in the territory of Krasnodar Krai // the Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki». – Rostov-on-Don : LLC Prioritet, 2015. – № 4/2015 (4). – P. 26–33.
19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The review of technology solutions on an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Science as driving anti-recessionary force: innovative transformations, priority directions and trends of development of fundamental and applied scientific research: The collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference (on January 15–16, 2016, St. Petersburg). – SPb. : Kultinformpress publishing house, 2016. – P. 45–52.
20. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar Krai // Technologies of the 21st century: problems and prospects of development : collection of articles of the International scientific and practical conference (on February 10, 2016, Ufa). – Ufa : AETERNA, 2016. – P. 191–199.
21. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Justification of technology solutions on an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai//the International scientific magazine «Ediny Vserossiysky Nauchny Vestnik». – M. : All-Russian scientific commonwealth, 2016. – № 2 (February). – Part 3. – P. 83–90.
22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // Problem geology and development of a subsoil: Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usova of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – T. II. – P. 280–282.

23. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of efficiency of the used equipment and possible causes of failure at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2016. – № 5. – P. 149–163.

24. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – № 1. – P. 139–148.

25. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence / Collection of articles of central nervous system «The international scientific research» on materials VI of the International nauch-but-practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80.

26. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 4/2016. – P. 31–36.

27. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // the Scientific online magazine «Byulleten Nauki I Praktiki». – 2016. – № 5 (May) – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

28. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Modern technologies of oil recovery and gas. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience) : The collection of materials of the All-Russian nauch-but-practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26–27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.

29. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Justification of the choice of a technical system at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // the Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya Magazine. – Penza : LLC Akademiya Estestvoznaniya Publishing House, 2016. – № 7. – P. 154–161.

30. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 7/2016. – P. 35–40.

31. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of environmental safety // the Equipment and technologies for an oil and gas complex. – 2016. – № 5. – P. 34–39.

32. Yakovlev A.L. The computational and theoretical analysis of behavior of a single time at influence of the dispersing shock wave // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – P. 276–285.

33. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – 2017. – № 1. – P. 50–54.

34. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_61.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf)

35. Savenok O.V., Datsenko E.N., Orlova I.O., Lukyanenko P.V. Optimization of a delivery well stock of the field at a late stage of development by results of the analysis of trasserny researches (on the example of the Dysh field) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – 2018.

УДК 622.276.7

**АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН  
С ПОМОЩЬЮ АГРЕГАТА «ГИБКАЯ ТРУБА»  
В СКВАЖИНАХ НГДУ «ФЕДОРОВСКНЕФТЬ»**

**ANALYSIS OF CARRYING OUT OF CAPITAL REPAIRS OF WELLS  
WITH THE HELP OF THE UNIT «COILED TUBING» IN WELLS  
OF OIL AND GAS MANAGEMENT «FEDOROVSKNEFT»**

**Березовский Денис Александрович**  
заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромислое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Самойлов Александр Сергеевич**  
аспирант кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
aleksandr3105@inbox.ru

**Аннотация.** С помощью установок «гибкая труба» можно проводить практически весь спектр работ по капитальному ремонту скважин и их главное преимущество состоит в том, что эти работы теперь можно проводить как в вертикальных, так и в горизонтальных и крутонаправленных скважинах, и со значительно меньшим временем ремонта. В настоящее время идет увеличение объемов ремонта скважин при помощи установок «гибкая труба», что обусловлено рядом ярко выраженных преимуществ – экологичность работ за счет применения технологий с герметизированным устьем и замкнутой циркуляцией, а также уменьшением выбросов выхлопных газов в атмосферу автомобилей, на которых установлены агрегаты; сохранение добычных возможностей скважины при ремонте за счет исключения вредного влияния процесса глушения (ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта); экономическая эффективность ремонта в связи с сокращением времени самого ремонта, времени на спускоподъемные операции и подготовительно-заклучительные работы.

**Ключевые слова:** методы предотвращения и борьбы с АСПО; текущий и капитальный ремонт скважин; оборудование и оснащение бригад текущего и капитального ремонта; анализ капитального ремонта скважин; организация и производство капитальных ремонтов скважин; мероприятия по повышению эффективности ремонтных работ в скважинах; применение установок с непрерывной трубой при ремонте скважин.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**  
deputy chief of department,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Samoylov Alexander Sergeevich**  
Graduate student of oil and gas  
engineering department  
named after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
aleksandr3105@inbox.ru

**Annotation.** With the help of «coiled tubing» installations it is possible to carry out almost the whole range of well workover works and their main advantage is that these works can now be carried out both in vertical and horizontal and high directional wells, and with significantly less repair time. At present, there is an increase in the volume of well repair using flexible pipe installations, which is due to a number of pronounced advantages - environmental friendliness of work due to the use of technologies with a sealed wellhead and closed circulation, as well as a decrease in emissions of exhaust gases into the atmosphere of cars that have units; preservation of well production capabilities during repair by eliminating the harmful effects of the plugging process (deterioration of the filtration properties of the bottomhole formation zone); cost-effectiveness of repair due to the reduction of the time of the repair itself, the time for tripping and preparatory and final work.

**Keywords:** methods of preventing and combating with asphalt-resin-paraffin deposits; routine and workover of wells; equipment and equipment of crews of current and capital repairs; well workover analysis; organization and production of well overhauls; measures to improve the efficiency of repair work in wells; use of installations with a continuous pipe in the repair of wells.

В административном отношении территория Федоровского месторождения расположена в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В 1963 году на Северо-Сургутской структуре была пробурена скважина № 57, при опробовании интервала 2045–2050 м из пласта БС<sub>1</sub> получен фонтан нефти дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут. на 8 мм штуцере. В дальнейшем Северо-Сургутская структура объединена с Федоровским месторождением.



Федоровское месторождение открыто в 1971 году скважиной № 62, давшей промышленный приток из пластов БС<sub>10</sub> и БС<sub>1-2</sub> и газа с нефтеконденсатной смесью из пласта АС<sub>4-9</sub>. Разбуривание начато в 1972 году, промышленное освоение месторождения началось в 1973 году с разбуривания Моховой площади на пласты БС<sub>10</sub>. В настоящее время в промышленной эксплуатации находятся четыре объекта разработки – АС<sub>9</sub>, БС<sub>1-2</sub>, БС<sub>10</sub><sup>1</sup> и БС<sub>10</sub>, осуществляется опытно-промышленная эксплуатация пластов БС<sub>16-18</sub>, АС<sub>4-8</sub> и ЮС<sub>2</sub>. По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составляет 448,597 млн тонн, в том числе по объектам разработки (табл. 1):

**Таблица 1** – Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2017 г.

Пласт	Накопленная добыча, тыс. тонн
АС4	42
АС5-6	13310
АС9	5787
БС1	12203
БС2	3060
БС10	397179
БС <sub>10</sub> <sup>1</sup>	16690
БС16	63
БС17	33
БС18	120
ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	110

Месторождение находится в стадии падения добычи нефти. Проектный фонд скважин объектов АС<sub>9</sub>, БС<sub>1-2</sub>, БС<sub>10</sub><sup>1</sup> и БС<sub>10</sub> разбурен. Запроектированные системы разработки этих объектов сформированы.

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1983 году и составил 35 млн тонн при темпе отбора 5,0 % от начальных и 6,4 % от текущих извлекаемых запасов нефти.

На 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 4790 скважин, из них 2593 добывающих, 1018 нагнетательных, 7 газовых, 103 водозаборные. Действующий фонд добывающих скважин – 2365, в бездействии находятся 227 (8,8 % от всего добывающего фонда).

С начала разработки в целом по месторождению добыто 1319,2 млн тонн жидкости, в продуктивные пласты закачано 1827,8 млн м<sup>3</sup> воды. Текущий средний дебит добывающей скважины по нефти – 8,8 тонн/сут., по жидкости – 85,8 тонн/сут.

Снижение добычи нефти по истощаемым объектам разработки (пластам АС<sub>9</sub>, БС<sub>1-2</sub>, БС<sub>10</sub><sup>1</sup> и БС<sub>10</sub>) компенсируется вводом запасов нефти на пластах АС<sub>4-8</sub>. Поэтому в последнее время наибольшее внимание уделяется детальному исследованию газонефтяной залежи пластов АС<sub>4-8</sub> и выработке определенной системы промышленной разработки этой очень перспективной, но вместе с тем очень сложной для разработки залежи.

В ходе разработки Федоровского месторождения характерными осложнениями при эксплуатации фонда скважин являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (далее АСПО) в стволах скважин, а также песчаные пробки. Эти осложнения приводят к полному или частичному перекрытию проходного отверстия лифтовых труб, что ведет к уменьшению дебита добывающих скважин или приемистости нагнетательных.

### **Методы предотвращения и борьбы с АСПО**

В технологических процессах добычи и транспортировки нефти асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) – это часть массы асфальто-смолистых и (или) парафинистых нефтей. Эта масса выделяется из нефти под влиянием таких

внешних факторов как снижение температуры (по трубопроводу, стволу скважины) и давления, и собирается на поверхности труб (в скважинах), подземного оборудования, породы в призабойной зоне пласта.

Последствия образования АСПО, а также трудности, возникающие при их предотвращении и удалении, связаны с разнообразием состава и свойств отложений.

Образование АСПО, по мнению многих исследователей, начинается в тот момент, когда нефть вступает в контакт с поверхностью труб, имеющих температуру, близкую к температуре плавления парафина (37–89 °С в зависимости от состава нефти) или ниже ее.

Вследствие снижения температуры нефти в пристенном слое происходит снижение ее растворяющей способности по отношению к парафинам.

Для повышения эффективности транспортировки и добычи нефти и водонефтяных эмульсий необходимо:

- предотвратить образование АСПО и их сорбцию на поверхности труб;
- уменьшить реальную шероховатость труб и т.д.

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы предотвращения образования АСПО, а также удаления образовавшихся отложений с поверхностей нефтяного оборудования и призабойной зоны пласта – механические, химико-механические, термические, физические, химические, физико-химические и их различные комбинации.

*Механические методы* используют в основном для периодического удаления АСПО с поверхностей нефтяного оборудования, подъемных лифтов, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. При этом способе применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства.

*Химико-механические* методы предусматривают совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов технических моющих средств (ТМС) на АСПО и очищаемую поверхность. Данные методы применяются:

- для струйной очистки от АСПО емкостей и резервуаров;
- циркуляционной очистки скважин и трубопроводов от отложений;
- струйной, пароструйной, пароводоструйной, погружной очистки деталей нефтепромыслового оборудования.

*Термические методы* применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путем поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д.

*Физические методы* борьбы с АСПО предусматривают применение электромагнитных колебаний (магнитные активаторы различных модификаций), ультразвука (звукомагнитные активаторы), покрытие твердых поверхностей эмалями, стеклом, бакелитовым лаком и т.д.

*Химические методы* включают в себя использование различных химических реагентов, полимеров, ПАВ: ингибиторы парафиноотложений, смачивателей, ПАВ-удалителей, растворителей и т.д.

При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСП следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойств добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры как интервал возможного парафинообразования и интенсивность выделения твердой фазы на стенках скважинного оборудования. Последнее обусловлено перенасыщением нефти твердыми парафинами вследствие снижения температуры нефти и выделения газа по мере продвижения потока жидкости от забоя к устью.

В скважинах Федоровского месторождения наиболее распространенным способом борьбы с АСПО является промывка скважин горячей нефтью (термический метод). Данная промывка представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой нефти (до 110 °С в зависимости от способа эксплуатации скважины) агрегатом АДП. При этом горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток растворяет и

выносит отложения. Однако данный способ борьбы с АСПО имеет такую характерную особенность, как большие тепловые потери в окружающие скважину горные породы в начале закачки.

Из механических методов обработки скважин применяются скребки-центраторы различных конструкций (удаление отложений внутри НКТ), а также скребки различных конструкций для очистки эксплуатационных колонн. Эффективность применения скребков-центраторов увеличивается с применением штанговращателей. Однако при использовании скребков-центраторов возможны такие негативные последствия, как разрушение скребков, возможны закупоривания внутреннего пространства НКТ.

Из химических методов борьбы с АСПО применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Данный метод применяется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не является возможным или более эффективным. Наряду с эффективностью данный способ имеет большие экономические затраты.

Также на Федоровском месторождении использовались магнитные и звукомагнитные активаторы (физический метод), однако заметной эффективности использования активаторов не отмечено. Исключение составляет использование магнитных активаторов типа «Магнолиум».

Для более успешного использования активаторов необходимо проводить специальные исследования по подбору характеристик магнитов условиям добычи и свойств добываемой продукции.

Следует отметить, что в настоящее время на предприятиях нефтяной и химической промышленности выпускаются современные и высокоэффективные химические реагенты: ингибиторы парафиноотложений типа ТПНХ-1, многофункциональные реагенты типа МЛ и ТЭМП различных модификаций. Данные реагенты можно использовать как для предупреждения и удаления АСПО с нефтяного оборудования, так и для очистки призабойной зоны пласта, а также при глушении скважин, что способствует улучшению фильтрационной зоны пласта и облегчению освоения скважин.

### **Текущий ремонт скважин**

Перед сдачей горизонтальных скважин в эксплуатацию необходимо горизонтальный ствол промыть с помощью гибкой колонны труб, заменить жидкость на нефть и исследовать скважину в полном объеме утвержденного стандарта предприятия.

Исследования проводятся при отработке по лифту скважин пенными системами (бустерная установка) или азотом. Далее скважина глушится соленым раствором с буферным объемом жидкости, приготовленным на основе КМЦ, СНПХ-3100 и т.п. Последующие ремонты следует проводить в соответствии с утвержденной «Инструкцией по глушению нефтяных, газовых и нагнетательных скважин перед проведением текущего, капитального ремонта и освоения скважин». Глушение скважин должно вестись без закачки жидкости в пласт, с применением буферных жидкостей на основе КМЦ, СНПХ-3100 и т.п.

Обязателен спуск вставных насосов с клапанами-отсекателями АО «ТТДН». Перед извлечением насоса скважина промывается горячей водой.

Если возникнет необходимость спустить невставной насос, то следует цилиндр с плунжером и всасывающим клапаном спустить на НКТ, а затем колонну штанг с автозахватом плунжера. Компоновка включает стационарный всасывающий клапан и сливной клапан.

Из-за отсутствия серийного производства отечественных клапанов-отсекателей для скважин с УЭЦН рекомендуется опробовать клапана зарубежных фирм, например, фирмы «Guiberson». Комплект скважинного оборудования включает пакер, клапан-отсекатель, противоположное устройство.

Низкодебитные скважины с УЭЦН на режим следует выводить с помощью передвижной тиристорной установки.

При интенсивном пескопроявлении из-за разрушения ПЗП рекомендуется применять технологию закрепления коллектора цементно-карбонатной или другими смесями.

Внедрение вставных насосов с клапанами-отсекателями позволит сохранить продуктивность ПЗП в процессе ремонта скважин. Сотрудниками ТО «СургутНИПИ-нефть» разработан метод воздействия на ПЗП высокими депрессиями без глушения скважин и проведения СПО, отработана технология управления за работой установок. Недостаток УШГН – это высокие затраты СМР привода. Но более высокая достигнутая надежность скважин с УЭЦН, их экологическая безопасность, простота монтажа привода дают право рекомендовать УЭЦН для скважин в водоохраных зонах и для горизонтальных скважин, начиная с дебита 15 м<sup>3</sup>/сут.

Штанговыми насосными установками и УЭЦН с газозащитными устройствами практически обеспечиваются допустимые (по условиям притока газонасыщенной нефти в скважину) депрессии на пласт ( $P_{заб} < 0,75 P_{нас}$ ). Спускать следует ШГН до 1600–1700 м с газосепараторами, а УЭЦН на глубину до 1800 м. Гарантируется давление на уровне 12,0–15,0 МПа. Давление и температура при глубине спуска УЭЦН на 1800 м соответствует техническим условиям эксплуатации агрегата и кабеля.

Из-за высокого забойного давления на фонтанном режиме эксплуатировать скважины не эффективно. Из-за низкой напорности электродиафрагменных насосов (УЭДН) их не рекомендуется применять для создания высоких текущих депрессий в глубоких низкодебитных скважинах Федоровского месторождения.

Второе направление повышения эффективности насосных скважин – обеспечение высокого МРП и коэффициента использования при рекомендованных режимах откачки.

В горизонтальных скважинах насосный агрегат устанавливается в вертикальном участке ствола. Ниже максимальной глубины подвески насоса в эксплуатационной колонне следует устанавливать противоположную муфту, предупреждающую «уход» скважинного оборудования при авариях в горизонтальный ствол. Муфта является элементом эксплуатационной колонны с проходным отверстием 110 мм для 146 мм колонны. Для гашения удара при падении УЭЦН на муфту рекомендуется выше нее устанавливать амортизационную пружину.

Учитывая штатные условия эксплуатации насосных установок и высокую организацию работ с добывающим фондом скважин в НГДУ «Федоровскнефть» межремонтный период скважин с УЭЦН к 2019 году должен достичь среднестатистического значения по НГДУ – 440 сут., коэффициент эксплуатации горизонтальных скважин – 0,93.

Сложнее обеспечить высокую наработку УШГН при глубине спуска насоса в скважину более 1600 м.

Рекомендуется весь фонд УШГН оснащать вставными насосами с клапанами-отсекателями. Приоритет следует отдавать режиму работ при меньших диаметрах насоса и числе качаний.

Высокий уровень организационных работ и внедрение указанных новаций позволит обеспечить МРП скважин с УШГН 400–420 сут. При высоких затратах на строительство горизонтальных скважин коэффициент эксплуатации должен быть не менее 0,92.

Создание систем разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин является приоритетным направлением в нефтегазодобывающей отрасли при вовлечении в промышленную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, заключенных в низкопроницаемых и неоднородных пластах и коллекторах. Также как и вертикальные, горизонтальные скважины выходят из строя по ряду многочисленных причин, а ремонт скважин с большим отклонением ствола очень дорог и трудоемок на обычной технике. Очень важным шагом в ремонте вертикальных и горизонтальных скважин явилось внедрение установки «гибкая труба». Геофизические исследования крутонаправленных и горизонтальных скважин возможно проводить только с применением установок «гибкая труба». Также при промывке АСПО «гибкая труба» показала наилучшие результаты по сравнению с традиционно используемой техникой.

### **Конструкция типовой скважины**

На Федоровском месторождении конструкция скважин выбирается с учетом геологического строения вскрываемых скважиной пластов. Каждая колонна опускается до определенной глубины и цементируется до запроектированного уровня. Типовая скважина Федоровского месторождения имеет следующую конструкцию.

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 100 м и цементируется до устья. Применяется для перекрытия верхних почвенных слоев, предания скважине устойчивого вертикального направления.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 м для добывающих и 700 м для нагнетательных. Кондуктор изготавливается из обсадных труб с трапециевидной резьбой типа ОТТМ исполнением «Б». Цементируют до устья тампонажным раствором плотностью 1,83 г/см<sup>3</sup>. Применяемая марка цемента ПЦТ-ДО-50 ГОСТ 1581-85. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении. Кондуктор оборудуют башмаками типа БК-426, БК-324 и БК-245, тремя пружинными центраторами ЦЦ-426/508-1 и ЦЦ-245/295-1. Расстояние между центраторами составляет не менее 10 м.

Хвостовик диаметром 168 мм опускается в интервале 390–1800 м. Хвостовик изготавливается из обсадных труб с треугольной резьбой. Цементируется на всю длину тем же тампонажным раствором, что и кондуктор.

Эксплуатационная колонна изготавливается из обсадных труб диаметром 139,7 или 146 мм, спускается на глубину на 50 м ниже проектного горизонта. Цементируется на 100 м выше башмака кондуктора. Тампонажный раствор плотностью 1,8 г/см<sup>3</sup> приготовлен из портландцемента марки ПЦ-ДО-100 ГОСТ 1581-85. Эксплуатационная колонна оборудуется направляющим башмаком БК-139,7, БК-146 и обратным клапаном типа ЦКОД-139,7-1 и ЦКОД-146-1. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины. Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. В процессе эксплуатации скважины забой может быть засыпан осадком, засорен аварийным оборудованием и посторонними предметами. В этом случае глубина верха аварийного оборудования или осадка является текущим забоем скважины.

Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования – для различных способов эксплуатации скважин. Для герметизации резьбовых соединений применяют смазку Р-402.

### Оборудование устья скважины

Оборудование устья скважины обеспечивает муфтовую подвеску НКТ, герметизацию устья (вывод кабеля и НКТ), подачу продукции и регулирование режима эксплуатации, а также возможность проведения различных технологических операций.

Герметичность вывода кабеля и НКТ достигается с помощью разъемного конуса, вставляемого в крестовину, резинового уплотнения и фланца. Для отвода затрубного газа в линию нефтесбора монтируется обратный клапан.

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру. Ее классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- рабочему давлению (7, 17, 21, 35, 70, 105 МПа);
- схеме исполнения (8 схем);
- числу спускаемых в скважину труб (1 и 2 ряда концентричных труб);
- конструкции запорных устройств (задвижки, краны);
- размерам проходного сечения по стволу (50–150 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами. Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной.

При оборудовании скважины двумя концентричными колоннами НКТ двухрядная конструкция подъемника трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемого над тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются. Применяется также и муфтовая подвеска.

Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать в себя

один или два тройника (одно- или двухъярусная тройниковая арматура), либо крестовину (крестовая арматура). Двухъярусная тройниковая и крестовая конструкции елки целесообразны в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство – запасным. Двухъярусную тройниковую арматуру рекомендуют для скважин, в продукции которых содержится механические примеси. Сверху елка заворачивается колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину глубинных приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

В зависимости от условий эксплуатации арматуру изготавливают для не коррозионных, коррозионных сред, а также для холодной климатической зоны. На заводе изготовители фонтанную арматуру подвергают пробному гидравлическому испытанию, при котором давление испытания для арматур, рассчитанных на рабочее давление до 70 МПа, а от 70 МПа и выше полуторакратному и рабочему давлению.

Арматуру отбирают по необходимому рабочему давлению, схеме (тройниковая или крестовая), числу рядов труб, климатическому и коррозионному исполнению. Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией, подающей продукцию на групповую замерную установку. Их монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. В общем случае они обеспечивают обвязку двух струн со шлейфом, струн с затрубным пространством, струн и затрубного пространства с факелом или амбаром и т.д.

К запорным устройствам арматуры относятся проходные пробковые краны с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры следующим образом:

$$АФХ_1Х_2Х_3-Х_4Х_5Х_6Х_7,$$

где АФ – арматура фонтанная;  $X_1$  – конструктивное исполнение: подвеска НКТ на муфте не обозначается; подвеска НКТ на резьбе переводника – К; для скважин, оборудованных ЭЦН – Э;  $X_2$  – номер схемы монтажа тройникового и крестового типов (8 схем); при двухрядной колонне НКТ добавляется буква «а»;  $X_3$  – способ управления запорными устройствами: ручной – не обозначается; автоматический – А, дистанционный и автоматический – В;  $X_4$  – условный проход ствола (50, 65, 80, 100 и 150 мм); при несовпадении размеров через дробь указывается условный проход бокового отвода (50, 65, 80 и 100 мм);  $X_5$  – рабочее давление, МПа;  $X_6$  – климатическое исполнение: для умеренной климатической зоны – не обозначается; для холодной климатической зоны – Хл;  $X_7$  – исполнение по коррозионной стойкости: для обычных сред без обозначения; для сред содержащих  $CO_2$  до 6 % – К1; для сред содержащих  $CO_2$  и  $H_2S$  до 6 % – К2; для сред содержащих  $CO_2$  и  $H_2S$  до 25 % – К3.

Например, АФК6В-100х21К2 – арматура фонтанная (АФ) с подвеской на резьбе переводника (К) выполненная по схеме 6 (крестового типа с однорядной колонной НКТ), с дистанционным и автоматическим управлением задвижек (В), условным проходом ствола и боковых отводов 100 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа, для умеренной климатической зоны, для коррозионной среды до 6 %  $H_2S$  и  $CO_2$ .

### **Способы эксплуатации скважин Федоровского месторождения**

На Федоровском месторождении добыча нефти ведется как фонтанным, так и механизированным способами. К механизированным способам добычи нефти относятся газлифт и насосная добыча (с использованием ЭЦН и ШСНУ).

#### **Фонтанная эксплуатация скважин**

Фонтанирование скважины происходит под влиянием энергии сжатых пород и пластовой жидкости, а также энергии сжатой газовой фазы, выделяющейся из нефти и

расширяющейся в процессе подъема ее на поверхность. На 01.01.2017 г. на Федоровском месторождении фонтанным способом эксплуатируется 41 скважина.

### **Эксплуатация скважин глубинными насосами**

93 % скважин Федоровского месторождения эксплуатируются глубинными насосами. Парк ШГН на 01.01.2017 г. составляет 430 скважин, парк ЭЦН – 2078 скважин. Таким образом, эксплуатация скважин УЭЦН – основной способ добычи нефти на Федоровском месторождении.

Широкое применение УЭЦН по сравнению с УШГН связано с меньшей их металлоемкостью, простотой обслуживания, относительно большим МРП (320 сут.), более широким диапазоном изменения значений подачи насоса и глубины спуска (ШГН – 1600–1700 м, ЭЦН – 1950 м).

На практике не всегда удается подобрать насос с характеристикой, точно отвечающей характеристике скважины. Часто насос развивает напор и подачу большие, чем это необходимо для создания оптимальных условий работы системы «скважина – насос». Приходится прибегать к искусственному регулированию работы насоса, например, к ограничению его подачи.

### **Оборудование и оснащение бригад текущего и капитального ремонта**

Бригады текущего и капитального ремонта должны быть оснащены в соответствии с типовым табелем технического оснащения в соответствии с РД 153-39-023-97. Табель технического оснащения пересматривается нефтегазодобывающим предприятием не реже одного раза в 5 лет по мере развития науки и техники с целью включения в них нового прогрессивного оборудования, материалов, инструментов и т.д.

В настоящее время бригады ремонта скважин оснащены совершенным оборудованием отечественного и зарубежного производства. Для текущего ремонта – подъемными агрегатами Азинмаш АЗУ; АР 32/40; АПРС 32/40. Бригады капитального ремонта оснащены подъемными агрегатами А-50М; ТР-38 на шасси автомобиля КРАЗ; А 60/80 на шасси автомобиля БЕЛАЗ; подъемными агрегатами фирм «Соорег» и «Cardwell», обеспечивающими спускоподъемные операции с установкой бурильных труб свечами за палец. Агрегаты комплектуются насосным оборудованием и системой очистки раствора, что позволяет проводить зарезку и бурение вторых стволов и т.п.

Для работ с «гибкой трубой» бригады КРС располагают установками «Hydra Rig» и «Stewart Stevenson».

Для проведения спускоподъемных операций бригады КРС оснащены гидравлическими ключами фирмы «Oil Country» и «Eckel» для работы с трубами от 60 до 114,3 мм.

Для проведения ловильных работ бригады КРС оснащены инструментом отечественного и зарубежного производства, такими как колокола ловильные, метчики, труболовки, фрезеры, гидравлические и механические ясы.

Наибольшую эффективность показали сборные компоновки, состоящие из ловителя (труболовка, колокол, метчик или овершот), безопасного замка, механического яса, гидравлического яса, УБТ (89,95 мм) и интенсификатора.

### **Подъемники, применяемые при капитальном ремонте скважин в НГДУ «Федоровскнефть»**

А-50М

Предназначен для:

- разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 5-6" и связанных с этим процессом операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъема НКТ;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварий;
- проведение буровых работ.

В таблице 2 приведены технические характеристики агрегата А-50.

**Таблица 2** – Технические характеристики агрегата А-50

Максимальная допускаемая нагрузка на крюке, кН	60
Монтажно-транспортная база	КрА3-250
Привод механизмов	тяговой двигатель автомобиля КрА3-250-ЯМЗ-238 мощностью 176,5 кВт
Мачта	телескопическая, наклонная с высотой до оси кронблока 22000 ±0,4 мм; длина свечи 16 м, масса 4200 кг
Лебедка	однобарабанная с пневматическим управлением, масса 3846 кг
Ротор	с гидроприводом от гидромотора МН-250/100; скорость 22,3; 45; 88 об./мин.; диаметр проходного отверстия стола 142 мм; масса 585 кг
Промывочный насос	НБ-125 с предельным давлением не менее 16,0 МПа и идеальной подаче 18 л/с
Номинальное давление, МПа	12
Монтажно-транспортная база	прицеп шасси СМЗ-8326 ТУ 37.001.551-83
Масса с прицепом, кг	4144
Вал привода ротора	1 скорость – 226 об./мин.; 2 скорость – 448 об./мин.
Габаритные размеры подземной установки в транспортном положении, мм	14000×2900×4300
Масса подъемной установки в транспортном положении, кг, не более	24000
Масса агрегата в сборе с принадлежностями и запчастями, кг, не более	34340

Все механизмы агрегата, за исключением промывочного насоса, монтируются на шасси автомобиля КрА3-250. В качестве привода используется ходовой двигатель автомобиля.

Промывочный насос смонтирован на двухосном автоприцепе.

Условия эксплуатации агрегата:

- высота фланца эксплуатационной колонны от поверхности земли должна быть не более 0,5 м;
- площадка вокруг скважины должна быть забетонирована или укреплена каким-либо другим способом на площади, достаточной для размещения всех агрегатов, работающих при освоении или подземном ремонте скважин и должна иметь поддомкратные трубы высотой 0,4 м;
- должны быть заранее забетонированы и испытаны усилием 6,5 тонн стяжки для крепления оттяжек мачты.

Работа агрегата, как правило, должна производиться на четвертой передаче коробки передач автомобиля.

#### AP32/40

Агрегат предназначен для проведения текущих ремонтов эксплуатационных нефтяных и газовых скважин. Агрегат осуществляет спускоподъемные операции, свинчивания-развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на полную грузоподъемность агрегат оснащен устройством безупорного крепления вышки.

В таблице 3 показаны технические характеристики агрегата AP32/40.



**Таблица 3** – Технические характеристики агрегата АР32/40

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	320
Скорость подъема талевого каната, м/с	0,24
Транспортная база	Урал-4320-1912-30
Лебедка	однобарабанная, с пневматическим фрикционом
Гидравлический ключ	при расходе 160 л/мин. и давлении 150 кгс/см
Мачта односекционная наклонная	высота от земли до оси кронблока 17 м, расстояние от устья скважины до опоры мачты 1,5 м, максимальная длина поднимаемой трубы 12 м, угол наклона 4°
Габаритные размеры агрегата в транспортном положении, мм	15400×2500×3750
Масса агрегата, кг	18800

### A2-32

Агрегат А2-32 предназначен для производства спускоподъемных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями, для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием) при намотке на барабан лебедки тартального каната Ø 15,5 мм.

Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси автомобиля УРАЛ-4320-1912-30 повышенной проходимости, и состоит из однобарабанной лебедки и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой.

Агрегат по требованию потребителя может комплектоваться механизмом для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Управление механизмами агрегата при производстве спускоподъемных операций производится из специальной кабины, имеющей независимое отопление.

Управление установкой вышки в рабочее положение – с ручного выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем длиной 20 м.

Вышка агрегата снабжена звуковой и световой сигнализацией, позволяющей безопасно устанавливать и складывать ее в любое время суток, а также ограничителем подъема крюкоблока, обеспечивающим безопасность проведения спускоподъемных операций.

Для работы в ночное время на агрегате предусмотрена система освещения рабочего места у устья скважины, приемных мостков, кронблока, пути движения крюкоблока, лебедки и площадки вокруг агрегата.

Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на полную грузоподъемность агрегат оснащен устройством для безъякорного крепления вышки.

В таблице 4 представлены технические характеристики агрегата А2-32.

**Таблица 4** – Технические характеристики агрегата А2-32

Максимальная грузоподъемность, кН	320
Наибольшая высота подъема крюка, м	12
Максимальная скорость передвижения, км/ч	60
Наибольший угол подъема и спуска агрегата при движении в транспортном положении по сухой грунтовой дороге	23°
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	10020×2750×4200
Масса агрегата (полная), кг	18680
Распределение полной массы агрегата на дорогу, кг	
через переднюю ось	5280
через ось задней тележки	13400

Продолжение таблицы 4

Транспортная база	
шасси автомобиля	УРАЛ-4320-1912-30
количество осей	3
количество ведущих осей	3
тип двигателя	ЯМЗ-238М2
номинальная мощность двигателя при $n = 2100$ об./мин., кВт (л.с.)	176,5 (240)
Трансмиссия	
привод лебедки и агрегата	от коробки дополнительного отбора мощности автомобиля через карданные валы ( $i = 1$ )
коробка передач	ЯМЗ-236 с пятью прямыми передачами и одной обратной
Лебедка	
тип	однорабанная, собранная в станине сварной конструкции
привод	от коробки передач через конический редуктор и зубчатую передачу
номинальное тяговое усилие на 2-м ряду намотки, кН	85
канатоемкость барабана (канат $\varnothing 15,5$ мм), м	2000
тип тормоза	ленточный
диаметр тормозного шкива, мм	1000
ширина тормозной ленты, мм	120
количество тормозных лент	2
материал тормозных лент	лента тормозная асбестовая
управление тормозом	ножное пневматическое, сдублированное с ручным механическим
фрикционная муфта	однодисковая пневматическая
материал вкладышей	ФК-16Л ГОСТ 10851-73
Вышка	
тип	телескопическая, двухсекционная
высота от фундамента до оси кронблока, м	18,2
грузоподъемность, тс	32
угол наклона вышки в рабочем положении	4°36'
количество оттяжек:	
грузовых	2
установочных	2
подъем в рабочее положение	двумя гидравлическими домкратами
выдвижение верхней секции	канатное, специальной лебедкой с гидроприводом

### АЗИНМАШ-37А

Подъемный агрегат АЗИНМАШ-37А является автомобильной модификацией агрегатов грузоподъемностью 320 тонн.

Агрегат предназначен для производства спускоподъемных операций при текущем (подземном) ремонте скважин, необорудованных стационарными вышечными сооружениями, для производства тартальных работ при намотке на барабан лебедки каната диаметром 13,0–15,5 мм. Кроме того, с его помощью промывочным агрегатом и ротором с индивидуальным приводом типа МК-2 и МК-3 можно производить промывку скважин и разбуривание песчаных пробок.

Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трехосного автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б Кременчугского автомобильного завода, и состоит из однобарабанной лебедки с приводом от тягового двигателя через коробку отбора мощности и коробку скоростей и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой. Агрегат комплектуется набором инструментов (элеваторами и ключами) и механизмами свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Вышка в транспортном положении располагается горизонтально над агрегатом на своих передней и задней опорах, а в рабочем положении наклонена под углом 5°45' к вертикали в сторону устья скважины. Подъем вышки из транспортного положения в рабочее осуществляется двумя гидравлическими домкратами, а выдвижение верхней секции – специальной лебедкой с гидравлическим приводом.

Нижняя часть вышки, являясь задней опорой, выполнена отдельной конструкцией и жестко связана с рамой агрегата. Это дает возможность производить установку агрегата у скважины без предварительной выверки с частичным подъемом вышки.

Использование в агрегате гидравлических, пневматических и электрических систем позволило в значительной степени упростить и облегчить управление его механизмами. Питание пневмосистемы воздухом в электросистемы энергией осуществляется от соответствующих систем автомобиля. Питание аккумуляторных батарей при езде автомобиля производится от генератора автомобиля. В особых случаях (необходимость подзарядки аккумуляторных батарей, длительное включение системы освещения агрегата при неработающем двигателе) система электрооборудования агрегата может подключаться к промысловой сети, для чего на агрегате предусмотрены понижающий трансформатор и выпрямитель.

Управление механизмами агрегата при производстве спускоподъемных операций производится из специальной трехместной отопляемой кабины, расположенной между лебедкой и ездовой кабиной автомобиля. Управление установкой вышки в рабочее положение производится с ручного выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем, который позволяет располагаться оператору в любом удобном для него месте в радиусе до 10 м.

Для работы в ночное время на агрегате предусмотрена система освещения рабочего места у устья скважины, кронблока, пути движения крюкоблока, приемных мостков, лебедки и площадки вокруг агрегата, которая выполнена во взрывобезопасном исполнении и питается от системы электрооборудования агрегата.

Использованный для монтажа агрегата автомобиль высокой проходимости с тремя ведущими осями и переменным давлением в динах позволяет обслуживать скважины, расположенные в районах с труднопроходимыми подъездными путями.

По техническим характеристикам подъемный агрегат АЗИНМАШ-37А почти схож с А2-32.

#### А60/80

Агрегат предназначен для:

- 1) спуска и подъема насосно-компрессорных труб;
- 2) установки фонтанной арматуры;
- 3) ремонта и ликвидации аварий;
- 4) разбуривания цементных пробок в трубах;
- 5) промывка скважин;
- 6) проведение буровых работ.

В таблице 5 показаны технические характеристики агрегата А60/80.

**Таблица 5** – Технические характеристики агрегата А60/80

Допустимая нагрузка на крюке, кН (тонн)	785 (80)
Транспортная база	шасси автомобиля БАЗ-695071 или КрАЗ-260Г
Привод механизмов	ходовой двигатель автомобиля ЯМЗ-288Н или ЯМЗ3238Л

**Продолжение** таблицы 5

мощность, кВт (л.с.)	220 (300)
частота вращения при максимальном крутящем моменте, об./мин., не более	1800
Лебедка	одно- или двухбарабанная с дисковыми пневматическими муфтами
Тормоз	двухленточный бурового барабана и одноленточный тартального барабана; колодчатый
число скоростей привода лебедки	8
тяговое усилие, кН (тонн)	167 (17)
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,015-2,30
<b>Тартальный барабан</b>	
канатоемкость при канате Ø 15 мм, м	2000
скорость подъема при среднем диаметре, м/с	3,7-7,3
<b>Мачта</b>	
тип	двухсекционная, телескопическая, наклонная
высота до оси кронблока, мм	22600
высота подъема крюка, мм	18500
угол наклона	5°45'
<b>Талевая система</b>	
кратность полиспаста	6
диаметр талевого каната, мм	25
<b>Гидросистема</b>	
монтажная	
тип насоса	шестеренчатый
номинальное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	15,7 (160)
номинальная производительность, л/мин.	50
рабочая	
тип насосов	аксиально-поршневые
количество насосов, шт.	2
номинальное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	19,6 (200)
номинальная производительность, л/мин.	370
Пневмосистема	питание от пневмосистемы шасси
рабочее давление, МПа	0,68
<b>Раскрепитель резьбовых соединений</b>	
тип	гидравлический
номинальное тяговое усилие, кН (тонн)	54 (5,5)
ход штока, мм	950
номинальное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	9,81 (100)
Лебедка вспомогательная	
тип	гидравлическая
допустимая нагрузка на крюке, кН (тонн)	29,4 (2,9)
диаметр каната, мм	13,5
рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	9,81 (100)
<b>Комплект штропов</b>	
суммарная допустимая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)

**Окончание** таблицы 5

Балкон верхового рабочего	
емкость бурильных свечей (труба 089, L = 12 м), шт./м	280/3400
Габаритные размеры, мм	
длина	14660
ширина	3200
высота	4450
Прицепная платформа	
длина, мм	2500–4000
ширина, мм	2000–3000
допустимая удельная статическая нагрузка, Н/м <sup>2</sup> (кгс/м <sup>2</sup> )	4905 (500)
масса, кг	1000
Масса в транспортном положении, кг	34000
Вертлюг	
допустимая статическая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)
проходное отверстие, мм	75
рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	19,6 (200)
Гидроротор	
проходное отверстие, мм	142
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	4414 (450)
максимальное рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	19,6 (200)
размер вкладышей под ведущую трубу, мм	80×80
частота вращения, с <sup>-1</sup> (об./мин.)	0,37 (21) ÷ 1,46 (86)
допустимая статическая нагрузка на клиновую подвеску, кН (тонн)	589 (60)
Буровой ротор	
тип	P250
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	9810 (1000)
частота вращения, с <sup>-1</sup> (об./мин.)	5 (300)
допустимая статическая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)
размер вкладышей под ведущую трубу, мм	112×112
Ротор	
тип	P-140
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	11772 (1200)
частота вращения, с <sup>-1</sup> (об./мин.)	0,64 (40) ÷ 7 (240)
допустимая статическая нагрузка кН (тонн)	785 (80)
размеры вкладышей под ведущую трубу, мм	112×112

**«Непрерывная труба» или «гибкая труба»**

Комплекс установки с общим названием «непрерывная труба» включает в себя собственно установку «непрерывная труба», насосный агрегат, а также дополнительное оборудование, состоящее из емкости объемом 10 м<sup>3</sup> и желобной циркуляционной системы. При необходимости привлекается паропередвижная установка.

Собственно установка «непрерывная труба» состоит из 5 главных узлов:

- 1) кабины управления;
- 2) силовой установки;
- 3) барабана для трубы;
- 4) инжектора;
- 5) противовыбросовых превенторов.

Все оборудование размещено на шасси грузового автомобиля «Kenworth».

В кабине управления установлены все органы управления, а также все контрольно-измерительные приборы, необходимые для производства работ с одного пульта. Кабина помещается за барабаном на одной линии с устьем скважины. Перед работой она приподнимается для обеспечения максимального поля обзора.

Силовой установкой является двигатель автомобиля «Kenworth», который обеспечивает агрегат гидравлической и пневматической энергией. Мощность дизельного двигателя 445 л.с. Два гидромотора приводят в действие противовыбросовое оборудование (превенторы), стрелу крана, трубоукладчик, лебедку укладки шлангов, барабан с трубой и двухскоростной инжектор.

Система управления силовым двигателем – пневматическая, через компрессор ДВС управление может осуществляться как из кабины водителя, так и из кабины управления.

Инжектор обеспечивает усилие для спуска непрерывной трубы в скважину и подъема из скважины. Состоит из цепей, системы натяжения цепей, привода инжектора, датчиков нагрузки, направляющего желоба для непрерывной трубы, обтюлятора.

Противовыбросовые гидравлические превенторы могут быть закрыты с пульта из общей гидросистемы, в случае отказа – резервными гидравлическими аккумуляторами, а также ручным гидронасосом или закрыты вручную механическим способом. Кроме того, в аварийной ситуации можно задействовать обтюратор. Превентор состоит из глухих плашек, срезных плашек, клиновых плашек, которые заклинивают трубу перед срезанием, и трубных плашек.

Барабан служит для хранения, выматывания и сматывания трубы. Привод барабана гидравлический, выполняющий двойную работу. При спуске трубы тормозит барабан, при подъеме – наматывает трубу на барабан. Барабан оборудован трубоукладчиком с цепной передачей. Для обеспечения циркуляции жидкости и газов в колонне непрерывной трубы при ее спуске или подъеме на конце вала барабана установлен поворотный вертлюг высокого давления.

Для замера длины трубы используется электронный и механический счетчики, установленные на трубоукладчике. Угол поворота площадки с барабаном – 15 градусов в обе стороны.

Спуск и подъем трубы ведется при постоянной принудительной смазке.

Гидравлический подъемный кран служит для монтажа и удержания оборудования на устье скважины при работе.

Установка способна производить спуск и подъем из скважины непрерывной трубы с сопутствующим технологическим оборудованием, обеспечивая временную или постоянную циркуляцию. При этом скважина может находиться в эксплуатации, а давление на устье достигать 690 атм.

Все установки смонтированы на полноприводном шасси, 5 из них – на шасси повышенной проходимости. Общий вес установки – 43 тонны. На установке используется труба шовная диаметром 1,5", толщина стенки – 2,7 и 3,4 мм. Максимальное рабочее давление – 670 и 820 атм. Длина трубы на барабане – 3800 м. Вес – до 9 тонн. Конструкцией установки предусмотрено использование трубы диаметром от 1" до 2 3/8".

Исходя из практических наработок, установлен норматив использования непрерывной трубы – 150 скважино-операций.

В комплексе с установкой «непрерывная труба» используется насосный агрегат на шасси автомобиля «Kenworth». Агрегат оснащен насосом нагнетания, воздушным компрессором, центробежным насосом и мерной емкостью объемом 5 м<sup>3</sup>.

Воздушный компрессор развивает максимальное давление 70 кг/см<sup>2</sup>, максимальный расход – 1,8 м<sup>3</sup>/мин.

Кроме основного оборудования, имеется два станда для перемотки трубы. Один барабан с диаметром трубы 1,75" и один барабан с трубой, через которую пропущен геофизический кабель. Сварочный агрегат позволяет производить стыковку трубы, пайку отверстий в среде аргона без ухудшений физических свойств. Для соединения трубы с технологическим инструментом используются захватывающие приспособления и механические резакИ. Из навесного оборудования имеются малогабаритные за-

бойные двигатели, труборезы, шлипсовые ловители, овершоты и другое оборудование как импортного, так и отечественного изготовления.

Насосные агрегаты, оборудованные котлами подогрева, позволяют за 60 минут прогреть 13 м<sup>3</sup> технологической жидкости с 15 до 95 °С. Дефектоскоп гибкой трубы представляет собой полностью компьютеризованную инспекционную установку контроля гибких НКТ. Установка разработана для бесперебойного контроля ГНКТ, произведенных из ферромагнитного материала, и использует электромагнитный принцип для определения трехмерных дефектов, коррозионных питтингов или отклонений от номинальной толщины стенки, а также для определения геометрических размеров ГНКТ (наружный диаметр и овальность). Маркер установки метит места отклонения ГНКТ от нормали. На цветном мониторе выдается графический полный или текущий отчет о состоянии ГНКТ (т.е. четырехметровый участок).

### **Организация и производство капитальных ремонтов скважин**

#### ***Анализ капитального ремонта скважин***

Капитальный ремонт скважин в НГДУ «Федоровскнефть» осуществлялся 7 собственными бригадами КРС, 39 подрядными бригадами УПНП и КРС, из которых 20 бригад – Сургутское УПНП и КРС, 17 – Федоровское УПНП и КРС (табл. 6).

**Таблица 6** – Виды капитальных ремонтов скважин

Вид ремонта	Шифр	Всего	СУПНП и КРС	ФУПНП и КРС
Количество бригад	–	37	20	17
Количество ремонтов, в т.ч.	–	1100	815	285
Изоляционные работы + ГТ	КР-1	71	44	28
Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	КР-2	39	23	16
Устранение аварий + ГТ	КР-3	172	78	94
Переход на другие горизонты	КР-4	154	62	92
Зарезка второго ствола	КР-6	–	–	
Обработка призабойной зоны + ГТ	КР-7	419	410	9
ГРП	КР-7.20	15	15	
Исследование скважины + ГТ	КР-8	88	84	4
Перевод скважин под нагнетательные	КР-9	3	1	2
Ликвидация скважины	КР-12	81	40	41
Восстановление циркуляции	КР-13	24	23	1
«Гибкая труба» (ГТ)	КР-13	37	37	
Сложность (КР-1; 2; 3; 4; 6), %	–	52,9	41,3	16,76
Выработка бригады, рем./бр.	–	29,03	31,1	17,5
Продолжительность ремонта, ч	–	730,9	208,0	522,9
Успешность выполнения работ, %	–		90,2	94,3
Коэффициент сменности	–		2,90	3,0

Бригадами по капитальному ремонту скважин в 2016 году выполнено 1342 ремонтов при плане 1274.

За счет применения установок «Kenworth» с гибкой трубой выработка на одну бригаду по Сургутскому УПНП и КРС составила 32,8 скв./рем. при средней 24,4 в целом по НГДУ «Федоровскнефть» и 27,4 скв./рем. в целом по ОАО «Сургутнефтегаз». Всего выполнено установкой с гибкой трубой 307 скв./рем. (32 %). Наиболее эффективно применение установок с «гибкой трубой» при восстановлении циркуляции – 135 скважино-операций, интенсификации призабойных зон нагнетательных скважин – 128 скважино-операций, исследование скважин – 30 скважино-операций, в т.ч. 8 операций в нагнетательных скважинах. Успешность работ составила 100 %.

### **Глушение скважин**

Глушение скважин проводилось в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и планами работ на ремонт, определяющими удельный вес и объем жидкости глушения и буферной жидкости ВЗСК-1. Удельный вес жидкости глушения изменялся в пределах от 1,09 г/см<sup>3</sup> (скважина № 5050) до 1,24 г/см<sup>3</sup> (скважина № 5013). Использование подтоварной воды, ВЗСК-1, клапана-отсекателя дало экономию 3698 тонн поваренной соли. При заклинивании клапана-отсекателя глушение скважины происходит в 2 приема (до и после срыва пакера), на что затрачивается от 50 до 60 м<sup>3</sup> жидкости глушения (скважины №№ 5170, 5013, 5146, 5050, 5011, 5041, 5042, 5062 и 5009).

В 2017 году при работе бригад было допущено 16 осложнений на фонде с ЭПУ. При работе бригад ПРС, КРС НГДУ на фонде ЭПУ было допущено 12 осложнений. Сведения по аварийности приведены в таблице 7.

**Таблица 7** – Аварийность и брак в текущем и капитальном ремонте скважин

№№ n/n	Наименование	НГДУ		в т.ч. ЦПРС		в т.ч. ПКРС	
		2016	2017	2016	2017	2016	2017
1	Всего аварий	34	16		8		8
1.1	в т.ч. при ПРС	34	12	18	5	16	7
2	По вине бригад НГДУ	5	1	2	1	3	
3	Расчленения	23	13	14	5	9	8
4	По элементам подвески	11	3	5	1	6	2
5	Неисправность оборудования						
6	При демонтаже						
7	Количество монтажей	2148	2410				
8	Количество монтажей на одну аварию	63,2	150,6				
9	Средний эксплуатационный фонд ЭПУ	1941	1930				
10	Количество аварий на 100 скважин эксплуатационного фонда	1,75	0,83				

Из 16 осложнений на фонде ЭПУ – 8 расчленений установок (в т.ч. по фланцевому соединению – 4, по шейке установки – 3, по телу г/с – 4, по НКТ – 3, по корпусу насоса – 1).

Количество осложнений на фонде ЭПУ по сравнению с 2016 годом снизилось как в абсолютном, так и в удельном выражении. На 100 скважин эксплуатационного фонда ЭЦН в 2016 году приходилось 2,2 аварии против 0,5 аварий в 2017 году. По отношению к количеству ремонтов с ЭПУ (монтажам) в 2016 году 1 авария приходилась на 63,17 монтажа против 150,6 в 2017 году.

Уменьшилась доля осложнений по НКТ и технологическим элементам, такие осложнения составляют 12,5 % от общего количества осложнений на фонде ЭПУ (2016 год – 32,35 %).

По вине бригад ПРС было допущено 1 осложнение на фонде ЭПУ (2016 год – 5), по ЦПРС – 1 случай, по ЦПКРС – 0 случаев.

### **Мероприятия по повышению эффективности ремонтных работ в скважинах**

При более подробном рассмотрении причин, вызывающих осложнения в работе с подземным оборудованием, а, значит, и уменьшение его срока службы и снижения межремонтного периода, можно отметить следующее.

При ремонте скважин, оборудованных КОС «Guiberson», из 184 ремонтов в 40 случаях глушение проводилось в полном объеме из-за несрабатывания оборудования. Для предупреждения осложнений предлагается установить над клапаном шламоуловители, применять протекторы крепления силового кабеля конструкции ТО «Сургут-



НИПИнефть», провести доработку клапана, убрав из потока запорные элементы и пружины. На новых скважинах вместо дорогостоящего оборудования «Guiberson» рекомендуется применять пакерующее устройство конструкции НПО «ТТДН» с установкой его в специальные патрубки эксплуатационной колонны, для действующего фонда – установку пакеров конструкции ТО «СургутНИПИнефть» в межмуфтовое пространство эксплуатационной колонны с последующей установкой съемного клапана конструкции ТО «СургутНИПИнефть». В проходном цилиндре канала пакера установлен обратный клапан, предупреждающий поступление жидкости глушения в подпакерную зону, т.е. в пласт. Над клапаном ствол скважины заполняется жидкостью глушения. Запорный шар при работе насоса убирается из потока. В скважинах, оборудованных штанговыми насосами, для сохранения призабойной зоны пласта от влияния жидкости глушения, сохранения фильтрационных зон призабойной части пласта, уменьшения материальных затрат и времени проведения подземного ремонта рекомендуется применять клапан-отсекатель для ШГН конструкции НПО «ТТДН».

Для скважин, оборудованных УЭЦН:

- амортизатор – исключает передачу вибрации с ЭЦН на колонну НКТ, снижает вероятность обрыва и отворота НКТ;
- муфта страховочная – предупреждает расчленение модулей и падение их в скважину при обрыве шпилек фланцевого соединения, обеспечивает свободный проход кабеля;
- фильтр – снижает объем поступления мехпримесей в насос и, тем самым, повышает срок службы ЭЦН (устанавливается на приеме насоса).

Производство предлагаемого оборудования возможно в условиях баз производственного обслуживания объединения или на заводах нефтепромышленного оборудования города Тюмени.

Для более успешной очистки «головой» пакера от мелких предметов (кляксы, куски кабеля, оплетки и т.д.) рекомендуется испытать желонки имплозионного действия.

При наличии приемистости перед началом ремонтных работ рекомендуется глушить скважину предварительным продавливанием в призабойную зону буферной жидкости (ВЗСК, ГЭР) в количестве 8–10 м<sup>3</sup>.

Для улучшения вторичного вскрытия с целью сохранения коллекторских свойств пласта, а также обеспечения более плавного освоения без создания резких депрессий предлагается в качестве буферной жидкости в ГС пласта АС<sub>4-8</sub>, а также в призабойную зону других пластов применять гидрофобную эмульсию. ОАО «Сургутнефтегаз» располагает большим опытом ее применения. При вторичном вскрытии наклонно-направленных скважин в 1984–1985 годах срок вывода скважины на режим сократился в 2 раза, дебит увеличился в 1,5 раза.

Как отмечалось выше, работы по устранению не герметичности эксплуатационной колонны ведутся в основном по двум направлениям: тампонированием, установкой металлического пластыря «Дорн».

Учитывая актуальность решения по ограничению притока прорывного газа (в настоящее время 37 ГС АС<sub>4-8</sub> работают с газовым фактором от 500 до 60200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), ТО «СургутНИПИнефть» разработан в 2001 году регламент по ремонту горизонтально-направленных скважин. При исполнении этой работы предусматривается разработать технологии ограничения притока прорывного газа новыми изоляционными материалами при условии негерметичности пакера ПДМ, поступления прорывного газа в горизонтальный ствол при удалении его более чем на 2 м от ГНК.

Как показал опыт эксплуатации горизонтальных скважин, обсаженных фильтрами типа ФГС, из-за наличия заколонных перетоков по всему интервалу горизонтального ствола традиционные методы воздействия на ПЗП и РИР применяться не могут. Отсутствуют надлежащие технические средства и технологии по определению профиля притока воды и газа по горизонтальному стволу скважины.

Предлагается для улучшения надежности эксплуатации перекрывать горизонтальный ствол пласта АС<sub>4-8</sub> зацементированной обсадной колонной с установкой выше перехода на горизонтальный участок специального патрубка для пакеров конструкции ТО «СургутНИПИнефть». Применение перечисленного оборудования даст существен-

ную экономию по сравнению с применением пакеров для отсекаателей «Guiberson» и гидравлических пакеров для нагнетательных скважин. Это подтверждается широким применением подобного оборудования в Татарии и за рубежом.

### **Зарезка вторых стволов**

В деле стабилизации и повышения уровня добычи на Федоровском месторождении, а также повышения эффективности его разработки большое практическое значение имеет восстановление и введение в эксплуатацию неработающих скважин. В процессе разработки месторождения ряд скважин преждевременно выходит из строя:

- слом, смятие или отклонение эксплуатационной колонны;
- перекрытие зоны фильтра скважины элементами подземного оборудования и отсутствие возможности его извлечения;
- сложные аварии с подземным оборудованием;
- полное обводнение скважины.

Во всех указанных случаях в зонах дренирования аварийной скважины продуктивного пласта остается значительное количество нефти и газа, для отбора которого в большинстве случаев выгодна и экономически целесообразна зарезка и бурение второго ствола. Опыт показывает, что трудовые затраты, затраты энергии и материалов (в том числе металла) на восстановление бездействующих скважин значительно меньше, чем при бурении новой скважины. Следовательно, стоимость зарезки и бурения второго ствола существенно ниже стоимости новой скважины. Анализ отечественных и зарубежных источников показывает, что стоимость зарезки и бурения второго ствола в 3–5 раз дешевле бурения новой скважины.

В целях восстановления сетки скважин и обеспечения высокого коэффициента нефтеотдачи для пластов Федоровского месторождения рекомендована зарезка и бурение вторых стволов, в том числе с горизонтальным участком в зоне пласта. Для выполнения работ по строительству второго ствола рекомендуется применять мобильные передвижные установки типа «Cardwell», малогабаритные телесистемы и другие новые достижения в области зарезки, бурения и крепления вторых стволов.

По НГДУ «Федоровскнефть» средняя продолжительность проведения изоляционных работ в 2017 году составляет: по ФУПНП и КРС – 750 бр./ч, по Сургутскому УПНП и КРС – 736 бр./ч, тогда как зарезка второго ствола по нормативному времени 600–650 бр./ч. При этом гарантируется 90–100 % успешность работ.

По залежи АС<sub>4-8</sub> для ликвидации прорыва газа, в случае прохождения горизонтального участка ствола скважины (с фильтрами типа ФГС) в зоне газонефтяного контакта, на данное время имеется единственная с высокой успешностью технология – зарезка второго ствола с горизонтальным участком.

Анализ построенных профилей горизонтальных стволов с фильтрами типа ФГС показывает, что в скважинах пласта АС<sub>4-8</sub>, работающих с прорывным газом более 2000–3000 м<sup>3</sup>, горизонтальные стволы частично находятся в зоне газонефтяного контакта.

Из-за невозможности отключения отдельных участков горизонтального ствола традиционными технологиями изоляционных работ, рекомендуется провести опытные работы по забурированию второго ствола с целью определения возможности исправления брака при первичном бурении и оценки эффективности данной технологии.

Аналогично возможно применение данной технологии при ликвидации сложных аварий, таких как извлечение ЭЦН с кабелем или другого подземного оборудования. Средняя продолжительность ликвидации подобных осложнений в среднем от 700 до 800 бр./часов.

Применение выше предложенных технологий требует индивидуального подхода к каждой скважине:

- анализ ее работы в системе разработки;
- проведение комплекса исследований:
  - а) повторной инклинометрии;
  - б) снятия профиля притока;
- составление индивидуального проекта как на бурение второго ствола, так и на заканчивание скважины.

### ***Ремонты с помощью установки «гибкая труба»***

Следующее направление в применении новой техники и технологических решений – это применение установок «гибкая труба» (фирм «Hydra Rig», «Stewart Stevenson»). Применение установок с использованием непрерывной колонны гибких труб следует отнести к достижениям последнего десятилетия, хотя первые попытки создания подобного оборудования были начаты еще в конце 60-х годов прошлого столетия. Развитие новых технологий (особенно в производстве сплошных колонн) привело к созданию качественно новых решений в строительстве, эксплуатации и ремонте скважин. Примером тому служат комплексы оборудования для ремонта скважин с использованием непрерывной колонны гибких труб.

С помощью установок гибких труб можно проводить следующие технологические операции в скважинах:

- промывка парафино-гидратных пробок;
- промывка забоя нефтяных, нагнетательных и прочих скважин;
- обработка призабойной зоны скважины кислотами;
- обработка призабойной зоны ПАВ;
- обработка призабойной зоны растворителями (ШФЛУ, ацетон и др.);
- глушение скважины при отсутствии насосно-компрессорных труб;
- изоляционные работы по пласту селективными материалами;
- изоляционные работы в скважинах тампонажными материалами;
- извлечение посторонних предметов из НКТ и эксплуатационной колонны;
- проведение промыслово-геофизических исследований;
- проведение прострелочных работ;
- освоение скважин пенными системами;
- гидропескоструйная перфорация в НКТ и эксплуатационной колонне;
- резка насосно-компрессорных труб;
- бурение песчаных, цементных, солевых и прочих пробок в НКТ и эксплуатационных колоннах;
- проведение промыслово-геофизических исследований в горизонтальных и крутонаправленных скважинах;
- определение негерметичности эксплуатационной колонны пакерами;
- обследование забоев скважины печатями;
- замена скважинной жидкости на нефть и другие рабочие жидкости.

Как видно из вышеизложенного перечня технологических операций, ряд из них (такие как геофизическое исследование горизонтальных и крутонаправленных скважин) возможен только с применением установок гибких труб.

Увеличение объемов ремонта скважин при помощи установок гибких труб обусловлено следующим:

- экологичность работ за счет применения технологий с герметизированным устьем и замкнутой циркуляцией;
- сохранение добычных возможностей скважины при ремонте за счет исключения вредного влияния процесса глушения;
- экономическая эффективность ремонта в связи с сокращением времени на спускоподъемные операции и подготовительно-заключительные работы.

### ***Применение установок с непрерывной трубой при ремонте скважин.***

#### ***Оценка эффективности работ по сравнению с традиционно используемой технологией***

Работы по ремонту скважин с применением установки «непрерывная труба» на Федоровском месторождении были начаты в 2010 году. На протяжении двух лет работы велись одной установкой.

В 2010 году было отремонтировано 80 скважин, в 2011 – 104, что составило соответственно 11 и 20 % от общего объема ремонтов, выполняемых управлением. Все это промывки гидратно-парафиновых пробок, за исключением двух скважин Маслиховского месторождения, где в феврале 2011 года проводились работы по промывке забоя и освоению скважин. Другие виды работ, вплоть до мая 2012 года, не проводились

по двум причинам. Во-первых, приобретался опыт работы с установкой, и велось обучение персонала, во-вторых, не было подходящего насосного агрегата. Насосный агрегат ЦА-320 выдерживал промывку одной гидратной пробки, после чего менялась поршневая система насоса, а также постоянно происходил перегрев двигателя. При промывке забоев двух разведочных скважин вышли из строя два насоса 9Т.

Учитывая опыт работы с первой установкой «непрерывная труба», по второму контракту Акционерным Обществом было закуплено 3 установки и 4 насосные агрегата. Данные комплексы были запущены в работу с мая по июль 2012 года, что позволило увеличить количество выполняемых работ. В 2012 году проведен ремонт на 200 скважинах. Расширилась и номенклатура ремонтов. Основную массу работ комплексов составили промывки гидратно-парафиновых пробок (118 скважин), проводились промывки забоев, кислотные обработки призабойных зон, геофизические исследования на нефтяных и нагнетательных скважинах.

По третьему контракту в конце 2013 года получено 5 установок и 5 насосных агрегатов, 2 из них запущены в работу в декабре 2013 года, а 3 – в январе 2014 года. В июле 2014 года для обеспечения автономности работы установки «непрерывная труба» производится монтаж автономного нагревательного котла фирмы «DREKO». До этого для нагревания промывочной жидкости использовались паропередвижные установки. С июля 2016 года произведен монтаж автономных нагревателей еще на 5 установках фирмы «Hydra Rig», а на конец 2016 года нагреватели установлены на всех 15 установках «непрерывная труба».

В 2015 году акционерным обществом закупается 6 установок «непрерывная труба» и насосные агрегаты с установленными на них автономными нагревательными котлами фирмы «Hydra Rig». В 2016 году закуплено еще 8 установок «непрерывной трубы» в комплекте с насосными агрегатами и котлами.

С 2015 года, помимо выше указанных, проводились работы по:

- извлечению посторонних металлических предметов из НКТ;
- бурению цементных мостов и солевых отложений в насосно-компрессорных трубах;
- освоению скважин пенными системами;
- обследованию скважин печатями;
- изоляционным работам по физической ликвидации скважины;
- изоляции пласта цементом с целью ликвидации нижней части ствола скважины;
- промывке аварийного оборудования после гидравлического разрыва пласта от проппанта;
- дополнительной перфорации на нефтяных и нагнетательных скважинах;
- гидропескоструйной перфорации насосно-компрессорных труб;
- выравниванию профиля приемистости на нагнетательных скважинах.

В НГДУ «Федоровскнефть» бурятся и эксплуатируются горизонтальные скважины. С помощью комплекса установки «непрерывная труба» проводятся исследования этих скважин, спуская геофизические приборы на специальной трубе с кабелем.

В 2015 проведено 335 ремонта «НТ», 2016 – 896 ремонтов, в 2017 году – 1001 ремонт, в 2018 году – 1704				
из них:	2015	2016	2017	2018
ремонтно-изоляционные работы	1	2	7	5
ловильные работы	20	64	77	58
обработки призабойных зон	86	333	377	604
дополнительная перфорация	6	11	44	96
гидропескоструйная перфорация	0	3	1	0
исследование (обследование скважин)	61	150	120	356
в том числе на горизонтальных скважинах	2	4	9	25
промывка гидратно-парафиновых пробок	152	333	375	585
Дополнительная и восстановленная добыча на отремонтированных установкой «непрерывная труба» скважинах, тыс. тонн	470,2	861,8	917,5	1314,3

Успешность выполняемых работ составила 99,7 %.

В текущем году планируется продолжить расширение номенклатуры работ на скважинах с использованием комплексов «непрерывная труба». Намечены работы по селективной изоляции продуктивных пластов, изоляции газоперетоков, резки НКТ. Будут продолжаться работы по исследованию скважин с горизонтальным участком ствола. Перед структурными подразделениями ОАО «СНГ» поставлена задача получить дополнительную добычу нефти за счет зарезки вторых стволов на бездействующем фонде скважин в количестве 87 шт. На 80 % от общего количества этих скважин отход от вертикали составляет более 60 градусов от вертикали. Для промывки забоев, освоения и проведения геофизических работ, перфорации на специальной трубе с кабелем привлекаются установки «непрерывная труба». Произведено с начала года 24 ремонта на таких скважинах. В 2019 году планируются работы на 174 скважинах с зарезанными вторыми стволами.

Оценивая эффективность работы комплексов «непрерывная труба» при ремонте скважин с традиционными методами, т.е. с работой бригад КРС, рассмотрим три наиболее распространенных вида ремонтных работ.

- 1) промывка гидратно-парафиновых пробок;
- 2) промывка забоя скважины плюс геофизические исследования;
- 3) промывка забоя, солянокислотная обработка, геофизические исследования скважины.

Нормативная продолжительность работ по промывке гидратно-парафиновых пробок бригадой КРС выше аналогичной работы комплексом «непрерывная труба» на 78 бр/ч, стоимость – на 49,5 тыс. руб. При промывке забоя с геофизическими исследованиями снижение продолжительности работ составляет 155 бр/ч, снижение стоимости – 93 тыс. руб. Если к работам добавляется солянокислотная обработка, то продолжительность ремонта сокращается на 158 бр/ч, а стоимость – на 101 тыс. рублей. Таким образом, при промывке гидратных пробок происходит снижение времени – в 3,4 раза, снижение затрат – в 2 раза. При промывке забоя с геофизическими исследованиями снижение по времени – в 2,7 раза, по затратам – в 3 раза. С добавлением солянокислотной обработки снижение по времени – в 2,4 раза, по затратам – в 2,7 раза. Расчеты велись без учета дополнительной добычи нефти и закачки воды.

Безусловно, основная экономия времени происходит за счет подготовительно-заключительных работ, а также спускоподъемных операций. Кроме того, при использовании комплекса «непрерывной трубы» практически во всех операциях отсутствует самый вредный для скважины вид работ – глушение. Это, во-первых. Во-вторых, при работе на скважинах обеспечивается практически стопроцентная гарантия от нефтегазопрооявлений и открытых фонтанов, и, как следствие, можно полностью исключить загрязнение кустовых площадок нефтью и другими реагентами. Оборудование обеспечивает экологическую безопасность.

### Литература:

1. Технологическая схема разработки Федоровского месторождения : отчет о научно-исследовательской работе. – Тюмень, 2014. – Т. 1. – 323 с.
2. Авторский надзор за разработкой Федоровского месторождения : отчет о научно-исследовательской работе. – Тюмень, 2016.
3. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин : справочное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К., 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату» : Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Sterlitaмак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М., 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Федоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М., 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемэн Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
21. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.
22. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Матвеева И.С. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – СПб., 2017. – Ч. 1. – С. 5–19.
23. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 125–140.
24. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 176–179.
25. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.

26. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефте- и газодобычи // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 7: Гуманитарные науки. – С. 33–47.

### References:

1. Technological scheme of development of the Fyo-dorovsky field : Report on research work. – Tyumen, 2014. – Т. 1. – 323 p.
2. Architectural supervision of development of the Fyodorovsky field : report on research work. – Tyumen, 2016.
3. Bulatov A.I. Koltyubingovye of technology during the drilling, completion and repair of oil and gas wells : handbook. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2008. – 370 p.
4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M., Shamanov S.A. Equipment and technology of drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2003. – 1007 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
12. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novocheerkassk : Face, 2016. – 290 p.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar // the Collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev). – To., 2016. – Part 1. – P. 5–10.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the surrounded well trunk of sandy traffic jams by means of bestrubny hydroborers // «New science: from the idea to result» : The international periodical following the results of the International scientific and practical conference (on November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Use of koltyubingovy technologies when cleaning of well face sand // the Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for the materials XVI of the International scientific and practical conference «Current Problems of Science of XXI of a Century» (on November 30, 2016, Moscow). – M., 2016. – Part 1. – P. 74–80.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – № 4. – P. 104–119.
19. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Technology of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // the Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M., 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 1. – P. 33–50.

21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 109–137.

22. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva I.S. Technology of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field // Collection of publications of the scientific magazine «Globus» on the materials XXIV of the International scientific and practical conference «Achievements and Problems of Modern Science» (on October 04, 2017, St. Petersburg). – SPb., 2017. – Part 1. – P. 5–19.

23. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of underground repair of wells on Sovetsk the oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 125–140.

24. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Application of coiled tubing in the oil and gas industry // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 176–179.

25. Savenok O.V. Ispolzovaniye of koltyubingovy technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

26. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of koltyubingovy technologies in practice of oil and gas production // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 7: Humanities. – P. 33–47.



УДК 622.276.24

## ИССЛЕДОВАНИЕ ДРЕНИРОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С НЕПРЕРЫВНЫМ ВЫДЕЛЕНИЕМ ИЗ НЕФТИ ГАЗА

### THE STUDY OF DRAINAGE OF AN OIL RESERVOIR WITH THE CONTINUOUS RELEASE OF GAS FROM OIL

**Петрушин Евгений Олегович**

Начальник промысла,  
ОАО «Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Арутюнян Ашот Страевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры прикладной математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mereniya@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрено дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа. Описано установившееся движение газированной жидкости в пористой среде и неуставившееся радиальное движение газированной жидкости в пористой среде. Рассчитан приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления. Приведен приближенный метод учета интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов. Показана разработка месторождений при режимах растворенного газа и газонапорном.

**Ключевые слова:** установившееся движение газированной жидкости в пористой среде; неуставившееся радиальное движение газированной жидкости в пористой среде; приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления; приближенный метод учета интерференции; метод учета темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов; разработка месторождений при режиме растворенного газа; разработка месторождений при газонапорном режиме.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

Head of oil and gas trade,  
JSC «Pechoranefit»  
eopetrushin@yahoo.com

**Arutyunyan Ashot Straевич**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor of applied  
mathematicians department,  
Kuban state technological university  
mereniya@mail.ru

**Annotation.** The article deals with the drainage of oil deposits with the continuous release of gas from oil. Steady motion of a carbonated liquid in a porous medium and unsteady radial motion of a carbonated liquid in a porous medium are described. The inflow of carbonated oil into the wells is calculated taking into account the change in the properties of the formation fluid from the pressure. Approximate method of taking into account interference and rates of commissioning of wells in the development of heterogeneous reservoirs is presented. The development of deposits under the conditions of dissolved gas and gas pressure is shown.

**Keywords:** steady-state motion of a carbonated liquid in a porous medium; unsteady radial motion of the carbonated liquid in a porous medium; inflow of carbonated oil to the wells, taking into account changes in the properties of the formation fluid from the pressure; approximate method of accounting for interference; method of taking into account the rates of commissioning of wells in operation in the development of heterogeneous reservoirs; development of deposits under the regime of dissolved gas; development of deposits under the gas-pressure regime.

#### Введение

В условиях режима растворенного газа вытеснение нефти из пласта к скважинам происходит за счет энергии газа, выделяющегося из нефти при понижении давления ниже давления насыщения. Так как газ растворен по всей нефтенасыщенной области, то, очевидно, в процессе разработки залежи такого типа скважины должны быть размещены так, чтобы в равной степени можно было бы использовать пластовую энергию. Если соблюдать это условие, то можно получить такое размещение скважин, при котором каждая из них (пущенная в эксплуатацию в одно и то же время) будет эксплуатировать свой удельный объем пласта или свою удельную площадь дренирования. Каждый такой объем или каждая удельная площадь дренирования условно ограничены так называемыми нейтральными линиями, на которых градиент давления должен быть равным нулю. Форма удельной площади зависит от принятой сетки размещения скважин: треугольной, прямоугольной (квадратной), либо неравномерной (в соответствии с неоднородностью пласта).

Поскольку залежь, на которой расположены скважины, условно разделена на элементарные удельные объемы (площади), то, очевидно, достаточно первоначально изучить работу лишь одной (типовой скважины), обслуживающей один (свой) удельный объем. Это значительно упрощает гидродинамические расчеты. Однако при этом не учитывается интерференция скважин, такое допущение приводит к значительным погрешностям при оценке технологических показателей разработки и в особенности при одновременном вводе скважин в эксплуатацию.

### Установившееся движение газированной жидкости в пористой среде

Под неоднородной жидкостью в подземной гидравлике понимается газированная жидкость (смесь жидкости и пузырьков газа), смесь нефти и воды, смесь нефти, воды и газа. Последняя, в отличие от первых двух, представляющих двухкомпонентные системы, является трехкомпонентной системой, поскольку она содержит три разных фильтрующихся компонента нефть, воду и газ.

Уравнения расхода жидкой  $Q_{ж}$  и газообразной  $Q_{г}$  фаз газированной жидкости в дифференциальной форме имеют вид:

$$Q_{ж} = -\frac{k_{ж} \cdot F}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dp}{dL}; \quad (1)$$

$$Q_{г} = -\frac{k_{г} \cdot F}{\mu_{г}} \cdot \frac{dp}{dL} \cdot p' + Q_{ж} \cdot p', \quad (2)$$

где  $Q_{ж}$  – объемный расход жидкой фазы газированной жидкости, движущейся в направлении  $L$ ;  $F$  – площадь нормального к направлению  $L$  сечения пласта, причем  $F = F(L)$ ;  $Q_{г}$  – приведенный к атмосферному давлению объемный расход газа (свободного и растворенного) через сечение  $F$  пласта;  $p' = \frac{p}{p_{атм}}$ , причем  $p_{атм}$  – атмосферное давление.

Процесс фильтрации газированной жидкости принят изотермическим; кроме того, предполагается, что газ подчиняется закону идеальных газов, растворение газа в жидкости происходит по закону парциальных давлений и вязкости газа  $\mu_{г}$  и жидкости  $\mu_{ж}$  меняются при изменении давления.

Обозначим через  $\Gamma = \frac{Q_{г}}{Q_{ж}}$  газовый фактор. Разделив расход газа (2) на расход жидкости (1) и учитывая, что в условиях установившейся фильтрации газовый фактор постоянен, имеем:

$$\Gamma = p' \cdot \left[ \frac{k_{г}}{k_{ж}} \cdot \frac{\mu_{ж}}{\mu_{г}} + \chi \right] = \text{const}. \quad (3)$$

Отсюда:

$$k_{г} = k_{ж} \cdot \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}} \cdot \left( \frac{\Gamma}{p'} - \chi \right). \quad (4)$$

Уравнение (4) выражает связь между эффективными проницаемостями для газа  $k_{г}$  и жидкости  $k_{ж}$ , газовым фактором  $\Gamma$  и давлением  $p$ .

Обозначим:

$$\alpha = \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}}, \quad (5)$$

и введем функцию  $G(S)$ . Тогда уравнение (4) приводится к виду:

$$\Gamma \cdot \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}} = p'^{[G(S)+\alpha]}. \quad (6)$$

Обозначая левую часть уравнения (6) через постоянную  $\xi$ :

$$\xi = \frac{\mu_{ж} \cdot \Gamma}{\mu_{г}} \quad (7)$$

получим:

$$\xi = p' \cdot [G(S) + \alpha]. \quad (8)$$

Из формулы (8) имеем:

$$p' = \frac{\xi}{G(S) + \alpha} \quad (9)$$

или

$$p^* = \frac{1}{G(S) + \alpha}, \quad (10)$$

где

$$p^* = \frac{p'}{\xi}. \quad (11)$$

Формула (10) позволяет построить зависимость между безразмерным давлением  $p^*$  и насыщенностью жидкостью порового пространства  $S$ . Задаваясь различными значениями  $S$  и соответствующими им значениями  $G(S)$  (в зависимости от того, какими породами представлена пористая среда) и зная величину  $\alpha$  для данных жидкости и газа, вычисляем по уравнению (10) давление  $p^*$ .

На рисунке 1 приведены полученные экспериментально зависимости фазовых проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности  $S$  жидкостью порового пространства неоднородных несцементированных пескопроницаемость которых для однородной жидкости  $k = 17,8$  Дарси.

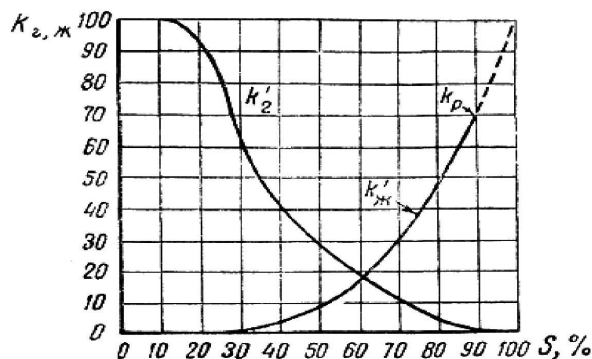


Рисунок 1 – Зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности жидкостью порового пространства несцементированных песков

На рисунке 2 показана кривая  $p^* = p^*(S)$ , построенная нами на основании кривых рисунка 1, причем  $\alpha = 0,015$ .

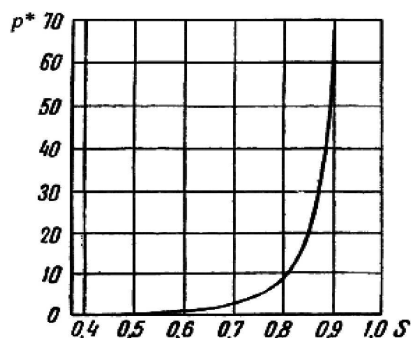


Рисунок 2 – Зависимость между безразмерным давлением  $p^*$  и насыщенностью жидкостью порового пространства  $S$  для несцементированных песков

На рисунке 3 показана зависимость фазовой проницаемости  $K'_{ж}$  от безразмерного давления  $p^*$  при фильтрации газированной жидкости в нецементированных песках.

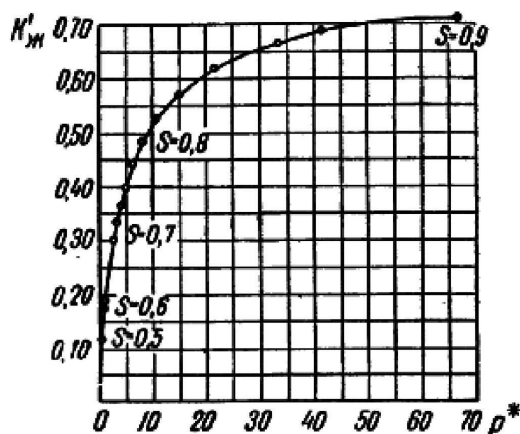


Рисунок 3 – Зависимость фазовой проницаемости  $K'_{ж}$  от безразмерного давления  $p^*$  при фильтрации газированной жидкости в нецементированных песках

Как видно из рисунка 3, чем выше давление в пласте  $p^*$ , тем больше величина фазовой проницаемости для жидкости  $K'_{ж}$ , а, следовательно, больше дебит скважин. Отсюда вытекает, что эксплуатацию скважин выгоднее вести при более высоких давлениях в пласте.

На рисунке 4 приведен характер зависимости газового фактора при пластовом давлении от насыщенности жидкостью порового пространства.

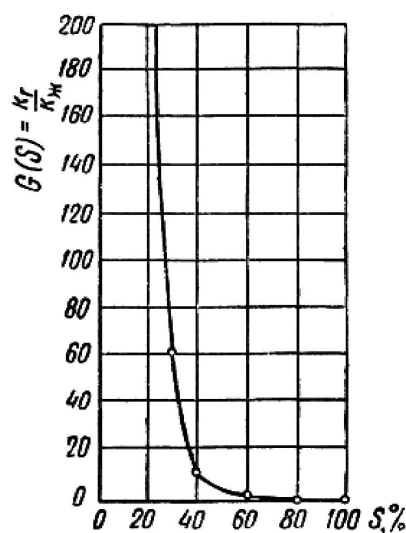


Рисунок 4 – Характер зависимости газового фактора при пластовом давлении от насыщенности жидкостью порового пространства

Так как для обеспечения притока нефти к забою скважин необходимо создание депрессии  $\Delta p = p_k - p_c$ , причем с ростом депрессии дебит скважин увеличивается (см. рис. 5), то для повышения добычи более эффективным средством является увеличение депрессии за счет повышения пластового (контурного) давления  $p_k$ , но не путем снижения забойного давления  $p_c$ . Повышение пластового давления достигается закачкой воды за контур нефтеносности либо газа в сводовую часть пласта. Из сказанного также можно сделать вывод о незначительной эффективности интенсификации добычи нефти путем создания на скважинах вакуума.

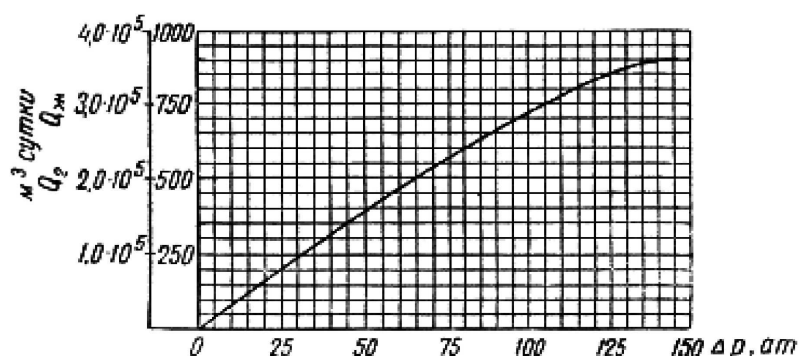


Рисунок 5 – Индикаторная кривая зависимости дебита жидкости и газа от депрессии при установившейся фильтрации газированной жидкости в несцементированных песках

Допустим, что существует некоторая функция давления  $H$ , которая, будучи подставлена в уравнение, выражающее линейный закон фильтрации, вместо давления  $p$ , делает это уравнение справедливым для скорости  $v_{ж}$  фильтрации жидкой фазы газированной жидкости, иными словами, предположим, что

$$v_{ж} = \frac{k}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dH}{dL}. \quad (12)$$

Скорость фильтрации жидкой фазы газированной жидкости  $v_{ж} = \frac{Q_{ж}}{F}$  определяется так:

$$v_{ж} = \frac{k_{ж}}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dp}{dL}. \quad (13)$$

Задаваясь различными значениями  $p^*$ , не трудно найти отвечающие им величины интеграла (14) как площади, ограниченные кривой  $K'_{ж} = K'_{ж}(p^*)$  осью абсцисс и ординатами, соответствующими значениям  $p^*$ . Располагая этими величинами  $H^*$ , легко построить кривую зависимости  $H^*$  от безразмерного давления  $p^*$ :

$$H^* = \int_0^{p^*} K'_{ж} \cdot dp^*. \quad (14)$$

На рисунке 6 приведена кривая  $H^* = H^*(p^*)$  для несцементированных песков.

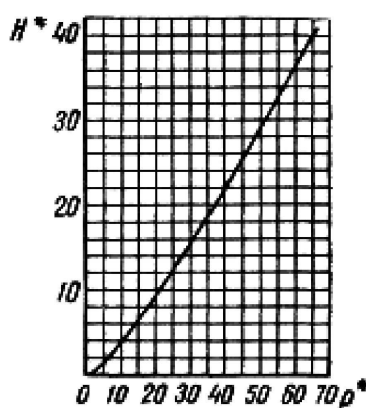


Рисунок 6 – Зависимость значений функций  $H^*$  от безразмерного давления  $p^*$  для несцементированных песков

Таким образом, интересующая функция  $H$  действительно существует и определить ее значение не представляет большого труда, если известно давление  $p$ . Исходя из изложенного, легко найти формулы расхода жидкости и распределения давления в пласте при установившейся фильтрации газированной жидкости. Для этого достаточно в формулы расхода и распределения давления в пласте при установившейся фильтрации несжимаемой жидкости вместо давления  $p$  подставить отвечающие ему значения  $H$ .

### Неустановившееся радиальное движение газированной жидкости в пористой среде

Ввиду чрезвычайной сложности реальных процессов фильтрации пластовых флюидов построить полностью подобные физические или геометрические модели невозможно. Поэтому в большинстве случаев ограничиваются приближенным моделированием фильтрационных течений, позволяющим обеспечить адекватное математическое описание процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Изучение этого процесса может проводиться на упрощенных (идеализированных) моделях-схемах одномерных и не одномерных фильтрационных потоков при установившихся или неустановившихся режимах. При изучении фильтрационных потоков жидкости и газа в природных пластах должна быть проведена такая схематизация геометрической формы движения, которая позволяет создать расчетные схемы, учитывающие основные эффекты и позволяющие определить параметры течения.

При изучении элементарных фильтрационных потоков основными являются модели установившейся и неустановившейся фильтрации однофазных флюидов (несжимаемых или сжимаемых) в однородной (изотропной) пористой среде. Эти модели являются классическими и позволяют изучать фильтрационные течения методами математической физики. Однако необходимость решения более сложных не одномерных задач фильтрации жидкостей, газов и их смесей в природных пластах потребовала создания более совершенных математических моделей, основанных на лучшем знании и понимании гидродинамических и физико-химических процессов, происходящих в залежи при ее разработке. Использование этих моделей, как правило, связано с применением численных методов и современной вычислительной техники. Статья посвящена изучению простейших одномерных установившихся потоков жидкости и газа в пористой среде по линейному и нелинейному закону фильтрации. Одномерным называется фильтрационный поток жидкости или газа, в котором скорость фильтрации, давление и другие характеристики течения являются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Наиболее характерными, применительно к процессам фильтрации нефти, воды и газа, одномерными потоками являются:

- прямолинейно-параллельный фильтрационный поток;
- плоскорадиальный фильтрационный поток;
- радиально-сферический фильтрационный поток.

Приведем краткое описание этих потоков.

*Прямолинейно-параллельный фильтрационный поток.* Предположим, что при фильтрации флюида траектории всех частиц параллельны, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного линиям тока) сечения равны друг другу. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока одинаковы, а поэтому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат ось  $x$ . Прямолинейно-параллельный поток имеет место в лабораторных условиях при движении жидкости или газа через цилиндрический керн или через прямую трубу постоянного диаметра, заполненную пористой средой; на отдельных участках продуктивного пласта при движении жидкости к батарее скважин, если пласт постоянной толщины имеет в плане форму прямоугольника (рис. 7). Линии тока будут искривляться только вблизи скважин. Если уплотнить сетку скважин в батарее заменить батарею сплошной прямолинейной выработкой галереей, то движение к галерее будет строго прямолинейно-параллельным. Поток можно считать прямолинейно-параллельным на некотором участке между нагнетательной и добывающей батареями скважин.

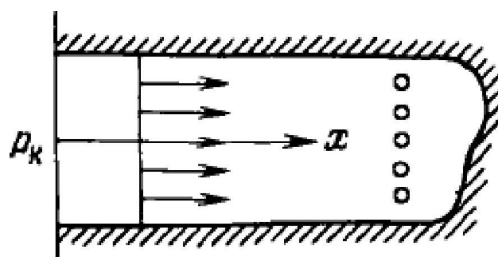


Рисунок 7 – Схема прямолинейно-параллельного потока к батарее скважин

Пласт, в котором имеет место прямолинейно-параллельный поток, удобно схематизировать в виде прямоугольного параллелепипеда высотой  $h$  (толщина пласта), шириной  $B$  и длиной  $L$  (рис. 8). Левая грань является контуром питания, здесь давление постоянно и равно  $P_k$ , правая грань – поверхность стока (галерея) с давлением  $P_e$ . Все остальные грани непроницаемы.

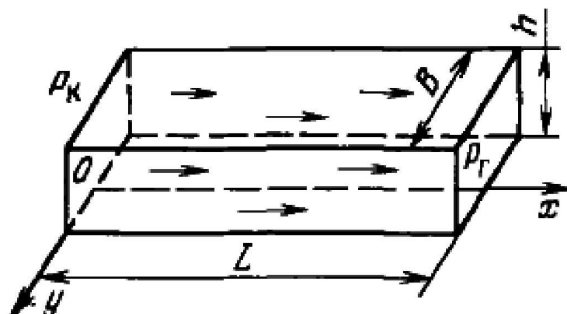


Рисунок 8 – Схема прямолинейно-параллельного течения в пласте

*Плоскорадиальный фильтрационный поток.* Предположим, что имеется горизонтальный пласт постоянной толщины  $h$  и неограниченной или ограниченной протяженности. В пласте пробурена одна скважина, вскрывшая его на всю толщину и имеющая открытый забой. При отборе жидкости или газа их частицы будут двигаться по горизонтальным траекториям, радиально сходящимся к скважине. Такой фильтрационный поток называется плоскорадиальным. Картина линий тока в любой горизонтальной плоскости будет одинакова, и для полной характеристики потока достаточно изучить движение флюида в одной горизонтальной плоскости. В *плоскорадиальном* одномерном потоке давление и скорость фильтрации в любой точке зависят только от расстояния  $r$  данной точки от оси скважины.

На рисунке 9а приведена схема плоскорадиального фильтрационного потока. Схематизируемый пласт ограничен цилиндрической поверхностью радиусом  $R_k$  (контуром питания), на которой давление постоянно и равно  $p_k$ ; на цилиндрической поверхности скважины радиусом  $r_c$  (забой скважины) давление равно  $p_c$ . Кровля и подошва пласта непроницаемы. На рисунке 9б приведены сечение пласта горизонтальной плоскостью и радиальные линии тока, направленные к скважине. Если скважина не добывающая, а нагнетательная, то направление линий тока надо изменить на противоположное.

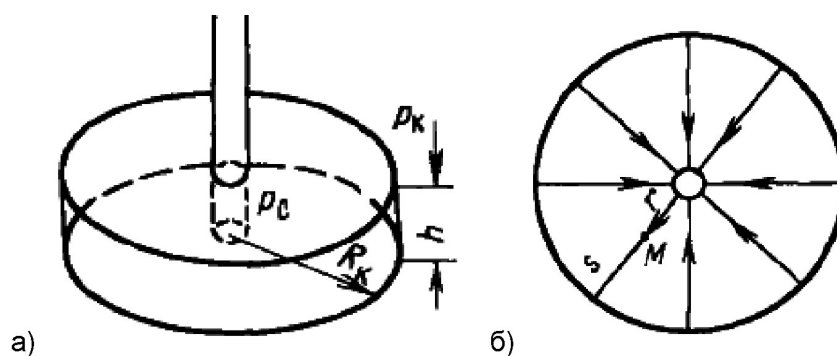


Рисунок 9 – Схема плоскорадиального потока в круговом пласте: а) общий вид; б) план

*Радиально-сферический фильтрационный поток.* Рассмотрим схему пласта неограниченной толщины с плоской горизонтальной непроницаемой кровлей. Скважина сообщается с пластом, имеющим форму полусферы радиусом  $R_k$  (рис. 10). При эксплуатации такой скважины траектории движения всех частиц жидкости или газа в пласте будут прямолинейными в пространстве и радиально сходящимися в центре полусферического забоя, в точке  $O$ . В таком установившемся потоке давление и скорость в любой его точке будут функцией только расстояния этой точки от центра полусферы.

Следовательно, этот фильтрационный поток является также одномерным и называется *радиально-сферическим*. Такой поток может реализовываться вблизи забоя, когда скважина вскрывает только самую кровлю пласта или глубина вскрытия  $h$  значительно меньше толщины пласта.

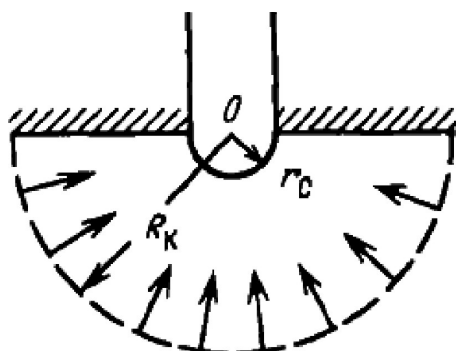


Рисунок 10 – Вертикальное сечение радиально-сферического фильтрационного потока

Описанные схемы одномерных фильтрационных потоков позволяют создавать простейшие модели реальных течений, возникающих при разработке нефтегазовых месторождений и решать практические задачи. Задача исследования установившегося фильтрационного потока заключается в определении следующих характеристик: дебита (или расхода), давления, скорости фильтрации в любой точке потока, а также установление закона движения частиц жидкости или газа вдоль их траекторий и определение средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления.

Между процессами, происходящими в газовой залежи и в нефтяной залежи в период эксплуатации в условиях соответственно газового режима и режима растворенного газа, имеется много общего. В обоих случаях единственной энергией, за счет которой происходит продвижение жидкостей и газов из пласта к скважинам, является энергия сжатого газа (влиянием силы тяжести в большинстве случаев можно пренебречь). Это позволяет методы решения задач о неустановившейся фильтрации газов в условиях газового режима приложить к решению ряда задач о неустановившейся фильтрации газированной жидкости в условиях режима растворенного газа.

Рассмотрим задачу о неустановившемся радиальном движении газированной жидкости в пористой среде в условиях режима растворенного газа. Модель пласта представлена на рисунке 11.

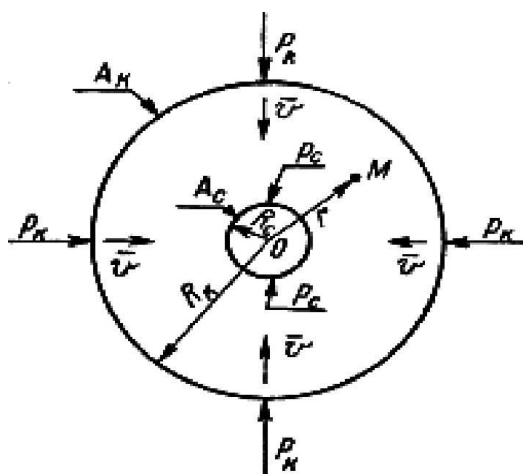


Рисунок 11 – Горизонтальное сечение гидродинамически совершенной скважины и плоско-радиального потока жидкости к ней:  
 $A_c$  – горизонтальное сечение скважины  
 (индекс с всегда будет соответствовать первой букве слова «скважина»);  
 $A_k$  – сечение контура области питания;  
 $A_c$  и  $A_k$  – концентрические окружности, радиусы которых равны  $R_c$  и  $R_k$



Обозначим:

$\Omega$  – объем порового пространства нефтяной залежи;

$Q_{ж}$  – дебит жидкости;

$S$  – средневзвешенная по объему насыщенность порового пространства жидкостью:

$$S = \frac{1}{\Omega} \cdot \int_{\Omega} S \cdot d\Omega; \quad (15)$$

$t$  – время.

Тогда дифференциальное уравнение истощения нефтяной залежи может быть написано в следующем виде:

$$Q_{ж} \cdot dt = -\Omega \cdot dS. \quad (16)$$

Рассматривая по аналогии с фильтрацией газа процесс неустановившегося радиального движения газированной жидкости в пористой среде как непрерывную последовательность стационарных состояний, для определения дебита  $Q_{ж}$  воспользуемся формулой (17):

$$Q_{ж} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot b}{\mu_{ж}} \cdot \frac{(H_K - H_C)}{\ln \frac{R_K}{R_C}}. \quad (17)$$

При радиальной фильтрации газа среднее давление  $p$  в газовой залежи с достаточной для практики точностью может быть принято равным контурному давлению  $p_K$ .

Фильтрацию чистого газа и мертвой (не содержащей пузырьков окклюдированного газа) нефти можно рассматривать как частные случаи фильтрации газированной нефти при газовых факторах, соответственно равных бесконечности и нулю. Поэтому можно утверждать, что при движении газированной жидкости величина  $\xi$  отношения среднего давления  $p$  к контурному  $p_K$  заключена в пределах  $\xi_g > \xi_{g-ж} > \xi_{ж}$ , где индексы  $g$ ,  $g-ж$  и  $ж$  относятся соответственно к газу, газированной жидкости и однородной несжимаемой жидкости.

$$p = p_K - \frac{p_K - p_C}{\ln \frac{R_K}{R_C}} \cdot \ln \frac{R_K}{r}; \quad (18)$$

$$\xi = 1 - (1 - \varepsilon) \cdot \left( \frac{1}{2 \cdot \ln R_K^*} - \frac{1}{R_K^{*2} - 1} \right). \quad (19)$$

В связи с этим представляет интерес определить значения  $\xi_{ж}$ . Поскольку формула (18) распределения давления  $p$  в пласте при радиальной фильтрации несжимаемой однородной жидкости аналогична формуле распределения плотностей при радиальной фильтрации сжимаемой жидкости, то для определения величины  $\xi_{ж}$  можно воспользоваться формулой (19), в которой под величиной  $\varepsilon$  следует понимать отношение давления на скважине к давлению на контуре:

$$\xi_{ж} = 1 - (1 - \varepsilon) \cdot \phi(R_K^*), \quad (20)$$

где

$$\varepsilon = \frac{p_C}{p_K}; \quad \phi(R_K^*) = \frac{1}{2 \cdot \ln R_K^*} - \frac{1}{R_K^{*2} - 1}; \quad R_K^* = \frac{R_C}{R_K}. \quad (21)$$

Значения  $\phi(R_K^*)$  могут быть взяты из графика рисунка 12.

В таблицу помещаются значения  $\xi_g$  и  $\xi_{ж}$  и показывается разница между ними в процентах для различных значений  $\varepsilon$  и  $R_K^*$ . В таблице значения  $\xi_g$  и  $\xi_{ж}$  весьма мало различаются по величине и близки к единице. Следует иметь в виду, что в условиях режима растворенного газа противодействия на скважинах в течение продолжитель-

ного времени могут быть значительными. Значения  $\varepsilon$  в этот период времени обычно равны 0,6–0,9 в зависимости от проницаемости пласта. Величины  $R_k^* = \frac{R_c}{R_k}$  всегда больше 500. Поэтому для практических расчетов при радиальной фильтрации газированной жидкости с достаточной точностью можно принять:

$$\xi_{э-ж} \cong \frac{\xi_{э} + \xi_{ж}}{2} \cong 1.$$

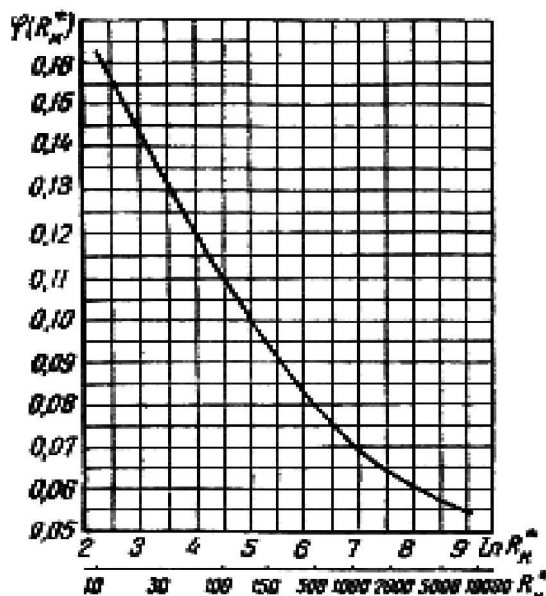


Рисунок 12 – Значения функции  $\phi(R_k^*)$

Практика эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что при неограниченном отборе нефти, как и в случае разработки газовых месторождений, при наличии недостаточно стойких коллекторов часто образуются песчаные пробки, поровое пространство призабойной зоны пласта забивается мелкими частицами и в связи с этим резко уменьшается дебит нефтяных скважин, а иногда полностью прекращается приток нефти к скважинам.

Образование песчаных пробок и засорение призабойной зоны пласта являются, как и при эксплуатации газовых месторождений, следствием допущения вблизи скважины слишком больших скоростей движения. При чрезмерно высоких скоростях движения газированная жидкость увлекает за собой мельчайшие и мелкие фракции песка и цементирующих песчинки веществ, в результате чего и образуются песчаные пробки в скважинах или закупориваются поровые каналы в призабойной зоне пласта. Для предотвращения этих осложнений эксплуатация нефтяных скважин в рассматриваемых условиях должна вестись таким образом, чтобы скорость фильтрации жидкости и газа в призабойной зоне пласта не превышала некоторого допустимого максимального значения, зависящего от механического состава, степени сцементированности песка и физических свойств жидкостей и газов. Поддержание в течение эксплуатации нефтяной скважины этой максимально допустимой скорости фильтрации у забоя означает отбор максимально возможного количества нефти и вместе с тем исключает возможность осложнений при эксплуатации, связанных с допущением чрезмерно высоких скоростей движения жидкостей и газов.

Начальный период (первые месяцы) неустановившейся радиальной фильтрации газированной жидкости в условиях режима растворенного газа характеризуется высокими дебитами жидкости и газа. Величина дебита жидкости быстро уменьшается с течением времени. Темп падения дебита газа меньше, чем темп падения дебита жидкости.

По мере разработки нефтяной залежи давления в пласте и на забое скважин постепенно снижаются и, наконец, наступает момент, когда давление на скважинах достигает некоторого минимального значения, уменьшение которого нежелательно с точки зрения техники подъема нефти на поверхность (необходимость сохранения оптимального погружения в жидкость подъемных труб в случае компрессорной эксплуатации и обеспечения нужного погружения насосных труб при глубинно-насосной эксплуатации).

Следовательно, независимо от предшествующих условий отбора в течение оставшегося периода времени разработки нефтяной залежи отбор жидкости и газа производится при сохранении постоянного давления на скважинах.

### **Приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления**

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зону.

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления и давления у забоев скважин. Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту и подъем их в скважинах, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении.

Коэффициент продуктивности скважин – количество нефти и газа, которое может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа. В зависимости от видов энергии, используемых при отборе флюидов из пласта, различают режимы эксплуатации залежей: водонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный.

Водонапорный режим связан с вытеснением нефти и перемещением ее по капиллярам в пласте за счет напора контактирующей с ней воды. Различают жесткий и упругий водонапорные режимы. При жестком водонапорном режиме нефть к скважинам перемещается за счет краевых и подошвенных вод, количество которых пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов. Упругий водонапорный режим эксплуатации основан на упругом сжатии жидкости (воды) и горных пород пластов в естественном состоянии и накоплении ими упругой энергии. Коэффициент нефтеотдачи пласта ( $K_n$  – отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасом нефти или газа) при водонапорном режиме самый высокий – 0,5–0,8.

Газонапорный режим связан с перемещением нефти в капиллярах пласта под давлением контактирующего с ней газа (расширения газовой шапки), при этом  $K_n = 0,4–0,7$ .

Гравитационный режим эксплуатации нефтяных скважин наступает обычно при полном истощении пластовой энергии. При гравитационном режиме пласта единственной движущей силой перемещения нефти по капиллярам пласта является сила тяжести нефти в пласте. Перемещение нефти происходит только в наклонных (падающих) пластах к скважинам, расположенным в их нижних точках.

Гравитационный режим – наименее эффективный из всех режимов эксплуатации скважин ( $K_n = 0,1–0,2$ ).

Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода. Движущей силой, способствующей перемещению нефти в пласте к забою скважины, в этом случае является растворенный газ. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа очень низкий и составляет 0,15; 0,3.

В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов.

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте.

Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, т.е. при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа.

Зависимости насыщенности от давления на контуре замкнутой залежи газированной нефти справедливы в предположении, что в процессе разработки залежи вязкость нефти не изменяется: считалось, что в процессе дегазации не изменяется и объем нефти, т.е. предполагалось, что объемный коэффициент нефти остается постоянным и равным единице. Далее также считалось, что растворимость газа в пластовых условиях подчиняется линейному закону Генри, а вязкость нефти не зависит от давления. Методика расчетов разработки залежи базировалась на экспериментальных зависимостях относительных проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности, полученных Р. Виковым и М. Ботсетом.

Исследования показали, что в процессе истощения залежи ни одно из перечисленных условий фактически не соблюдается; вязкость нефти, ее объемный коэффициент и коэффициент растворимости газа меняются с изменением давления. В связи с этим, допущения, сделанные при гидродинамических расчетах движения газированной нефти, часто приводят к существенным погрешностям. Во избежание этих погрешностей необходимо учитывать свойства пластовых жидкостей и их изменения в процессе разработки. Тогда при установившемся плоскорадиальном течении реальной газированной жидкости в пористой среде система уравнений запишется так:

$$\nabla \left\{ \left[ \frac{P_z(p) \cdot F_z(s_H)}{\mu_z(p)} + \frac{S_1(p)}{\mu_H(p)} \cdot \frac{F_H(s_H)}{b_H(p)} \right] \nabla p \right\} = 0; \quad (22)$$

$$\nabla \left[ \frac{F_H(s_H)}{\mu_H(p) \cdot b_H(p)} \nabla p \right]. \quad (23)$$

Правые части системы уравнений равны нулю, так как считается, что характеристика потока не зависит от времени и является функцией только координат.

Очевидно, скорость фильтрации жидкой фазы

$$v_H = - \frac{k_H}{\mu_H(p)} \cdot \text{grad } p. \quad (24)$$

Объемный расход этой фазы с учетом изменения объема нефти и количества растворенного газа:

$$\frac{v_H}{b_H(p)} = - \frac{k_H \cdot \text{grad } p}{\mu_H(p) \cdot b_H(p)}, \quad (25)$$

где  $b_1$  и  $b_2$  – коэффициенты аппроксимации (постоянные для данной нефти и газа при определенных давлениях).

Подставляя уравнение прямой, получим:

$$H_k - H_{заб} = \frac{b_1}{2} \cdot (p_k^2 - p_{заб}^2) + b_2 \cdot (p_k + p_{заб}). \quad (26)$$

Коэффициенты  $b_1$  и  $b_2$  определяются из уравнения прямой, записанного для  $p_{заб}$  и  $p_k$ :

$$b_1 = \frac{\mu_H(p_k) \cdot b_H(p_k)}{p_k - p_{заб}};$$

$$b_2 = \frac{F_H(s_H)}{\mu_H(p_k) \cdot b_H(p_k)} - b_1 \cdot p_k. \quad (27)$$

Коэффициенты  $b_1$  и  $b_2$  определяют по графику зависимости вязкости нефти  $\mu$ , объемного коэффициента  $\lambda$  и растворимости газа в нефти от давления по кривым фазовых проницаемостей.

Такая приближенная замена подынтегральной функции (27) значительно упрощает расчеты притока газированной нефти к скважинам: к тому же получаемые результаты хорошо сходятся с данными, полученными при более точных вычислениях. В связи с этим гидродинамические расчеты притока нефти к скважинам при проектировании разработки залежей в условиях режима растворенного газа можно вести следующим образом. Прежде всего, рассчитывается зависимость «пластовое давление – нефтенасыщенность». Затем для каждой пары значений определяют дебиты нефти при заданном забойном давлении или при заданном дебите – забойное давление.

### Приближенный метод учета интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов

Ряд незначительных по запасам нефтяных месторождений СНГ разрабатывались при режиме растворенного газа. Большинство месторождений США в основной период разработки эксплуатируют при естественных режимах истощения и, в частности, при режиме растворенного газа, и лишь на поздних стадиях разработки с поддержанием давления.

Одной из актуальнейших задач при проектировании и разработке нефтяных месторождений является задача установления целесообразного времени начала разработки с применением систем воздействия и, в частности, заводнения.

Для решения указанных задач необходимо выполнить гидродинамические расчеты изменения технологических показателей разработки залежи нефти при режиме растворенного газа. До настоящего времени эти гидродинамические расчеты выполняются для идеализированных условий равномерного размещения и одновременного ввода всех скважин в эксплуатацию. При этом расчеты проводят лишь для одной скважины, а показатели разработки залежи нефти в целом получают путем суммирования пропорционально числу скважин без учета влияния интерференции и темпов ввода их в эксплуатацию.

Из практики разработки месторождений нефти известно, что в первые годы их эксплуатации пользуются разведочными скважинами, расположенными по неравномерной сетке, и в последующем разбуривают по той или иной системе размещения скважин в соответствии с комплексной схемой разработки в течение 3–5 лет. Не учет интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию существенно влияет на проектные технико-экономические показатели разработки. Особенно влияние этих факторов велико на нефтеотдачу при разработке месторождений нефти в условиях режима растворенного газа. Действительно за период ввода новых скважин в эксплуатацию (в зависимости от темпов ввода) свойства газированной нефти могут значительно измениться. Эти скважины будут эксплуатироваться при других физических и термодинамических условиях (по сравнению с ранее введенными в эксплуатацию). Обычно нефтеотдачу  $\eta$  при режиме растворенного газа определяют лишь по зависимости давления от нефтенасыщенности:

$$p = p(s); \tag{28}$$

$$\eta(p) = 1 - \frac{s(p)}{s_0} \cdot \frac{\lambda(p_0)}{\lambda(p)},$$

где зависимость  $p$  и  $s$  – функции времени  $t$ .

Зависимость же  $p = p(s)$  определяется, в основном, по изменению свойств газонасыщенной жидкости, газового фактора и фазовых проницаемостей от давления. Таким образом, нефтеотдача  $\eta$  по (28) определяется по значению конечного давления  $p_k$  в залежи нефти, при котором выполняются расчеты по уравнению (28). Однако зависимость  $\eta = \eta(p_k)$  неоднозначна. Одно и то же значение  $p_k$  можно получить при различных заданных темпах отбора (дебитах скважин), темпах и последовательности ввода скважин в эксплуатацию, различных параметрах пласта. Даже в условиях одинаковых по проницаемости и мощности залежей нефти одному и тому же значению  $p(s)$  в зависимости от заданных дебитов нефти скважин (темпов отбора), темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию может соответствовать несколько значений  $p(t)$ , а, следовательно, и  $\eta(t)$ . Эту неопределенность в расчетах нефтеотдачи при режиме растворенного газа можно исключить путем учета интерференции скважин в процессе их эксплуатации и оценки нефтеотдачи из условия материального баланса:

$$\eta(t) = \int_0^t \frac{q_H(t)}{V_{e(зан)}} \cdot dt, \tag{29}$$

где  $V_{e(зан)}$  – запасы.

Приближенный метод расчетов технологических показателей разработки с учетом интерференции скважин при режиме растворенного газа предполагает сведение системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих процесс нестационарной фильтрации газированной нефти в пористой среде, к одному линейному уравнению типа теплопроводности, которое обычно применяют для характеристики процесса фильтрации при упругом режиме.

При этом вводятся понятия об эквиваленте упругости (сжимаемости) и пьезопроводности газонефтяной смеси и пласта, а принципы гидродинамических расчетов при режиме растворенного газа по существу сводятся к принципам расчетов при упругом режиме фильтрации.

Таким образом, при режиме растворенного газа, так же как и при упругом режиме, можно определить технологические показатели разработки с учетом интерференции скважин, темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию, используя принцип суперпозиции источников-стоков и метод смены стационарных состояний, шаг за шагом, в определенных интервалах изменения пластового давления во времени, в пределах которых пьезопроводность газированной нефти можно принять постоянной.

### Разработка месторождений при режимах растворенного газа и газонапорном

Разработка нефтяного месторождения при упругом режиме – это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Однако даже при установившемся режиме в пределах нефтеносной части пласта, например, в процессе разработки месторождения, с использованием законтурного заводнения, в законтурной области будет наблюдаться перераспределение давления за счет упругого режима. Упругий режим с точки зрения физики – расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее благодаря сжимаемости пород и на-

сыщающих их жидкостей. При пуске, например, добывающей скважины давление в ней уменьшается по сравнению с пластовым. По мере отбора нефти запас упругой энергии в призабойной зоне уменьшается, т.е. нефть и породы оказываются менее сжатыми, чем раньше. Продолжающийся отбор нефти из пласта приводит к дальнейшему расходованию запаса упругой энергии и, следовательно, к расширению воронки депрессии вокруг скважины.

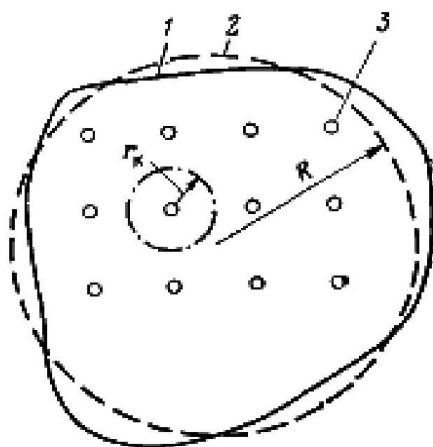
С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ, и режим пласта изменится – упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. Когда насыщенность порового пространства свободным газом, выделившимся из нефти, еще мала, газ остается в нефти в виде пузырьков. С увеличением же газонасыщенности в связи с прогрессирующим снижением пластового давления пузырьки газа всплывают под действием сил гравитации, образуя в повышенной части пласта газовое скопление – газовую шапку, если ее образованию не мешает слоистая или иная неоднородность.

В отличие от первичных газовых шапок нефтегазовых месторождений, существовавших в них до начала разработки, газовая шапка, образовавшаяся в процессе разработки, называется вторичной. Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Режим пласта, при котором происходит такое вытеснение нефти, называют режимом растворенного газа. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется газонапорным.

Опыт разработки нефтяных месторождений и теория фильтрации газонефтяной смеси с учетом сил гравитации показывают, что почти всегда режим растворенного газа довольно быстро переходит в газонапорный. Часто режим растворенного газа может существовать в нефтяном пласте в сочетании с упругим режимом в его законтурной области или даже в сочетании с водонапорным, если пластовое давление близко к давлению насыщения. Тогда вблизи добывающих скважин возникает режим растворенного газа, а вблизи нагнетательных – водонапорный. Такие режимы пластов называют смешанными.

Рассмотрим разработку пласта при смешанном режиме – упругом в его законтурной области и растворенного газа – в нефтенасыщенной части пласта. Пусть разрабатываемый пласт имеет форму, близкую к кругу (рис. 13). Его законтурная водоносная область достаточно хорошо проницаемая и простирается очень далеко («до бесконечности»). Она разрабатывается при упругом режиме. Давление на контуре нефтенасыщенной части пласта можно определить уже по другой методике.



**Рисунок 13** – Схема нефтяного месторождения круговой формы в плане, разрабатываемого при смешанном режиме:  
 1 – условный контур нефтеносности;  
 2 – аппроксимация условного контура нефтеносности окружностью радиусом R;  
 3 – добывающие скважины

Пусть нефтяной пласт разрабатывается с использованием равномерной сетки добывающих скважин. Радиус контура питания каждой добывающей скважины  $r_k$  можно считать равным половине расстояния между скважинами. Если  $r_k = r_K$  пластовое давление  $p = p_k < p_{нас}$  ( $p_{нас}$  – давление насыщения). При приближенном расчете дебитов добывающих скважин можно принять  $p_k = \alpha \cdot p_{кон}(t)$ , где  $\alpha$  – некоторый постоянный коэффициент.

При смешанном режиме давление на контурах добывающих скважин определяют с учетом контурного в нефтяной залежи, которое, в свою очередь, вычисляют на основе теории упругого режима, если задано изменение во времени текущего поступления воды из законтурной области в нефтенасыщенную часть пласта  $q_{зе} = q_{зе}(t)$ .

Если давление на контуре близко к давлению насыщения, но ниже его и, следовательно, насыщенность пласта свободным газом незначительна, то можно приближенно считать текущий объем поступающей воды в нефтенасыщенную часть пласта из законтурной области равным текущей добыче пластовой нефти, т.е.  $q_{зе} = q_n$ .

Если известна текущая добыча пластовой нефти из нефтяной залежи в целом, то необходимо лишь вычислить дебиты скважин с тем, чтобы определить, сколько скважин необходимо пробурить на залежи для обеспечения указанной текущей добычи нефти.

Определим дебиты скважин при режиме растворенного газа. Перераспределение давления вблизи скважин происходит значительно быстрее, чем изменение контурного в нефтяной залежи  $p_{кон}(t)$  и соответственно давления на контуре питания скважин  $p_k = p_{кон}(t)$ . Поэтому распределение давления при  $r_c \leq r \leq r_k$  можно считать установившимся в каждый момент времени, т.е. квазистационарным.

На характер течения газированной нефти в пористой среде влияет растворимость в ней газа. Для количественного определения растворимости газа в нефти в теории разработки нефтяных месторождений обычно используют закон Генри. Однако, по-видимому, в зависимости от свойств конкретных нефтей и газов представляют этот закон различным образом.

Для расчетов разработки пластов при режиме растворенного газа используют формулу закона Генри обычно в следующем виде:

$$V_{г-р} = \alpha_0 \cdot V_H \cdot p,$$

где  $V_{г-р}$  – объем газа, приведенный к стандартным (атмосферным) условиям, растворенный в нефти;  $\alpha_0$  – коэффициент растворимости;  $V_H$  – объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным в ней газом;  $p$  – абсолютное давление.

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости  $z = z(p, T)$ . При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде:

$$\frac{p}{P_e \cdot Z} = \frac{P_{ам}}{P_{э-ам} \cdot Z_{ам}},$$

где  $P_e, Z, P_{э-ам}, Z_{ам}$  – соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом  $p$  и атмосферном  $P_{ам}$  давлениях.

В приведенных расчетах предполагалось, что законтурная область пласта обладает достаточно высокими фильтрационными свойствами. Но даже в случае такого предположения давление на круговом контуре пласта падает весьма интенсивно.

Если же проницаемость в законтурной области в несколько раз ниже, чем в самом пласте, или пласт выклинивается за контуром нефтеносности, что часто бывает, то приток воды в нефтенасыщенную часть пласта становится незначительным и можно считать, что нефтяная залежь замкнутая, а законтурная вода неактивная.

Будем считать, что в рассматриваемом случае выделение пузырьков газа из нефти затруднено из-за слоистости пласта. В этом случае в пласте разовьется в чистом виде режим растворенного газа.



Для упрощения расчета разработки пласта при этом режиме можно считать, что течение газа к каждой скважине, ограниченной контуром радиуса  $r_k$ , квазистационарное – установившееся в каждой линии тока, но изменяющееся во времени.

### Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Донцов К.М. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1977. – 360 с.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / пер. М.А. Геймана. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Дренаживание залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36_0.html)
7. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 4/2015. – С. 179–184.
8. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации // Шаг в будущее: научный и практический опыт развития, научные гипотезы, новизна и апробация результатов исследований в экономике, управлении проектами, педагогике, праве, истории, культурологии, искусствоведении, языкознании, природопользовании, растениеводстве, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, социологии, математике, технике, физике, информатике, градостроительстве : Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (7–8 мая 2015 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Изд-во «КультИнформПресс», 2015. – С. 112–118.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 49–62.
10. Петрушин Е.О. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Технические и технологические системы : Материалы седьмой международной научной конференции «ТТС-15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – С. 310–322.
11. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
12. Нвизуг-Би Лейи Клуверт, Савенок О.В. Процесс моделирования фильтрации пластовых флюидов с учетом ствола скважин при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Заметки ученого». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 6/2015. – С. 39–45.
13. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учетом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
14. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных для решения практических задач по количественной оценке параметров пластов // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 4–11.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Самойлов А.С. Выделение пластов-коллекторов и оценка коэффициента пористости пластов АС10 Биттемского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 62–79.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

18. Крижов Е.Г., Павлюченко В.И. Изоляция воды при эксплуатации газоконденсатных месторождений сайклинг-процессом // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 120–123.

19. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226.

20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Эффективные методы гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 150–160.

21. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Особенности строительства скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8/2017. – С. 11–20.

22. Матвеева И.С., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 180–183.

23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Исследование скважины на приток на Царичанском нефтяном месторождении // Технические и технологические системы : Материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17» (22–24 ноября 2017 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 199–217.

24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Ассаиди Мутаз Бадр Ахмед. Интерференция совершенной скважины при фильтрации нефти и газа и рассмотрение вопросов ее практического применения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 141–165.

25. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

26. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)

## References:

1. Antoniadis D.G., Avenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Dontsov K.M. Design of development of oil fields. – M. : Nedra, 1977. – 360 p.
3. Masket M. A current of uniform liquids in the porous circle / lane of M.A. Gaiman. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches, 2004. – 628 p.
4. Bulatov A.I., Avenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
5. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Avenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoenn naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
6. Drainage of a deposit of oil with continuous allocation from gas oil. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36_0.html)
7. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic well surveys on the set modes // the Scientific and practical magazine «Aspirant». – Rostov-on-Don, 2015. – № 4/2015. – P. 179–184.

8. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Gas-hydrodynamic methods of a research of wells at the stationary modes of filtration // the Step to the future: scientific and practical experience of development, scientific hypotheses, novelty and approbation of results of researches in economy, project management, pedagogics, right, history, cultural science, art criticism, linguistics, environmental management, crop production, biology, zoology, chemistry, political science, psychology, medicine, philology, philosophy, sociology, mathematics, equipment, physics, informatics, town planning: The collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference (on May 7–8, 2015, St. Petersburg). – SPb. : Kultin-formpress publishing house, 2015. – P. 112–118.
9. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Practical use of the equations of the nonlinear and elastic mode of filtration of liquid // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 2. – P. 49–62.
10. Petrushin E.O. Indicator control methods of speed of filtration when developing oil fields // Technical and technological systems : Materials of the seventh international scientific TTS-15 conference (on October 7–9, 2015) / FGBOU VPO of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – P. 310–322.
11. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the oil Engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
12. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Avenok O.V. Process of modeling of filtration of formation fluids taking into account a trunk of wells at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // the Scientific and practical magazine «uchenogo Zametki». – Rostov-on-Don, 2015. – № 6/2015. – P. 39–45.
13. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of bedding of breeds // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
14. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // Oil-field business. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data for the solution of practical tasks of quantitative assessment of parameters of layers // Current trends of development of the oil and gas and machine-building industries : the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 4–11.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Samoylov A. S. Release of layers collectors and assessment of coefficient of porosity of AC<sub>10</sub> layers of the Bittemsky oil field // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – № 2. – P. 62–79.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
18. Krizhov E.G., Pavlyuchenko V.I. Isolation of water at operation of gas-condensate fields saykling-process // Bulatovsky readings: materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 120–123.
19. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at the established filtration // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226.
20. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Effective methods of hydrogeological researches when developing oil and gas fields // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 150–160.
21. Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Petrushin E.O. Features of construction of wells in the conditions of collectors of oil fields of complex structure with hardly removable stocks // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 8/2017. – P. 11–20.
22. Matveeva I.S., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Increase in efficiency of extraction of hydrocarbons from a subsoil // Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbon and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of Oil and Gas Fields. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 180–183.

23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Issledovaniye of the well on inflow on the Tsarichansky oil field // Technical and technological systems : Materials of the ninth International scientific TTS-17 conference (on November 22–24, 2017) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – P. 199–217.

24. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Assaidi Mutaz Badr Ahmed. An interference of the perfect well at filtration of oil and gas and consideration of questions of its practical application // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 141–165.

25. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

26. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)

## ОСОБЕННОСТИ МОРСКОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

### FEATURES OF SEA OIL PRODUCTION

**Котельников Александр Сергеевич**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
9183315000@mail.ru

**Аннотация.** Морская добыча нефти и газа, так же как извлечение других трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья (к примеру, разработка сланцевой нефти), по прогнозам многих специалистов с течением времени станет преобладать, а затем и вовсе вытеснит добычу этих энергоресурсов на месторождениях традиционного вида, поскольку такие залежи уже сейчас серьезно истощены, а в не таком уж и далеком будущем будут совсем исчерпаны. Нефть в море добывается главным образом с использованием весьма дорогостоящих и трудозатратных технологий, применяя при этом очень сложные технические сооружения, которые называются нефтяными платформами. О том, как добывают «черное золото» с морского и океанского дна, и пойдет речь в этой статье.

**Ключевые слова:** морская добыча нефти и газа; история морской добычи нефти; технологии морской добычи нефти; типы буровых установок; морская стационарная платформа; гравитационная морская стационарная платформа; полупогружная плавучая буровая установка.

**Kotel'nikov Alexander Sergeevich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
9183315000@mail.ru

**Annotation.** Offshore oil and gas production, as well as the extraction of other hard-to-recover hydrocarbon reserves (for example, the development of shale oil), is predicted by many specialists to prevail over time, and then completely displace the production of these energy resources in traditional fields, already seriously depleted, and in the not-so-distant future they will be completely exhausted. Oil is extracted in the sea mainly using very expensive and labor-intensive technologies, using very sophisticated technical facilities, which are called oil platforms. About how to extract «black gold» from the sea and ocean floor, and will be discussed in this article.

**Keywords:** offshore oil and gas production; history of offshore oil production; offshore oil technology; types of drilling rigs; sea stationary platform; gravitational fixed offshore platform; semi submersible floating drilling rig.

### Введение

Геологи исследуют как сушу, так и акватории морей и океанов.

Месторождения природного газа находятся не только на суше. Существуют морские месторождения – нефть и газ иногда встречаются и в недрах, скрытых водой.

Почти 70 % поверхности Земли находится под водой; неудивительно, что поисково-разведочные компании обращают внимание на коренные породы и отложения ниже уровня океана, рассматривая их в качестве источника полезных ископаемых. Эта так называемая «морская добыча» – дело не новое. Первые морские разведочные работы велись в 1960-х и 1970-х годах. Если большая часть поверхности Земли покрыта водой, так почему метод морской добычи так медленно набирает силу? Этому существует два объяснения: политика и технологические ограничения. До Конференции ООН по морскому праву не было согласия о том, какая часть морского шельфа принадлежит стране, а где начинаются международные воды. Теперь, когда урегулированы вопросы владений, шагнула вперед технология, а цены на товары стали заоблачными, все острее встает вопрос морской геологоразведки.

В наше время достаточно остро встает вопрос о совершенствовании морских буровых установок, о том, как сделать добычу нефти на акваториях более продуктивной и безопасной.

### История морской добычи нефти

Начало морской добычи нефти относится к 20-м годам XIX века, когда в районе города Баку в 20–30 м от берега сооружали изолированные от воды колодцы, из которых черпали морскую нефть из неглубоко залегающих горизонтов. Обычно такой колодец эксплуатировался несколько лет. В 1891 году на Калифорнийском побережье Ти-

хого океана была пробурена наклонная скважина, забой которой отклонился на расстояние 250 м от берега, впервые вскрыла продуктивные пласты морской залежи. С тех пор калифорнийский шельф стал основным объектом поиска, разведки и добычи углеводородов под дном Тихого океана.

Первый в мире морской нефтепромысел появился в 1924 году около города Баку, где начали вести бурение скважин в море с деревянных островков, которые позднее стали крепить стальными сваями, цементируемыми в морском дне. Основания для бурения скважин с целью разработки морских нефтяных месторождений стали создавать в СССР в начале 30-х гг. XX века.

В конце 40-х – начале 50-х годов широкое применение на Каспийском море и получил эстакадный способ добычи нефти. Подобные морские нефтепромыслы при глубине моря 15–20 метров были сооружены также в Мексиканском заливе и в Венесуэле. Строительство плавучих технических средств для освоения морских месторождений нефти началось в основном в 50-х годах XX века с создания буровых платформ.

Систематические поиски нефтяных месторождений на акваториях морей и океанов были начаты в 1954 году. В 1965 году всего 5 стран мира осуществляли морскую добычу нефти, в 1968 году – 21 страна, в 1973 году – более 30 стран, а в 1984 году – свыше 40 государств добывают газ и нефть со дна морей и океанов и свыше 140 осуществляют их поиски на шельфах.

### География месторождений

Работами на нефть и газ охвачены огромные акватории Мирового океана, в осадочной толще дна которого открыто около 1000 месторождений.

Основные запасы нефти и газа приходятся на континентальный шельф, в ряде районов Мирового океана считаются нефтегазоносными также континентальный склон и океаническое ложе. Месторождения нефти и газа обнаружены на шельфах 60 стран. Более 500 залежей разрабатывается у побережья США, около 100 – в Северном море, более 40 – в Персидском заливе. Нефть обнаружена и добывается на шельфах Северной и Южной Америки, Европы, Юго-восточной Азии, Африки, Австралии, Новой Зеландии и ряда других акваторий. В СССР традиционный нефтедобывающий район – Каспийское море.

В Атлантическом океане и его морях открыто большое количество морских месторождений нефти и газа, которые интенсивно разрабатываются. К богатейшим морским нефтегазоносным районам мира относят Мексиканский залив, лагуну Маракайбо, Северное море, Гвинейский залив, которые интенсивно разрабатываются. Три крупные нефтегазоносные провинции выявлены в Западной Атлантике:

1) от Денисова пролива до широты Нью-Йорка (промышленные запасы у Лабрадора и к югу от Ньюфаундленда);

2) на шельфе Бразилии от мыса Калканьяр до Рио-де-Жанейро (открыто более 25 месторождений);

3) в прибрежных водах Аргентины от залива Сан-Хорхе до Магелланова пролива.

Согласно оценкам, перспективные нефтегазоносные площади составляют около 1/4 акватории океана, а общие потенциальные извлекаемые ресурсы нефти и газа оцениваются более чем в 80 млрд тонн.

На относительно развитом шельфе провинции эксплуатируются обширные нефтегазоносные бассейны Северного, Ирландского, Балтийского и Средиземного морей. На прилегающих к морю территориях провинции разведаны крупные месторождения углеводородного сырья. Ряд месторождений имеют мировое значение.

Недра Тихого океана богаты нефтью и природным газом, однако изучена и освоена лишь их незначительная часть. Запасы потенциальных ресурсов нефти и газа оцениваются до 90–120 млрд тонн (30–40 % запасов Мирового океана). В категорию разведанных и извлекаемых запасов переведено более 3 млрд тонн, а к перспективным и прогнозным отнесено 7,6 млрд тонн. Подводные разработки ведутся главным образом на глубинах до 100 м и на удалении от берегов 90–100 км. Основными районами морской нефтегазодобычи являются южная часть Калифорнийского шельфа и акватория залива Кука (США), Бассов пролив (Австралия), прибрежные воды Малай-

ского архипелага, Брунея и Индонезии, залив Бохайвань (КНР), акватория залива Гуаякиль (Эквадор) и шельфовая зона Перу. Широкие поисково-разведочные работы ведутся на шельфе Сахалина, Южно-Китайского моря, в Магеллановом проливе. На шельфах провинций добывается нефть и газ, многие из месторождений прибрежной зоны имеют мировое значение. Наиболее интенсивное развитие отрасли морского хозяйства получили в Индонезии, Малайзии, Сингапуре. Индонезия – крупнейший производитель в регионе нефти и нефтепродуктов (общие запасы, включая шельф, составляют около 8 млрд тонн). Континентально-морские месторождения нефти и газа сосредоточены у побережья островов Ява и Мадуро, в северной части Западного пролива и у западного и восточного побережья острова Калимантан.

Увеличивается добыча нефти и газа в штате Sarawak (Саравак) (г. Мири), на шельфе северо-западной части острова Калимантан и у полуострова Малакка.

Недра северо-восточных приморских регионов и континентального шельфа провинции также богаты углеводородным сырьем (Аляска, район Лос-Анджелеса и прибрежные воды штата Калифорния).

В прибрежных штатах Мексики эксплуатируются месторождения нефти Chiapas (Чьяпас), на побережье Колумбии разведаны запасы нефти, в Эквадоре достаточно успешно разрабатываются месторождения нефти и газа. Однако в странах Восточной провинции на Тихоокеанском побережье месторождения встречаются реже, чем в глубинных районах и на Атлантическом побережье.

### **Технологии морской добычи нефти.**

#### **Типы буровых установок**

В общую систему по добыче нефти и газа на морских нефтегазовых промыслах обычно входят следующие элементы:

- одна или несколько платформ, с которых бурятся эксплуатационные скважины;
- трубопроводы, соединяющие платформу с берегом;
- береговые установки по переработке и хранению нефти, погрузочные устройства.

Буровая установка – это сложное техническое сооружение, предназначенное для добычи нефти газа на морском шельфе.

Прибрежные месторождения нередко продолжают на расположенной под водой части материка, которую и называют шельфом. Его границами служат берег и так называемая бровка – четко выраженный уступ, за которым глубина стремительно возрастает. Обычно глубина моря над бровкой составляет 100–200 м, но иногда она доходит и до 500 м, и даже до полутора километров, например, в южной части Охотского моря или у берегов Новой Зеландии. В зависимости от глубины применяют различные технологии. На мелководье обычно сооружают укрепленные «острова», с которых и осуществляют бурение. Именно так нефть издавна добывалась на Каспийских месторождениях в районе Баку. Применение такого способа, особенно в холодных водах, часто сопряжено с риском повреждения нефтедобывающих «островов» плавучими льдами. Например, в 1953 году большой ледяной массив, оторвавшийся от берега, уничтожил около половины нефтедобывающих скважин в Каспийском море. Реже применяется технология, когда нужный участок окантовывают дамбами и откачивают воду из образовавшегося котлована. При глубине моря до 30 м раньше сооружались бетонные и металлические эстакады, на которых размещали оборудование. Эстакада соединялась с сушей или же представляла собой искусственный остров. Впоследствии эта технология утратила актуальность.

Если месторождение располагается близко к суше, есть смысл бурить наклонную скважину с берега. Одна из наиболее интересных современных разработок – дистанционное управление горизонтальным бурением. Специалисты осуществляют контроль прохождения скважины с берега. Точность процесса настолько высока, что можно попасть в нужную точку с расстояния в несколько километров. В феврале 2008 года корпорацией «Exxon Mobil» установлен мировой рекорд в бурении подобных скважин в рамках проекта «Сахалин-1». Протяженность ствола скважины здесь составила 11680 м. Бурение осуществлялось сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направ-

лении под морским дном на месторождении Чайво в 8–11 км от берега. Чем глубже воды, тем более сложные технологии применяются. На глубинах до 40 м сооружаются стационарные платформы, если же глубина достигает 80 м, используют плавучие буровые установки, оснащенные опорами. До 150–200 м работают полупогружные платформы, которые удерживаются на месте при помощи якорей или сложной системы динамической стабилизации. А буровым судам подвластно бурение и на гораздо больших морских глубинах. Большинство «скважин-рекордсменов» было проведено в Мексиканском заливе – более 15 скважин пробурено на глубине, превышающей полтора километра. Абсолютный рекорд глубоководного бурения был установлен в 2004 году, когда буровое судно «Discoverer Deep Seas» компаний «Transocean» и «Chevron Техасо» начало бурение скважины в Мексиканском заливе (Alaminos Canyon Block 951) при глубине моря 3053 м.

В отличающихся сложными условиями северных морях чаще строят стационарные платформы, которые удерживаются на дне благодаря огромной массе основания. Вверх от основания поднимаются полые «столбы», в которых можно хранить добытую нефть или оборудование. Сначала конструкцию буксируют к месту назначения, затопливают, а потом прямо в море надстраивают верхнюю часть. Завод, на котором строят такие сооружения, по площади сравним с небольшим городом. Буровые установки на больших современных платформах можно передвигать, чтобы пробурить столько скважин, сколько нужно. Задача конструкторов таких платформ – установить максимум высокотехнологичного оборудования на минимальной площади, что делает эту задачу похожей на проектирование космического корабля. Чтобы справиться с морозами, льдами, высокими волнами, буровое оборудование могут установить прямо на дне. Развитие этих технологий чрезвычайно важно для стран, обладающих обширным континентальным шельфом.

Интересные факты: самой большой нефтяной платформой в мире считается размещенная в Северном море норвежская платформа под названием «Тролл-А». Ее высота составляет 472 м, а общая масса – 656 тысяч тонн (рис. 1).



Рисунок 1 – Самая большая в мире морская буровая платформа «Troll-A»

Американцы считают датой начала морского нефтепромысла 1896 год, а его первопроходцем – нефтяника Уильямса из Калифорнии, который бурил скважины с построенной им насыпи.



В 1949 году в 42 км от Апшеронского полуострова на эстакадах, сооруженных для добычи нефти со дна Каспийского моря, был построен целый поселок под названием Нефтяные Камни. В нем неделями жили сотрудники предприятия. Эстакаду Нефтяных Камней можно увидеть в одном из фильмов о Джеймсе Бонде – «И целого мира мало». Необходимость обслуживать подводное оборудование буровых платформ существенно повлияло на развитие глубоководного водолазного оборудования. Чтобы быстро закрыть скважину при аварийной ситуации (например, если шторм не позволяет буровому судну оставаться на месте), используют своего рода пробку под названием «превентер». Длина таких превентеров достигает 18 м, а вес – 150 тонн. Началу активной разработки морского шельфа способствовал мировой нефтяной кризис, разразившийся в 70-х годах прошлого столетия.

После объявления эмбарго странами ОПЕК возникла острая необходимость в альтернативных источниках поставок нефти. Также освоению шельфа способствовало развитие технологий, достигших к тому времени такого уровня, который позволял бы осуществлять бурение на значительных морских глубинах.

Газовое месторождение Гронинген, открытое у побережья Голландии в 1959 году, не только стало отправной точкой в разработке шельфа Северного моря, но и дало название новому экономическому термину. Эффектом Гронингена (или голландской болезнью) экономисты назвали существенное удорожание национальной валюты, произошедшее в результате роста экспорта газа и негативно сказавшееся на других экспортно-импортных отраслях.

Рассмотрим подробнее технологии бурения скважин на акваториях и типы буровых установок.

Выделяют следующие способы бурения скважин на акваториях:

- 1) с морских стационарных платформ;
- 2) гравитационных морских стационарных платформ;
- 3) самоподъемных буровых установок;
- 4) полупогружных буровых установок;
- 5) буровых судов.

Морская стационарная платформа – это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остается на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отличие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено наличие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой морской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Для буксировки платформы к месту строительства скважины требуется 4 или 5 буксиров. Обычно в буксировке МСП участвуют и другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т.п.). В хорошую погоду средняя скорость буксировки составляет 1,5–2,0 уз/ч.

Гравитационная морская стационарная платформа – буровое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставляется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения черного золота до отправки ее танкерами к месту переработки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удержания ее на точке бурения не требуется дополнительных устройств.

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв ее от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и нефтедобычи и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, которая после разработки месторождения остается в море навсегда.

Самоподъемная плавучая буровая установка обладает достаточным запасом плавучести, что имеет большое значение для ее транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных

материалов. На месте бурения с помощью специальных подъемных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недостижимую для морских волн высоту. По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП. Для обеспечения надежности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По завершении бурения и после освоения разведочной скважины устанавливают ликвидационные мосты, и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.

Полупогружная плавучая буровая установка состоит из корпуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединенные с площадкой стабилизирующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения понтоны заполняются расчетным количеством морской воды и погружаются на расчетную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жесткое соединение ее с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связки устье – ППБУ в составе водоотделяющей колонны предусмотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. с плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием. Герметичность подвижных элементов водоотделяющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от морской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуатации.

На точку бурения ППБУ доставляют с помощью буксирных судов и удерживают на ней якорной системой в течение всего периода бурения и испытания скважины. По окончании ее строительства ППБУ снимают с точки бурения и перегоняют на новое место.

При строительстве глубоких морских нефтяных и газовых скважин используется буровое судно, на котором смонтировано все буровое и вспомогательное оборудование и находится необходимый запас расходного материала. На точку бурения БС идет своим ходом; его скорость достигает 13 уз/ч (24 км/ч). Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позиционирования, которая включает в себя 5 подруливающих винтов и 2 ходовых винта, постоянно находящихся в работе.

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины.

Основным фактором, влияющим на выбор типа плавучих буровых средств, является глубина моря на месте бурения. До 1970 года самоподъемные буровые установки использовались для бурения скважин при глубинах 15–75 м, в настоящее время – до 120 м и более. Плавучие установки полупогружного типа с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины применяются для производства геологоразведочных работ при глубинах акваторий до 200–300 м и более.

Буровые суда, благодаря более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ, используются при бурении поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах акваторий до 1500 м и более. Имеющиеся на судах большие запасы расходных материалов, рассчитанные на 100 дней работы установки, обеспечивают успешное бурение скважин, а большая скорость передвижения судна – быструю их перебазировку с пробуренной скважины на новую точку. В отличие от ППБУ для БС имеются большие ограничения в работе в зависимости от волнения моря. Так, при бурении вертикальная качка буровых судов допускается до 3,6 м, а для ППБУ – до 5 м. Так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счет погружения нижних понтонов на расчетную глубину) по сравнению с буровыми судами, то вертикальная качка ППБУ составляет 20–30 % от высоты волны. Таким образом, бурение скважин с ППБУ осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. К недостаткам полупогружной плавучей буровой установки можно отнести малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку. Новым направлением подводной добычи нефти является создание

подводных эксплуатационных комплексов, на которых созданы нормальные атмосферные условия для работы операторов. Оборудование и материалы (цемент, глина, трубы, агрегаты и др.) доставляются на буровые платформы судами снабжения. На них устанавливаются также декомпрессионные камеры и необходимое оборудование для проведения водолазных и ряда вспомогательных работ. Добытая нефть транспортируется на берег с помощью морских трубопроводов, которые прокладываются в открытом море с помощью специализированных судов-трубоукладчиков. Наряду с трубопроводами используются системы с рейдовыми причалами. Нефть к причалу поступает по подводному трубопроводу и далее по гибким шлангам или стоякам подается к танкерам.

### **Бурение на нефть и газ в арктических условиях**

Бурение на нефть и газ в арктических условиях имеет свои особенности и зависит от ледовой обстановки и глубины моря.

Существует 3 способа бурения в этих условиях:

- 1) с плавучего судна;
- 2) со льда;
- 3) с установленной на дне платформы или судна, способных противостоять действию льда.

Большой опыт по бурению со льда накоплен в Канаде, где бурят на глубине до 300 м. При отсутствии мощного ледового основания и значительных глубинах применяются массивные плавучие кессонные конструкции, оснащенные подруливающими устройствами, способные функционировать без человека года и противостоять действию движущегося льда, волн, ветра и течений. Для раскалывания крупных льдин и отвода айсбергов служат вспомогательные суда. При наличии крупных айсбергов, отвод которых затруднен, кессонная эксплуатационная конструкция отсоединяется от дна и отводится в сторону при помощи подруливающих устройств.

### **Основные районы добычи нефти**

Уже сейчас около 20 % нефти добывается со дна морей и океанов. По некоторым оценкам половина запасов нефти Земли находится на шельфе и в более глубоководных районах.

В Мексиканском заливе признаки нефти обнаружены на глубине более 3000 м. Основные районы морской добычи нефти – это Венесуэльский залив, шельфы Мексиканского залива и штата Калифорния, Персидский залив, некоторые районы Гвинейского залива (у Западной Африки), Северное море, отмели у берегов Аляски, Перу, Эквадора, а также Каспийское море, акватории оз. Маракайбо и залива Кука.

### **Морская добыча нефти в России**

Разведка и эксплуатация морских подводных недр имеет более чем двухвековую давность. Ученые и нефтепромышленники давно обращали внимание на многочисленные выходы нефти и газа со дна моря в прибрежных водах некоторых островов Апшеронского и Бакинского архипелагов, особенно в Бакинской бухте.

В 1781–1782 гг. эскадра русских кораблей, занимавшихся изучением Каспийского моря, посетила район о. Жилой. Команда заметила на поверхности моря пленку, о чем была сделана запись в бортовом журнале одного из кораблей. Много времени уделил изучению геологии Азербайджана, нефтяных месторождений и грязевых вулканов российский академик Г.В. Абиш. Изучая острова Каспийского моря, он обратил внимание на выходы нефти и газа со дна моря около некоторых островов. В своем труде, посвященном изучению грязевых вулканов, он, в частности, указывал на наличие нефти и газа в недрах под дном Каспийского моря в районе Нефтяных Камней в Биби-Эйбатской бухте.

В начале XIX века житель Баку Гаджи Касумбек Мансурбеков решил заняться добычей нефти со дна моря в Биби-Эйбатской бухте. С этой целью в 1803 году он соорудил два колодца, обсаженные деревянными срубками, в 18 и 30 м от берега. Эти колодцы, дававшие значительное количество нефти, эксплуатировались до 1825 года, когда были разрушены штормом.

После этого интерес к морской добыче нефти возник вновь в конце 1873 – начале 1874 гг. Группа, состоявшая из нефтепромышленника Роберта Нобеля, шкипера Роберта Миллера, жителя Ливавы Б. де Бура и лейтенанта флота Константина Ирецкого, обратилась в Управление горной частью. Они ходатайствовали об отводе им по 10 десятин морского дна в Биби-Эйбатской бухте для организации работ по добыче нефти. Это ходатайство встретило яростное сопротивление нефтепромышленников Зубалова и Джакели, владельцев нефтяных участков на берегу этой бухты. Они обратились с протестом к Бакинскому губернатору, обосновывая свои возражения тем, что вышки будут мешать их морским судам подвозить к причалам, сооруженным на берегу бухты, необходимые материалы для бурения и добычи. Лишь в 1877 году Управление горной частью ответило отказом на просьбу предоставить участки на море.

Следующими просителями были В.К. Згленицкий, Н.И. Лебедев и И.С. Заковенко, которые ходатайствовали перед различными инстанциями в 1896, 1898, 1900 и 1905 гг. о получении разрешения на морское бурение. В 1896 году горный инженер В.К. Згленицкий подал прошение в Управление государственным имуществом Бакинской губернии и Дагестанской области, в котором он просил отвести ему участок морского дна для поисков и добычи нефти. Управление государственным имуществом ответило отказом, ссылаясь на то, что море и морское дно не находятся в его ведении.

В следующий раз прошение было подано на имя министра земледелия и государственного имущества и оставлено без ответа. Только после повторного обращения Министерство земледелия и государственного имущества передало прошение на рассмотрение Горного департамента, который, не разобравшись в сущности предложения, высказался отрицательно. Отказ обосновывался тем, что нефть, добываемая на море, будет дороже, чем на суше, организация нефтяной промышленности в море нанесет большой ущерб рыболовству, а наличие вышек в море и, возможно, открытые нефтяные фонтаны будут мешать судоходству. Однако департамент признал необходимость глубоко изучить наличие нефтяных пластов под дном моря. В 1897 году изучение этого вопроса было передано инженеру Кавказского рудного управления Н.И. Лебедеву, который своими исследованиями подтвердил нефтеносность пластов Бакинской бухты. В результате Горный департамент принимает следующее решение: «В тех частях морского дна, где геологическими исследованиями установлено уже присутствие нефти и где наличие нефтяных промыслов не причинит вреда рыболовству и судоходству, добыча нефти может быть допущена, но не непосредственно, а после засыпки землей».

Данное решение не заставило В.К. Згленицкого отказаться от своего проекта, и в 1900 году он вновь обращается с ходатайством в Кавказское горное управление о предоставлении ему права на добычу нефти в Биби-Эйбатской бухте. Управление направило это ходатайство в Министерство земледелия и государственного имущества со своим заключением, которое гласило, что проект опасен в пожарном отношении и добычу нефти на морских участках можно допустить только после создания искусственной территории путем засыпки моря на отведенных участках. Проект В.К. Згленицкого передали на рассмотрение технической комиссии министерства. По проекту бурение скважин предусматривалось с отдельно стоящих площадок, сооружаемых на деревянных сваях, забитых в грунт. Во избежание загрязнения моря и потерь нефти в случае выброса на основании предусматривалось сооружение емкости на 3000 тонн. Для транспортировки нефти на берег проектировалось строительство нефтеналивной баржи грузоподъемностью 3000 тонн с необходимым насосным оборудованием. Техническая комиссия не приняла проект и, так же как Горный департамент, высказалась за разработку морских нефтяных участков только после их засыпки грунтом. Одновременно она признала возможным отвести в Биби-Эйбатской бухте под засыпку 300 десятин (одна десятая чуть больше 1 га). После обсуждения этого вопроса в кабинете министров 30 июня 1901 года Горный департамент принял решение о засыпке части акватории Биби-Эйбатской бухты. Согласно этому решению выделенные под засыпку 300 десятин были разбиты на участки площадью по 4 десятины каждый. Было доведено до сведения нефтепромышленников о сдаче этих участков по цене 125 тыс. руб. Для руководства работами по засыпке был создан исполнительный комитет, состоявший из нефтепромышленников, который приступил к работе в конце 1905 года, когда было сдано в аренду уже 50 участков.

Однако несмотря на решение Горного департамента о возможности разработки морских месторождений только после засыпки грунтом отведенных территорий, в конце 1905 года в департамент обратился инженер Н.С. Заковенко с ходатайством разрешить бурение скважин с помощью плавучей бурильной установки, размещенной на кессон-понтоне. Хотя эксперты дали высокую оценку этому проекту, он также был отвергнут Горным департаментом, который мотивировал отказ недоработанностью проекта. Окончательно был оставлен проект засыпки бухты. Согласно проекту, участок моря в 300 десятин предварительно подлежал ограждению каменным молотом. Для руководства работами по засыпке бухты исполнительный комитет пригласил инженера П.Н. Потоцкого, работавшего в Херсоне на строительстве канала в устье Днепра.

Сооружение заградительного мола, начатое в январе 1910 года, было закончено в середине 1911 года, после чего общество «Сормово» приступило к засыпке. С этой целью Сормовский судостроительный завод построил специальный землечерпальный караван в составе двух землесосов мощностью по 1100 л.с., двух рефулеров, шести буксиров, десяти барж вместимостью 1100 м<sup>3</sup> и двух вспомогательных судов. Работы продолжались 8,5 лет, и было засыпано 193 десятины (или 211 га) морского дна. 28 апреля 1920 года в Азербайджане была установлена Советская власть, а 24 мая национализированы предприятия, занимающиеся добычей и переработкой нефти. С первых дней национализации нефтяники Баку приступили к восстановлению и реконструкции нефтяной промышленности. В скором времени были также возобновлены работы по засыпке бухты. Первая очередь засыпки площадью 27 га была закончена в течение двух лет. Уже в 1922 году на отвоеванной у моря территории были заложены первые разведочные скважины. В начале 1923 года в бурении находилось 10 скважин. Труды нефтяников по освоению нефтяных месторождений с искусственно созданной территории увенчались успехом. Первая законченная бурением скважина 18 апреля 1923 года дала фонтан чистой нефти.

Исключительно хорошие результаты, полученные при бурении и эксплуатации первых скважин, побудили усилить темпы разработки засыпанной нефтяной площади и приступить к работам по засыпке второй очереди в соответствии с разработанным П.Н. Потоцким проектом.

Незадолго до смерти автора проекта и руководителя работ П.Н. Потоцкого 15 марта 1932 года засыпка еще 79 га была завершена. Для создания искусственной территории пришлось насыпать около 7 млн м<sup>3</sup> грунта.

Результаты, полученные при бурении скважин, и исследования, проведенные геологами, показали, что богатые залежи уходят в море, далеко за пределы засыпанной территории. Тогда появилась идея бурить скважины со специально сооружаемых островков в открытом море. Еще в 1925 году из скважины, пробуренной с отдельно стоящего деревянного основания, сооруженного в Биби-Эйбатской бухте, ударил мощный фонтан. Скважина № 61, законченная бурением с этого островка, – первая в мире, пробуренная в море. Этот успешный опыт привел к тому, что работы по освоению нефтяных залежей, залегающих под дном моря, продолжились при помощи бурения отдельно стоящих скважин.

За пять лет после ввода в эксплуатацию скважины № 61 были пробурены 262 скважины и добыто 6600 тыс. тонн нефти и значительное количество газа. Первое время искусственные островки сооружались путем забивки в грунт деревянных свай копром, смонтированным на двух спаренных лодках – киржимах. На основание одной скважины требовалось до 300 длинномерных свай. Необходимость завоза леса из северных районов страны, а также сезонность доставки серьезно тормозили разворот работ по вовлечению в эксплуатацию богатых нефтяных залежей. Недостатком было и то, что сваи нельзя было забивать в районах моря, где дно сложено крепкими породами с наличием подводных скал. Только в 1934 году молодые инженеры Н.С. Тимофеев и К.Ф. Михайлов предложили и осуществили на практике метод строительства морских индивидуальных оснований на металлических буро-заливных сваях. Началась разработка морских месторождений в прибрежных водах о. Артем.

Таким образом, можно констатировать, что разведка и разработка морских нефтяных месторождений методами создания искусственных территорий и строительства

индивидуальных оснований островного типа впервые в море были осуществлены в СССР в бухте Ильича (бывш. Биби-Эйбатская).

Вплоть до начала Великой Отечественной войны шла планомерная работа по освоению подводных богатств Каспия. Вызванная войной перебазировка буровиков вместе с техникой на восток страны привела к резкому сокращению буровых работ везде, в том числе и на море. С окончанием войны и постепенным возвращением в Азербайджан буровиков вновь развернулись буровые работы. На море разведочное и эксплуатационное бурение долгое время осуществлялось на небольших глубинах с индивидуальных оснований конструкций Н.С. Тимофеева, Б.А. Рагинского и других нефтяников.

Из-за частых штормов работы по сооружению оснований затягивались. Это очень сдерживало освоение морских месторождений нефти и газа. Отдельные скважины, заложенные на берегу и осуществляемые бурением наклонно-направленным способом в море, мало способствовали максимальному наращиванию добычи с акватории Каспия. Все это привело к появлению конструкции блочных оснований, отдельные узлы которой изготавливались на механическом заводе и переправлялись на берег, ближе к зоне намечаемого бурения. Первая подобная буровая вышка конструкции Л.А. Межлумова была установлена в районе о. Артем в 1948 году. С созданием нового, более эффективного стационарного основания буровые работы в море получили широкий размах. Потребности послевоенной страны в нефти обуславливали необходимость ввода в эксплуатацию новых богатых месторождений. В связи с этим остро встал вопрос о разведке и добыче нефти на морских акваториях.

Учитывая наличие положительных геологических и разведочных данных, в 1948 году было решено заложить в районе Нефтяных Камней морскую разведочную скважину. Первый промышленный фонтан нефти на Нефтяных Камнях ударил 7 ноября 1949 года. Это было событие, возвестившее об открытии уникального нефтегазового месторождения на Каспии.

Большое значение в ускоренном освоении морских нефтегазовых месторождений имело внедрение морских эстакад и высокопроизводительных методов их строительства, разработанных Б.А. Рагинским, А.О. Асан-Нури, Н.С. Тимофеевым и др. В 1951 году было начато строительство эстакад на месторождении Нефтяные Камни. К 1964 году в море было построено более 200 км эстакад и приэстакадных площадок, освоены глубины моря до 40 м. На базе широкомасштабных работ по разведке и освоению морских нефтяных площадей появилась новая отрасль нефтегазопромыслового дела – разработка морских нефтегазовых месторождений. На основании обобщения и систематизации опыта освоения и эксплуатации морских залежей нефти и газа был выработан ряд положений и принципов техники и технологии добычи нефти и газа в море. В настоящее время длина эстакад на Каспии превышает 350 км, освоены глубины до 70 м. В 1980 году была сооружена плавучая полупогружная буровая установка (ППБУ) «Каспморнефть», построенная по заказу Мингазпрома фирмой «Раума Репола» в Финляндии и оснащенная мощным буровым оборудованием, которое позволяет бурить разведочные скважины глубиной 6000 м при толще воды до 200 м.

За время разработки с 1949 по 1980 гг. из месторождений Южного Каспия было добыто свыше 260 млн тонн нефти и более 135 млрд м<sup>3</sup> газа. В СССР уже в 1978 году было создано специальное управление при Мингазпроме для разработки шельфовых морских месторождений. В 1990 году в управлении работали почти 100 тыс. человек.

Морская добыча нефти и газа, начатая на Каспии, теперь распространилась и на другие моря и океаны. Интенсивное потребление топливно-энергетического сырья было причиной тому, что к началу 1980-х гг. поиски нефти и газа на континентальном шельфе проводили более 100 из 120 стран, имеющих выход к морю, причем около 50 стран разрабатывали морские месторождения нефти и газа. По Женевской конвенции 1958 года территория моря до глубины 200 м, примыкающая к береговой линии, принадлежит территории страны, а дальше начинается свободная зона. Наиболее крупными районами морской добычи являются Мексиканский залив, оз. Маракайбо (Венесуэла), Северное море и Персидский залив, на долю которых приходится 75 % мировой добычи нефти и 85 % газа. В настоящее время общее число морских добывающих

скважин во всем мире превышает 100 000, и нефть добывается с глубин моря до 300–600 м. По темпам морского бурения и по добыче нефти из морских месторождений впереди США, Норвегия и Великобритания. В США разведку шельфа субсидирует правительство, и размеры дотаций составляют до 80 % от общей стоимости проекта. За 20 лет (с 1960 по 1980 г.) добыча нефти на континентальном шельфе увеличилась в 7 раз – со 110 до 720 млн тонн и составила до 25 % всей мировой добычи.

В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30 % всей мировой продукции, а газа – еще больше. Добыча нефти на шельфе ведется при помощи погружных и полупогружных буровых платформ. В нашей стране буровых установок, которые применяют в западных странах, мало, так как они дороги. Кроме того, это сложные инженерные сооружения. Одна из самых больших установок имеет высоту 170 м, весит 10 млн тонн, имеет четыре опоры, в каждую из которых мог бы войти трехсекционный девятиэтажный дом. Работает на ней кран грузоподъемностью 2,5 тыс. тонн. Он может поднять пятиэтажный 100-квартирный дом. Бурить с такой установки можно до 48 скважин, а добыча составляет до 8 млн тонн нефти, что равно всей годовой добыче Каспия. Стоимость такой установки 2 млрд долл. В России эксплуатируются четыре плавучие буровые установки, закупленные в свое время в Канаде. Установлены они в Баренцевом море и на Сахалине. Для разработки континентального шельфа России создан консорциум, в который вошли Япония и США.

### Условия бурения на море

На процесс бурения скважин на море влияют естественные, технические и технологические факторы. Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, ее стоимость, геологическую информативность бурения и т.п. К ним относятся гидрометеорологические, геоморфологические и горно-геологические условия.

Гидрометеорологические условия характеризуются волнением моря, его ледовым и температурным режимами, колебаниями уровня воды (приливы – отливы, сгоны – нагоны) и скоростью ее течения, видимостью (туманы, низкая облачность, метели, осадки). Для большинства морей, омывающих берега России (Японское, Охотское, Берингово, Белое, Баренцево, Татарский пролив), характерна следующая средняя повторяемость высоты волн, %:

- до 1,25 м (3 балла) – 57;
- 1,25–2,0 м (4 балла) – 16;
- 2,0–3,0 м (5 баллов) – 12,7;
- 3,0–5,0 (6 баллов) – 10.

Средняя повторяемость высоты волн до 3,0 м в Балтийском, Каспийском и Черном морях составляет 93 %, 3,0–5,0 м – 5 %. Прибрежная зона арктических морей большую часть года покрыта неподвижными припайными льдами. Судоходство здесь возможно лишь 2,0–2,5 месяца в году. В суровые зимы в закрытых заливах и бухтах арктических морей возможно бурение со льда и ледяного припая. Представляет опасность бурение со льда в периоды его таяния, разламывания и дрейфа. В то же время дрейфующий лед сглаживает волнение. Особенно это характерно для морей Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского. Здесь средняя повторяемость высоты волн до 3 м составляет 92 %, 3–5 м – 6,5 %.

Для бурения на акваториях опасны отрицательные температуры воздуха, вызывающие обледенение бурового основания и оборудования и требующие больших затрат времени и труда на приведение в готовность силового оборудования после отстоя. Ограничивает время бурения на море также снижение видимости, которое в безледовый период чаще отмечается в ночные и утренние часы. Влияние пониженной видимости на процесс бурения на море можно уменьшить, применив на буровой установке и на берегу современную технику радиолокационного наведения и радиосвязи.

Буровые основания подвержены в море действию течений, связанных с ветровой, приливно-отливной и общей циркуляцией вод. Скорость течений в некоторых морях достигает больших значений (например, в Охотском море до 5 м/с). Воздействие течений изменяется во времени, по скорости и направлению, что требует постоянного

контроля положения плавучей буровой установки (ПБУ) и даже перестановки ее якорей. Работа при течениях свыше 1 м/с возможна только при усиленных якорных устройствах и средствах их развоза. В зоне высоких приливов и отливов обнажается дно большей части прибрежной акватории и резко увеличивается так называемая зона недоступности, в которую буровые суда не могут доставлять установки. Высота приливов даже на соседствующих морях и их участках различна. Так, в Японском море приливы практически не ощутимы, а в северной части Охотского моря они достигают 9–11 м, образуя при отливе многокилометровые полосы обнаженного дна. Геоморфологические условия определяются очертаниями и строением берегов, топографией и почвой дна, удаленностью точек заложения скважин от суши и обустроенных портов и т.п. Для шельфов почти всех морей характерны малые уклоны дна. Изобаты с отметкой 5 м находятся на расстоянии 300–1500 м от берега, а с отметкой 200 м – 20–60 км. Однако имеются желоба, долины, впадины, банки. Почва дна даже на незначительных площадях неоднородна.

Песок, глина, ил чередуются со скоплениями ракушки, гравия, гальки, валунов, а иногда и с выходами скальных пород в виде рифов и отдельных камней. На первой стадии освоения морских месторождений твердых полезных ископаемых основным объектом геологического изучения являются участки в прибрежных районах с глубинами акваторий до 50 м. Это объясняется меньшей стоимостью разведки и разработки месторождений на меньших глубинах и достаточно большой площадью шельфа с глубинами до 50 м. Единичные разведочные скважины пробурены во впадинах глубиной до 100 м.

Мощность рыхлых отложений редко превышает 50 м и изменяется от 2 до 100 м. Мощность прослоек тех или иных пород колеблется от нескольких сантиметров до десятков метров, а интервалы их проявления по глубине не подчиняются никакой закономерности, за исключением илов, которые находятся в большинстве случаев на поверхности дна, достигая в «спокойных» закрытых бухтах 45 м. Илы в верхних слоях находятся в разжиженном состоянии, на больших глубинах несколько уплотнены: сопротивление сдвигу 16–98 кПа; угол внутреннего трения 4–26; пористость 50–83 %; влажность 35–90 %. Пески имеют сцепление, практически равное нулю, угол внутреннего трения 22–32, пористость 37–45 %. Сопротивление сдвигу глин составляет 60–600 кПа; показатель консистенции 0,18–1,70; пористость 40–55 %; влажность 25–48 %. Породы донных отложений, за исключением глин, несвязные и легко разрушаются при бурении (II–IV категорий по буримости). Стенки скважин крайне неустойчивы и без крепления после их обнажения обрушиваются. Нередко из-за значительной обводненности пород образуются пывуны. Подъем керна с таких горизонтов затруднен, а их бурение возможно преимущественно с опережением забоя скважины обсадными трубами.

Основная зона шельфа, разведываемая геологами, составляет полосу шириной от сотен метров до 25 км. Удаленность точек заложения скважин от берега при бурении с ледового припая зависит от ширины припайной полосы и для арктических морей достигает 5 км. Балтийское, Баренцево, Охотское моря и Татарский пролив не имеют условий для быстрого укрытия плавсредств в случае шторма из-за отсутствия закрытых и полузакрытых бухт. Здесь для бурения эффективнее применять автономные ПБУ, так как при использовании неавтономных установок трудно обеспечить безопасность персонала и сохранность установки в штормовых условиях. Большую опасность представляет работа у крутых обрывистых и каменистых берегов, не имеющих достаточно широкой зоны пляжа. В таких местах при срыве неавтономной ПБУ с якорей ее гибель практически неизбежна.

В районах шельфа арктических морей почти нет обустроенных причалов, баз и портов, поэтому вопросам жизнеобеспечения буровых установок и обслуживающих их кораблей (ремонт, заправка, укрытие на время шторма) здесь необходимо придавать особое значение. Во всех отношениях лучшие условия имеются в Японском и внутренних морях России. При бурении в удаленных от возможных мест укрытий районах должна быть хорошо налажена служба оповещения прогноза погоды, а применяемые для бурения плавсредства должны обладать достаточной автономностью, остойчивостью и мореходностью.



## Катастрофы платформ

### *Аварии при добыче нефти*

Добыче нефти и газа на морском шельфе неизбежно сопутствуют различного рода аварии. Это источники сильного загрязнения морской среды на всех стадиях проведения работ. Причины и тяжесть последствий таких аварий могут варьироваться очень сильно, это зависит от конкретного стечения обстоятельств, технических и технологических факторов. Можно сказать, что каждая отдельная авария разворачивается по своему собственному сценарию.

Самые типичные причины – это поломка оборудования, ошибки персонала и чрезвычайные природные явления, такие как ураганный ветер, сейсмическая активность и многие другие. Основная опасность таких аварий (разливы или выбросы нефти, газа и массы других химических веществ и компонентов) ведет к тяжелейшим последствиям для окружающей среды. Особенно сильное влияние такие аварии оказывают, случаясь неподалеку от берега, на мелководье и в местах с медленным водооборотом.

### *Аварии на стадии бурения*

Такие аварии связаны, в первую очередь, с неожиданными выбросами жидких и газообразных углеводородов из скважины в результате прохождения буром зон с повышенным давлением. Пожалуй, только разливы нефти с танкеров могут сравниться с такими авариями по силе, тяжести, а также частоте. Их условно можно разделить на две основные категории. Первая включает в себя интенсивный и длительный фонтанообразный выброс углеводородов, что случается, когда давление в зоне бурения становится ненормально высоким и обычные методы заглушки не помогают. Это особенно часто происходит при разработке новых месторождений. Именно такая авария случилась при разработке месторождения Сахалин-1. Второй тип происшествий связан с регулярными эпизодами утечки углеводородов в течение всего времени бурения. Они не так впечатляющи как достаточно редкие случаи фонтанирования, однако влияние, оказываемое ими на морскую среду, вполне сравнимо в силу их частоты.

### Крупнейшие аварии на нефтедобывающих платформах

Март 1980 года	Нефтедобывающая платформа Alexander Keilland в Северном море разломилась в результате «усталости металла» и опрокинулась. Погибло 123 человека
Сентябрь 1982 года	Нефтедобывающая платформа Ocean Ranger (США) перевернулась в Северной Атлантике, погибло 84 человека
Февраль 1984 года	Один человек погиб и 2 ранены в результате взрыва на нефтедобывающей платформе в Мексиканском заливе около побережья Техаса
Август 1984 года	В результате взрыва и пожара на платформе Petrobras около побережья Бразилии 36 человек утонуло и 17 ранено
Июль 1988 года	Крупнейшая катастрофа в истории – на нефтедобывающей платформе Occidental Petroleum's Piper Alpha в результате взрыва, последовавшего за утечкой газа, погибло 167 человек
Сентябрь 1988 года	4 человека погибли в результате взрыва и последующего затопления нефтедобывающей платформы, принадлежащей Total Petroleum Co. (Франция), около побережья Борнео
Сентябрь 1988 года	Взрыв и пожар на нефтедобывающей платформе Ocean Odyssey в Северном море, 1 человек погиб
Май 1989 года	3 человека ранены в результате взрыва и пожара на нефтедобывающей платформе Union Oil Co. (США) у берегов Аляски
Ноябрь 1989 года	Взрыв на нефтедобывающей платформе Penrod Drilling Co. в Мексиканском заливе, ранено 12 человек
Август 1991 года	Взрыв на принадлежащей Shell нефтедобывающей платформе
Январь 1995 года	Взрыв на принадлежащей Mobil нефтедобывающей платформе около побережья Нигерии, 13 человек погибли
Январь 1996 года	3 человека погибли и 2 ранены в результате взрыва на нефтедобывающей платформе Morgan в Суэцком заливе
Июль 1998 года	2 человека погибли в результате взрыва на нефтедобывающей платформе Glomar Arctic IV
Январь 2001 года	2 человека погибли в результате пожара на газодобывающей платформе Petrobras около побережья Бразилии

**Крупнейшие аварии на нефтедобывающих платформах (продолжение)**

16 марта 2001 года	У берегов Бразилии взорвалась P-56 – самая крупная нефтяная платформа в мире, которая принадлежала фирме Petrobras. Погибли 10 нефтяников. 20 марта, после серии разрушительных взрывов платформа затонула, нанеся непоправимый ущерб окружающей среде региона и общие убытки, которые по оценкам специалистов (включая упущенную выгоду) превышают миллиард долларов США. В Бразилии это сообщение вызвало массовые протесты: за последние три года на предприятиях компании случилось 99 ЧП
15 октября 2001 года	По заключениям экологов, развернутое возведение нефтяных платформ на сахалинском шельфе поставило под угрозу популяцию охраняемого серого кита. Нефтяная компания «Сахалинская энергия» начала сброс в Охотское море токсичных отходов своего производства
22 ноября 2001 года	нефтяная платформа норвежской компании «Statoil» оторвалась от буксирного судна и ушла вместе с 70 членами команды в свободный дрейф в Норвежское море. Такие ЧП происходят в этом регионе с регулярностью наступления зимы: предыдущий случай такого рода произошел в Норвежском море в июне 2000 года
6 декабря 2001 года	во время шторма нефтяная платформа, установленная в море напротив египетского порта Саид, сорвалась с опор. Около 70 человек, находившихся на ней, были смыты в море, затем платформу понесло к Израилю. В спасательной операции участвовали американские, британские и кипрские вертолеты
11 мая 2002 года	В 27 милях от Бирмингема в Северном море произошло столкновение рыболовецкого судна «Марбелла» с нефтяной платформой. Только благодаря оперативным действиям спасателей и британских ВВС, которые эвакуировали из зоны ЧП более 100 человек, обошлось без человеческих жертв
14 октября 2002 года	Авария в системе электроснабжения на бразильской нефтяной платформе П-34 привела к ее крену в 45 градусов и реальной угрозе затопления. Все 76 нефтяников, работавших на ней, были переправлены на соседние платформы. Платформа П-34, принадлежащая компании «Петробраз», расположена на континентальном шельфе в 100 км от берега в штате Рио-де-Жанейро. Ежедневно на ней добывается 34 тыс. баррелей нефти и 195 тыс. кубометров газа

**Затраты**

Работы по морской добыче нефти и газа характеризуются высокой интенсивностью. Ежегодно на шельфе бурится 900–950 поисково-разведочных скважин суммарной проходкой около 3 млн м и 1750–1850 эксплуатационных скважин общим метражом 4,4–4,7 млн м. Затраты на бурение на глубине 20–30 м превышают аналогичные затраты на суше примерно в 2 раза, на глубине 50 м – в 3–4 раза, а на глубине 200 м – в 6 раз. Существенно выше и затраты на прокладку трубопроводов (в 1,5–3 раза), а также постройку нефтехранилищ (в 4–8 раз). Стоимость ежегодно добываемой за рубежом морской нефти и газа оценивается в 60 млрд долл. Обычно в мировой практике в общую стоимость нефти включаются также затраты на геологоразведочные работы. Из этих затрат, составляющих 10–30 % эксплуатационных расходов, 20–30 % приходится на геофизическую разведку и 70–80 % на разведочное бурение.

**Заключение**

XX столетие было началом развития работ по добыче нефти и газа на шельфе морей мира (шельф Северного моря, шельф Мексиканского залива, шельф моря Бофорта, шельф Каспийского моря и др.).

Проведены значительные сейсмические и разведочные работы в арктических морях.

Открыты значительные запасы нефти и газа на шельфе морей и океанов, которые являются основой для развития широкомасштабных работ по добыче нефти и газа в XXI столетии и связано с развитием мировой экономики при возрастающей потребности в моторных топливах.

Однако сдерживающим фактором развития работ на шельфе морей является неподготовленность необходимых технических средств и технологий для разработки месторождений нефти и газа с учетом различных природно-климатических условий, особенно для арктических морей.

Анализ мирового опыта по освоению месторождений нефти и газа на шельфе морей накопленный в XX столетии показал, что существующие технические средства и

технологии не отвечают в полной мере разнообразным природно-климатическим условиям, к которым могут быть отнесены:

- высокая сейсмичность;
- наличие айсбергов;
- наличие ледовых полей;
- возникновение цунами при землетрясениях;
- смерчи и ураганы, усилившиеся в последние годы;
- поверхностные течения, как следствие ураганов – из-за высоких скоростей ветра;
- вечная мерзлота;
- глубины моря до 1000 м и более.

Участившиеся аварии в ряде регионов служат подтверждением в необходимости решения этой проблемы.

### Литература:

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Гаврилов В.П. Кладовая океана. – М. : Издательство «Наука», 1983. – 168 с.
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
11. Мищевич В.И., Логунцов Б.М., Уманчик Н.П. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1978. – 206 с.
12. Нурок Г.А., Бруякин Ю.В., Бубис Ю.В., Молочников Л.Н., Яблоков К.В. Технология добычи полезных ископаемых со дна озер, морей и океанов. – М. : Издательство «Недра», 1979. – 381 с.
13. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
14. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
16. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
17. Шнюков Е.Ф., Белодед Р.М., Цемко В.П. Полезные ископаемые Мирового океана. – Киев : Наукова думка, 1974. – 207 с.
18. Морская добыча нефти. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3bc78a4d53b88521206c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3bc78a4d53b88521206c27_0.html)
19. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 51–53.

20. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.

21. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 78–80.

22. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 111–113.

23. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 239–242.

24. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

## References:

1. Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Offshore oil and gas facilities. Equipment and technology of development and operation of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2006. – 412 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Nauka i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Gavrilov V.P. Storeroom of the ocean. – M. : Nauka publishing house, 1983. – 168 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
11. Mishchevich V.I., Loguntsov B.M., Umanchik N.P. Investigation and operation of sea oil and gas fields. – M. : Nedra publishing house, 1978. – 206 p.
12. Nurok G.A., Bruyakin Yu.V., Bubis Yu.V., Molochnikov L.N., Yablokov K.V. Tekhnologiya of mining from a bottom of lakes, seas and oceans. – M. : Nedra publishing house, 1979. – 381 p.
13. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
14. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Hvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring washing fluids : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.

16. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.
17. Shnyukov E.F., Beloded R.M., Tsemko V.P. Minerals of the World Ocean. – Kiev : Naukova thought, 1974. – 207 p.
18. Sea oil production. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3bc78a4d53b88521206c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3bc78a4d53b88521206c27_0.html)
19. Askerova R.I. About wave impact on offshore hydraulic engineering constructions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 51–53.
20. Vostrikova M.A., Kashin Ya.M., Shkoda V.V. About pollution of the air basin toxic components of the fulfilled gases of sea vessels // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 102–104.
21. Kirpichev V.E. Continental shelf: development of sea fields of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 78–80.
22. Ilyinsky D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. An integrated approach to carrying out seismic exploration on the shelf of the sea through the autonomous self-emerging ground stations // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 111–113.
23. Rodionov V.P. Problems of fouling of the offshore drilling rigs operated on the continental shelf // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.
24. Rudenko M.F., Marinyuk B.T. Use of cryogenic technologies for prevention of risk of ecological pollution on the rivers and the seas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 265–269.

УДК 622.013

## РАЗРАБОТКА ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: РАСЧЕТ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

### GAS FIELD DEVELOPMENT: CALCULATION AND ECONOMIC ANALYSIS OF AN INVESTMENT PROJECT

**Герасимов Давид Константинович**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
Gera-nat@yandex.ru

**Аннотация.** В статье проведен расчет и экономический анализ инвестиционного проекта по разработке газового месторождения. Показано значение инвестирования в нефтяной сектор экономики и основные характеристики инвестиционного процесса. Приведено понятие инвестиционного проекта, участников проекта, источники финансирования и методы оценки инвестиционного проекта. Проанализирована методика экономического анализа проектных решений. Рассмотрены технологические показатели разработки газового месторождения. Сделаны расчеты капитальных вложений, расчеты эксплуатационных затрат, анализ инвестиционного проекта, расчет чистой приведенной стоимости (NPV) и расчет основных критериев оценки инвестиционного проекта.

**Ключевые слова:** значение инвестирования в нефтяной сектор экономики; основные характеристики инвестиционного процесса; понятие инвестиционного проекта; методика экономического анализа проектных решений; технологические показатели разработки газового месторождения; анализ инвестиционного проекта; расчет основных критериев оценки инвестиционного проекта.

**Gerasimov David Konstantinovich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
Gera-nat@yandex.ru

**Annotation.** The article provides a calculation and economic analysis of an investment project for the development of a gas field. The importance of investing in the oil sector of the economy and the main characteristics of the investment process are shown. The concept of an investment project, project participants, sources of financing and methods for evaluating an investment project are given. Analyzed the method of economic analysis of design solutions. The technological indicators of gas field development are considered. Calculations of capital investments, calculations of operating costs, analysis of the investment project, calculation of the net present value (NPV) and calculation of the main criteria for evaluating the investment project were made.

**Keywords:** importance of investing in the oil sector of the economy; main characteristics of the investment process; concept of an investment project; methods of economic analysis of design solutions; technological indicators of gas field development; investment project analysis; calculation of the main criteria for evaluating an investment project.

#### **Значение инвестирования в нефтяной сектор экономики. Основные характеристики инвестиционного процесса**

Для устойчивого функционирования нефтегазового комплекса необходимым условием является привлечение инвестиций для финансирования проектов освоения углеводородного сырья.

Разработка новых месторождений, эксплуатация и добыча нефти и газа на старых месторождениях, реконструкция, строительство и модернизация магистральных трубопроводов, переработка нефти и газа требуют принятия большого числа проектных решений относительно капитальных вложений. В настоящее время российский нефтегазовый комплекс (НГК) оказался в сложнейшей ситуации, характеризующейся минимально допустимыми для страны уровнями добычи нефтяного сырья (порядка 300 млн тонн в год) и газа (менее 600 млрд м<sup>3</sup>), что по оценкам специалистов является нижним пределом энергетической безопасности страны.

В России нарушилась основополагающая пропорция между приростами разведанных промышленных запасов и добычей углеводородного сырья. Так, например, в последние годы приросты промышленных запасов составляли по нефти порядка 60 % и по газу 35–40 % от объемов их добычи, т.е. налицо существенное сокращение сырьевой базы. При этом доля активных (высоко- и достаточно рентабельных) промышленных запасов в общем балансе составляет порядка 40–50 % и имеет тенденцию к сокращению из-за их выработки. В таком случае говорить о перспективах существенного наращивания добычи углеводородного сырья не приходится, имея в виду также, что

государство не будет финансировать поисково-разведочные работы, а экономические стимулы добывающих компаний не созданы.

Результаты поисково-разведочных работ за последние 10 лет свидетельствуют, что на суше в перспективе будут открываться в основном средние и мелкие нефтяные и газовые месторождения, причем нефтяные – с трудноизвлекаемыми (высокозатратными) запасами. При таком прогнозе вряд ли целесообразно резкое увеличение поисково-разведочных работ для открытия малорентабельных месторождений. Ведь в таком случае, затратив в ближайшие годы значительные остродефицитные финансовые средства, государству затем придется ломать голову над тем, что делать с этими месторождениями. Поэтому главная задача поисково-разведочных работ в период до 2020 года – довести ежегодные приросты запасов углеводородного сырья до показателей, соответствующих объемам их добычи, т.е. поддержать кратность запасов на достигнутом уровне.

В контексте существенного качественного ухудшения сырьевой базы и истощения наиболее рентабельных запасов в нефтяных компаниях наметилась тенденция к инвестированию, прежде всего, работ по повышению извлекаемости нефти на разрабатываемых месторождениях и доразведочных работ с целью переоценки запасов на основе новейших научно-технических достижений. По мнению специалистов, уровень добычи нефти с газовым конденсатом порядка 320–330 млн тонн в год является предельно возможным в период до 2020 года. При этом учитывается, что добыча нефти по всем новым месторождениям, введенным в разработку в 1995–1999 гг., составляет порядка 5 %. При таком положении, когда основная добыча (более 90 %) обеспечивается запасами нефтяного сырья в значительной мере выработанных месторождений, трудно ожидать значительного прироста добычи. Удержание добычи нефти на названном уровне потребует в период до 2020 года 1,3–1,6 трлн рублей капитальных вложений в ценах 2000 года, или 47–57 млрд долларов (с учетом инвестиций в ГРП).

Поскольку большая часть нефтяных компаний перешла к частным владельцам, а контрольные пакеты акций принадлежат государству лишь в «Роснефти» и «Славнефти», то основными источниками финансирования капитальных вложений будут собственные средства предприятий, которые сегодня составляют до 90 %. Хотя в перспективе они могут снизиться до 80–70 %. В таком случае потребуются кредитные ресурсы.

Инвестиции в новые крупные проекты будут в основном осуществляться на условиях проектного финансирования, т.е. под обеспечение финансовых потоков, генерируемых самим проектом. Малорентабельные и капиталоемкие, но крайне важные для отдельных регионов проекты предпочтительно реализовывать на условиях СРП (Соглашение «О разделе продукции»). Это позволит привлечь иностранный капитал, так как многие иностранные инвесторы заявляют, что готовы вкладывать средства в российский ТЭК только на условиях СРП. Лишь на этом «островке стабильности» они видят сегодня достаточные гарантии для крупных, стратегических вложений.

Формирование внутреннего рынка инвестиций затянулось на многие годы, создаваемая для этого банковская система развалилась, а страховая система так и осталась в зачаточном состоянии. Целевые фонды и инвестиционные программы не в состоянии в достаточном объеме покрыть потребности в инвестициях. Поэтому в период до 2020 года модернизация всех отраслей НГК может осуществляться только за счет собственных средств предприятий, но при всемерной государственной поддержке. Словом, будет напрямую зависеть от того, насколько разумными и дальновидными будут действия федеральных и региональных властей по созданию условий для свободной конкуренции и благоприятного инвестиционного климата.

Рассмотрим основные характеристики инвестиционного процесса.

*Инвестиции* – это долгосрочные вложения капитала в стране или за рубежом в предприятия, инновационные проекты или социально-экономические программы.

Различают следующие виды инвестиций:

- государственные – образуются из средств государственного бюджета;
- иностранные – вкладываются зарубежными инвесторами, в том числе иностранными банками, компаниями, предприятиями;
- частные – образуются из средств частных корпоративных предприятий и организаций.

Выделяют инвестиции *производственные* и *интеллектуальные*. Производственные направляют на новое строительство, реконструкцию, расширение и техническое перевооружение; интеллектуальные – инвестиции, вкладываемые в создание интеллектуального и духовного продукта.

*Реальные инвестиции* – это долгосрочные вложения средств в материальное производство.

*Портфельные инвестиции* – это инвестиции в ценные бумаги, формируемые в виде портфеля ценных бумаг (облигации, векселя, денежные чеки).

*Капитальные вложения* – это экономические ресурсы, направленные на воспроизводство основных средств.

Рассматривают также контролируемые инвестиции, которые обеспечивают более 50 % голосующих акций, и неконтролируемые – которые обеспечивают владение менее 50 % голосующих акций.

### Понятие инвестиционного проекта. Участники проекта.

#### Источники финансирования. Методы оценки инвестиционного проекта

*Проект* – это инвестиционная акция, предусматривающая вложение определенного количества ресурсов, в том числе денежных, материальных и человеческих для достижения определенных целей в обусловленные сроки.

Проект функционирует в условиях экономических, политических, социальных, технологических, нормативных и культурных изменений. Он всегда нацелен на результат, на достижение определенной цели.

Реализация проекта осуществляется полномочным руководителем проекта, менеджером проекта и командой проекта, которые несут ответственность по планированию, контролю, администрированию и т.д.

Управляемыми объектами проекта являются объем, стоимость, издержки, сроки и финансирование работ.

*Управление проектом* – организация, планирование, руководство, контроль и координация людских и материальных ресурсов на протяжении жизненного цикла проекта.

Согласно обобщению действующих в мировой практике принципов оценки проектов выделяют три периода развития инвестиционного цикла (рис. 1):

- 1) прединвестиционный;
- 2) инвестиционный;
- 3) эксплуатационный.

Они отражают все стадии разработки нефтяных месторождений.

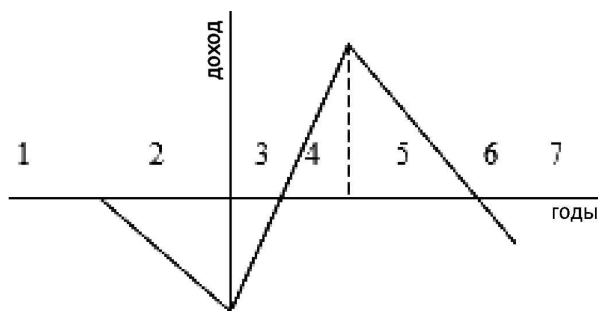


Рисунок 1 – Жизненный цикл проекта:

- 1 – прединвестиционный период; 2 – инвестиционный, эксплуатационный период;  
3 – начало добычи и покрытие затрат; 4 – начало поступления дохода; 5 – максимальный доход;  
6 – минимальный доход; 7 – убыточная добыча при оценке проекта

*Прединвестиционный период* (до начала целевого вклада) включает сбор и обработку геологической информации, предпроектные геологические исследования по участкам, пластам, скважинам, выбор методик, критериев и обоснование нормативов, соглашений на конкурсной основе, выбор инвестора и источника финансирования, составление бизнес-плана и проведение экспертизы.

Результат исследования I этапа является основной предпосылкой для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности инвестирования нефтегазозведочных работ. Если решение положительное, то начинается инвестиционный период.



*Инвестиционный период* – это время начала инвестиций в реализацию утвержденного варианта разработки месторождения. На этом этапе осуществляются закупки оборудования, материалов, технических средств, проводятся подготовительные работы к бурению скважин, промышленному и социальному обустройству, наземному обустройству и объекты сдаются в эксплуатацию.

*Эксплуатационный период* является сроком основных инвестиций в промышленную эксплуатацию с выходом месторождения на проектную мощность и его дальнейшую эксплуатацию до окончания срока экономической жизни последнего объекта разработки. Эксплуатационный период характеризуется выпуском товарной продукции (нефти, газа, конденсата), реализацией на внутреннем и внешнем рынке и получением выручки от продаж.

Основной структурной единицей в управлении инвестиционным проектом является команда проекта.

*Команда проекта* – специальная группа, которая осуществляет управление инвестиционным проектом в рамках реализуемого проекта. Эта команда создается на время реализации проекта и после его реализации распускается.

*Заказчик* – это будущий владелец и пользователь результатов проекта.

В качестве заказчика может быть как физическое, так и юридическое лицо. При этом заказчиком может быть одна организация или несколько организаций, которые объединяют свои интересы и капиталы для реализации проекта.

*Инвестор* – это сторона, вкладывающая средства в проект. В некоторых случаях это одно и то же с заказчиком лицо. В иных же случаях между заказчиком и инвестором заключается договор – *контракт*.

Всю проектно-техническую документацию разрабатывают специализированные проектные организации, которые называются *проектировщиком* (генеральным проектировщиком).

*Поставщик* – это организация, которая занимается материально-техническим обеспечением проекта.

*Подрядчик* – юридическое лицо, которое несет ответственность за выполнение работ в соответствии с контрактом.

Нефтяная компания на контрактных условиях для оказания консультационных услуг по всем вопросам реализации проекта приглашает *консультанта*.

*Руководитель проекта* – это юридическое лицо, которому заказчик (инвестор) делегирует полномочия руководства работ по проекту, в том числе по планированию, контролю и координации работ.

*Лицензиат* – это юридическое или физическое лицо, обладатель лицензии на ноу-хау, использующихся в проекте. Он предоставляет на коммерческих условиях право использовать в проекте необходимые научно-технические достижения.

*Банк* обеспечивает финансирование проекта, т.е. осуществляет непрерывное обеспечение проекта денежными средствами, а также кредитование всех расчетов.

При оценке вариантов разработки месторождения надо заранее определить источники финансирования капитальных вложений.

Источниками финансирования инвестиционного проекта могут быть:

- 1) собственные средства предприятия;
- 2) заемные средства;
- 3) финансовая аренда (лизинг).

Собственными средствами предприятия являются:

- вновь привлеченный акционерный капитал, т.е. средства, полученные от продажи акций;
- накопления, т.е. накопленная нераспределенная прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия.

Заемные средства – это:

- кредиты финансовых структур;
- реализованные долговые ценные бумаги;
- целевое бюджетное финансирование.

Для крупных проектов используется комбинация из нескольких источников, т.е. смешанная форма финансирования. Она сможет повысить финансовую устойчивость проекта и снизить риски участников проекта.

Рассмотрим методы оценки инвестиционного проекта. Нефтяной комплекс полностью связан с инвестиционной деятельностью. Принятие решения по инвестированию зависит от следующих факторов:

- вида инвестиций;
- стоимости инвестиционного проекта;
- множественности доступных проектов;
- ограниченности финансовых ресурсов, доступных для инвестирования;
- риска, связанного с принятием того или иного решения.

В основе процесса принятия управленческих решений инвестиционного характера лежит оценка и сравнение объемов предполагаемых инвестиций и будущих денежных поступлений. Поскольку сравниваемые показатели относятся к различным моментам времени, то ключевой проблемой здесь является проблема их сопоставимости.

В анализе инвестиционной деятельности используются методы, основанные:

- на дисконтированных оценках;
- на учетных оценках.

### Описание проекта

Проект основан на ситуации, типичной для нефтегазодобывающей промышленности. На территории деятельности газодобывающего предприятия открыто и подготовлено к эксплуатации газовое месторождение. Службой маркетинга нефтяной компании изучена динамика потребностей в газе на основе программы экономического и социального развития региона на ближайшие 10–15 лет, в которой рассмотрены вопросы газификации небольших населенных пунктов, перевода части электростанций с твердого на газообразное топливо и т.д. Месторождение чисто газовое с запасами категорий А + В + С<sub>1</sub> в объеме 800 млрд. м<sup>3</sup>. Разработка месторождения предусматривает вариант режима эксплуатации при постоянном дебите в первые десять лет; в последующие годы – эксплуатация при постоянной депрессии на пласт. В таблице 1 приведены технологические показатели разработки газового месторождения.

В таблицах 2 и 3 приведены нормативы капитальных вложений, эксплуатационных затрат, амортизационных отчислений по объектам обустройства месторождения.

Таблица 1 – Технологические показатели разработки газового месторождения

Год разработки	Годовой объём добычи газа, млрд. м <sup>3</sup>	Количество добывающих скважин, шт.	Количество УКПГ, шт.	Длина шлейфа, км	Длина коллекторов, км	Длина магистральных дорог, км	Установленная рабочая мощность КС, тыс. кВт	Цена газа, руб. за 1000 м <sup>3</sup>
1	–	40	2	70	40	40	40	180
2	–	30	1	50	20	20	100	
3	–	32	2	65	30	18	20	
4	40							
5	50							
6	55							
7	55							
8	50							
9	50							
10	50							
11	45							
12	35							
13	20							

**Таблица 2** – Нормативы для расчета капитальных вложений

№№ n/n	Наименование затрат	Норматив, тыс. руб.
1	Стоимость одной скважины, вводимой в 1-м году	34000
2	Стоимость одной скважины, вводимой во 2-м и 3-м году	39840
3	Стоимость 1 км шлейфа	1200
4	Стоимость 1 км коллектора-газопровода	3200
5	Стоимость одной УКПГ	800000
6	Стоимость 1 км магистральной дороги	4000
7	Стоимость 1 кВт установленной рабочей мощности компрессорной станции	1,0
8	Прочие капитальные вложения (процент от суммарных капитальных вложений)	30,0

**Таблица 3** – Нормативы для определения эксплуатационных затрат и амортизационных отчислений

№№ n/n	Наименование затрат	Норматив
1	Затраты на материалы, тыс. руб./млрд. м <sup>3</sup>	2000
2	Заработная плата одного рабочего, тыс. руб./год	62,4
3	Численность ППП на одну скважину, чел.	7
4	Затраты на энергию, потребляемую КС, заработную плату обслуживающего персонала, руб./кВт·ч	0,80
5	Норма амортизационных отчислений по скважинам, %	0,083
6	Норма амортизационных отчислений по шлейфам, УКПГ, %	0,083
7	Норма амортизационных отчислений по коллекторам, %	0,033
8	Норма амортизационных отчислений по КС, %	0,067
9	Затраты на ремонт оборудования (в процентах от стоимости скважин, УКПГ, шлейфов, коллекторов)	4,0
10	Потребляемая энергия, тыс. кВт·ч/год	840960

### Методика экономического анализа проектных решений

Экономическая часть проектного документа содержит:

- показатели экономической оценки;
- оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
- характеристику налоговой системы;
- источники финансирования;
- технико-экономический анализ вариантов разработки, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
- анализ чувствительности проекта.

Эффективность проекта оценивается системой расчетных показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (*NPV*);
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (*IRR*);
- индекс рентабельности инвестиций, индекс доходности (*PI*);
- период окупаемости капитальных вложений (*PP*);
- коэффициент эффективности инвестиций (*ARR*);
- прибыль (*Π*).

Дисконтированный денежный поток (*NPV* – чистая приведенная стоимость) – это сумма прибыли от реализации продукции и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтегазового месторождения:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}}$$

где *NPV* – дисконтированный поток денежной наличности; *Π<sub>t</sub>* – прибыль от реализации продукции в *t*-ом году; *A<sub>t</sub>* – амортизационные отчисления в *t*-ом году; *K<sub>t</sub>* – ка-

питательные вложения в разработку месторождения в  $t$ -ом году;  $T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;  $t$ ,  $t_p$  – соответственно текущий и расчетный года;  $E_n$  – норматив дисконтирования, который устанавливается инвестором самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет иметь на инвестируемый им капитал.

По своей сути  $NPV$  – это разница между суммой денежных поступлений, (т.е. денежных поступлений от реализации проекта), дисконтированных к текущей стоимости, и суммой дисконтированных текущих затрат (т.е. денежных оттоков), необходимых для реализации данного проекта.

$NPV$  может быть также рассчитан по формуле:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-t_p}} = 0.$$

За базу сравнения при расчете  $NPV$  принимаются следующие условия:

- если  $NPV > 0$ , то проект следует принять;
- если  $NPV = 0$ , то проект неприбыльный, неубыточный;
- если  $NPV < 0$ , то проект следует отвергнуть.

При оценке вариантов инвестиционных проектов наилучшим признается тот вариант, который имеет максимальный  $NPV$  за проектный срок разработки.

*Прибыль от реализации* ( $\Pi_t$ ) – это совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и сумм налогов.

Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году.

Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент дисконтирования:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}},$$

где  $\Pi_t$  – прибыль от реализации продукции в  $t$ -ом году;  $B_t$  – выручка от реализации продукции в  $t$ -ом году;  $\mathcal{E}_t$  – эксплуатационные затраты с амортизацией в  $t$ -ом году;  $H_t$  – сумма налогов;  $T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;  $t$ ,  $t_p$  – соответственно текущий и расчетный года;  $E_n$  – коэффициент дисконтирования.

Выручка от реализации рассчитывается как произведение цены реализации нефти (газа) на их объемы добычи:

$$B_t = C_n \cdot Q_n + C_g \cdot Q_g,$$

где  $C_n$ ,  $C_g$  – цены реализации соответственно нефти и газа;  $Q_n$ ,  $Q_g$  – объемы добычи соответственно нефти и газа.

*Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)* (внутренняя норма прибыли) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются.  $IRR$  показывает максимально допустимый уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом.

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (норма рентабельности) – это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока денежной наличности ( $NPV$ ) за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-t_p}} = 0.$$

Определяемая таким образом норма возврата капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал.

Если расчетное значение  $IRR$  равно или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы. Предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера, уровень рентабельности которых не ниже авансированного капитала  $CC$ .

*Цена авансированного капитала (CC)* – это показатель, характеризующий уровень расходов, которые несет предприятие на поддержание своего экономического потенциала, т.е. предприятие уплачивает проценты, дивиденды, вознаграждения за пользование авансированными финансовыми ресурсами.

Этот показатель отражает сложившийся на предприятии минимум возврата на вложенный капитал и рассчитывается по формуле среднеарифметически взвешенной.

За базу сравнения при расчете  $IRR$  принимаются следующие условия:

- если  $IRR > CC$ , то проект следует принять;
- если  $IRR = CC$ , то проект неприбыльный, неубыточный;
- если  $IRR < CC$ , то проект следует отвергнуть.

*Индекс рентабельности (PI)* (индекс доходности) – это показатель, позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы (богатство инвестора) в расчете на каждый рубль инвестиций, т.е. характеризует экономическую отдачу вложенных средств:

$$PI = \sum \frac{P_n}{(1-r)^n} / IC,$$

где  $P_n$  – годовой доход в  $n$  году;  $n$  – число лет;  $r$  – коэффициент, установленный инвестором исходя из ежегодного процента, который он хочет или может иметь на инвестированный им капитал (желаемая норма прибыли);  $IC$  – инвестиции, которые генерируют доход  $P_n$  в  $n$  году.

*Срок окупаемости инвестиций (PP)* – это период, за пределами которого в отличие от чистой приведенной стоимости индекс рентабельности является показателем относительным. Он очень удобен при выборе одного проекта из альтернативных, которые имеют примерно одинаковые показатели  $NPV$ .

За базу сравнения при расчете  $PI$  принимаются следующие условия:

- Если  $PI > 1$ , то проект следует принять;
- Если  $PI = 1$ , то проект неприбыльный, неубыточный;
- Если  $PI < 1$ , то проект следует отвергнуть.

Период окупаемости капитальных вложений – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируется ее положительными значениями.  $NPV$  в дальнейшем остается неотрицательным.

Коэффициент эффективности проекта ( $ARR$ ) определяется по следующей формуле:

$$ARR = \frac{PN}{\frac{1}{2} \cdot (IC + RV)},$$

где  $PN$  – среднегодовая чистая прибыль;  $IC$  – сумма инвестиций;  $RV$  – ликвидационная стоимость.

Этот расчет не предполагает дисконтирование показателей.

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения в трубопроводный транспорт;
- доход государства (отчисляемые налоги и платежи).

Все оценочные показатели рассматриваются как дисконтированные.

*Дисконтирование* – это метод приведения разновременных затрат и результатов к нынешнему периоду. Оно отражает ценность будущих доходов с современных позиций.

### Налоговые выплаты

Для определения потока реальных денег по годам расчетного периода необходимо вычислить налоги и выплаты, которые будут иметь место при разработке месторождения (табл. 4).

**Таблица 4** – Налоговые выплаты

№№ п/п	Наименование	Размер, %	Источник налогообложения
1	Налоги, относимые на себестоимость		
1.1	Налог на пользователей автодорог	1,0	выручка от реализованной продукции
1.2	Страхование от несчастного случая	0,8	годовой ФЗП
1.3	Единый социальный налог	35,6	годовой ФЗП
2	Налоги, относимые на финансовый результат	2,0	от основного и оборотного капитала
3	Налог на прибыль	24,0	прибыль

**Таблица 5** – Расчет капитальных вложений, тыс. руб.

№№ п/п	Показатели	Год			ИТОГО
		1-й	2-й	3-й	
1	Стоимость скважин	1360,0	1195,2	1274,9	3830,1
2	Стоимость УКПГ	1600,0	800,0	1600,0	4000,0
3	Стоимость шлейфов	84,0	60,0	78,0	222,0
4	Стоимость коллекторов	128,0	64,0	96,0	288,0
5	Стоимость дорог	160,0	80,0	72,0	312,0
6	Затраты на КС	0,04	0,10	0,02	0,16
7	Стоимость прочих капиталовложений	986,41	672,99	929,67	2589,07
	ИТОГО	4274,45	2916,29	4028,57	11241,31

### Расчет основных критериев оценки инвестиционного проекта

Чистый приведенный эффект рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_n \frac{P_n}{(1-r)^n} IC.$$

Расчет чистого приведенного эффекта приведен в таблице 6.

**Таблица 6** – Расчет чистого приведенного эффекта

$r, \%$	$IC$	$\sum \frac{P_n}{(1+r)^n} = PV$	$NPV$
0	-11219,31	81000,00	69780,69
10	-9305,02	38557,74	29252,72
25	-7354,91	15591,50	8236,59
35	-6406,29	9436,81	3030,52

При оценке вариантов инвестиционных проектов наилучшим признается тот вариант, который имеет максимальный  $NPV$  за проектный срок разработки. Принимаем вариант с процентной ставкой  $r = 10 \%$ ,  $NPV = 38557,74 > 0$ .

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \sum \frac{P_n}{(1+r)^n} : IC = \frac{38557,74}{9305,02} = 4,14 > 1.$$

Таблица 7 – Расчёт эксплуатационных затрат

Показатель	Год, период												ИТОГО	
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й		13-й
Объём реализации				7200	9000	9000	9000	9000	9000	9000	8100	6300	3600	81000
Эксплуатационные расходы				1218,3	1256,3	1275,3	1275,3	1256,3	1256,3	1256,3	1237,3	1199,3	1142,3	12372,6
Амортизация (A <sub>t</sub> )				676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	676,8	6768,2
Налогооблагаемая прибыль				5304,9	7066,9	7947,9	7947,9	7066,9	7066,9	7066,9	6185,9	4423,9	1780,9	61859,2
Налог на прибыль				1273,2	1696,1	1907,5	1907,5	1696,1	1696,1	1696,1	1484,6	1061,7	427,4	14846,2
Налог на имущество				106,1	141,3	159,0	159,0	141,3	141,3	141,3	123,7	88,5	35,6	1237,2
Чистая прибыль (Π <sub>t</sub> )				3925,6	5229,5	5881,5	5881,5	5229,5	5229,5	5229,5	4577,6	3273,7	1317,9	45775,8
Чистые денежные поступления (Π <sub>t</sub> + A <sub>t</sub> )				4602,5	5906,3	6558,3	6558,3	5906,3	5906,3	5906,3	5254,4	3950,5	1994,7	52544,0
Капитальные вложения (K)	4274,5	2916,3	4028,6											11219,3

Таблица 8 – Расчёт чистой приведённой стоимости (NPV) (чистый приведённый эффект)

№№ п/п	Показатель	Год												ИТОГО	
		1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й		13-й
1	Годовой доход	-4274,45	-2916,29	-4028,57	7200	9000	9000	9000	9000	9000	8100	6300	3600	69780,69	
2	$r = 10\% (1 + 0,1)^n$	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,85	3,14	3,45		
3	NPV	-3885,86	-2410,16	-3029	4931,507	5590,062	5593,22	5076,923	4205,607	3813,559	3474,903	2842,105	2006,369	1043,478	29252,72
4	$r = 25\% (1 + 0,25)^n$	1,25	1,56	1,95	2,44	3,05	3,81	4,76	5,96	7,45	11,64	14,55	18,19		
5	NPV	-3419,56	-1869,42	-2065,93	2950,82	2598,425	2079,832	1510,067	1208,054	966,7025	695,8763	432,9897	197,9109	8236,59	
6	$r = 35\% (1 + 0,35)^n$	1,35	1,82	2,46	3,32	4,48	6,05	8,17	11,03	14,89	27,14	36,64	49,47		
7	NPV	-3166,26	-1602,36	-1637,63	2168,675	2008,929	1636,364	1211,75	815,9565	604,4325	447,5385	298,4525	171,9432	72,77138	3030,562

Коэффициент эффективности проекта:

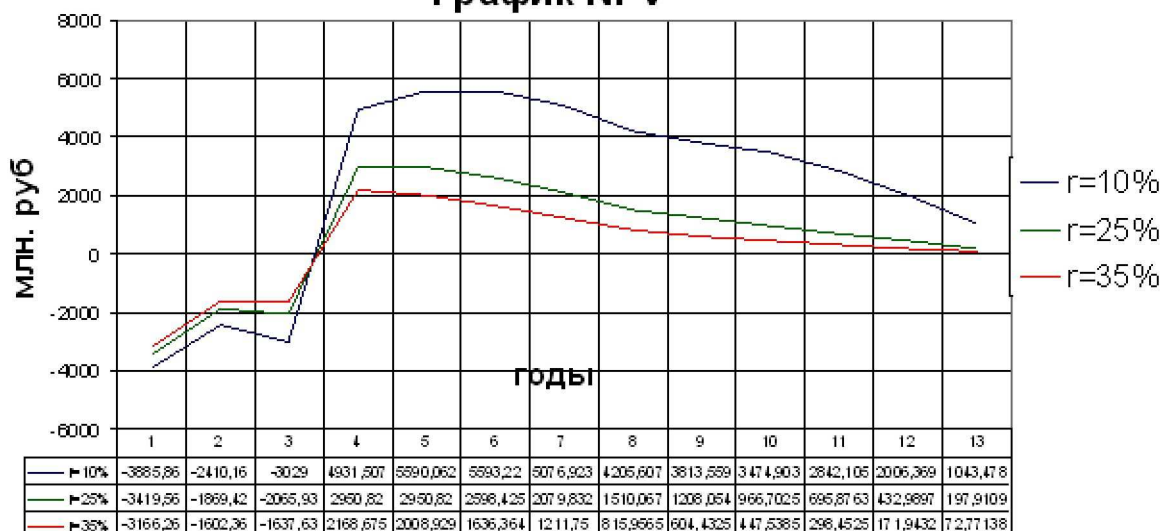
$$ARR = \frac{PN}{\frac{1}{2} \cdot (IC + RV)} = \frac{46000,76 : 10}{\frac{1}{2} \cdot 11219,31} = 82,0\%$$

В таблице 7 показан расчет эксплуатационных затрат, в таблице 8 выполнен расчет чистой приведенной стоимости (NPV) (чистый приведенный эффект).

Из таблицы 7 следует, что сумма инвестиций за 1-й, 2-й, 3-й годы составляет: 4274,45 + 2916,29 + 4028,57 = 11219,31 млн руб.

За следующие два года (4-й, 5-й год) чистые денежные поступления составили: 4602,5 + 5906,3 + 6558,3 = 17067,1 млн руб. Следовательно, проект окупается за 2 года.

**График NPV**



Выводы: Проект следует принять.

### Литература:

1. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 1. – 248 с.
2. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 2. – 218 с.
3. Расчет и экономический анализ инвестиционного проекта по разработке газового месторождения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/economy/3c0a65625b3bd78a5d53b88521206c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/economy/3c0a65625b3bd78a5d53b88521206c37_0.html)
4. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 121–123.
5. Арутюнов Т.В. Формальные и реальные условия обеспечения экономической безопасности в России // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 82–97.
6. Арутюнов Т.В., Чуйкин Е.П. Системный подход к долгосрочному планированию разработки месторождений // X Региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» (15–17 марта 2017 года, г. Краснодар). – Секция 3: Разработка месторождений нефти и газа.
7. Арутюнов Т.В. Проблемы и перспективы импортозамещения в секторе реального производства // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 124–126.



8. Башкаева Е.А., Ионова М.С., Шарифуллина И.И. Инновационная составляющая структуры внешнеэкономической деятельности нефтегазовых предприятий в России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 127–129

9. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013». 9–12 апреля 2013 г. Секция 8: Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 179.

10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Лихачева О.Н., Петрушин Е.О. Проблемы перехода малых и средних нефтяных компаний в крупный бизнес. Качественное различие малого, среднего и крупного бизнеса в нефтегазовой отрасли // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>

11. Савенок О.В., Кусов Г.В. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018» : сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). – Секция 2: Инновационные процессы в отраслях экономики. – С. 102–103.

12. Яковлев А.Л. Проектирование «зеленой» цепи поставок природного газа на примере предприятия ООО «Газпром добыча Ноябрьск» // Сборник публикаций Научно-информационного центра «Знание» по материалам VII международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (30 октября 2015 года, г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2015. – С. 15–18.

13. Яковлев А.Л. Экономическое развитие и его влияние на экологию // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (19 февраля 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – С. 23–29.

14. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies into large business // Современная Россия: потенциал инновационных решений и стратегические векторы развития экономики : материалы Международной научно-практической конференции (7–8 ноября 2018 года, г. Краснодар) / под ред. В.В. Прохоровой; ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Кафедра отраслевого и проектного менеджмента. Раздел 2: Тенденции и перспективы корпоративного управления в современной России. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – С. 185–192.

## References:

1. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 1. – 248 p.

2. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 2. – 218 p.

3. Calculation and economic analysis of the investment project on development of the gas field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/economy/3c0a65625b3bd78a5d53b88521206c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/economy/3c0a65625b3bd78a5d53b88521206c37_0.html)

4. Antipova O.V. Integration processes in the oil sector of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – Т. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 121–123.

5. Arutyunov T.V. Formal and real conditions of ensuring economic safety in Russia // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – № 1. – P. 82–97.

6. Arutyunov T.V., Chuykin E.P. System approach to long-term planning of development of fields // the X Regional scientific and technical conference of young specialists of LLC Rosneft — STC (on March 15–17, 2017, Krasnodar). – Section 3: Development of oil and gas fields.

7. Arutyunov T.V. Problems and the prospects of import substitution in the sector of real production // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 124–126.

8. Bashkayeva E.A., Ionova M.S., Sharifullina I.I. An innovative component of structure of foreign economic activity of the oil and gas enterprises in Russia // Bulatov-sky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 127–129

9. Savenok O.V., Sharypova D.D. Concept of innovative and production and resource-saving activity of the enterprise // Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas — 2013». April 9–12, 2013. Section 8: Economy and management in the oil and gas industry. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 179.

10. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Problems of transition of the small and medium-sized oil companies to large business. Qualitative difference of small, average and large business in the oil and gas industry // Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (Scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2017. – No. 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>

11. Savenok O.V., Kusov G.V. Otsenk of technological and cost efficiency of development of the gas-oil field with application of horizontal wells // the XXIII International scientific and practical Innovation-2018 conference : collection of scientific articles (on October 26–27, 2018, Tashkent). – Section 2: Innovative processes in branches of economy. – P. 102–103.

12. Yakovlev A.L. Design of a «green» chain of supply of natural gas on the example of the LLC Gazprom dobycha Noyabrsk enterprise // the Collection of publications of Znaniye Scientific information center on materials VII the international correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on October 30, 2015, Kharkiv). – D. : Znaniye scientific information center, 2015. – P. 15–18.

13. Yakovlev A.L. Economic development and its influence on ecology // the Collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials VI of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on February 19, 2016, Kiev). – Kiev : multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius», 2016. – P. 23–29.

14. Savenok O.V., Kusov G.V., Barambonye Solange. Transition problems from small and medium oil companies into large business // Modern Russia: potential of innovative decisions and strategic vectors of development of economy: materials of the International scientific and practical conference (on November 7–8, 2018, Krasnodar) / under the editorship of V.V. Prokhorova; FGBOOU WAUGH «Kuban state technological university», Department of branch and design management. Section 2: Trends and the prospects of corporate management in modern Russia. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – P. 185–192.

УДК 504.054 (073)

## НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

### NORMATIVE AND TECHNICAL REGULATION OF ENVIRONMENTAL SAFETY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

**Поварова Лариса Валерьевна**

кандидат химических наук, доцент,  
доцент кафедры химии,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
larispv08@gmail.com

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский  
федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Аннотация.** В статье дана экологическая оценка нефтегазовой отрасли. Рассмотрены концепция охраны окружающей природной среды, правовые аспекты охраны окружающей природной среды и возмещение вреда природной среде. Описана организация и управление охраной окружающей природной среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Приведены принципы управления охраной природы в нефтяной и газовой промышленности, система информационного обеспечения и совершенствование системы экономического стимулирования природоохранной деятельности нефтегазодобывающих предприятий. Выявлены источники и масштабы техногенного загрязнения в нефтяной промышленности. Рассмотрены источники загрязнения, характер загрязнения природной среды, влияние отходов на водные объекты и влияние отходов на почву.

**Ключевые слова:** экологическая оценка нефтегазовой отрасли; концепция охраны окружающей природной среды; правовые аспекты охраны окружающей природной среды; возмещение вреда природной среде; характер загрязнения природной среды; влияние отходов на водные объекты; влияние отходов на почву.

**Povarova Larisa Valeryevna**

Candidate of chemical sciences,  
Associate Professor, Associate Professor  
of chemistry department,  
Kuban state technological university  
larispv08@gmail.com

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Postgraduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Annotation.** The article gives an environmental assessment of the oil and gas industry. The concept of environmental protection, legal aspects of environmental protection and compensation of environmental damage are considered. The organization and management of environmental protection at enterprises of the oil and gas industry is described. The principles of environmental management in the oil and gas industry, the system of information support and the improvement of the system of economic stimulation of the nature protection activity of oil and gas producing enterprises are given. The sources and scales of technogenic pollution in the oil industry have been revealed. The sources of pollution, the nature of pollution of the natural environment, the impact of waste on water bodies and the impact of waste on the soil are considered.

**Keywords:** environmental assessment of the oil and gas industry; concept of environmental protection; legal aspects of environmental protection; compensation for harm to the natural environment; nature of environmental pollution; impact of waste on water bodies; impact of waste on soil.

#### Введение

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо, например, со скоростью их образования.

В настоящее время человечество находится в периоде сверх интенсивного использования ресурсов окружающей среды – расход ресурсов превышает их прирост, что неизбежно ведет к исчерпанию ресурсов.

Современное экологическое состояние территории России можно определить как критическое. Продолжается интенсивное загрязнение природной среды. Спад про-

изводства не сопровождался снижением загрязнений, т.к. в условиях рыночных отношений стали еще более экономить на природоохранных затратах. На фоне ухудшения социально-экономических условий проживания граждан России проблема экологического неблагополучия приобрела особую остроту. Она представляет реальную угрозу самим биологическим основам здоровья и жизнедеятельности населения страны.

При этом важно учитывать, что негативным последствиям экологических процессов присуща значительная инерционность. Так, если сегодня полностью прекратится выброс озоноразрушающих веществ, то уже накопившееся их количество в атмосфере будет разрушать слой озона еще на протяжении десятилетий. Последствия выброса радиоактивных веществ от взорванных в атмосфере и под землей ядерных бомб и от работающих атомных станций также будут сказываться негативно на состоянии окружающей природной среды еще долгие годы.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проходки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон и т.п.

Мониторинг – система долгосрочных наблюдений, оценки, контроля и прогноза состояния и изменения объектов. Принято делить мониторинг на базовый (фоновый), глобальный, региональный и импактный (в особо опасных зонах и местах), а также по методам ведения и объектам наблюдения (авиационный, космический, окружающей человека среды).

Мониторинг нефтяного загрязнения – это отдельный раздел системы управления качеством окружающей среды, включающий сбор и накопление информации о фактических параметрах основных компонентов окружающей среды и составление прогноза изменения их качества во времени.

Концепция мониторинга предусматривает специальную систему наблюдений, контроля, оценки, краткосрочного прогноза и определения долгосрочных тенденций в состоянии биосферы под влиянием техногенных процессов, связанных с разведкой и разработкой нефтяных месторождений.

### **Экологическая оценка нефтегазовой отрасли**

Нефтегазодобывающая отрасль – одна из самых экологически опасных отраслей хозяйствования. Она отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами для растительного и животного мира, а также для человека.

Нефтегазодобыча опасна повышенной аварийностью работ, т.к. основные производственные процессы происходят под высоким давлением. Промысловое оборудование и трубопроводные системы работают в агрессивных средах.

Проиллюстрируем в цифрах основные закономерности влияния объектов нефтяной и газовой промышленности на окружающую среду.

Определяющими факторами глобального нефтегазопромышленного техногенеза являются:

- масштабы добычи нефти и газа;
- уровень их потерь в естественном и переработанном виде.

При современных способах разработки около 40–50 % разведанных запасов нефти и 20–40 % природного газа остаются не извлеченными из недр; от 1 до 17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования.

Крупные комплексы нефтяной и газовой промышленности и населенные пункты преобразуют почти все компоненты природы (воздух, воду, почву, растительный и животный мир и т.п.).

В атмосферу, водоемы и почву в мире ежегодно выбрасывается более 3 млрд тонн твердых промышленных отходов и 500 млн км<sup>3</sup> сточных вод.

Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (влияют на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (функции нервной системы), аллергены и др.

Только предприятия нефтедобывающей промышленности России в последнее время ежегодно выбрасывают в атмосферу более 2,5 млн тонн загрязняющих веществ, сжигают около 6 млрд. м<sup>3</sup> нефтяного газа, оставляют неликвидированными десятки амбаров с буровым шламом, забирают из водоемов 740 млн м<sup>3</sup> пресной воды.

Нерегулируемый в экологическом смысле рост объемов добычи нефти, газа и других топливно-энергетических ресурсов обусловил опасные деградационные процессы в литосфере: обвалы, землетрясения, провалы, местные подвижки земной коры и т.д., что отрицательно влияет на распределение геомагнитного и гравитационного полей Земли.

Рассмотрим второй фактор регионально-экологического значения. Потери нефти в мире при ее добыче, переработке и использовании превышают 45 млн тонн год, что составляет около 2 % годовой добычи. Причем из них 22 млн тонн теряется на суше, около 7 млн тонн в море и до 16 млн тонн поступает в атмосферу из-за неполного сгорания нефтепродуктов при работе автомобильных, авиационных и дизельных двигателей.

Наибольшее количество выбросов веществ, загрязняющих атмосферу, приходится на долю факелов, особенно при аварийных ситуациях. Расчеты показали, что 75 % количества выбросов составляют оксид углерода СО. При неполном сгорании нефтяного газа он поступает в верхние слои атмосферы, где окисляется до СО<sub>2</sub> и участвует в создании «парникового» эффекта.

Выброс загрязняющих веществ (ЗВ) от объектов добычи нефти создает на месторождении зоны, где приземные концентрации превышают ПДК в 3–10 раз.

В настоящее время масштабы воздействия на природу стали превышать ее восстановительный потенциал.

Объем загрязняющих веществ в воздухе, воде и почве непрерывно растет. Окружающая природная среда необратимо и опасно изменяется. Промышленные объекты являются источниками выбросов в атмосферу окислов серы и окислов азота и обуславливают повышенный риск выпадения так называемых кислотных дождей. Природная среда не только сама изменяется, но и изменяет большое разнообразие биологических видов (биоценозов).

Таким образом, во всех видах производственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли окружающая природная среда используется как источник потребляемых природных ресурсов, а также как природная емкость для хранения углеводородного сырья и сброса непригодных для дальнейшего использования на данном этапе развития производственных отходов.

В вопросах охраны окружающей среды существует два крайних противоположных мнения.

Одно сводится к тому, что вмешательство в окружающую среду необходимо резко ограничить, т.к. современные методы хозяйствования могут привести к катастрофическим последствиям.

Другое мнение заключается в том, что потенциал самовосстановления природы достаточно велик и поэтому не следует затрачивать большие средства на ее охрану и проведение рекультивационных работ.

Применительно к нефтегазовому региону концепция подхода к проблемам охраны окружающей среды должна учитывать и следующие факторы:

1. Чтобы выжить, человек должен хозяйствовать на земле, добывать нефть, газ и другие полезные ископаемые.

2. На современном этапе развития науки и техники не существует таких технологий добычи, транспорта и переработки нефти, которые реализовывались бы без отрицательного воздействия на природу.

Рациональное природопользование является компромиссом между необходимостью действий для обеспечения хозяйственной деятельности и соответствующим состоянием окружающей природной среды, т.е. необходимо оптимально совмещать 1 и 2 фактор: добывать нефть и осваивать месторождения, сводя к минимуму негативные последствия, максимально восстанавливая нарушенные территории и не допуская аварийных разливов нефти.

Успешная реализация любых компромиссных решений может быть достигнута только путем формирования и соблюдения ограничительных мер, определяющих:

- 1) содержание;
- 2) условия разумного использования природных ресурсов;
- 3) экологическую безопасность принимаемых решений.

Международное сообщество, стремясь придать развитию устойчивый и долгосрочный характер с тем, чтобы оно отвечало интересам нынешнего поколения, не лишая потомков возможности удовлетворять свои потребности, в рамках ООН приняло ряд важных решений и программных документов. Это, прежде всего:

- Декларация Конференции ООН по проблемам окружающей среды, прошедшей в Стокгольме в 1972 году;
- Декларация Конференции ООН по окружающей среде и развитию, состоявшейся в 1992 году в Рио-де-Жанейро;
- Программа действий на XXI век, принятая Генеральной Ассамблеей ООН на ее 19 специальной сессии в 1997 году.

Не остается в стороне от общепланетарных тенденций и наша страна. В России в целях осуществления последовательного перехода к устойчивому развитию указом Президента в апреле 1996 года также была принята «Концепция перехода Российской Федерации к устойчивому развитию». Немаловажен тот факт, что в этом документе нашел свое отражение один из основных принципов Декларации, принятой в Рио-де-Жанейро: для достижения устойчивого развития защита окружающей среды должна составлять неотъемлемую часть процесса развития и не может рассматриваться в отрыве от него.

Однако на пути воплощения в жизнь концепции устойчивого развития перед Россией встает ряд трудноразрешимых проблем. Не секрет, что многие отрасли отечественной экономики структурно деформированы и неэффективны, а негативное воздействие на окружающую среду в России выше, чем в технологически передовых странах. У нас до сих пор не нашла применения широко распространенная в ряде развитых государств, например, в Японии, практика исключения стоимости очистных сооружений из налогооблагаемой базы имущества предприятий и предоставления льготных целевых инвестиционных кредитов, направляемых на оздоровление окружающей среды.

Как и во всякий переходный для страны период, сейчас существенно увеличилась опасность ухудшения экологической ситуации на действующих производствах, что объясняется постоянными финансовыми потрясениями, хроническим несоблюдением технологических режимов, ветхостью оборудования и т.д. Былая практика, опиравшаяся на принудительные методы соблюдения экологической безопасности производства (через нормы, законы и правила), и в наши дни сохраняет устойчивые позиции. Экономический механизм природоохранной деятельности, как и прежде, представляет собой систему платежей за пользование природными ресурсами, за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и другие виды вредного воздействия на природу. Эта система при новых экономических и правовых отношениях морально устарела и не соответствует современным требованиям.

Несомненно, что создание благоприятных предпосылок для снижения загрязнения окружающей среды возможно только объединенными усилиями правительства, законодателей и производителей национального продукта. Назрела необходимость в создании механизма сотрудничества между природоохранными организациями и промышленниками, направленная на совместную подготовку и реализацию экологических программ и проектов, поиск источников их финансирования, оперативный обмен информацией в данной области. Более того, было бы целесообразным изменить методы расчета эффективности производства таким образом, чтобы этот показатель находился в прямой зависимости от экологической безопасности.

### ***Концепция охраны окружающей природной среды***

Современная концепция охраны окружающей природной среды опирается на положения науки о взаимодействии общества и природы, экологическую государственную политику и принципы охраны окружающей природной среды, выработанные в практике развития стран.

Осознание опасности деградации природной среды привело к возникновению новой формы взаимодействия общества и природы – охране окружающей природной среды. Первоначально она проявлялась в форме консервативной, заповедной охраны редких, достопримечательных объектов природы, памятников природы, естественных экологических систем. Интенсивная эксплуатация природных богатств, вызванная развитием промышленности и сельского хозяйства, привела к необходимости нового вида природоохранной деятельности – рациональному использованию природных ресурсов, при котором требования охраны включаются в сам процесс хозяйственной деятельности по использованию природных ресурсов.

Рост масштабов производственной деятельности привел к усилению негативного влияния человека на природу как среду своего обитания, а это в свою очередь поставило под угрозу его жизнь и здоровье, интересы настоящих и будущих поколений людей. При таких условиях стала преобладать осознанная мысль, что существует и действует не только зависимость природы от человека, но и человека от окружающей его среды обитания. В этой связи возникла одна из основных форм охраны – защита окружающей человека среды, в центре внимания которой находится человек, его жизнь, здоровье, его право на здоровую и благоприятную для жизни окружающую среду.

В современных условиях не только совершенствуется содержание формы природоохранной деятельности, но и уточняются цели охраны природной среды и методы их осуществления. От решения задач чисто количественного характера (охрана отдельных природных объектов, рациональное использование определенных ресурсов природы) общество постепенно переходит к коренным проблемам своего взаимодействия с природой – обеспечению качества природной среды, т.е. поддержанию такого состояния естественных и преобразованных человеком экосистем, при котором сохраняется в полном объеме их способность к постоянному обмену веществ и энергии внутри природы, между человеком и природой и воспроизводству жизни.

В естественных экосистемах, не испытавших в значительной степени антропогенного воздействия, качество окружающей природной среды обеспечивается самой природой. При ведении хозяйственной деятельности в таких условиях задача состоит в том, чтобы не нарушать сложившегося баланса. В нарушенных экосистемах улучшение качества окружающей природной среды достигается регулированием степени удовлетворения экономических интересов предприятий-производителей и требований экологической защиты природы. Такой метод регулирования получил название управление качеством окружающей природной среды. В нем проявляется сущность охраны окружающей природной среды в современных условиях – достижение оптимального соотношения экономических и экологических интересов общества, при котором обеспечивается качество жизни человека, т.е. удовлетворяются его материальные и духовные потребности на основе дальнейшего развития экономики и сохраняется здоровая, продуктивная, многообразная окружающая его естественная среда обитания.

### ***Правовые аспекты охраны окружающей природной среды***

Экологическая политика и принципы ее осуществления лежат в основе формирования, развития и совершенствования системы природоохранного законодательства.

*Природоохранным законодательством* называется совокупность юридических норм, принятых государством и направленных на охрану и бережение природных ценностей, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, обеспечение, формирование и улучшение качества окружающей среды в интересах настоящих и будущих поколений.

По своей структуре природоохранное законодательство состоит из головного (основного) закона и отраслевых законодательных актов. Основной природоохранный закон носит комплексный характер, т.е. он по своему содержанию охватывает не один

или группу, а всю совокупность объектов либо всю окружающую природную среду в целом. Характерной чертой этого закона является соединение природоохранного интереса с хозяйственной деятельностью, влияющей на природную среду, экологизацию промышленной деятельности, подчинение требованиям охраны здоровья.

Отраслевое природоохранное законодательство имеет четырехзвенную структуру, подразделяясь на законы, правительственные постановления, нормативные акты министерств и ведомств, акты местных органов власти. Отраслевой принцип правового регулирования охраны природной среды господствует в законодательстве Российской Федерации. Основные природоохранные законы РФ посвящены использованию и охране отдельных объектов природы.

Главной особенностью природоохранного законодательства на современном этапе является возрастание его активной роли в регулировании хозяйственных отношений, во внедрении экологических правил в нормативные акты, регламентирующие планирование, проектирование, строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию предприятий, оборудования и иных объектов, оказывающих прямое и косвенное воздействие на окружающую среду.

Под объектами охраны подразумеваются природные блага, ценности природы, ее достопримечательности и памятники, природные ресурсы, окружающая человека среда. Такими природными объектами являются земля, недра, вода, воздух, растительный и животный мир. Кроме того, в законах отмечаются ландшафты (типичные и редкие ландшафты, пейзажи, характерные пейзажи), памятники природы, достопримечательные места и объекты природы, заповедники, заказники, курорты, зоны отдыха, зеленые насаждения населенных пунктов.

Классифицирующим признаком, по которому определяется отнесение тех или иных объектов материального мира к охраняемым объектам природы, является экологическая взаимосвязь с окружающей природной средой, в силу чего природное вещество, изъятое человеком из природы, перестает быть объектом охраняемой природы и переходит в разряд товарных ценностей.

Помимо отдельных природных объектов природоохранное законодательство предусматривает понятие «природные ресурсы». Закон об охране природы Российской Федерации подчеркивает, что совокупность природных ресурсов составляет природное богатство (Ст. 14 Закона).

Природные ресурсы подразделяются на два вида – *экологические* и *экономические*. В первом случае они охватывают всю природу как источник жизни. Во втором они трактуются в более узком смысле – как источники материального производства общества, объекты потребления природы со стороны общества, служащие естественным сырьем, материалом для хозяйственной деятельности человека. Ограниченность экономических ресурсов природы, их невозполнимость (полезные ископаемые) или относительно длинное по времени их воспроизводство (леса) вызывает необходимость организации их рационального использования.

Цели охраны окружающей природной среды законодательством подразделяются на *общие* и *специальные*. Общие цели состоят в обеспечении благоприятного качества окружающей среды, экологического равновесия, здоровья людей и благосостояния человека, сохранении красот природы, продуктивной и многообразной окружающей естественной среды для людей. Специальные цели указывают на конкретные задачи, вытекающие из общей цели, применительно к отдельным видам природоохранительной деятельности предприятий, охране отдельных природных объектов и комплексов. В частности, специальные цели раскрываются в Основах законодательства РФ о земле, водах, недрах и лесах.

Способы осуществления целей и задач многообразны. В современной экологической литературе довольно часто приходится иметь дело с равнозначной оценкой таких понятий, как охрана окружающей природной среды, защита окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов, обеспечение природопользования и т.д. Охрана все чаще употребляется применительно к природе в собственном ее смысле, а защита – к окружающей человека среде. Такая трактовка воспринята законом РФ об охране природы, она характерна и для международных документов.



В законе об охране природы раскрываются и способы решения экологических задач. Они заключаются в проведении мероприятий по предупреждению, предотвращению и устранению загрязнения окружающей природной среды, иных вредных воздействий хозяйственной деятельности, в организации разумного, научно обоснованного, рационального и планового использования ресурсов природы, восстановлении и воспроизводстве природных богатств, формировании благоприятной для человека окружающей среды, воспитании экологического сознания в обществе, рационального отношения к природной среде как среде жизни человека и материальной основы развития общества.

Охрана окружающей природной среды обеспечивается различными способами – биологическими, химическими, физическими, механическими, санитарно-гигиеническими и т.д. Правовая охрана окружающей среды – один из способов природоохранной деятельности, в которой проявляется экологическая функция государства.

Она состоит в издании и применении законов, постановлений, иных нормативных актов, направленных на охрану окружающей природной среды.

Правовой способ охраны окружающей среды включает:

- объекты природы, подлежащие охране (закрепительные, ограничительные, разрешительные меры охраны);
- контроль за их соблюдением и выполнением;
- меры ответственности и возмещения вреда.

На основе эколого-хозяйственных норм разрабатываются технические нормы и стандарты, в которых реализуются природоохранные императивы. По указанным нормам и стандартам ведется планирование, проектирование, строительство и эксплуатация производственных и иных объектов.

Эти группы норм раскрывают одну сторону правового механизма окружающей природной среды, другой его стороной является система гарантий. В нее входят экономические гарантии (планирование, материальное стимулирование), организационные (управление, контроль), юридические (ответственность) и идеологические (воспитание).

Для оценки результатов и выбора решения важное значение имеет система правовых приоритетов. В законодательстве закрепляются отраслевые приоритеты (земель сельхозназначения, питьевой воды и т.п.) и общие приоритеты, которыми являются здоровье человека, благополучие человека.

Весь этот комплекс норм образует правовую отрасль – *экологическое право*.

Предметом экологического права являются экологические отношения между предприятиями и природой. Эти отношения подразделяются на два вида: *ресурсовые* (земельные, водные, лесные) – отношения по использованию природной среды и *природоохранные* – по ее охране.

Эти два вида отношений существуют в единстве своих взаимосвязей. Но это единство противоречиво. Использование природной среды вызывает необходимость ее охраны. Охрана для выполнения своих задач ограничивает использование требованием соблюдения законов развития природы, т.е. рационализирует его.

Единство и взаимосвязь ресурсовых и природоохранных отношений лежат в основе правового регулирования экологических отношений.

Такое регулирование имеет три этапа. На первом этапе (ресурсовом) главное внимание уделялось организации использования природных ресурсов для удовлетворения потребностей народного хозяйства. Правовое регулирование строилось на базе земельного права. Постепенно в рамках земельного права стала возрастать доля норм, регулирующих водные, горные и лесные отношения. В Российской Федерации этот нормативный процесс привел к формированию права пользования недрами, интегрирующего земельное, горное (недра), водное, лесное отрасли права.

На втором этапе (природоохранном) основная задача правового регулирования экологических отношений проявилась в охране окружающей среды. Многообразие форм охраны природной среды (консервация, рациональное использование, оздоровление) способствовало обособлению этой системы правового регулирования в самостоятельную правовую отрасль.

На третьем этапе (экологическом) возникает необходимость более тесного единения этих двух относительно самостоятельных систем на общей экологической основе. Побудительным фактором выступает хозяйственная деятельность.

Такая проблема возникла в связи с решением вопросов природопользования крупных регионов и природных комплексов. Для этого потребовалось комплексное решение хозяйственных проблем с приоритетом экологических (а не экономических) законов.

Таким образом, развитие форм взаимодействия общества и природы на современном этапе закономерно привело к возникновению экологического права как системы норм, регулирующих ресурсные и природоохранные отношения в процессе хозяйственного использования окружающей природной среды.

Указанная система опирается на действующее природоохранное и ресурсное законодательство, а также эколого-правовые акты хозяйственного, административного, трудового и других отраслей права. Ее принципы закреплены в законе об охране природы.

### ***Возмещение вреда природной среде***

В принципе любая хозяйственная деятельность, связанная с вмешательством в природную среду, нарушает сложившиеся в ней экологические связи и зависимости, причиняет ей вред, который может выражаться в загрязнении путем выброса вредных отходов производства, применении химических средств защиты растений в сельском хозяйстве, порче, повреждении, ухудшении качества отдельных компонентов природы, разрушении экологических связей и экологического баланса при строительстве промышленных объектов и тому подобных результатов преобразовательной деятельности человека.

По своим последствиям вред, причиненный природной среде, может быть *экономическим* и *экологическим*.

Экономический вред проявляется в форме потерь имущества, предполагаемых доходов. Он причиняется природопользователю.

Экологический вред выражается в потерях в природной среде вследствие ее загрязнения, истощения, разрушения. Его особенности заключаются в двух признаках:

- 1) отдаленности факта причинения вреда от его проявления в реальной действительности;
- 2) невозможности и необратимости вреда, когда он причиняется невозводимым объектам природы, здоровью человека, его жизни, генетической программе живого.

Экономический вред возмещается по правилам имущественной ответственности – предоставление равноценной вещи или путем натуральной либо денежной компенсации.

Натуральная и денежная компенсации применяются и при возмещении экологического вреда. Однако натуральная компенсация здесь возможна в строго ограниченных случаях, когда возможно восстановить потери в природной среде и ее ресурсах. Денежная компенсация выражается в затратах на восстановление, оздоровление, улучшение природной среды, ибо не все из них поддаются денежной оценке, а предполагаемый ущерб из-за отдаленности своего проявления не имеет в ряде случаев реального объема.

Экономический и экологический вред взаимосвязаны. Так, экономический вред влечет за собой вред экологический, и наоборот, ухудшение экологической обстановки дает потери в экономике.

Другое важное обстоятельство, которое влияет на способы возмещения вреда природной среде, состоит в делении этого вреда на *правомерный* и *противоправный*. Правомерный вред разрешается законом в силу неизбежности хозяйственной деятельности. Неправомерный или противоправный вред возникает в результате нарушения природоохранного законодательства в хозяйственной деятельности.

Объективной границей между ними служат установленные законодательством пределы хозяйственного воздействия на природную среду, исключающие наступление вредных последствий. К числу таких объективных критериев для разграничения относятся государственные стандарты качества окружающей природной среды, иные условия, определяющие возможность и допустимость нормального экологического риска.

Правомерный вред носит плановый характер. Он исходит из реальных возможностей восстановления потерь в природной среде. Поэтому причинение такого вреда в процессе производственно-хозяйственной деятельности и его возмещение предусматриваются в государственных плановых заданиях. Обязанность министерств и ведомств, предприятий и организаций по возмещению правомерного вреда вытекает из их хозяйственной деятельности по факту причинения вреда и носит название *экономической ответственности*.

Неправомерный вред является составной частью экологического правонарушения. Он возмещается при наличии вины причинителя вреда в порядке юридической, а точнее, гражданско-правовой ответственности.

Эти два вида ответственности выполняют следующие функции:

- репарационные (компенсация причиненного вреда);
- репрессивные (наказание за вред путем взыскания стоимости причиненного вреда или возложение обязанности по ликвидации его последствий в натуре);
- воспитательные (влияние на правовое и экологическое воспитание природопользователя и предупреждение возникновения вреда).

Если юридические меры ответственности связываются, как правило, с нарушением установленных правовых предписаний в области охраны окружающей среды, то экономические меры обычно наступают по факту причинения вреда природной среде.

Экономические меры выполняют три функции. Первостепенное значение имеет их стимулирующая функция, позволяющая материально заинтересовать предприятия, загрязняющие природную среду, в проведении комплекса природоохранных мероприятий по обеспечению экологической безопасности. Другая функция – компенсационная, направленная на восстановление потерь в природной среде. Следует отметить также и превентивное влияние подобных мер для предупреждения возможных уклонений от требований экологической безопасности при планировании, размещении и проектировании предприятий-загрязнителей и других объектов.

К экономическим мерам относятся различные виды хозяйственных платежей за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, платы за пользование природными ресурсами, компенсации потерь в природной среде. Как правило, они применяются в случаях правомерного причинения вреда в ходе хозяйственной деятельности. Размер таких платежей повышается, если природопользователь превышает установленные для него рамки воздействия на природную среду.

Наиболее распространенная мера экономического воздействия – хозяйственные платежи, которые устанавливаются за использование природной среды для сбора и выброса отходов производства. Они существуют в виде хозяйственных штрафов, взносов, сбросов с предприятий-ресурсопользователей. Хозяйственные платежи взыскиваются в установленном порядке за счет средств предприятия и направляются на проведение мер по охране природной среды.

Экономические нормативы платы за выбросы загрязняющих веществ в природную среду учитывают особенности природных комплексов, составы и свойства выбросов, затраты, необходимые для ликвидации или предотвращения загрязнения. Источником таких платежей является прибыль (доход) предприятия. За превышение допустимых выбросов, аварийное загрязнение природной среды размер платы повышается в кратном размере по отношению к нормативу. Плата за выбросы взыскивается в бесспорном порядке.

Экологические правонарушения меньшей степени опасности являются предметом административной ответственности. Наиболее распространенной мерой административной ответственности за экологические правонарушения является денежный штраф, налагаемый в соответствии с законом государственным природоохранным органом.

Кроме того, в числе мер административного воздействия применяются: предупреждение, замечание, общественное порицание, изъятие незаконно произведенной продукции, орудий, инструментов и других предметов, используемых для незаконного присвоения объектов природы. В качестве меры административного пресечения используется такое средство воздействия на нарушителя, как ограничение или запрещение, прекращение деятельности хозяйственного объекта, загрязняющего окружающую среду.

## Организация и управление охраной окружающей природной среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности

Служба охраны окружающей среды на нефтедобывающих предприятиях создается с целью организации природоохранной деятельности предприятий и всех его подразделений. На нее возлагается ответственность за обеспечение осуществления мероприятий по охране окружающей среды, регламентированных соответствующими нормативными актами. В своей работе служба руководствуется принципами управления охраной окружающей среды, в основе которых лежат *целевой* и *комплексный* подходы к проблеме.

Природоохранная деятельность предприятий строится с учетом единства цели и основных интересов охраны окружающей среды на всех уровнях хозяйствования от предприятия до народного хозяйства в целом. Основной целью природоохранной деятельности нефтегазодобывающих объединений и входящих в его состав предприятий и организаций является снижение отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду. Следовательно, основной задачей служб по охране окружающей среды является организация работ по снижению отрицательного воздействия предприятий на окружающую среду региона.

Охрана окружающей природной среды охватывает целый комплекс технических, технологических, организационных и экономических мероприятий, осуществляемых с одной целью – снижения воздействия производственных процессов на окружающую среду. Отсюда возникает необходимость разработки подхода к организации управления этой сферой деятельности предприятий.

Принцип комплексности в управлении охраной окружающей среды предполагает учет всех сторон природоохранной деятельности, включая вопросы:

- определения окружающей среды в процессе производства, источников и масштабов загрязнения, а также оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением среды;
- внедрения природоохранных мероприятий и определения их экономической эффективности;
- общей оценки природоохранной деятельности предприятий;
- разработки эффективных путей снижения отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду.

Определение путей повышения природоохранной деятельности нефтегазодобывающих объединений и его предприятий предполагает не только разработку и внедрение наиболее эффективных мероприятий, но и совершенствование нормирования и планирования затрат на охрану среды, совершенствование системы экономического стимулирования внедрения мероприятий, улучшение организации работ и материально-технического снабжения, повышение роли моральных стимулов, улучшение пропаганды и т.д.

Одним из важнейших принципов управления природоохранной деятельностью предприятий является учет специфики воздействия отрасли на окружающую среду. Основная специфика нефтедобывающей промышленности состоит в территориальной разбросанности промысловых объектов, большой протяженности нефтепроводов и водоводов, токсичности и экологической опасности применяемых материалов и химреагентов, нефтепромысловых сточных вод и отходов производства для окружающей среды, водоемкости технологических процессов и потреблении большого количества пресной воды. Это усиливает опасность загрязнения водоемов, земель и воздушного бассейна на значительных территориях и нанесения ущерба большому числу предприятий и хозяйств, расположенных на территории нефтедобывающего района. Поэтому охрана окружающей среды выдвигается в число основных производственных задач коллективов предприятий.

Важным принципом управления охраной окружающей среды является народнохозяйственный, государственный подход к проблеме. Суть народнохозяйственного подхода состоит, прежде всего, в том, что деятельность предприятий должна быть оценена с точки зрения того ущерба, который причиняется различным отраслям народного хозяйства загрязнением окружающей среды данным предприятием. Кроме то-

го, при расчетах экономической эффективности мероприятий по охране окружающей среды необходимо учитывать народнохозяйственный эффект от предотвращения загрязнения. Мероприятия, осуществляемые нефтяными предприятиями, несмотря на большие затраты по их внедрению, являются эффективными с точки зрения народнохозяйственных интересов. Такой подход позволит преодолеть субъективную преграду на пути внедрения природоохранных мероприятий, выражающуюся в отношении к затратам на охрану окружающей среды со стороны производителей как к неэффективным, снижающим рентабельность собственного производства.

Для координации природоохранной деятельности всех предприятий и организаций, входящих в состав нефтегазодобывающего объединения, функционирует специальный отдел охраны окружающей среды в аппарате управления производственного объединения согласно существующему «Типовому положению об отделе охраны окружающей среды и недр производственного предприятия».

Согласно типовому положению, отдел подчиняется генеральному директору или главному инженеру предприятия. Основной функцией отдела является руководство подразделениями службы охраны окружающей среды предприятий и организаций и ведомственный контроль за их деятельностью. На отдел возлагается ответственность за разработку и осуществление мероприятий, направленных на уменьшение вредного воздействия производственной деятельности предприятия на окружающую среду, за технически правильное и перспективное развитие предприятий и организаций в вопросах охраны окружающей среды.

В соответствии с основными задачами по охране и рациональному использованию природных ресурсов на отдел охраны окружающей среды производственного предприятия возлагаются следующие функции:

1. Разработка и представление в установленном порядке в вышестоящую организацию, координирующим организациям сводных проектов комплексных программ, перспективных и годовых планов по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов по производственному предприятию и контроль за выполнением этих планов и программ.

2. Разработка и согласование с природоохранными органами, а также с Государственным санитарным надзором, Государственной инспекцией рыбоохраны, Государственной инспекцией по регулированию использования и охране вод и Государственной инспекцией по контролю за работой газоочистных и пылеулавливающих установок в установленном порядке сводных комплексных программ, перспективных и годовых планов внедрения достижений науки и техники по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов производственного предприятия и контроль за осуществлением этих программ и планов.

3. Определение соответствия техники и технологии, применяемой в производственном предприятии, современному уровню развития науки и техники в части требований охраны природы и рационального использования ресурсов.

4. Согласование заказов, технических заданий и условий на создание и внедрение новых технологических процессов, технических средств в части охраны природы, в том числе и технологических процессов, заимствованных из других отраслей и закупаемых за рубежом.

5. Участие в создании и внедрении новых технологических процессов, технических средств и организации оснащения источников загрязнения очистными сооружениями, обеспечивающими снижение выбросов вредных веществ в водоемы, атмосферу и почву до нормативов предельно допустимых выбросов (сбросов) или временно согласованных выбросов (сбросов). Осуществление контроля за эксплуатацией этих сооружений.

6. Рассмотрение проектной документации и выдача заключений в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов, включая:

- проекты новых технологических процессов, технических средств, препаратов;
- проекты реконструкции технологических процессов, технических средств, в том числе на применение техники и технологических процессов;
- внедрение пусковых комплексов и т.д.

7. Организация проведения конференций, совещаний, семинаров, школ передового опыта и выставок по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов.

8. Ведомственный плановый и выборочный контроль за деятельностью предприятий и организаций в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов.

9. Участие в планировании и контроль за рациональным использованием материальных, финансовых и людских ресурсов на охрану окружающей среды и недр производственного предприятия.

С целью обеспечения эффективного контроля за состоянием природной среды на территории нефтегазовых месторождений, оперативного проведения мероприятий по предотвращению загрязнения окружающей среды на всех предприятиях и подразделениях (НГДУ, УБР) созданы эффективные, активно действующие службы охраны окружающей среды. Основная обязанность такой службы – организация работ по охране окружающей среды.

Основной работой этого подразделения является ежегодная паспортизация всех источников загрязнения окружающей среды, разработка мероприятий по снижению отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду, анализ и контроль результатов и их выполнения, привлечение к делу охраны среды всех руководителей предприятий, цехов и подразделений и общественных организаций.

#### ***Принципы управления охраной природы в нефтяной и газовой промышленности***

Проблему охраны природы невозможно решить в отрыве от целого ряда вопросов, связанных с функционированием экономического механизма природопользования.

Основными функциями управления являются планирование, организация, контроль, регулирование, учет и т.п.

Функция планирования при управлении качеством окружающей среды приобретает первостепенное значение, причем в управлении окружающей средой различают две стороны: *управление через организацию экономической деятельности и управление непосредственно объектами окружающей среды.*

Главной целью управления должно быть развитие экономики при уменьшении потребления и использования ресурсов окружающей среды. При этом необходимо добиваться ограничения отрицательного воздействия производства на окружающую среду и, если возможно, улучшения состояния окружающей среды.

В соответствии с действующими принципами ответственность за состояние охраны окружающей среды возложена на главных инженеров предприятий и организаций производственных объединений, которые отвечают за:

- организацию расследования и оперативное руководство ликвидацией загрязнений водоисточников и земельных угодий при залповых выбросах;
- охрану окружающей среды и организацию расследования, оперативное руководство ликвидацией загрязнений водоисточников и земельных угодий;
- охрану окружающей среды и организацию расследования, оперативное руководство ликвидацией загрязнений водоисточников при залповых выбросах при бурении скважин;
- охрану недр и окружающей среды при разведке и разработке нефтяных месторождений.

На предприятиях и организациях, входящих в состав производственных объединений, внедряется комплекс мероприятий по охране и рациональному использованию природных ресурсов.

При бурении скважин производятся следующие мероприятия:

- внедрение кустового способа строительства скважин с целью сокращения занятия сельскохозяйственных земель;
- сохранение плодородного слоя почвы, рекультивация временно отведенных земель после окончания бурения;
- организация учета земель;

- очистка и повторное использование буровых растворов;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнений;
- применение нетоксичных реагентов для приготовления промывочных жидкостей;
- применение соответствующих типов промывочных жидкостей для предотвращения нефтегазопроявлений;
- цементирование скважин до устья для исключения загрязнения пресноводных горизонтов;
- ликвидация буровых отходов и горюче-смазочных материалов без нанесения ущерба природе;
- обеспечение цехов и подразделений УБР схемами подъездов к буровым, строительства ЛЭП и водоводов;
- осуществление инструктажа водителей всех транспортных средств и спецтехники о маршрутах проезда к объектам и о недопустимости заезда на сельскохозяйственные угодья;
- внедрение других мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов.

При добыче, подготовке и транспортировке нефти и газа осуществляются следующие мероприятия:

- очистка и повторное использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового давления (ППД) нефтяных и газовых месторождений;
- строительство мощностей по очистке и утилизации сточных вод;
- организация предварительного сброса попутной воды на месторождениях;
- защита трубопроводов и оборудования от коррозии, подбор и применение ингибиторов и бактерицидов;
- регулярный контроль за техническим состоянием и герметичностью фонда скважин, трубопроводов и оборудования, своевременное обнаружение и ликвидация утечек;
- всемерное сокращение расхода пресной воды;
- сбор и утилизация попутного нефтяного газа;
- использование сточных вод сторонних предприятий для заводнения продуктивных пластов;
- ремонт и замена старых трубопроводов и оборудования нефтяных и нагнетательных скважин;
- контроль за качеством строительства трубопроводов;
- разработка мер по защите окружающей среды при ремонтных и восстановительных работах на скважинах;
- охрана земельных ресурсов, восстановление земель после загрязнения;
- ликвидация нефтяного шлама без нанесения ущерба окружающей среде и т.д.

В нефтегазодобывающих управлениях (НГДУ) в составе цеха научно-исследовательских и промышленных работ (ЦНИПР) организованы лаборатории охраны окружающей среды. Лаборатория выполняет следующие работы:

- исследование химического состава вод из контрольных водопунктов, составление обзорных карт районов деятельности НГДУ и схемы бассейнов рек с нанесением возможных источников загрязнения, разработка мероприятий по предотвращению загрязнения водных источников;
- паспортизация нефтепроводов и водоводов, анализ их работы и причин аварийности, выявление опасных мест, разработка мероприятий по повышению их надежности и снижению аварийности;
- определение и изучение скорости коррозии на установках и трубопроводах, разработка мероприятий по снижению аварийности;
- испытание и внедрение новых ингибиторов коррозии и бактерицидов;
- обоснование норм расхода ингибиторов, контроль за состоянием дозировки ингибиторов в систему трубопроводов;
- контроль качества подготовки сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты;

- исследование параметров рабочих зон (замеры уровня шума, вибрации, эффективности работы вентиляционных установок, освещенности рабочих мест, загазованности в цехах и на рабочих местах), разработка мероприятий;

- определение потерь нефти при подготовке, внутривидовом сборе и транспортировке.

На службу охраны окружающей среды УБР возлагаются следующие обязанности:

- организация учета земель;
- составление графика и контроль за возвратом временно занимаемых земель;
- обеспечение максимального внедрения кустового способа строительства скважин с целью сокращения занятия сельскохозяйственных угодий;

- обеспечение цехов и подразделений УБР схемами подъездов к буровым, строительства ЛЭП и водоводов, согласованными с землепользователями;

- осуществление инструктажа водителей всех транспортных средств и спецтехники о маршрутах проезда к объектам и о недопустимости заезда на сельскохозяйственные угодья;

- осуществление контроля за выполнением всеми подразделениями и цехами УБР мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов.

В состав задач служб охраны окружающей среды входят также разработка плана природоохранных мероприятий, оперативные (квартальные или месячные) планы внедрения мероприятий, ежемесячный контроль за выполнением этих мероприятий. Каждый месяц в отдел труда и заработной платы представляется справка о выполнении мероприятий по охране окружающей среды, где расшифровываются причины невыполнения мероприятий. Сведения о выполнении плана мероприятий по охране окружающей среды учитываются при оплате труда инженерно-технических работников за результаты производственной деятельности предприятий.

Неудовлетворительным остается качество очистки нефтепромысловых сточных вод, что обусловлено, прежде всего, нехваткой очистных сооружений и аварийным состоянием имеющихся мощностей. Имеют место выбросы нефтяного газа в атмосферу и сжигание его в факелах из-за нехватки сооружений по его утилизации или отсутствия потребителей, особенно на сероводородсодержащий попутный газ. Не ликвидированы факты залповых сбросов загрязняющих промышленных стоков в водоемы, порчи земель в результате порывов нефтепроводов и водоемов сточных вод. Много аварийных случаев на нефтедобывающих предприятиях. Не повсеместно организован учет водопотребления и водоотведения, практически отсутствует учет потерь нефти и сточных вод при добыче, подготовке и транспортировке, выхода прочих загрязняющих веществ в окружающую среду.

### ***Система информационного обеспечения***

Система информационного обеспечения состоит из количественных показателей о ресурсах, загрязняющих агентах, их объемах, об источниках загрязнения, санитарном состоянии окружающей среды и т.п.

В настоящее время в отрасли данные по использованию ресурсов и загрязнению окружающей среды представляются в директивные органы как сводный отчет по формам статотчетности № 2-ТП (водхоз) «Отчет по охране атмосферного воздуха», № 2-ТП (водхоз) «Отчет об использовании воды», № 3-ОС «Отчет о ходе строительства водоохраных объектов и прекращения сброса загрязняющих сточных вод». Содержащаяся в этих документах информация в достаточном объеме отражает количество и качество веществ, загрязняющих водоемы и атмосферу. Однако контроль за заполнением документов еще затруднен. Особую сложность в получении необходимой информации представляет первичный учет загрязнений. Слабая техническая оснащенность инструментальным оборудованием не позволяет подразделениям, ответственным в отрасли за охрану природы, проводить достаточно точный контроль. В связи с этим для отрасли особую важность имеют методические разработки по экологической и экономической оценке, построенные на укрупненных показателях с использованием минимума информации. Использование в качестве основы информационного



обеспечения данных по отдельным мероприятиям позволит наряду с совершенствованием планирования организовать качественный контроль и учет.

***Совершенствование системы экономического стимулирования природоохранной деятельности нефтегазодобывающих предприятий***

Одной из причин имеющихся недостатков в работе предприятий по охране окружающей среды является отсутствие в настоящее время всеобщей, гибкой и достаточно эффективной системы экономического стимулирования внедрения природоохранных мероприятий.

Мероприятия по охране окружающей среды могут быть осуществлены, как известно, с помощью технических, организационных и экономических мер. Действенность этих мер зависит от экономического стимулирования, повышающего материальную заинтересованность коллективов предприятий в разработке и внедрении природоохранных мероприятий.

В настоящее время существуют следующие формы экономического стимулирования природоохранной деятельности предприятий:

- плата за водопотребление;
- штрафные санкции за загрязнение окружающей среды;
- банковские кредиты на строительство природоохранных объектов;
- освобождение от платы за производственные фонды по охране окружающей среды;
- материальное поощрение работников за внедрение природоохранных мероприятий.

Их действенность и пути совершенствования можно рассмотреть на примере бывшего производственного объединения «Башнефть».

С целью сокращения потребления пресной воды на производственные нужды с 1 января 1982 года была введена плата за воду, забираемую промышленными предприятиями из водохозяйственных систем. Расчеты с бюджетом производились согласно инструкции Министерства финансов СССР № 124 от 15 июня 1981 года «О порядке начисления и сроках внесения в бюджет платы за воду, забираемую промышленными предприятиями из водохозяйственных систем».

Объединения централизованно вносили ежемесячно в бюджет плату за воду. Месячные нормативы (лимиты) забора воды исчислялись предприятиями-водопользователями в пределах годового норматива (лимита), установленного органами по регулированию использования и охраны вод (территориальными бассейновыми инспекциями).

Затраты промышленных предприятий на оплату воды в пределах лимита включались в плановую себестоимость продукции. Затраты за сверхлимитный забор воды относились на фактическую себестоимость продукции и учитывались по статье «Непроизводительные расходы».

В этот же период были законодательно введены штрафные санкции и компенсации за нарушение предприятиями установленных норм и правил водопотребления и водоотведения, использования земельных и других видов природных ресурсов.

Одним из видов штрафов являлся штраф за ущерб, нанесенный сельскому хозяйству загрязнением земель.

Одним из экономических рычагов в стимулировании строительства природоохранных объектов являются налоговые льготы – освобождение от платы за производственные фонды. Плата за фонды не взимается с сооружений, предназначенных для предотвращения или уменьшения загрязнения водных и земельных ресурсов, воздушного бассейна и недр земли в процессе производства.

Система налоговых льгот, выражающаяся в освобождении от платы за пользование основными фондами природоохранного назначения, не в достаточной мере стимулирует предприятия к строительству новых и реконструкции действующих сооружений.

В настоящее время основная доля работ по охране окружающей среды требует больших затрат на их проведение. Эти мероприятия дают народнохозяйственный экономический эффект, связанный со снижением ущерба в других отраслях народного хозяйства в результате уменьшения загрязнения окружающей среды в целом.

### **Источники и масштабы техногенного загрязнения в нефтяной промышленности**

При добыче нефти объем, качественный и количественный состав загрязняющих веществ определяются физико-химическими свойствами извлекаемого флюида, технологией разработки залежей, системой сбора и транспортировки нефти.

При проведении геологоразведочных работ, эксплуатации месторождений и транспортировке нефти происходит изъятие земельных площадей, загрязнение природных вод и атмосферы. Все компоненты окружающей среды в районах нефтедобычи испытывают интенсивную техногенную нагрузку, при этом уровень негативного воздействия определяется масштабами и продолжительностью эксплуатации залежей углеводородов. Процессы разведки, бурения, добычи, подготовки, транспортировки и хранения нефти и газа требуют больших объемов воды для технологических, транспортных, хозяйственно-бытовых и противопожарных нужд с одновременным сбросом таких же объемов высокоминерализованных, содержащих химические реагенты, поверхностно-активные вещества и нефтепродукты, сточных вод.

Источники загрязнения территории и водных объектов на нефтепромыслах присутствуют в той или иной мере на любом участке технологической схемы от скважины до нефтяных резервуаров нефтеперерабатывающих заводов.

Основными загрязнителями окружающей среды при технологических процессах нефтедобычи являются:

- нефть и нефтепродукты;
- сернистые и сероводородсодержащие газы;
- минерализованные пластовые и сточные воды нефтепромыслов и бурения скважин;
- шламы бурения, нефте- и водоподготовки;
- химические реагенты, применяемые для интенсификации процессов нефтедобычи, бурения и подготовки нефти, газа и воды.

#### ***Источники загрязнения***

Для разработки природоохранных мероприятий, исключающих негативное влияние процессов строительства скважин на объекты природной среды, необходимо знание источников загрязнения окружающей среды. Под *источником загрязнения* понимаются технологические процессы, воздействующие на природную среду при строительстве скважин.

Источником геомеханических нарушений являются следующие технологические процессы:

- снятие и складирование плодородного слоя земли при подготовке территории буровой;
- устройство насыпной площадки под буровую (при кустовом строительстве скважин);
- устройство шламовых амбаров (земляных котлованов) – для сбора и хранения отходов бурения;
- сооружение технологических площадок под оборудование буровой;
- засыпка шламовых амбаров при их ликвидации;
- рекультивация территории буровой;
- строительство дорог;
- вырубка, корчевание леса.

Гидрогеологические нарушения связаны с процессом бурения и выражаются в поступлении в водоносные горизонты загрязнителей (поглощение буровых растворов) или водопроявлениях, что приводит к изменению гидрогеологического режима естественного функционирования водоносного комплекса.

Под *самоочищающей способностью природной среды* понимают процессы, сопровождающиеся окислением (трансформацией) ЗВ, их разложением или распадом, а также нейтрализацией и биологическим превращением в другие, экологически чистые формы.

### ***Характер загрязнения природной среды***

Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные вещества, нефть и нефтепродукты, органические вещества, растворимые минеральные соли, а также различные примеси. Количественное соотношение между минеральными и органическими загрязнителями буровых сточных вод может изменяться в широких пределах. Оно зависит от специфики обработки буровых растворов, системы водопотребления и др.

Загрязняющие вещества отработанного бурового раствора определяются применяемыми химическими реагентами и материалами, а также составом разбуриваемых пород. Эти отходы сильно загрязнены нефтью, содержат в своем составе значительное количество органики и минеральных солей, в т.ч. токсичных для водоемов, почвогрунтов и почвенно-растительного покрова.

Загрязняющие свойства бурового шлама обусловлены минералогическим составом выбуренной породы и остающимися в ней остатками бурового раствора. Анализ состава и физико-химических свойств шлама показывает, что поверхность частиц шлама адсорбирует химреагенты из буровых растворов. За счет этого он проявляет загрязняющие свойства: в его составе имеется значительное содержание нефти и нефтепродуктов, опасной для объектов природной среды органики, растворимых минеральных солей.

Таким образом, отходы бурения представляют опасность для объектов природной среды.

В настоящее время характер и последствия загрязнения объектов природной среды при бурении скважин мало исследованы. Поэтому пока невозможно дать однозначную характеристику процессам, протекающим в природной среде вследствие ее загрязнения при бурении и оценить последствия этого негативного воздействия.

Но можно обобщить и систематизировать данные о характере и последствиях загрязнения природной среды при бурении.

Если учесть, что все используемые при бурении материалы и химреагенты в конечном итоге уходят в отходы, то можно рассчитать, что в среднем на 1 м<sup>3</sup> отходов приходится до 68 кг загрязняющей органики, не считая нефти и нефтепродуктов, а также загрязнителей минеральной природы.

### ***Влияние отходов на водные объекты***

Установлено, что безвредная для рыб и беспозвоночных концентрация отработанного бурового раствора в условиях Каспийского моря составляет не более 12,1 мг/л при содержании механических примесей до 1000 мг/л. В то же время показано, что концентрация отработанного бурового раствора в воде, превышающая 7 мг/л, уже на седьмой день приводит к торможению развития икринок рыб, нормальное же их развитие возможно при разведении промывочной жидкости водой в 26 тыс. раз.

Наиболее опасны для рыб баритовый утяжелитель, известь, каустическая сода, бихромат калия и др.

Особое внимание уделяется нефтяному загрязнению водоемов. По расчетам некоторых авторов, в водные объекты может поступать до 30 % нефти, теряемой при строительстве скважины. Как закономерность, следует отметить повышенное содержание нефти и нефтепродуктов в реках основных районов бурения. Особенно это характерно для заболоченных местностей. Между объемами буровых работ и уровнем загрязненности объектов нефтью и нефтепродуктами имеется определенная взаимосвязь.

Так, точно известно, что в 1985 году на объектах буровых работ только Главтюменнефтегаза использовано 35 тыс. тонн химических реагентов, из которых более 90 % попало на поверхность водосборов, рек и озер. Очевидно, что такие сбросы вредных веществ в окружающую среду вполне способны вызвать в ней необратимые экологические сдвиги.

### ***Влияние отходов на почву***

При этом следует рассматривать вопросы агроэкологической оценки загрязняющего влияния отработанного бурового раствора (ОБР), буровых сточных вод (БСВ), шлама (Ш) и отдельных химреагентов.

Что касается воздействия ОБР на почву, то известно, что они снижают ее микробиологическую деятельность в 8–29 раз.

Изучение последствий загрязнения наземного растительного покрова отходами бурения показало, что:

1) на всех пораженных участках наблюдается лишь незначительное восстановление растительного покрова. Даже по истечении 15 лет растительность восстанавливается менее чем на половину;

2) во всех случаях сразу после разлива отходов бурения, особенно содержащих нефть, растительный покров практически полностью уничтожается. Основной причиной гибели растений является вытеснение кислорода из почвы.

Миграция нефтяного загрязнения зависит от сорбционной способности грунтов. В общем случае грунты могут сорбировать меньшее количество нефти, чем воды. Чем выше насыщенность грунтов водой, тем ниже их способность сорбировать нефть.

Значительное количество токсичных элементов поступает в биосферу при выбросах подземных минерализованных вод.

При поисково-разведочном бурении на нефть должны проводиться гидрогеологические исследования с целью предотвращения нарушения геологической среды.

Разведка и бурение на нефть на Крайнем Севере сопровождается нарушением теплофизического равновесия в условиях многолетней мерзлоты и проявлением эрозионных процессов на поверхности земли.

Строительство скважин в районах многолетней мерзлоты приводит к развитию термокарста и просадкам, что вызывает нарушение природных ландшафтов. Известны случаи аварий из-за протаивания мерзлых пород в прискважинной зоне под действием тепла в процессе бурения. В результате разрушения многолетнемерзлых пород может начаться интенсивное фонтанирование нефти и газа через устье или по заколонному пространству. Возможно также образование приустьевых кратеров, размеры которых в поперечнике достигают 250 м.

### **Заключение**

Возведение и эксплуатация нефтегазового комплекса вызывает негативные геоэкологические последствия как при аварийных, так и при штатных ситуациях. Область с постоянно нарушенным почвенно-растительным покровом составляет до 5–7 %, а области с импульсным (одноразовым) нарушением покрова – до 50 % площадей, вовлеченных в освоение. Зона сплошного уничтожения растительного покрова, где применяется планировка трасс трубопроводов, составляет 15 % всей площади освоения.

Наибольшее нарушение земельного ландшафта наблюдается вдоль северных магистральных трубопроводов, проложенных в неустойчивых грунтах.

Хрупкость природы северных регионов общеизвестна. Этому способствует широкое распространение вечной мерзлоты, сильная заболоченность и заводненность территории, весьма тонкий мохорастительный покров, замедленное протекание биохимических процессов из-за долгой полярной зимы и другие факторы.

При нарушении растительного покрова, служащего теплоизоляцией, мерзлый грунт обнажается, и активизируются термоэрозионные явления, нарушается гидрогеологический режим, деградирует ландшафт.

Для восстановления нарушенных территорий в зонах вечной мерзлоты успешно используется технология технической рекультивации, а также технология инженерно-биологической стабилизации, которые позволяют остановить процессы деградации тундровых земель.

Главная задача проектировщиков, строителей и эксплуатационников – построить и эксплуатировать экологически безопасные трубопроводы. В соблюдении строгого экологического режима важную роль играют нормативы и проектные решения.

К сожалению, до сих пор проектирование трубопроводных систем ведется без предварительной оценки и анализа риска их эксплуатации, т.е. уровня потенциальной опасности для окружающей среды. Задача теории риска – не только выявлять «слабые» звенья технологической цепи, но и прогнозировать развитие событий в случае возникновения аварий.

Разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

### Литература:

1. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 1. – 248 с.
3. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений : сборник нормативных актов и документов для студентов вузов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – Ч. 2. – 218 с.
4. Пилавова Е.В., Чебураков Б.Ю., Савенок О.В., Кусов Г.В. Промышленная безопасность работ в нефтяной и газовой промышленности. Вопросы и ответы : учебное пособие для профессиональной подготовки и дополнительного образования по профессиям в нефтяной и газовой промышленности. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2010. – 116 с.
5. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
6. Экологическая оценка нефтегазовой отрасли. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65635a3bc78b4d53b89421206d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65635a3bc78b4d53b89421206d36_0.html)
7. Савенок О.В., Мариампольский Н.А., Прокошин А.Г., Корнев Г.А., Вершков А.Н. Электроактивация технической воды, используемой для приготовления буровых растворов // Труды КубГТУ. Серия: Нефтегазопромысловое дело. – Краснодар : КубГТУ, 1999. – Т. 3. – Вып. 1. – С. 287–291.
8. Кусов Г.В. Некоторые аспекты совершенствования законодательства о недропользовании // Сборник докладов 4-й Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (29 сентября – 3 октября 2003 года, г. Анапа, Краснодарский край) / Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «НК «Роснефть-Термнефть», ОАО «РосНИПИ-термнефть». – Краснодар : Издательство «ЭДВИ», 2004. – С. 442–443.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Правовые основы государственного контроля недропользования в нефтегазодобывающей промышленности // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 19. – С. 294–298.
10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Ответственность Буровой компании за нарушение законодательства в сфере природопользования // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2005. – Вып. 21. – С. 93–95.
11. Савенок О.В. Анализ состояния природной среды нефтедобычи с осложненными условиями эксплуатации // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 1. – С. 16–20.
12. Савенок О.В., Кошелев А.Т. Методы мониторинга природной среды нефтедобычи и разработка структуры экологической компоненты с прогнозной составляющей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 5. – С. 30–36.
13. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 28–32.
14. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 32–34.
15. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.
16. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 9. – С. 39–42.

17. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Очистка и утилизация сточных вод при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 4. – С. 72–75.

18. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития : сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа : АЭТЕРНА, 2016. – С. 191–199.

19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 280–282.

20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 1. – С. 50–54.

21. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 121–123.

22. Кусов Г.В. Современные тенденции в развитии общественных отношений в сфере недропользования в России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 5: Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки. – С. 209–212.

23. Кусов Г.В., Барамбонье Соланж, Савенок О.В. Характеристика сточных пластовых вод как отходов нефтедобывающей отрасли // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института (09–10 февраля 2018 г.). Секция 5: Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 207–209.

24. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 189–205.

25. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 112–122.

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_61.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf)

28. Савенок О.В., Кусов Г.В. Основы недропользования и лицензирования месторождений нефти и газа : методические указания по изучению дисциплины для студентов всех форм обучения направления 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 24 с.

29. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2012620473. Заявка № 2012620234. Дата поступления 2 апреля 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 25 мая 2012 г.

30. Кусов Г.В., Савенок О.В. Нормативно-техническое регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620243. Заявка № 2012621486. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

**References:**

1. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. *Ekologiya at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions.* – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
2. Kusov G.V., Savenok O.V. *Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions.* – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 1. – 248 p.
3. Kusov G.V., Savenok O.V. *Normative and technical regulation of development of oil and gas fields : the collection of regulations and documents for students of higher education institutions.* – Krasnodar : Publishing house – the South, 2010. – Part 2. – 218 p.
4. Pilavova E.V., Cheburakov B.Yu., Savenok O.V., Kusov G.V. *Industrial safety of works in the oil and gas industry. Questions and answers : the manual for vocational training and additional education by professions in the oil and gas industry.* – Krasnodar: Publishing house – the South, 2010. – 116 p.
5. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. *Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction.* – Novocherkassk : Face, 2016. – 290 p.
6. *Ecological assessment of the oil and gas industry.* – URL : [http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65635a3bc78b4d53b89421206d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65635a3bc78b4d53b89421206d36_0.html)
7. Savenok O.V., Mariampolsky N.A., Prokoshin A.G., Kornev G.A., Vershkov A.N. *Elektroaktivation of the service water used for preparation of drilling muds // Trudy KubGTU. Series: Oil and gas business.* – Krasnodar : KubGTU, 1999. – T. 3. – Issue 1. – P. 287–291.
8. Kusov G.V. *Some aspects of improvement of the legislation on subsurface use // the Collection of reports of the 4th International conference «Development and Production Hardly Removable and High-viscosity Neft» (on September 29 – on October 3, 2003, Anapa, Krasnodar Krai) / the Rosneft Oil company, JSC Rosneft-Termneft Oil Company, JSC ROSNIPI-termneft.* – Krasnodar : EDVI publishing house, 2004. – P. 442–443.
9. Kusov G.V., Savenok O.V. *Legal bases of the state control of subsurface use in oil and gas industry // the Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts».* – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 2004. – Issue 19. – P. 294–298.
10. Kusov G.V., Savenok O.V. *Otvetstvennost of the Drilling company for violation of the legislation in the sphere of environmental management // the Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts».* – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 2005. – Issue 21. – P. 93–95.
11. Savenok O.V. *Analiz of a condition of the environment of oil production with the complicated service conditions // the oil Engineer.* – 2013. – No. 1. – P. 16–20.
12. Savenok O.V., Koshelev A.T. *Methods of monitoring of the environment of oil production and development of structure ecological components from an expected component // Construction of oil and gas wells by land and by sea.* – 2013. – No. 5. – P. 30–36.
13. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Avenok O.V. *The factors causing ecological danger of oil production // the Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa).* – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 28–32.
14. Bondarenko V.A., Chuykin E.P., Savenok O.V. *Environmental monitoring of wells IV of the horizon of the Anastasiyevsko-Troitsky field in the conditions of an intensive peskoproyavleniye // the Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa).* – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 32–34.
15. Berezovsky D.A., Pantsarnikov D.S., Avenok O.V. *Ecological justification of design documents on development of gas fields of Krasnodar Krai // the Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa).* – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 34–35.
16. Arutyunov T.V., Avenok O.V. *Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // Environment protection in an oil and gas complex.* – 2015. – № 9. – P. 39–42.
17. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Avenok O.V. *Cleaning and utilization of sewage at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 4. – P. 72–75.
18. Yakovlev A.L., Avenok O.V. *The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar Krai // Technologies of the 21st century: problems and prospects of development : collection of articles of the International scientific and practical conference (on February 10, 2016, Ufa).* – Ufa : AETERNA, 2016. – P. 191–199.

19. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // Problem geology and development of a subsoil: Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Kusov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university (on April 4-8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk polytechnical university, 2016. – T. II. – P. 280–282.

20. Yakovlev A.L., Avenok O.V. Violations of environmental safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – 2017. – № 1. – P. 50–54.

21. Antipova O.V. Integration processes in the oil sector of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – T. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 121–123.

22. Kusov G.V. Current trends in development of the public relations in the sphere of subsurface use in Russia//Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – T. 5: Electric equipment in the oil and gas industry. Humanities. – P. 209–212.

23. Kusov G.V., Barambonie Solange, Savenok O.V. Characteristic of waste reservoir waters as waste of the oil-extracting industry // Science and technologies in oil and gas business : the collection of theses of reports of the International scientific and practical conference devoted to the 100 anniversary of the Kuban state technological university and the 25 anniversary of department of machines and the equipment of oil and gas fields Armavir mekhaniko-tekhnologicheskoye institut (on February 09–10, 2018). Section 5: Environment protection in an oil and gas complex. – Krasnodar : FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – P. 207–209.

24. Povarova L.V. Analysis of methods of purification of oil-containing sewage // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : The publishing house is the South, 2018. – № 1. – P. 189–205.

25. Povarova L.V. The environmental risks connected with operation of oil fields // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 112–122.

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonie Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_61.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf)

28. Savenok O.V., Kusov G.V. Bases of subsurface use and licensing of oil and gas fields : methodical instructions on studying of discipline for students of all forms of education of direction 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2013. – 24 p.

29. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells. Certificate on the state registration of database № 2012620473. Application № 2012620234. Date of receipt on April 2, 2012. It is registered in the Register of databases on May 25, 2012.

30. Kusov G.V., Savenok O.V. Normative and technical regulation of development of oil and gas fields. Certificate on the state registration of database № 2013620243. Application № 2012621486. Date of receipt on December 24, 2012. It is registered in the Register of databases on February 07, 2013.



УДК 622.276.652

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ  
ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ  
ВЯЗКИХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGY  
OF THE STEAM CYCLIC METHOD OF INTENSIFICATION  
OF VISCOUS AND HIGHLY VISCOUS OILS PRODUCTION**

**Шахмеликьян Менас Георгиевич**

Оператор по добыче нефти и газа,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
menaciche@gmail.com

**Нвизуг-Би Лейи Клуверт**

аспирант,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kluivert\_dgreat@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведен анализ применения технологии процесса пароциклического воздействия на призабойную зону пласта. Для оценки эффективности данного технологического процесса рассмотрена оптимальная модель, описывающая пароциклическое воздействие, и оценена ее эффективность на примере реального объекта. Учитывая теплопотери в кровлю и подошву пласта, а также процесс конденсации пара, решена задача по определению оптимальных параметров пароциклического метода (время закачки, время паротепловой пропитки, эффективное время добычи). Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на максимальную глубину проникновения пара. Установлено, что увеличение начального паросодержания выше 80 % позволяет резко увеличить максимальную глубину проникновения пара (до 2-х раз).

**Ключевые слова:** методы термического воздействия на пласт; воздействие горячей водой; паротепловое воздействие; внутрипластовое горение; пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта; технология пароциклического воздействия; расчет параметров пароциклического воздействия.

**Shakhmelikyan Menas Georgiyevich**

Operator for oil and gas production,  
LLC «LUKOIL-Komi»  
Territorial production enterprise  
«LUKOIL-Usinskneftegaz»  
menaciche@gmail.com

**Nwizug-bee Leyii Kluivert**

Postgraduate student,  
Kuban state technological university  
kluivert\_dgreat@mail.ru

**Annotation.** The article analyzes the application of the technology of the steam cycle process to the bottomhole formation zone. To assess the effectiveness of this technological process, an optimal model describing the steam cyclic effect is considered, and its effectiveness is evaluated using the example of a real object. Taking into account the heat losses in the roof and the bottom of the formation, as well as the process of steam condensation, the problem of determining the optimal parameters of the steam cyclic method (injection time, time of steam heating impregnation, effective production time) was solved. The influence of the initial vapor content, wellhead pressure and the coolant flow rate on the maximum penetration depth of the vapor is analyzed. It is established that an increase in the initial vapor content above 80 % allows a sharp increase in the maximum penetration of steam (up to 2 times).

**Keywords:** methods of thermal impact on the reservoir; exposure to hot water; steam effect; in-situ burning; steam cyclic effect on the bottomhole formation zone; technology of steam cycling; calculation of steam cycling parameters.

**Введение**

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемой нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, повышении удельного веса карбонатных коллекторов с высокой вязкостью нефти, наличии большого количества залежей с обширными нефтегазовыми зонами и подстилаемых подошвенной водой и т.д. Создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на нефтяной пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений в таких условиях является одной из самых актуальных задач.

Реализация новых методов повышения нефтеотдачи пластов на сегодняшний день является одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.

Проблемой увеличения нефтеотдачи пластов усиленно занимаются все нефтедобывающие страны мира, так как повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях равносильно открытию новых. Если принять во внимание, что методы повышения нефтеотдачи, как правило, реализуются на действующих месторождениях, в обжитых регионах со сложившейся инфраструктурой, то эффективность их во много раз возрастает по сравнению с поисками и разведкой новых месторождений, особенно в районах Восточной Сибири, Татарстана, Удмуртии, Башкирии и т.д.

Из всех новых методов повышения нефтеотдачи как в России, так и за рубежом наиболее подготовленными в технологическом и техническом отношении являются термические методы. Они могут применяться в наиболее сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть вязкостью до 10000 мПа·с. При этом конечная нефтеотдача увеличивается с 6–20 до 30–50 %, что недоступно никаким другим новым методам. Например, на месторождении Каражанбас за счет термического воздействия нефтеотдача была увеличена с 6,9 до 41,2 %, на Усинском месторождении – с 7,6 до 27,4 %, на месторождении Кенкияк – с 16,5 до 44,5 %, на Гремихинском месторождении – с 6,1 до 35,6 %.

Особый вклад в развитие термических методов внесли крупномасштабные работы на перечисленных выше базовых объектах. Эти месторождения характеризуются широким диапазоном глубин залегания продуктивных отложений, различных типов и свойств коллекторов и насыщающих их жидкостей, что позволяет перенести накопленный опыт применения термических методов на многие аналогичные объекты. Отличительной особенностью базовых объектов является то, что на них проектируются гибкие, многофункциональные системы испытания различных технологий и технических средств в расчете на перспективу.

Наиболее эффективным методом интенсификации вязких и высоковязких нефтей является пароциклическое воздействие на нефтяной пласт. Технология пароциклического метода позволяет положительно решать ряд недостатков, имеющих в других известных тепловых технологиях. Основные преимущества технологии пароциклического метода следующие:

- ускоряется процесс рассредоточения ввода теплоносителя в продуктивный пласт, в результате чего повышается темп теплового воздействия и тепловая эффективность процесса;
- повышается продуктивная характеристика добывающих скважин, что приводит к интенсификации добычи нефти и повышению темпа выработки запасов нефти;
- повышается охват коллектора тепловым воздействием и, как результат, повышается конечная выработка запасов нефти;
- создаются условия для применения более редких сеток скважин, за счет чего значительно снижаются капитальные вложения.

### **Обзор различных методов термического воздействия на пласт**

В настоящее время различные технологии термических методов получили самостоятельное развитие. Одни уже приобрели промышленные масштабы, другие проходят опытно-промышленные испытания, третьи – лабораторные исследования.

К основным технологиям термического воздействия на пласт относятся:

- воздействие горячей водой (ВГВ);
- паротепловое воздействие (ПТВ);
- внутрислоевого горение (ВГ);
- пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта.

Рассмотрим эти технологии более подробно.

#### ***Воздействие горячей водой (ВГВ)***

Для повышения нефтеотдачи, несомненно, целесообразно увеличивать температуру всего нефтеносного пласта. Этот вывод можно сделать, анализируя влияние теплового воздействия на физические свойства жидкостей в местах их залегания (воздействие на динамическую вязкость, плотность, на межфазное взаимодействие).

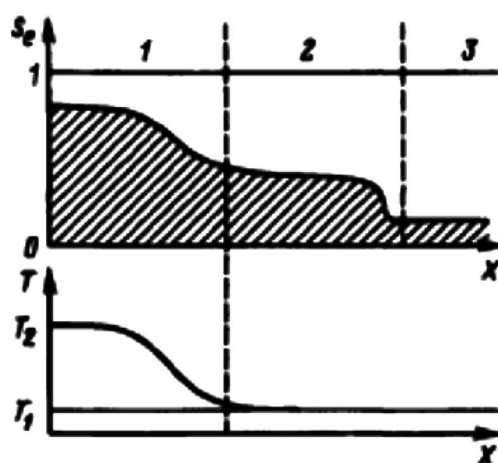
Первое, что можно предложить при решении данной задачи, – нагнетание нагретой жидкости. Необходимо заметить, что вода – наиболее часто используемая для вытеснения жидкость – обладает замечательным свойством переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии (жидком или газообразном).

Нагнетаемая в пласт вода охлаждается при контакте с несущей породой и имеющимися в пласте жидкостями. При достаточно установившемся процессе различают две основные рабочие зоны, нумерацию которых принято начинать от начала течения в направлении его развития. Однако для лучшего понимания начнем их описание в обратном порядке (рис. 1). В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения, зависящей от температуры в зоне 2.

В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах. Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процессов испарения и конденсации – в этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородами.

### **Паротепловое воздействие (ПТВ)**

Применяемый традиционный способ паротеплового воздействия на нефтяной пласт заключается в закачке расчетного объема теплоносителя через нагнетательные скважины, создание тепловой оторочки и последующее продвижение ее по пласту в сторону добывающих скважин закачиваемой ненагретой водой.



**Рисунок 1** – Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти

Увеличение нефтеизвлечения из продуктивного пласта при нагнетании в него теплоносителя происходит за счет изменения свойств нефти и воды, находящихся в пласте, в результате повышения температуры. С увеличением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что положительно влияет на нефтеизвлечение. В качестве рабочего агента применяется водяной пар, который обладает высокой удельной теплоемкостью и хорошими нефтевытесняющими способностями.

В процессе закачки пара нефтяной пласт нагревается в первую очередь за счет использования скрытой теплоты парообразования. При этом пар, поступая в поровое пространство, конденсируется. Нагрев пласта в дальнейшем осуществляется уже за счет использования теплоты горячего конденсата, вследствие чего он охлаждается до начальной температуры пласта. При вытеснении нефти паром имеет место улучшение испарения углеводородов за счет снижения их парциального давления.

Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются легкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефтеизвлечения. При температуре 375 °С и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10 % нефти плотностью 934 кг/м<sup>3</sup>.

При паротепловом воздействии в пласте образуются три зоны (рис. 2):

- 1) зона вытеснения нефти паром;
- 2) зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях;
- 3) зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры.

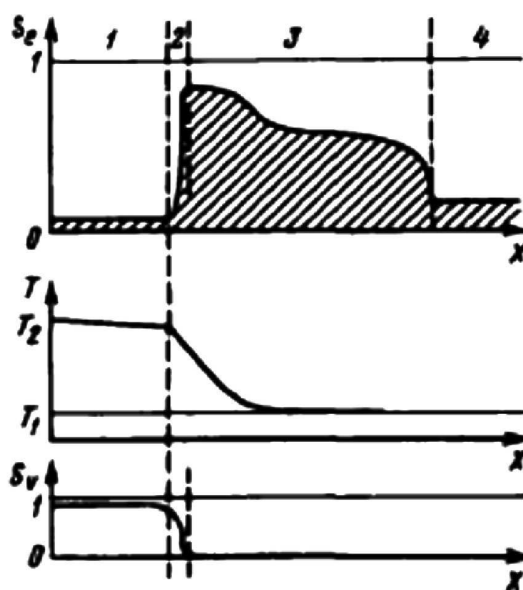


Рисунок 2 – Профиль водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) при одномерном вытеснении нефти водяным паром

Все эти зоны испытывают взаимное влияние. Повышение нефтеизвлечения из продуктивного пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, в результате чего улучшается охват пласта воздействием; за счет расширения нефти, перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Вязкость нефти значительно снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 30–80 °С. Сравнительно высокая скорость снижения вязкости нефти наблюдается при начальном увеличении температуры (выше пластовой). С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также положительно влияет на повышение нефтеизвлечения. Снижение вязкости нефти при ее нагреве приводит к увеличению коэффициента подвижности нефти, что существенно влияет на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом как по толщине пласта, так и по площади.

В результате увеличению нефтеизвлечения при ПТВ способствуют несколько факторов. Влияние отдельных факторов на нефтеизвлечение при вытеснении нефти паром примерно принято считать следующее:

- за счет снижения вязкости нефти;
- за счет эффекта термического расширения;
- за счет эффекта дистилляции;
- за счет газонапорного режима;
- за счет увеличения подвижности нефти.

#### **Внутрипластовое горение (ВГ)**

Термический метод добычи нефти с применением внутрипластового горения применяется для увеличения нефтеизвлечения на месторождениях с вязкой и высоко-

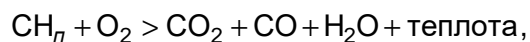
вязкой нефтью. Первым в нашей стране внес предложение о воздействии на нефтяной пласт внутрипластовым движущимся очагом горения (ВДОГ) А.Б. Шейнман в 1932 году. По результатам лабораторных исследований и опытов по внутрипластовому горению впервые в мире у нас в стране были проведены работы на Ширванском месторождении Краснодарского края в 1934 году. В последующем экспериментальные работы были проведены на промыслах Павлова Гора (Краснодарский край), в Старогрозненском, Нефтяно-Ширванском районе и других.

Внутрипластовое горение в России и за рубежом в промышленных масштабах применяется с пятидесятих годов прошлого столетия, в основном на месторождениях тяжелой нефти.

Внутрипластовое горение – это физико-химический окислительный процесс, при котором происходят химические превращения веществ с выделением больших количеств теплоты и образованием продуктов реакции.

Физической стадией процесса являются смешение топлива с окислителем и нагрев горючей смеси.

Химической стадией процесса является реакция горения, которая протекает по формуле:



где  $C_nH_n$  – коксообразный остаток, образующийся при разложении нефти.

Процесс внутрипластового горения – это способ разработки месторождений вязкой нефти с целью увеличения конечного нефтеизвлечения, который основывается на использовании энергии, получаемой при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании в пласт окислителя (воздуха). Процесс внутрипластового горения обладает всеми преимуществами термических методов вытеснения нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

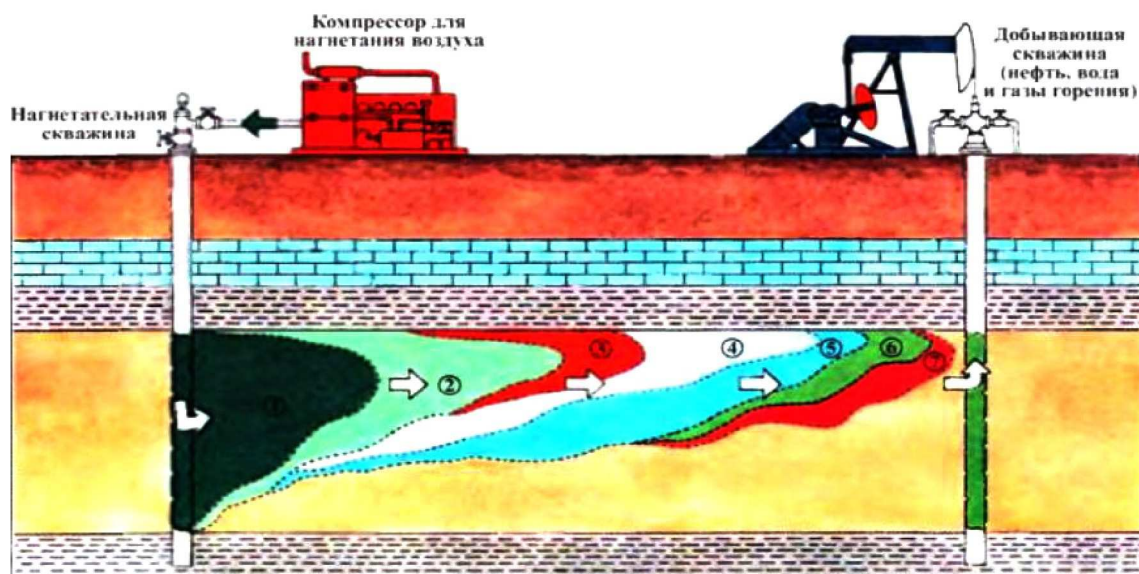
В простейшем случае для создания внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) необходимо пробурить две скважины, одна из них нагнетательная, другая – добывающая.

Перед началом процесса необходимо создать циркуляцию воздуха между этими скважинами. Затем в призабойной зоне зажигательной (нагнетательной) скважины создают условия, необходимые для инициирования и образования устойчивого очага горения в пласте. Для этого применяют забойные электрические нагреватели, забойные топливные горелки, химические реагенты и т.д., с помощью которых зажигают нефть в пласте.

При получении стабильного горения в пласте, когда очаг горения начал передвигаться к добывающим скважинам, зажигательная скважина становится только нагнетательной. Для этого забой скважины охлаждается, и из скважины извлекается нагревательный прибор на поверхность, а в скважину начинают постоянно подавать окислитель (обычно воздух). При температуре около 260 °С происходит горение некоторых углеводородов, входящих в состав нефти, с образованием воды, а также образование коксообразного остатка (топлива). При температуре 370 °С воспламеняется и начинает гореть коксообразный остаток, образуя продукты горения (вода, углекислый газ, окись углерода). Горение происходит на участке пласта небольшой протяженности, образуя фронт горения, который при непрерывном нагнетании воздуха (окислителя) перемещается в направлении от нагнетательной к добывающей скважине. Скорость перемещения фронта горения, по промысловым данным, колеблется в пределах 0,03–1,07 м/сут.

Температура фронта горения обычно находится в пределах 400–500 °С и более.

Участок продуктивного пласта, находящийся между нагнетательной и добывающей скважинами, можно разделить на несколько температурных зон (рис. 3).



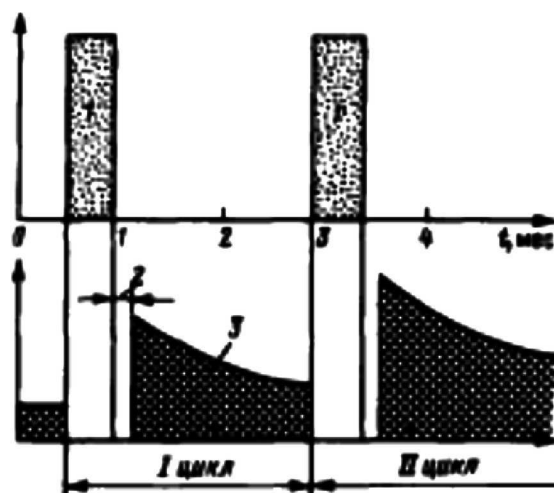
**Рисунок 3** – Характерные зоны при внутрипластовом горении:

- 1 – выжженная зона (зона фильтрации рабочих агентов – воды и воздуха);
- 2 – зона фильтрации воздуха и испаренной воды; 3 – зона и фронт горения (300–630 °С); 4 – паровая зона;
- 5 – зона конденсации и горячей воды (на 10–100 °С выше начальной пластовой температуры);
- 6 – нефтяной вал (температура близка к первоначальной); 7 – газы горения

Имеются два варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный. При прямоточном варианте внутрипластового горения зажигание пласта и подача окислителя производится через одну и ту же скважину. Окислитель и фронт горения при этом движутся в направлении от зажигательной (нагнетательной) скважины к добывающим скважинам. При противоточном варианте зажигание пласта и нагнетание окислителя в пласт осуществляют в разные скважины.

#### **Пароциклическое воздействие на пласт**

Этот метод, используемый иногда наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 4).



**Рисунок 4** – Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:  
1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

**Фаза нагнетания.** Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

**Фаза ожидания.** В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

*Фаза извлечения нефти.* Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текучие вещества (сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть) нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т.е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, при одинаковом давлении на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него.

Что касается других составляющих энергетического баланса, следует отметить полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую.

При пароциклическом воздействии количество механической энергии слишком незначительно для повышения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на каждой скважине обеспечивается соответствующими факторами (собственно тепловой энергией, нагнетанием и т.д.). Естественно предположить, что при повторениях такого цикла добыча нефти возрастает от цикла к циклу (если не рассматривать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины, и лишь затем уровень добычи начинает снижаться в результате истощения месторождения. Однако такое положение, отчасти подтверждаемое некоторыми лабораторными исследованиями, не всегда согласуется с данными промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам, где необходимо учитывать влияние побочных эффектов.

### Технология и методы расчета пароциклического воздействия на призабойную зону пласта

#### *Технология пароциклического воздействия*

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляются периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей их эксплуатацией (рис. 5).

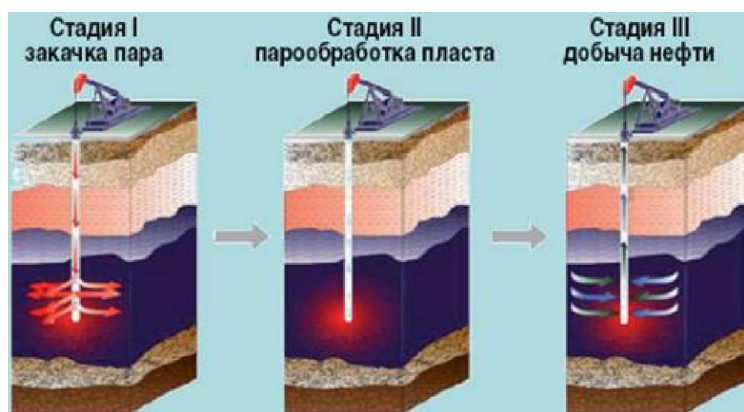


Рисунок 5 – Схематическое представление трех основных этапов пароциклического воздействия (нагнетание, пропитка и добыча)

Цель этой технологии заключается в увеличении притока нефти к скважинам за счет снижения вязкости нефти, повышения забойного давления, облегчения условия фильтрации.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважины.

При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, т.е. меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл. Обычно на одной скважине проводят не менее трех циклических паротепловых обработок.

При проектировании и проведении пароциклического воздействия необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- оценить целесообразность проведения пароциклического воздействия с точки зрения технологического эффекта;
- провести термогидравлический расчет выбранной скважины с целью определения возможных темпов и параметров нагнетаемого пара;
- оценить температурные условия крепи скважины;
- обосновать параметры пароциклического воздействия;
- выбрать оборудование;
- разработать схему обустройства;
- составить программы проведения пароциклической обработки призабойной зоны пласта и комплекса исследований.

#### ***Методы расчета и анализа процесса паротеплового воздействия на нефтяные пласты***

Закачка пара – один из термических методов увеличения нефтеотдачи пластов, который широко используется во всем мире. Основные этапы непрерывной закачки пара с целью вытеснения высоковязких нефти тщательно анализировались в лабораторных исследованиях и промысловых испытаниях. Наряду с лабораторными исследованиями и промысловыми испытаниями математическое моделирование также помогает продвинуться в понимании и проектировании процесса вытеснения нефти паром.

Инженерные оценки движения пара в призабойной зоне пласта часто основаны на упрощенном математическом описании разогрева пласта закачкой теплоносителя, которую впервые разработали Marx J.W. (1959) и Langerheim R.H. (1959), а в дальнейшем развили Mandl G. (1969) и Volek C.W. (1969). Эта теория рассматривает процесс вытеснения нефти теплоносителем с целью увеличения нефтеотдачи пластов как простой процесс замещения флюидов в одномерном случае. Neumen C.H. (1975) и Lookeren L. (1977) развили описание процесса вытеснения нефти паром, основанного на простых аналитических формулах, но для трехмерного случая, учитывающего гравитационные эффекты.

Процесс вытеснения нефти паром также исследовался на основе прямого численного расчета. Трехфазные численные модели были созданы на основе одно- и двухмерных моделей, которые разработал Shutler N.D. (1969). Abdalla A. (1971) и Coats K.H. (1971) разработали модели нагнетания пара для двухмерного случая, учитывая дистилляцию нефти паром.

Всестороннее численное моделирование нашло применение как научно-исследовательский инструмент, помогающий проектировать и оптимизировать процесс вытеснения нефти паром, а также оценивать достоверность простых математических моделей. Аналитические модели, в первую очередь, используются при инженерных расчетах процессов вытеснения нефти паром.

С точки зрения описания конкретных этапов процесса (увеличение зоны, охваченной паром) использование надежной аналитической модели более выгодно, нежели очень подробные и дорогие численные модели, требующие подробной информации об исследуемом объекте.



Классическая аналитическая модель (Marx J.W., 1959), описывающая вытеснение нефти паром в одномерном случае, основана на балансе тепла, закачиваемого с теплоносителем и накопленного в пористой среде. Допущения о кусочно-постоянном распределении температуры в пласте и пренебрежение кондуктивным переносом тепла в направлении распределения теплового фронта позволяют записать интегральные балансовые соотношения для тепло- и массообмена. В результате было получено выражение для определения траектории переднего фронта зоны пласта, заполненной паром – «паровое плато».

Mandl G. (1969) и Volek C.W. (1969) проверили достоверность модели Маркса-Лонгенгейма и выяснили, что она описывает фактическую скорость фронта конденсации при постоянной скорости закачки пара только до критического времени  $t_c$ . После этого времени нельзя не учитывать тепловой поток в зону, охваченную тепловым воздействием, т.е. решение Маркса-Лонгенгейма применимо для высокой скорости закачки теплоносителя. Mandl и Volek предложили приближенное аналитическое решение для низких скоростей закачки теплоносителя, т.е. для времени выше  $t_c$ . Предположение незначительного теплового потока в зону, охваченную тепловым воздействием, может быть верным пока не достигнуто критическое время на основании учета только конвективного переноса тепла. Хотя модель Маркса-Лонгенгейма верна при высокой скорости закачки теплоносителя, она приводит к существенным отклонениям, когда скорость закачки пара низка и теплотери доминируют над конвективным переносом тепла. Модель Маркса-Лонгенгейма также предсказывает развитие фронта конденсации, даже когда закачка пара прекратилась.

Модель, которую предложил Yortsos Y.C. (1981) описывает процесс вытеснения нефти паром в случае постоянной и переменной закачки теплоносителя. Созданная им аналитическая модель учитывает поток тепла в область, охваченную тепловым воздействием. Эта модель основана на интегральных законах сохранения тепла и массы для пласта произвольной формы. Согласно методам, которые использовал Yortsos при описании передачи тепла, он развил математическое описание процесса для одно- и многомерных моделей пластов при постоянной и переменной закачке теплоносителя. Им были получены приближенные и асимптотические решения для одномерных моделей пластов при постоянной закачке теплоносителя.

А.Ф. Зазовским (1986) и К.М. Федоровым (1986) в рамках теории двухфазной трехкомпонентной фильтрации был исследован процесс вытеснения нефти насыщенным паром, перегретым паром и пароводяными смесями. Ими было показано, что особенность гидродинамического механизма вытеснения нефти паром связано с немонотонной зависимостью вытесняющей способности теплоносителя от его удельного теплосодержания. На основе анализа тонкой структуры фронта конденсации пара ими были получены дополнительные условия, которые необходимо привлекать для построения решений в крупномасштабном приближении, т.е. в пренебрежении капиллярными, диффузионными и неравновесными эффектами и теплопроводностью пласта.

Предполагается, что вода и пар при их одновременном существовании в пористой среде образуют одну пароводяную фазу или, что одно и то же, обладают одинаковыми подвижностями. Тогда область трехфазного течения воды, нефти и пара сводится к псевдодвухфазной с фиктивной водной фазой, представляющей собой смесь воды и пара. Несмотря на очевидную приближенность такого подхода, он позволяет получить точные решения связанной задачи тепломассопереноса без дополнительных предположений о возможной структуре решения. При этом воспроизводятся все характерные черты паротеплового воздействия на пласт и открывается возможность применения эффективного численно-аналитического метода для учета влияния теплотерь в их простейшей форме (по Ньютону) на ход вытеснения нефти паром.

А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым показано, что функция  $H(T)$  имеет вид кусочно-линейной кривой  $OLPN$  в плоскости  $(T, H)$  (рис. 6). Вертикальный отрезок  $LP$  отвечает изменению концентрации пара в водной фазе  $S$  от 0 до 1 (испарение / конденсация).

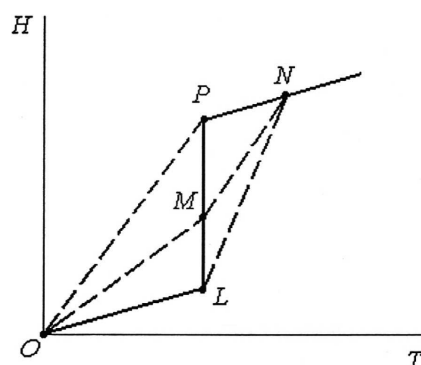


Рисунок 6 –  $(T, H)$ -диаграмма для определения структуры теплового поля

В основу решения, полученного А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым, положено предположение, что фронту конденсации пара отвечает разрывная структура тепловой волны. Для устойчивого скачка отрезок прямой, соединяющий точки перед «+» и за «-» разрывом  $(T^+, H^+)$  кривой  $H(T)$ , не должен иметь с этой кривой других точек пересечения; он должен проходить над кривой  $H(T)$  при  $T^- > T^+$  и под ней при  $T^+ > T^-$ . Допустимыми являются скачки, отвечающие фронту конденсации насыщенного пара, т.е. при  $T^- = T_s$ ,  $C^- > 0$ ,  $T^+ < T_s$  и  $C^+ = 0$  ( $T_s$  – температура фазового перехода). В плоскости  $(T, H)$  им отвечают переходы из точек отрезка  $LP$  в точку  $O$  ( $PO$  и  $OM$ ). А.Ф. Зазовским и К.М. Федоровым показано, что фронт конденсации перегретого пара неустойчив и распадается на два скачка – медленный, отвечающий охлаждению пара до температуры фазового перехода, и быстрый, соответствующий фронту конденсации насыщенного пара в холодную воду. Точно так же при закачке воды в нагретый пласт ( $T^- < T_s < T^+$ ) фронт испарения устойчив, если только  $T^- = T_s$  (переходы  $LN$  и  $MM$ ). Поэтому при нагнетании в пласт «недогретой» жидкости ( $T^- < T_s$ ) за фронтом испарения возникает более медленный фронт нагревания воды до температуры фазового перехода, что иллюстрируется кривой  $OLN$ .

#### **Анализ промыслового опыта**

На многопластовом месторождении Зыбза – Глубокий Яр наибольший интерес с точки зрения проведения циклических паротепловых обработок представляли залежи нефти, приуроченные к отложениям миоцена: чокрак, караган и сармат. Толщина этих продуктивных горизонтов различна и колеблется от 0 до 250 м. В тектоническом отношении продуктивные горизонты тяжелой нефти характеризуются моноклинным залеганием пород. Нефтяные залежи подпираются контурными водами.

Нефть миоценовой залежи высоковязкая (до 1000 мПа·с при 25 °С) и не содержит бензиновых фракций. Плотность ее в поверхностных условиях колеблется от 943 до 984 кг/м<sup>3</sup>. Массовое содержание смол в нефти 45–50 %. Минерализация пластовых вод  $(450–500) \cdot 10^3$  моль/л. Начальный газовый фактор 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Глубина залегания пластов 500–1000 м. Средняя пластовая температура 40 °С.

Применяемые ранее известные методы воздействия на призабойную зону пласта не давали существенных результатов. Из четырех опробованных способов тепловых обработок (циклическое паровоздействие, обработка призабойной зоны горячей водой, прогрев забоя скважины с помощью установки СУЕПС-1200 и циклическое нагнетание в скважины горячей нефти) наиболее эффективными оказались пароциклические обработки (ООО «РосНИПИтермнефть», 1995).

Проведенные на площади Зыбза исследования в процессе реализации пароциклических обработок показали, что для достижения наибольшей эффективности температуру в призабойной зоне скважины необходимо доводить до 120–130 °С. В диапазоне 25–120 °С происходит резкое изменение свойств нефти – снижение вязкости, изменяются упругие свойства и т.п.

Технология реализации паротепловых обработок заключалась в следующем: в течение 15–45 сут. в скважину нагнетался пар, в последующие 2–3 сут. скважину закрывали для паропропитки, затем пускали в эксплуатацию.

По большинству скважин, подвергнутых парообработке, дебиты нефти возросли с 0,1–0,5 тонн/сут. до 5–15 тонн/сут. Период эффективной работы скважин колебался от 60 до 500 сут., а в отдельных случаях и более. В среднем на одну эффективно обработанную скважину было добыто 845 тонн нефти дополнительно. Обводненность продукции обрабатываемых скважин не превышала 50 %.

Проведенные исследования показали, что в пределах температур 125–200 °С основной объем нефти может быть извлечен за первые 2–3 цикла. Об этом свидетельствуют и исследования, проведенные Н.К. Байбаковым (1977) и А.Р. Гарушевым (1977), когда анализу эффективности многократных паротепловых обработок были подвержены результаты промышленных экспериментов по 30 скважинам, находящимся в равноценных условиях.

Заслуживают внимания крупномасштабные работы, проведенные на месторождениях Мидуэй-Сансет и Керн Ривер (Дошер Т.М., 1984). Месторождение Керн Ривер представляет собой моноклираль с углами падения пластов до 4°. Продуктивные отложения представлены чередованием пачек песка и глинистых сланцев, которые практически непрерывны на протяжении всей залежи. На этом месторождении площадью 1800 га паротепловым обработкам были подвержены около 1500 скважин.

На основании статистической обработки результатов циклического паротеплового воздействия здесь были обоснованы объемы закачки пара – 1035 тонн/скв. (15,4 тонн/м) и продолжительность закачки – 5 сут. (8,6 тонн/ч).

Не менее крупные промышленные работы осуществлялись и на месторождениях Мидуэй-Сансет. По основному фонду здесь было проведено по 8 и более скважино-операций.

На месторождениях Венесуэлы методами циклического паротеплового воздействия обработано более 1650 скважин с годовой добычей около 8,4 млн тонн нефти. Суммарный объем добытой нефти за счет обработок составил 80 млн тонн при суммарной закачке пара 20 млн тонн.

На месторождении Боскан также широко применялась циклическая обработка призабойных зон паром. Месторождение разрабатывалось на естественном режиме. Начальное пластовое давление составляло 22,75 МПа. К моменту проведения пароциклических обработок оно снизилось до 5,6 МПа. Нефтенасыщенная толщина составляет 30,5–76,2 м. Плотность нефти 996,5 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – 220 мПа·с при пластовой температуре 82 °С.

Объем закачки теплоносителя в скважины составил 4560 тонн, темп нагнетания – 160 тонн/сут. На устье степень сухости пара составляла 82 %, температура около 320 °С и давление 11,27 МПа. Нефтенасыщенная толщина 15,2 м.

В течение первой недели эксплуатации дебит одной из скважин составил 72 м<sup>3</sup>/сут. В следующие два месяца производительность скважины была 52,5 м<sup>3</sup>/сут. В течение 7 месяцев после увеличения числа обработок дебит скважины равнялся 32 м<sup>3</sup>/сут. Общая производительность других скважин оказалась на 30 % выше средней продуктивности участка.

На залежи Вака месторождения Оксард применение пароциклической обработки позволило добыть дополнительно 819 тонн нефти за один цикл воздействия. Глубина залегания пласта 560 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – от 23 до 130 м, пористость – 4,3 %, проницаемость – 5,5 мкм<sup>2</sup>, пластовая температура – 23 °С. Время нагнетания пара составляло 18 сут. Время выдержки – 3 сут. Добыча нефти осуществлялась в течение 45 дней.

Опыт, накопленный при извлечении тяжелых нефтей на месторождениях Тиа Хуана, Лагунилас и Бачакеро, показывает, что коэффициент нефтеотдачи только за счет парообработок призабойных зон добывающих скважин может быть увеличен на 5–8 %. Более 20 пароциклических обработок позволило добыть до 100 тыс. тонн/год.

На месторождениях Канады, таких как Атабаска, КолдЛейк, Вабаска и Пис Ривер, с глубинами залегания 60, 600, 300, 750 м и нефтенасыщенными толщинами 21, 12, 8, 11 м соответственно, реализовано более 30 проектов пароциклической обработки призабойных зон, 5 из них имели промышленное значение с дебитом нефти 25–100 тыс. тонн/год и более. Самый крупный проект 800 тыс. тонн/год был осуществ-

лен на месторождении КолдЛейк. За время действия проекта на добывающих скважинах было проведено по 8 циклов обработки. Объемы нагнетания пара составили от 8 до 11,5 тыс. тонн за один цикл. Средний темп нагнетания был равен 230 тонн/сут. Средний дебит нефти составил около 8,5 тонн/сут. Период паротепловой пропитки обычно не превышал 7 сут. Период повышенных отборов нефти составлял 3–6 месяцев.

В Китае на промыслах месторождений Гаошенг, Шугуанг-1, Хуанксилинг и Шанси опытные работы по пароциклическому воздействию на призабойную зону позволили добыть дополнительно 73, 77, 83 и 38 тыс. тонн/год соответственно. Глубины залегания равнялись соответственно 1510–1700, 1000–1100, 1080–1200 и 1100–1200 м. Нефтенасыщенные толщины – 67, 44, 25–40 и 28–85 м. Вязкости дегазированной нефти в пластовых условиях составляли 450–4000, 8000–14000, 2000–3000 и 8000–10000 мПа·с соответственно.

Паротепловые обработки призабойных зон скважин, пробуренных на залежи высоковязких нефтей, широко используются и в других нефтедобывающих странах. Так, на месторождении Эмлиххейм (Германия) пароциклические методы обработки призабойных зон позволили увеличить дебиты скважин в 2–7 раз.

В Индонезии паротепловые обработки осуществляли на месторождении Дури, конечная нефтеотдача которого без теплового воздействия оценивалась в 10 %. Пористость пласта составляла 37 %, пластовая температура 35–38 °С. Продолжительность закачки пара за цикл не превышала 5 сут. Количество теплоты, введенной в пласт за цикл, составляло 2646–5250 млн кДж при давлении закачки 2,8–3,5 МПа. Температура закачиваемого теплоносителя 204–232 °С. Период паротепловой пропитки 3–5 сут. После пуска скважина, как правило, фонтанировала в течение 10 сут. Среднесуточный дебит после первого цикла возрастал в 4–5 раз (до 9–39 тонн/сут.), после второго достигал 2–21 тонн/сут.

Опытные работы по пароциклическим обработкам скважин в Кувейте позволили увеличить производительность скважин с 46–61 до 108 тонн/сут., причем скважины работали фонтанным способом в течение нескольких лет. Темпы нагнетания пара в скважины колебались от 153 до 198 тонн/сут. при давлении на устье 2,7 МПа и температуре закачиваемого пара 223 °С. Сухость пара составляла 76 %. В среднем на каждую скважину закачивалось от 2,3 до 4,3 тыс. тонн пара. На пропитку скважины закрывались от 3 до 9 сут.

На месторождении Мидвей Сансет (США) участок Буэна Фе Феё применение пароциклического метода воздействия позволило увеличить дополнительную добычу нефти до 887 тонн за один цикл обработки. Длительность нагнетания составляла 11 сут., время паропропитки 8 сут., общая длительность цикла составляла 120 сут. Глубина залегания кровли пласта 180 м, нефтенасыщенная толщина 62,5 м, пористость 30 %, температура пласта 32 °С, вязкость нефти в пластовых условиях 150 мПа·с.

На месторождении Хантингтон Бич средний уровень добычи нефти за один цикл паротеплового воздействия на призабойную зону составил 4600 тонн. Общая продолжительность цикла составляла 14 месяцев. Глубина залегания пласта 600–700 м, нефтенасыщенная толщина 12–18 м, пористость коллектора 35 %, температура пласта 53 °С, вязкость нефти при пластовой температуре 45,7 мПа·с.

В таблице 1 приведены данные по общей продолжительности циклов паротеплового воздействия для месторождений США.

### **Построение и оптимизация интегральной модели пароциклического воздействия на призабойную зону пласта**

Несмотря на большое количество существующих тепловых методов добычи нефти, самыми эффективными из них являются методы, основанные на процессе вытеснения нефти паром или смесью горячей воды и пара. Именно это обстоятельство заставляет уделить большое внимание процессу паротеплового воздействия на нефтяные пласты (Боксерман А.А., 1975). Основные трудности, с которыми приходится сталкиваться при его теоретическом исследовании (даже в случае решения одномерных задач), связаны с расчетом трехфазных течений воды, нефти, пара и учетом теплообмена с окружающими породами. До последнего времени эти трудности оказывались

Таблица 1 – Характеристика паротепловых обработок призабойных зон добывающих скважин на месторождениях США

Месторождение	Участок	Нефтенасыщенная толщина, м	Продолжительность цикла, мес.	Добыча нефти одной скважины, тонн/сут.			Добыча нефти за цикл, тонн	
				перед обработкой	первые 30 дней	после обработки на конец цикла	всего	дополнительно
Хантингтон Бич	ТМ	12	15	2,4	25	4	4610	3350
Сан Ардо	Ломбарди	67	18	4	57	5,6	7950	6244
Керн Ривер	Чайна	6,7	6	0,5	22	2,4	1840	1750
Мидвей Сансет	Поттер (А)	76	5	1,6	17	4	1470	1225
Керн Ривер	Керн Ривер	67	5	2,2	10	3,2	750	443
Коалинга	Тремблорд	33	5	0,5	8	2,4	680	572
Мидвей Сансет	Талер	73	6	0,8	9	1,6	740	589
Мидвей Сансет	Поттер (Б)	76	4	0,8	6	1,6	480	354
ВайтВолф	Риф Ридж	23	4	4,8	13	4,8	1070	513
Позо Крик	Этчегоин	24	6	1,1	3	1,6	420	223

непреодолимыми, и связаны они были с отсутствием представления о структуре зоны вытеснения нефти паром в условиях взаимосвязанности процессов тепло- и массопереноса. Основным подходом к анализу процессов вытеснения нефти паром было и по-прежнему остается прямое численное моделирование (Coats K.H., 1974). Также наряду с численными решениями были получены аналитические (Боксерман А.А., 1975; Зазовский А.Ф., 1986; Рубинштейн Л.И., 1972; Marx J.W., 1959) путем искусственного расщепления тепловой и гидродинамической задач, либо путем задания «жесткой» структуры вытеснения в виде последовательности характерных зон с дальнейшим удовлетворением балансовых интегральных соотношений на их границах.

В настоящее время имеется большое число всевозможных моделей, описывающих процесс вытеснения высоковязкой нефти паром или смесью пара и горячей воды. Одна из этих моделей представлена ниже.

***Расчет максимальной зоны теплового воздействия  
и оптимального времени закачки теплоносителя  
при пароциклическом воздействии***

Для определения основных технологических параметров и эффективности пароциклического воздействия на призабойную зону скважин необходимо решить следующие задачи. Во-первых, рассчитать период закачки теплоносителя (пара) в пласт, определить распределение температуры в призабойной зоне и эффективные размеры зоны, охваченной тепловым воздействием. Во-вторых, решить задачу о паротепловой пропитке, т.е. прогнозировать скорость конденсации пара и всасывания нефти из «холодной» области пласта в прогретую зону. И, наконец, рассчитать степень повышения продуктивности скважины за счет разогрева нефти в призабойной зоне и закон падения дебита по мере охлаждения призабойной зоны потоком нефти из пласта.

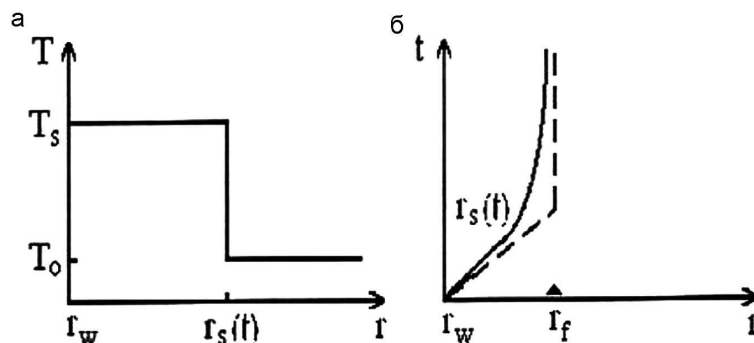
Моделирование и решение указанных задач является сложной научной проблемой. Достаточно указать, что теория неизотермической трехфазной фильтрации с учетом фазовых переходов еще далека от своего завершения, а апробированных программ расчета этих процессов пока не существует. Полученные решения и подходы являются в основном инженерными оценками, точность которых не велика (Боксерман А.А., 1975; Marx J.W., 1959; Yortsos Y.C., 1981).

В качестве таких инженерных оценок предлагается интегральный подход, основанный на суммарном тепловом балансе потоков теплоносителя через скважину из пласта в окружающие породы с учетом скрытой теплоты конденсации пара. Таким образом, предлагаемая модель является развитием подходов Marx J.W., Langerheim R.H., Volek C.W. и Yortsos Y.C. При этом основные положения о распределении температуры в призабойной зоне основаны на результатах научных исследований процесса вытеснения нефти паром (Федоров К.М., 1989; Зазовский А.Ф., 1986).

Процесс вытеснения нефти паром происходит в три этапа. На первом этапе формируется зона «парового плато», т.е. области фильтрации насыщенного пара и воды при температуре кипения. Температура этой области равна температуре насыщения при пластовом давлении. Пар при фильтрации отдает тепло пласту и частично конденсируется. Основная часть выделяющейся воды приобретает начальную температуру пласта и фильтруется перед фронтом конденсации. Когда сконденсированной воды в области парового плато становится достаточно, происходит остановка фронта конденсации и развитие зоны вытеснения нефти горячей водой и паром за стационарным фронтом конденсации. Температура сформированного таким образом фронта горячей воды быстро падает по мере продвижения вглубь пласта. Развитие и затухание процесса вытеснения нефти горячей водой составляет второй этап процесса. На заключительном этапе формируется стационарное тепловое поле в пласте, структура которого состоит из области парового плато, зоны вытеснения нефти горячей водой и газом и невозмущенной (при начальной температуре пласта) зоны в глубине пласта.

Физический смысл формирования стационарного температурного поля в пласте заключается в следующем. По мере продвижения тепловых фронтов вглубь пласта растет площадь, с которой происходят теплотери. На заключительном этапе темп закачки тепла с теплоносителем равен суммарным тепловым потерям из пласта в ок-

ружающие породы, т.е. пар, закачиваемый в пласт, фильтруется в пласте, конденсируется, сконденсированная вода охлаждается до пластовой за счет тепловых потерь в окружающие породы. Дальнейшая закачка теплоносителя в пласт неэффективна, так как не приводит к росту зоны прогрева. Структура теплового поля представлена на рисунке 7, где  $r_s$  – текущая координата парогазового фронта;  $r_f$  – радиус зоны максимального прогрева призабойной зоны;  $T_0$  – начальная температура пласта и окружающих его пород.



**Рисунок 7** – Схематический вид структуры теплового поля при закачке пара в нефтяной пласт (Федоров К.М., 1989):

а – ступенчатый вид распределения температуры в призабойной зоне;  
 б – траектория распространения теплового фронта (сплошная кривая) и аппроксимация, принимаемая в предлагаемом интегральном приближении (пунктирная кривая)

Будем считать, что тепловые потери подчиняются закону Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha_m \cdot (T - T_0), \quad (1)$$

где  $q$  – удельные теплотери из пористой среды в кровлю и подошву пласта;  $\alpha_m$  – коэффициент теплопередачи;  $T$  – температура в произвольной точке пласта;  $T_0$  – пластовая температура.

Зная структуру теплового поля и принимая, что теплосодержание пласта определяется только его температурой и теплоемкостью, можно посчитать мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области в кровлю и подошву пласта по формуле:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2 \cdot \pi \cdot \alpha_m \cdot (T(r) - T_0) \cdot dr, \quad (2)$$

где  $T(r)$  – средняя по сечению пласта температура в произвольной точке  $r$ ;  $r_f$  – радиус прогретой зоны;  $r_w$  – радиус скважины.

В зоне парового плато температура пласта постоянна и равна температуре насыщения  $T(r) = T_s$ , а в области фильтрации горячей воды падает по экспоненциальному закону. С учетом этих данных интеграл (2) можно решить аналитически.

С другой стороны, при постоянной скорости закачки пара в пласт темп ввода теплоносителя рассчитывается по следующей формуле:

$$\frac{dH}{dt} = Q \cdot \rho_g \cdot (C_g \cdot (T_s - T_0) + \ell_g), \quad (3)$$

где  $Q$  – скорость закачки пара;  $\rho_g$  – плотность теплоносителя;  $C_g$  – теплоемкость пара;  $\ell_g$  – скрытая теплота парообразования;  $T_s$  – температура насыщения теплоносителя в пластовых условиях.

Приравняв (2) и (3), находим максимальный радиус прогрева пласта  $r_f$ :

$$r_f = \sqrt{\frac{Q \cdot \rho_g \cdot (C_g \cdot (T_s - T_0) + \ell_g)}{\pi \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0)} + r_w^2}. \quad (4)$$

Из теории неизотермической фильтрации известно, что скорость тепловых фронтов в линейном случае постоянна, а в радиальном пропорциональна квадрату радиуса. С учетом этих данных можно определить время закачки теплоносителя до момента формирования стационарного температурного распределения, т.е. далее закачка теплоносителя неэффективна. Отсюда определяем время закачки теплоносителя в пласт:

$$D = \frac{\pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_w^2)}{t} = \frac{Q \cdot K_m}{m} \rightarrow t_1 = \frac{\pi \cdot h \cdot m \cdot (r_f^2 - r_w^2)}{Q \cdot K_m}, \quad (5)$$

где  $t_1$  – время закачки теплоносителя;  $h$  – мощность пласта;  $K_m$  – отношение теплоемкости пара и насыщенной пористой среды;  $D$  – скорость тепловых фронтов.

### **Расчет периода паротепловой пропитки и времени остановки скважины при пароциклическом воздействии**

На этапе паротепловой пропитки тепловые потери из зоны парового плато также описывается формулой (2), но конденсация приводит к всасыванию нефти из «холодной» толщи пласта, т.е. радиус парового плато уменьшается со временем. Будем считать, что процессы теплопередачи, конденсации и всасывания нефти являются равновесными процессами. В этом случае давление и температура в области парового плато не меняется, т.е. конденсация пара приводит к мгновенному всасыванию нефти, при котором давление и температура в зоне мгновенно выравниваются и компенсируются притоком нефти из холодной части пласта.

Перепишем формулу (2) с учетом постоянства температуры в области парового плато:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_s} 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0) \cdot dr = 2 \cdot \pi \cdot r_s^2(t) \cdot \alpha_m \cdot (T_s - T_0), \quad (6)$$

где  $r_s$  – радиус зоны парового плато.

С другой стороны, мощность теплотерь компенсируется только конденсацией пара, следовательно, должна быть равна теплоте выделяемой за счет конденсации пара:

$$\frac{dG}{dt} = -\ell \cdot \frac{dM}{dt} = -2 \cdot \ell \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a \cdot \pi \cdot r_s \cdot \frac{dr_s}{dt}, \quad (7)$$

где  $M$  – масса пара в призабойной зоне;  $a$  – концентрация пара в теплоносителе;  $G$  – теплота, выделяемая при конденсации пара;  $\rho_g$  – плотность теплоносителя.

Приравняв выражения (6) и (7), получим дифференциальное уравнение для определения скорости фронта конденсации:

$$\frac{dr_s}{dt} = -\frac{\alpha_m \cdot (T_s - T_0)}{\ell_g \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a} \cdot r_s. \quad (8)$$

Решение этого уравнение с начальными условиями  $t = 0$  и  $r_s = r_f$  имеет вид:

$$t_2 = \frac{\ell_g \cdot \rho_g \cdot m \cdot h \cdot a}{\alpha_m \cdot (T_s - T_0)}. \quad (9)$$

### **Определение времени отбора нефти при пароциклическом воздействии на скважину**

Конденсация пара в периоде паротепловой пропитки происходит за счет теплотерь из зоны «парового плато» и сопровождается также нагреванием «холодной» нефти, поступающей из зоны, не охваченной тепловым воздействием. В линейном приближении температура пласта при фильтрации через него жидкости распространяется в виде скачков температуры от  $T_s$  до  $T_0$ . Таким образом, замещение пара нагретой



нефтью приводит к тому, что ближайшая зона к скважине становится заполненной нефтью при температуре  $T_s$ . Определим из условий теплового баланса размеры этой зоны. Теплосодержание нагретой нефти в этой зоне равно:

$$H_1 = \pi \cdot h \cdot (r_*^2 - r_w^2) \cdot R_0 \cdot (T_s - T_0), \quad (10)$$

где  $r_*$  – подлежащий определению радиус зоны, заполненной нагретой нефтью с температурой  $T_s$ ;  $R_0$  – коэффициент теплосодержания нефти, который определяется по формуле  $R_0 = m \cdot \rho_0 \cdot C_0$ .

Тепло, необходимое для нагрева нефти, отбирается у скелета пористой среды, приводя к уменьшению размеров прогретой зоны. Аналогично можно записать выражение для количества тепла, отобранного у скелета пласта, в виде:

$$H_2 = \pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_*^2) \cdot R_r \cdot (T_s - T_0), \quad (11)$$

где  $R_r$  – эффективный коэффициент теплосодержания насыщенной пористой породы, который находится по формуле  $R_r = (1 - m) \cdot \rho_r \cdot C_r + m \cdot \rho_0 \cdot C_0$ ;  $\rho_r$  – плотность породы;  $C_r$  – теплоемкость породы.

Тепловой баланс, выраженный равенством (10) и (11), позволяет получить уравнения для определения радиуса зоны, содержащей нефть при температуре насыщения  $T_s$ :

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 \cdot R_r + r_w^2 \cdot R_0}{R_r + R_0}}. \quad (12)$$

Таким образом, на момент начала активного этапа циклического воздействия призабойная зона скважины имеет две области: зону, заполненную нефтью с температурой  $T_s$ , радиусом  $r_*$  и зону также насыщенную нефтью при начальной пластовой температуре  $T_0$ .

Расход жидкости в скважину с зональным изменением температуры аналогичен выражению для формулы Дюпюи с зональной неоднородностью, так как температура пласта определяет вязкость фильтрующейся жидкости:

$$Q = \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p \cdot \left( \frac{1}{\mu_m \cdot \ln\left(\frac{r_*}{r_w}\right) + \mu \cdot \ln\left(\frac{r_c}{r_*}\right)} \right), \quad (13)$$

где  $\mu$  – вязкость пластовой нефти;  $\mu_m$  – вязкость нефти, нагретой до температуры  $T_s$ ;  $k$  – абсолютная проницаемость пласта;  $r_c$  – радиус контура питания скважины;  $h$  – мощность пласта;  $\Delta p$  – депрессия в призабойной зоне пласта.

Нетривиальность этой задачи заключается в том, что по мере фильтрации происходит охлаждение призабойной зоны, связанное с уменьшением радиуса высокотемпературной зоны  $r_*$  от времени. Скорость продвижения фронта, заполненного горячей нефтью, при фильтрации жидкости с расходом  $Q$  равна:

$$D_m = \frac{\pi \cdot h \cdot (r_f^2 - r_*^2)}{t} = \frac{Q \cdot R_0}{m \cdot R_r}. \quad (14)$$

Откуда можно определить зависимость размера  $r_*$  от времени:

$$r_* = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r}}. \quad (15)$$

Подставляя формулу (15) в закон (13), получим трансцендентное уравнение для определения падения расхода жидкости со временем за счет охлаждения призабойной зоны:

$$\frac{Q}{\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p} = \frac{1}{(\mu_m - \mu) \cdot \ln \left( \sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r \cdot r_w^2}} \right) + \mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}. \quad (16)$$

Также имеет смысл рассмотреть относительную величину продуктивности скважины без теплового воздействия  $Q_0$  и величину продуктивности в активный период пароциклического воздействия. Отношение дебитов скважины выражается формулой:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}{(\mu_m - \mu) \cdot \ln \left( \sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q \cdot R_0 \cdot t}{\pi \cdot m \cdot h \cdot R_r \cdot r_w^2}} \right) + \mu \cdot \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}. \quad (17)$$

Выражение (17), описывающее отношение дебитов до и после обработки, позволяет построить некую зависимость с интересующим нас экстремумом.

По характеру данной зависимости в активной фазе цикла и анализу экономической эффективности процесса делается вывод о времени активной фазы отбора жидкости.

**Расчет параметров пароциклического воздействия с использованием разработанной модели на примере Ярегского месторождения**

Для оценки эффективности пароциклического воздействия необходимо иметь методику расчета основных временных интервалов: времени закачки теплоносителя, времени выдержки скважины под паротепловой пропиткой и времени добычи нефти. Данная методика была представлена ранее. Расчет времени закачки рассчитывается исходя из условия теплового баланса в пласте (темп ввода теплоносителя в пласт равен мощности потерь тепла в кровлю и подошву пласта), т.е. достижения максимального прогрева призабойной зоны пласта. Расчет интервала выдержки скважины определяется из условия установления стационарных тепловых полей, т.е. полной конденсации пара. А интервал работы скважины на отбор нефти рассчитывается исходя из условия, что темп отбора нефти должен превышать дебит скважины без воздействия.

Представленный ниже расчет основных временных параметров пароциклического воздействия был проведен для Ярегского месторождения. Для оптимизации данного процесса использовался базовый вариант (дебит без воздействия, рассчитанный по формуле Дюпюи для радиального притока нефти в скважину). Все расчетные данные взяты для реального объекта, недостающие значения параметров взяты из специальной литературы и считаются одинаковыми для всех объектов.

Ярегское нефтяное месторождение расположено на территории Республики Коми в 25 км к юго-западу от Ухты, входит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию. Центр добычи – пос. Ярега (рис. 8). Ярегское нефтяное месторождение приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Теманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. Промышленно нефтеносны отложения верхнего и среднего девона. Коллекторы трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками (мощность 26 м) с пористостью 26 %, проницаемостью 3,17 Д. Залежь пластовая сводовая, залегает на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. ВНК находится в интервале от –55 до –65 м. Начальная пластовая температура 6–8 °С, начальное пластовое давление 1,4 МПа. Нефть ароматическо-нафтенового типа с плотностью 945 кг/м<sup>3</sup>, содержанием серы около 1 % и парафина около 0,5 %.



Рисунок 8 – Карта Ярегского нефтяного месторождения

Опытная эксплуатация Ярегского месторождения ведется с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 75–100 м, добыто 38,5 тыс. тонн нефти, нефтеотдача не превышала 2 %. С конца 1939 года разработка велась шахтным способом (3 шахты). Из рабочей галереи в надпластовом горизонте, расположенном на 20–30 м выше кровли продуктивного пласта, разбуривали залежь по плотной сетке скважин через 15–25 м. С 1954 года отработка шахтных полей велась по уклонно-скважинной системе из рабочей галереи внутри продуктивного пласта. Длина скважин 40–280 м, расстояние между забоями 15–20 м. К 1972 году добыто 7,4 млн тонн, нефтеотдача менее 4 %. С 1972 года начата термошахтная эксплуатация с закачкой в продуктивный пласт теплоносителя через нагнетательные скважины, пробуренные из надпластовой галереи. Отбор нефти производится из эксплуатационных скважин рабочей галереи продуктивного пласта.

Кроме нефти в среднедевонских песчаниках обнаружены повышенные концентрации лейкоксена. Генетический тип месторождения – погребенная россыпь. Продуктивный пласт мощностью 30–100 м несогласно перекрывает метаморфические сланцы рифея и делится на два рудных горизонта. Нижний горизонт сложен грубо- и крупнозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, верхний – полимиктовыми конгломератами и разнозернистыми кварцевыми песчаниками, содержащими до 30 % лейкоксена,  $TiO_2$  – 58,5–71,9 % и  $SiO_2$  – 20,0–37,8 %.

При оптимизации основных параметров пароциклического воздействия использовался итерационный метод (метод последовательных приближений). Все необходимые расчетные параметры пласта и теплоносителя сведены в таблицы 2 и 3.

Таблица 2 – Расчетные параметры пласта Ярегского месторождения

Нефтенасыщенная толщина, м	26
Вязкость нефти, сПз	4500
Продуктивность, $m^3/сут. \cdot МПа$	0,039
Пористость, доли ед.	0,26
Теплоемкость породы, Дж/кг $\cdot$ °К	1500
Плотность породы, кг/м <sup>3</sup>	2500
Коэффициент теплопередачи, Вт/м <sup>2</sup> $\cdot$ °К	1,5
Пластовая температура, °К	280
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,570

Таблица 3 – Расчетные параметры теплоносителя

Концентрация пара, %	70
Скрытая теплота, кДж/кг	1000
Теплоемкость пара, Дж/кг · °К	1000
Плотность пара, кг/м <sup>3</sup>	100
Температура пара, °К	573
Пластовая температура, °К	308
Производительность установки, м <sup>3</sup> /сут.	480
Депрессия при добыче, МПа	7
Радиус скважины, м	0,1

Для расчета времени закачки и конденсации пара воспользуемся формулами (5) и (9). Подставляя в данные формулы значения параметров из таблиц, получим, что оптимальное время закачки теплоносителя составляет 24 сут., а период паротепловой пропитки 13 сут. (рис. 9).

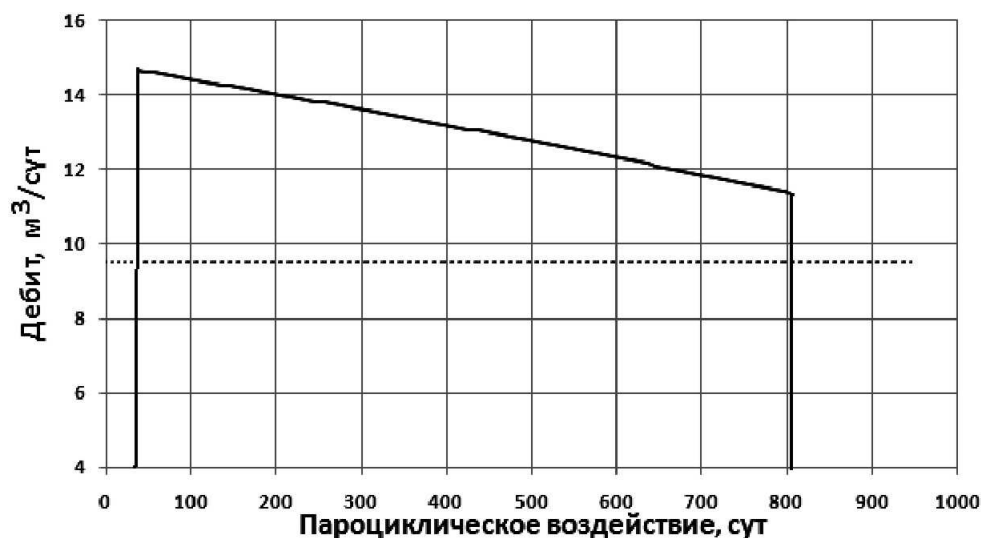


Рисунок 9 – Динамика дебита нефти за период пароциклического воздействия на Ярегском месторождении при интервале закачки (24 сут.) и времени выдержки (13 сут.); ..... – без воздействия

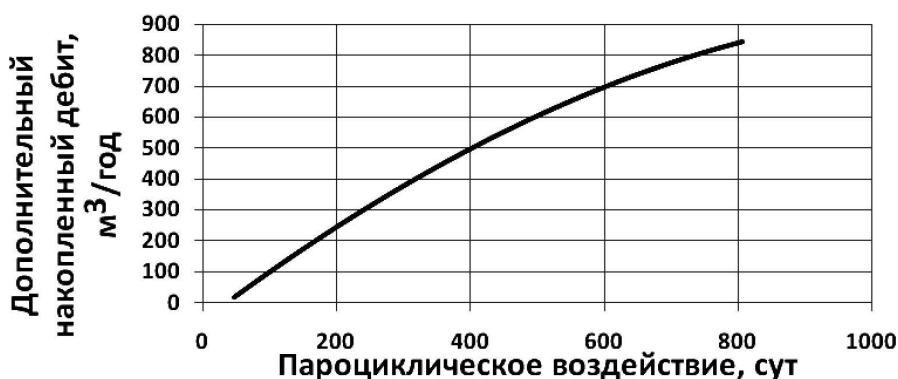
Для определения времени добычи нефти построим зависимость падения дебита со временем за счет охлаждения призабойной зоны, воспользовавшись выражением (16).

Дополнительная добыча нефти при циклическом воздействии определяется интегралом дебита нефти за время всех циклов в течение года за вычетом базовой добычи нефти:

$$V = \int_0^T (Q_n - Q_0) \cdot dT, \quad (18)$$

где  $n$  – количество циклов воздействия за исследуемый период (1 год);  $T$  – полный период воздействия.

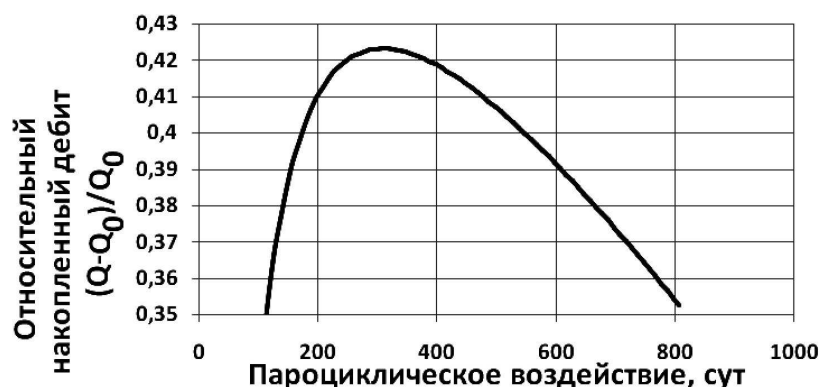
Результаты расчета дополнительного накопленного дебита представлены на рисунке 10.



**Рисунок 10** – Дополнительный накопленный дебит на Ярегском месторождении в зависимости от времени активной фазы при фиксированном времени закачки и времени паротепловой пропитки

Из полученных результатов следует, что добычу нефти в активной фазе нужно продолжать до тех пор, пока добыча не станет равна базовому дебиту без воздействия.

Но, проведя дополнительные исследования (рис. 11), видно, что добычу нефти нужно прекращать гораздо раньше. Это говорит о том, что дополнительная добыча нефти со временем уменьшается и в какой-то момент времени она становится незначительна по сравнению с первоначальным дополнительным дебитом. Данное исследование позволяет говорить об эффективном времени активной фазы добычи нефти, и в нашем случае для Ярегского месторождения это время составляет 320 сут.



**Рисунок 11** – Относительный накопленный дебит в зависимости от времени активной фазы для Ярегского месторождения при фиксированном времени закачки (24 сут.) и паротепловой пропитки (13 сут.)

## Выводы и результаты

Решена задача движения двухфазного теплоносителя (пар-вода) в вертикальной скважине с учетом теплопотерь в окружающие породы применительно к конкретной конструкции скважины с различными видами теплоизоляции. Проанализировано влияние начального паросодержания, устьевого давления и расхода теплоносителя на максимальную глубину проникновения пара. Установлено, что увеличение начального паросодержания выше 80 % позволяет резко увеличить максимальную глубину проникновения пара (до 2 раз).

Рассмотрена интегральная физико-математическая модель пароциклического воздействия на призабойную зону пластов с целью увеличения нефтеотдачи месторождений содержащих высоковязкие нефти.

Установлено, что:

1) максимальная эффективность процесса достигается при времени закачки теплоносителя, соответствующем установлению стационарного распределения температуры в призабойной зоне;

2) время паротепловой пропитки определяется полной конденсацией пара в призабойной зоне, охваченной тепловым воздействием;

- 3) процесс отбора нефти целесообразнее заканчивать до момента полного охлаждения призабойной зоны;
- 4) существуют оптимальные технологические параметры, дающие максимальную интенсификацию дебита;
- 5) применение модели с оптимальными параметрами для Ярегского месторождения позволяет увеличить дебит добывающей скважины в среднем на 30–40 %.

### Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1988. – 424 с.
7. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М. : Недра, 1988. – 313 с.
8. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О вытеснении нефти паром. – М. : Препринт ИПМ АН СССР, 1986. – № 267. – 82 с.
9. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : Нефть и газ, 1996. – 284 с.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. – М. : Недра, 1983. – 222 с.
11. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. – Ухта : УГТУ, 2015. – 166 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Технология пароциклического метода интенсификации вязких и высоковязких нефтей. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36_0.html)
14. Баширов В.В., Карпов В.П., Федоров К.М. Парогазотермическая обработка призабойной зоны и пласта в целом // Итоги науки и техники. Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВИНТИ, 1987. – Т. 19. – С. 3–86.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Шахмеликьян М.Г., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 100–123.
16. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Итоги науки и техники. Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВИНТИ, 1975. – Т. 7. – С. 3–93.
17. Будкевич Р.Л., Шайхразиева Л.Р. Исследование свойств поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 91–93.
18. Вартумян Г.Т., Савенок О.В., Шостак Н.А., Стрельцова Ю.Г. Снижение гидравлических сопротивлений при транспортировке высоковязких нефтей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 37–39.
19. Дошер Т.М., Хассеми Фархад. Влияние вязкости нефти и толщины продуктивного пласта на эффективность паротеплового воздействия // Экспресс-информация. Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1984. – С. 3–44.
20. Ентов В.М. Физико-химическая гидродинамика процессов в пористых средах (математические модели методов повышения нефтеотдачи пластов) // Успехи механики. – 1981. – Т. 4. – № 3. – С. 23–56.

21. Зазовский А.Ф. О неизотермическом вытеснении нефти водой из нетеплоизолированных пластов // Известия АН СССР. Серия МЖГ. – 1983. – № 5. – С. 23–44.
22. Кошелев А.Т., Гилаев Г.Г., Сташок Ю.И., Гарушев А.Р. Термоциклическая интенсификация добычи тяжелой нефти на месторождении Зыбза – Глубокий Яр // Нефть. Газ. Новации. – 2003. – № 11 (58). – С. 68–72.
23. Морозюк О.А., Калинин С.А., Скворцов А.С. Изучение влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового воздействия при добыче высоковязких нефтей // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 162–167.
24. Мостаджеран М.Г., Телков В.П. Анализ полимерного заводнения как технологии повышения эффективности выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 33–38.
25. Мустафина А.Н., Гумерова Д.М. Изучение закономерности реологического поведения высоковязкой нефти Нурлатского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 39–41.
26. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Причины и следствие неоднородности продуктивных карбонатных толщ при проектировании и разработке залежей высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 168–174.
27. Савенок О.В., Нестеренко С.А., Нуэмб Жан Пьер Синус. Перспектива разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти // Тезисы докладов трудов Девятого Международного научного симпозиума имени акад. М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск : Издательство ТПУ, 2005. – С. 121–122.
28. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ разработки пермокарбоневой залежи Усинского месторождения с применением теплоносителей // ГеоИнжиниринг. – 2007. – № 2 (4) / 2007. – С. 86–94.
29. Савенок О.В. Анализ и систематизация факторов оптимизации технологий строительства скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми нефтями // ГеоИнжиниринг. – 2011. – № 2 (11) осень 2011. – С. 70–73.
30. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 5–9.
31. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учетом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
32. Савенок О.В. Шарыпова Д.Д. Принципы комплексной оценки ресурсного потенциала тяжелых нефтей // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 4/2013. – С. 6–10.
33. Савенок О.В. Анализ структуры трудноизвлекаемых запасов и тенденций увеличения темпа прироста // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 2 (18) лето 2013. – С. 76–80.
34. Савенок О.В. Геологические особенности освоения трудноизвлекаемых залежей // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 8. – С. 130–135.
35. Федоров К.М., Шарафутдинов Р.Ф. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Известия РАН. Серия МЖГ. – 1989. – № 5. – С. 68–79.
36. Федоров К.М., Шевелев А.П. Моделирование работы скважины в неизотермическом режиме // Сборник статей «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника». – Тюмень : Издательство ТюмГУ, 2004. – Вып. 2. – С. 82–91.
37. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохаммед Брехима, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 313–322.

38. Шахмеликьян М.Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsn-isp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

39. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.

40. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)

### References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Краснодар : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.

2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Краснодар : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Краснодар : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

5. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

6. Burzhe G., Surio P., Kombarnu M. Thermal methods of increase in oil recovery of layers. – M. : Nedra, 1988. – 424 p.

7. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeyev G.E. Development of fields of complex structure of viscous oil in carbonate collectors. – M. : Nedra, 1988. – 313 p.

8. Zazovsky A.F., Fedorov K.M. About oil replacement by steam. – M. : Pre-print of IPM Academy of Sciences of the USSR, 1986. – № 267. – 82 p.

9. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields high-viscosity nefty. – M. : Oil and gas, 1996. – 284 p.

10. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M. Forecasting of trade efficiency of methods of thermal impact on oil layers. – M. : Nedra, 1983. – 222 p.

11. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Development of deposits high-viscosity nefty and bitumens with application of thermal methods. – Ukhta : UGTU, 2015. – 166 p.

12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Краснодар : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.

13. Technology of a parotsiklichesky method of an intensification viscous and high-viscosity nave Tay. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a2ac68b5c43a88521306c36_0.html)

14. Bashirov V.V., Karpov V.P., Fedorov K.M. Parogazotermichesky processing of a bottom-hole zone and layer in general // Results of science and technology. «Development of Oil and Gas Fields» series. – M. : VINITI, 1987. – Т. 19. – P. 3–86.

15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Shakhmelikyan M.G., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. Analysis of technologies of thermal impact on layers high-viscosity nefty fields Uzen // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Краснодар : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 100–123.

16. Bokserman A.A., Rakovsky N.L., Glaz I.A. Development of oil fields by a flooding combination to steam forcing // Results of science and technology. «Development of Oil and Gas Fields» series. – M. : VINITI, 1975. – Т. 7. – P. 3–93.

17. Budkevich R.L., Shaykhraziyeva L.R. A research of properties of surface-active substances for an intensification of extraction of high-viscosity oil // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Краснодар : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 91–93.

18. Vartumyan G.T., Savenok O.V., Shostak N.A., Streltsova Yu.G. Decrease in hydraulic resistance when transporting high-viscosity nefty // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2012. – № 2. – P. 37–39.



19. Doshier T.M., Hassemi Farkhad. Influence of viscosity of oil and thickness of productive layer on efficiency of steam influence // Express information. Oil-field Business series. – M. : VNIIOENG, 1984. – P. 3–44.
20. Entov V.M. Physical and chemical hydrodynamics of processes in porous environments (mathematical models of methods of increase in oil recovery of layers) // Achievements of mechanics. – 1981. – T. 4. – № 3. – P. 23–56.
21. Zazovsky A.F. About nonisothermal replacement of oil by water from not heat-insulated layers // News of Academy of Sciences of the USSR. MZhG series. – 1983. – № 5. – P. 23–44.
22. Koshelev A.T., Gilayev G.G., Stashok Yu.I., Garushev A.R. A thermocyclic intensification of extraction of heavy oil on the Zybza field – Deep Yar // Oil. Gas. Innovations. – 2003. – № 11 (58). – P. 68–72.
23. Morozyuk O.A., Kalinin S.A., Skvortsov A.S. Alkali additive influence studying to the pumped steam on efficiency of thermal influence at production high-viscosity nefty // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 162–167.
24. Mostadzheran M.G., Telkov V.P. Analysis of polymeric flooding as technologies of increase in efficiency of development of fields high-viscosity and heavy nefty Iran // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 33–38.
25. Mustafina A.N., Gumerova D.M. Studying of regularity of rheological behavior of high-viscosity oil of the Nurlatsky field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 39–41.
26. Mukhametshin R.Z., Kalmykov A.V. The reasons and a consequence of heterogeneity of productive carbonate thicknesses at design and development of deposits of high-viscosity oil // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Razrabotka of oil and gas fields. – P. 168–174.
27. Savenok O.V., Nesterenko S.A., Nouemb Jean Pierre Sinous. Prospect of development of deposits of complex structure high-viscosity oil // Theses of reports of works of the Ninth International scientific symposium of a name of the academician M.A. Usov of students, graduate students and young scientists «Problem of geology and development of a subsoil». Section: Razrabotka of oil and gas fields. – Tomsk : TPU publishing house, 2005. – P. 121–122.
28. Savenok O.V., Kusov G.V. Analiz of development of a permokarbonovy deposit of the Usinsk field with use of heat carriers // Geoinzhiniring. – 2007. – № 2 (4)/2007. – P. 86–94.
29. Savenok O.V. Analiz and systematization of factors of optimization of technologies of construction of wells on fields with hardly removable neftyam // Geoinzhiniring. – 2011. – № 2 (11) fall 2011. – P. 70–73.
30. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil – structure and trends // the oil Engineer. – 2012. – № 3. – P. 5–9.
31. Savenok O.V. Razrabotka of the principles, methods and technologies of resource-saving for oil production taking into account a complex of factors // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). OS № 9. – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 4. – 64 p.
32. Savenok O.V. Sharypov D.D. Principles of complex assessment of resource potential heavy nefty // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 4/2013. – P. 6–10.
33. Savenok O.V. Analiz of structure of hardly removable stocks and trends of increase in rate of gain // Geoinzhiniring. – 2013. – № 2 (18) summer 2013. – P. 76–80.
34. Savenok O.V. Geological features of development of hardly removable deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 8. – P. 130–135.
35. Fedorov K.M., Sharafutdinov R.F. To the theory of nonisothermal filtration with phase transitions // News of RAS. MZhG series. – 1989. – № 5. – P. 68–79.
36. Fedorov K.M., Shevelyov A.P. Modeling of work of the well in the nonisothermal mode // the Collection of articles «Thermophysics, Hydraulic Gas Dynamics, Heating Engineer». – Tyumen : Publishing house of TyumGU, 2004. – Issue 2. – P. 82–91.

37. Shakhmelikyan M.G., Haidar Mohammed Brekhim, Ganges Ivanov to Adrian Tabitha. Analysis of efficiency of steam impact on the II layer II of the block of the field of Katangli // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 313–322.

38. Shakhmelikyan M.G., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of technology of thermopoly-dimensional impact on layer on fields with high-viscosity neftyam on the example of the Mish-kinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsni-sp.ru/pdf/2018/01/19.pdf>

39. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert. Analysis of methods of development of fields high-viscosity neftiy and natural bitumens // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 1. – P. 168–188.

40. Nvizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : [http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23\\_98.pdf](http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf)

УДК 550.8 + 622.24

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ  
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ  
ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА И ПРОГНОЗА УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ  
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ  
КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF NON-STATIONARY  
ELECTROMAGNETIC SOUNDINGS FOR STUDYING  
THE UPPER PART OF THE SECTION AND FORECASTING  
THE CONDITIONS FOR DRILLING PROSPECTING  
AND EXPLORATION WELLS USING THE EXAMPLE  
OF THE KOVYKTINSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Молчанов Сергей Александрович**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
advacaaat@yandex.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В работе показан опыт применения нестационарных электромагнитных зондирований для изучения верхней части разреза и прогноза условий бурения поисково-разведочных скважин на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ). Рассмотрены горно-геологические условия бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (характеристика скважин на центральном блоке КГКМ; характеристика разреза КГКМ по данным бурения и ГИС; гидрогеологическая характеристика центрального блока КГКМ; структурно-геологическая характеристика зон осложнений; результаты по данным зондирования методом становлением поля). Описаны горно-геологические условия бурения рапопроявляющих зон с аномально высоким пластовым давлением в природных резервуарах кембрия на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (исследование горно-геологических условий с использованием геофизических методов; геологическое строение зон АК-АВПД; геологическое описание зон срывов; причины геологической обусловленности возникновения осложнений при бурении скважин в карбонатно-галогенной формации; зоны осложнений при бурении). Проведен анализ применения мало-глубинных зондирований ЗСБ для прогноза условий бурения поисково-разведочных скважин на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

**Molchanov Sergey Aleksandrovich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
advacaaat@yandex.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical Sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university

**Annotation.** The paper shows the experience of using non-stationary electromagnetic soundings to study the upper part of the section and the forecast of drilling conditions for prospecting and exploration wells using the Kovyktinskoye gas and condensate field as an example. The mining and geological conditions of drilling at the Kovyktinskoye gas and condensate field (the characteristics of the wells at the central block of Kovyktinskoye gas and condensate field, the characterization of the Kovyktinskoye gas and condensate field section based on drilling data and well logging, the hydrogeological characteristics of the central block of Kovyktinskoye gas and condensate field, the structural and geological characteristics of the complication zones, the results for data of sounding by the method of field formation). Mining-geological conditions for drilling brine-developing zones with abnormally high reservoir pressure in natural Cambrian reservoirs at the Kovyktinskoye gas and condensate field are described (exploration of mining and geological conditions using geophysical methods, geological structure of anomalous reservoir pressure – abnormally high reservoir pressure zones, geological description of zones of disruption; reasons for the geological conditionality of the occurrence of complications when drilling wells in the carbonate-halogen formation, zones of complications during drilling). The analysis of the application of shallow sounding of the ZSB for the forecast of drilling conditions for prospecting and exploratory wells is carried out on the example of the Kovyktinskoye gas and condensate field is carried out.

**Ключевые слова:** горно-геологические условия бурения; характеристика разреза месторождения по данным бурения и ГИС; гидрогеологическая характеристика месторождения; структурно-геологическая характеристика зон осложнений; результаты по данным зондирования методом становления поля; рапопроявляющие зоны с аномально высоким пластовым давлением; исследование горно-геологических условий с использованием геофизических методов.

**Keywords:** mining and geological conditions of drilling; characterization of the deposit section based on drilling data and well logging; hydrogeological characteristics of the deposit; structural and geological characteristics of the zones of complications; the results from the sounding of the field formation method; brine-developing zones with abnormally high reservoir pressure; study of mining and geological conditions using geophysical methods.

## Введение

Горно-геологические условия бурения глубоких скважин на нефть и газ на территории юга Сибирской платформы отличаются высокой сложностью проектирования и строительства. Осложняющим фактором является наличие в карбонатно-галогенной толще кембрия пластов-коллекторов, проявляющихся поглощениями бурового раствора либо фонтанными притоками пластового флюида, связанными с аномально высоким пластовым давлением.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение является одним из эталонных объектов юга Сибирской платформы, задача проводки и проектирования глубоких скважин на нем входит в производственный план. Оценка горно-геологических условий бурения проектных скважин возможна с помощью комплексирования геофизических методов и составления прогнозных карт с указанием возможных зон осложнений.

Условия бурения глубоких скважин на территории юга Сибирской платформы оцениваются как «сложные» ввиду присутствия в средней части разреза осадочного чехла в карбонатно-галогенной толще кембрия пластов коллекторов, которые могут характеризоваться либо поглощениями бурового раствора, либо аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) флюидов. При проходке бурением зоны АВПД высока вероятность возникновения аварийной ситуации – от повреждения бурильной колонны, буровой установки до потери скважины.

Высоконапорные пласты (зоны) юга Сибирской платформы содержат предельно насыщенные рассолы с концентрацией солей более 600 г/л и плотностью до 1,45 г/см<sup>3</sup>, нередко с газом, что существенно осложняет процесс их вскрытия. Задokumentированы дебиты нефти до 1000 м<sup>3</sup>/сут., газа – до 1 млн м<sup>3</sup>/сут., слабых рассолов – до 30000 м<sup>3</sup>/сут., концентрированных рассолов-рапы – до 7,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При поступлении рассола из пласта в ствол скважины полное замещение бурового раствора на рапу происходит в первые 30–40 минут; двухвалентные катионы (Ca, Mg) провоцируют коагуляцию бурового раствора; начинается процесс обвального выпадения солей. Заращение внутреннего сечения скважины может привести к полной потере подвижности бурильного инструмента, а в дальнейшем – к потере скважины. Устьевые давления при закрытом противовыбросовом оборудовании (ПВО) достигают 16,5–18,5 МПа. Ковыктинское газоконденсатное месторождение – один из ярких объектов такого типа. Большое количество скважин, вскрывших высоконапорные рапопроявляющие пласты (зоны), не добурено до целевых газоносных отложений терригенного венда вследствие недоучета горно-геологических условий. Основными причинами ликвидации скважин являются открытые высокодебитные фонтаны, прихваты бурильного инструмента, смятие обсадных колонн в процессе испытания и т.д.

По данным бурения разведочных скважин установлено, что рапопроявляющие зоны локализованы в межсолевых карбонатных пластах-коллекторах, субгоризонтальны и характеризуются трещинным и карстово-жильным типами аномально-гидропродных коллекторов (АК).

Значения АВПД во флюидной системе карбонатов кембрия – до 2,35–2,65. Использование данных комплексных геофизических методов, а также опыта бурения предыдущих скважин позволяет во многих случаях значительно снизить риски возникновения аварийных ситуаций. Учет горно-геологических условий должен лежать в основе как проектных решений, так и рабочих регламентов по безаварийному ведению буровых работ.

### **Горно-геологические условия бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении**

На Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) продолжается бурение разведочных скважин, пробурены эксплуатационные скважины с горизонтальным стволом в продуктивном парфеновском горизонте. По состоянию на 2016 год в пределах Ковыктинского ГКМ пробурено всего 77 скважин: 5 параметрических, 26 поисково-оценочных, 40 разведочных, 7 эксплуатационных.

Геологический разрез Ковыктинского ГКМ характеризуется сложными горно-геологическими условиями бурения. Наиболее распространенным осложнением является поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического. При бурении в над-солевом терригенно-карбонатном комплексе поглощения были зафиксированы практически во всех скважинах. При бурении в галогенно-карбонатном комплексе вероятность вскрытия зон поглощения бурового раствора наиболее высокая в келорском и бильчирском горизонтах. С увеличением глубины бурения вероятность вскрытия зон поглощения уменьшается.

Самым тяжелым и опасным осложнением в процессе бурения на Ковыктинском ГКМ является вскрытие объектов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), приуроченных к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации. Величина пластового давления в зонах АВПД значительно превышает величину, соответствующую градиенту пластового давления для разреза Ковыктинского месторождения, и сопоставима с величиной горного давления. Вскрытые бурением объекты с АВПД приурочены к регионально распространенным карбонатным пластам, насыщенным высокоминерализованными пластовыми водами (рапой). Также одной из актуальных проблем Ковыктинского месторождения является вероятность вскрытия объектов с АВПД, приуроченных к неизвестным межсолевым карбонатным пластам.

На Ковыктинском ГКМ интенсивные рапопроявления при бурении происходили в скважинах №№ 3-КОВ, 18-КОВ, 26-КОВ, 52-КОВ, 60-КОВ, 61-КОВ, 64-КОВ и 72-КОВ. На соседней Грузновской площади они происходили в скважинах №№ 1 и 134, на Жарковской площади – в скважине № 133, а также в скважинах Южно-Ковыктинской площади. При этом во многих скважинах было зафиксировано чередование поглощений и фонтанирующих притоков по разрезу соленосной формации. Так, в скважине № 60 при бурении на газожидкостные смеси переливы, выбросы и газопроявления чередовались с поглощениями. В скважине № 3-КОВ ниже рапопроявляющего бильчирского горизонта было встречено поглощение интенсивностью 2–5 м<sup>3</sup>/ч в атовском горизонте.

#### ***Характеристика скважин на центральном блоке Ковыктинского газоконденсатного месторождения***

В центральной, наиболее продуктивной и освоенной части месторождения пробурены 7 эксплуатационных и более 20 поисково-разведочных скважин. В центральной части месторождения было пробурено несколько скважин, вскрывших рассолонасыщенный коллектор, с аномально высоким пластовым давлением на разных стратиграфических уровнях в интервале галогенно-карбонатного комплекса (скважины №№ 3-КОВ, 18-КОВ и 72-КОВ). Остальными скважинами в процессе бурения были вскрыты интервалы поглощений бурового раствора на различных уровнях. Трудность оценки геологических границ распространения зоны АВПД заключается в сложном характере их размещения по площади месторождения, при вскрытии бурением отмечается чередование как интенсивных рапопроявлений, так и поглощений бурового раствора.

Скважинами вскрыт обычный для юга Сибирской платформы разрез. Подробное изучение геологического разреза осложняется недостатком геолого-геофизической информации: отсутствием кернового материала, испытаний и опробований коллекторов (кроме парфеновского), а также полного комплекса ГИС по большинству старых скважин. Изучение горизонтов-коллекторов в представленной выборке скважин осуществлено только по данным ГИС. Исключением является бильчирский и биркинский горизонты, которые проявили себя притоками пластового флюида в скважинах №№ 3-КОВ, 18-КОВ и 72-КОВ.

В скважине № 3-КОВ с глубин 1330–1338 м отмечен самоизлив рассола дебитом до 86–110 м<sup>3</sup>/сут. и плотностью 1,28 г/см<sup>3</sup>. Давление на устье составило 7,8 МПа, расчетное пластовое давление – 24,69 МПа. В результате участок проявления пришлось изолировать посредством обсадной колонны и цементации. При дальнейшем прохождении скважины были получены фонтанные притоки рассолов с АВПД, которые были приурочены к балыхтинскому и осинскому горизонтам.

Выход обильно газированного бурового раствора зафиксирован в нижнеангарской подсвите (бильчирский горизонт) из интервала 1146–1164 м скважины № 18-КОВ. В скважине № 18-КОВ приток разгазированной рапы получен при вскрытии христофоровского горизонта в интервале 1960–1971 м. В кровельной части усольской свиты (1996–2001 м) был получен приток рапы из балыхтинского горизонта с АВПД 46 МПа ( $K_{ан} = 2,3$ ) и дебитом 7,3 м<sup>3</sup>/ч (173 м<sup>3</sup>/сут.). Самое интенсивное рассолопроявление с дебитом около 5000 м<sup>3</sup>/сут. началось с глубины 2076 м при вскрытии бурением межсолевой трещинно-жильной зоны в карбонатах толщиной не более 2 м с аномальными параметрами по пластовому давлению (47 МПа).

В результате проявления АВПД можно разделить на два вида: с постепенно увеличивающимся дебитом (скважина № 3-КОВ) и с аварийным выбросом и далее переливом рассола стабильным дебитом (скважина № 18-КОВ). Это говорит о том, что в аномальном коллекторе (АК) флюидная система представлена рапой с газовой шапкой.

Одним из главнейших факторов, определяющих характер существования в природе подземных гидродинамических систем, является пластовое давление – это давление флюида в пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания. Гидродинамический режим флюидонапорных систем в разрезе Ковыктинского месторождения обусловлен многими геологическими и гидрогеологическими факторами. Основными из них являются:

- гидростатический напор;
- геостатическое давление на каркас коллектора и флюидоносные горизонты от вышележащих толщ горных пород;
- степень гидродинамической изолированности водоносных горизонтов;
- фильтрационные свойства пород флюидоносных и флюидоупорных горизонтов.

Пластовые давления флюидных систем, сформированные под воздействием перечисленных факторов, изменяются на месторождении в широких пределах – от аномально низких до аномально высоких. Для оценки распределения значений пластовых давлений по разрезу проведены расчеты для поглощающих и приточных объектов, вскрытых скважинами. Основой расчетов послужили данные о глубине, плотности промывочной жидкости, статические уровни в скважинах, плотности пластового флюида и измеренные величины пластового давления.

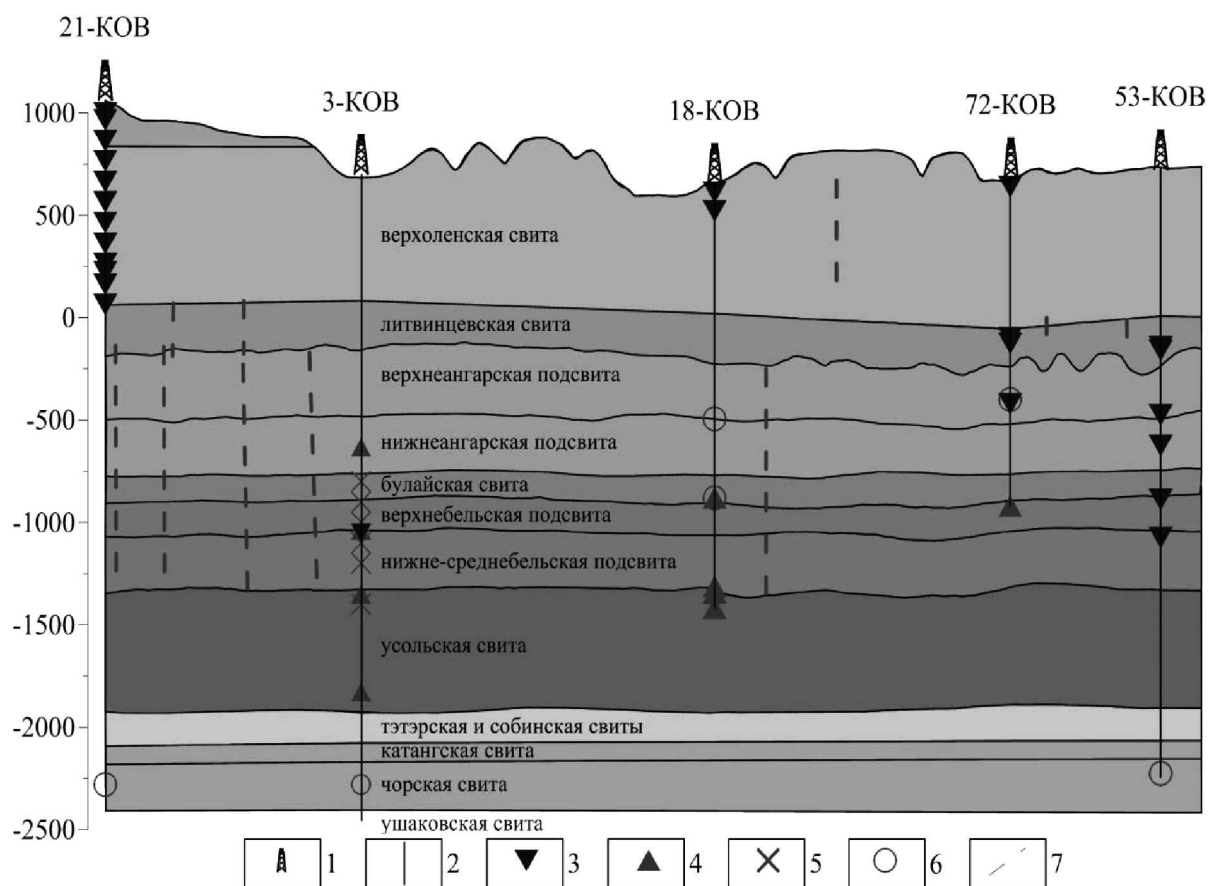
### ***Характеристика разреза центрального блока Ковыктинского ГКМ по данным бурения и ГИС***

Геологический разрез центрального блока Ковыктинского ГКМ до проектного горизонта вскрыт тремя скважинами №№ 21-КОВ, 3-КОВ и 53-КОВ. Скважины №№ 18-КОВ и 72-КОВ были остановлены в интервале галогенно-карбонатных отложений кембрия из-за невозможности продолжить бурение. По данным бурения скважин наблюдается изменение мощности литвинцевской, ангарской и бельской соленосных свит. Все скважины пробурены с осложнениями в виде поглощений и притоков пластовых флюидов с АВПД (рис. 1).

Скважинами вскрыты отложения от ордовика до ушаковской свиты рифея. Отложения фундамента данными скважинами на центральном блоке Ковыктинского ГКМ не вскрыты. Отложения среднего отдела ордовика вскрыты скважиной № 21-КОВ.

Отложения верхнего отдела кембрия (верхоленская и илгинская свиты) представлены чередующимися между собой пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, редкими прослоями известняков, доломитов и мергелей, редкими прослойками и включениями гипса.

Нижний и средний отделы кембрия представлены галогенно-карбонатными отложениями литвинцевской, ангарской, булайской, бельской и усольской свит.



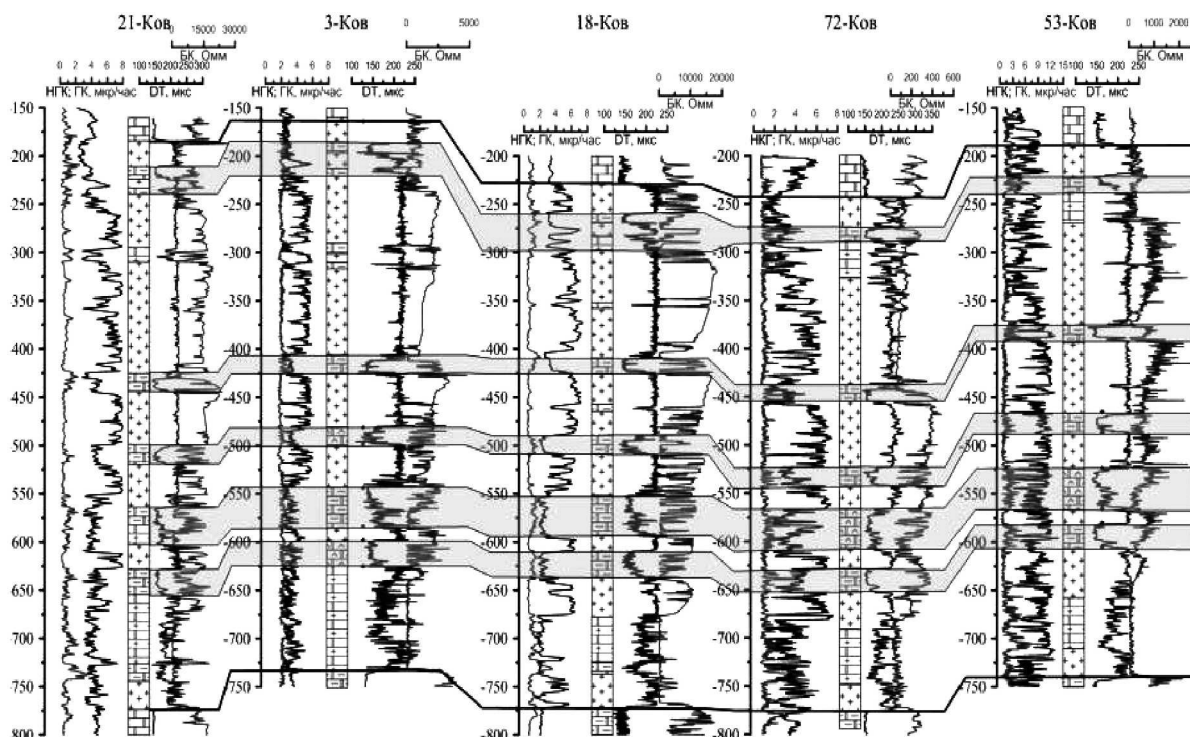
**Рисунок 1** – Разрез центрального блока Ковыктинского ГКМ по данным бурения скважин и сейсморазведки:  
 1 – скважина; 2 – ствол скважины; 3 – поглощение бурового раствора;  
 4 – приток рапы с АВГД; 5 – смятие обсадной колонны; 6 – приток газа;  
 7 – тектонические нарушения, выделенные по данным сейсморазведки

**Литвинцевская свита (Є1 lt).** В нижней части литвинцевской свиты преобладают доломиты массивные, иногда кавернозные, с подчиненными прослоями каменных солей, глинистых доломитов, ангидритов, ангидрито-доломитов. Здесь выделяется келорский горизонт толщиной около 50-60 м. Верхняя часть свиты представляет собой толщу ангидритов, каменных солей, доломитов, с подчиненными прослоями известняков, глинистых доломитов и кварцевых карбонатных песчаников. Келорский горизонт, проявивший себя интенсивными поглощениями от 4 м<sup>3</sup>/ч до полного, распространен практически на всей территории месторождения.

**Ангарская свита (Є1 an).** Ангарская свита сложена соленосно-карбонатными отложениями – доломитами, известняками, каменной солью с прослоями ангидритов, доломито-ангидритов, аргиллитов, галопелитов (рис. 2). В верхней части нижнеангарской подсвиты выделяется бильчирский горизонт, состоящий из четырех пластов массивных доломитов известковистых, редко известняков, ангидрито-доломитов, разделенных прослоями каменных солей. Общая толщина горизонта – 138–157 м. Бильчирский горизонт состоит из четырех пластов (Б1-Б2-Б3-Б4), которые разделены пластами соли. Горизонт проявил себя поглощениями от 1 до 30–40 м<sup>3</sup>/ч, в ряде скважин – до полного, и притоками газа и пластовой воды. Пласты бильчирского горизонта по простиранию разобщены на отдельные блоки с различными пластовыми давлениями, поэтому одни скважины дают выбросы и самоизливы флюидов (газ, рапа), другие поглощают.

**Булайская свита (Є1 bl).** Сложена доломитами мелкокристаллическими, массивными, плотными. В нижней части отмечаются прослои доломито-ангидритов, глинистых доломитов, песчаников. Булайская свита по региональным представлениям делится на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена глинисто-ангидрито-доломитовыми породами. Верхняя подсвита сложена однородными доломитами и известняками. Мощность булайской свиты в среднем составляет 150 м.

В средней части свиты выделяется горизонт-коллектор, из которого получен приток газа в скважине № 18-КОВ. Коллектором является пласт доломитов, заключенный между двумя пластами аргиллитов. Биркинский горизонт проявил себя поглощениями, притоками газа, газа с водой и рапы.



**Рисунок 2** – Корреляция разреза ангарской свиты с выделением карбонатных пластов (B1–B4) бильчирского горизонта по данным ГИС: ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж; ДТ – акустический каротаж; БК – боковой каротаж

**Бельская свита (Є1 bs).** Отложения бельской свиты залегают согласно на породах усольской. По литологическим признакам свита подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Ввиду однородности состава нижняя и средняя подсвиты объединены. Верхняя подсвита представлена переслаиванием каменных солей с доломитами, известняками, реже глинистыми доломитами. Нижне-среднебельская подсвита представлена известняками, доломитизированными известняками, доломитами, местами кавернозными с включениями гипса и ангидрита. В нижней части встречаются тонкие прослои каменной соли. В кровле выделяется атовский горизонт, состоящий из трещиноватых и кавернозных доломитов и известняков, мощностью 58–65 м. При его вскрытии происходило поглощение бурового раствора. К подошве подсвиты приурочен христофоровский горизонт доломитов с прослоями известняков, доломито-ангидритов и глинистых доломитов. Толщина горизонта – 57–64 м.

Христофоровский горизонт выделяется в подошвенной части бельской свиты, а балыхтинский – в кровельной части усольской свиты. Отсутствие на месторождении надежной изолирующей соленосной перемычки между этими горизонтами позволяет рассматривать их в качестве единого христофоровско-балыхтинского резервуара. Из этого резервуара из скважин №№ 18-КОВ, 52-КОВ, 60-КОВ, 61-КОВ и 64-КОВ получены мощные фонтаны рапы с минерализацией до 500–600 г/л при плотности до 1,40–1,42 г/см<sup>3</sup> с АВПД. Вместе с рапой из скважин №№ 52-КОВ и 64-КОВ поступал газ.

**Усольская свита (Є1 us).** Свита представлена переслаиванием каменных солей, доломитов, известняков, глинистых доломитов, доломито-ангидритов. В низах свиты выделяется осинский пласт доломитов, известняков и доломитизированных известняков мощностью 45–56 м. В кровельной части разреза свиты выделяется балыхтинский горизонт, сложенный трещиноватыми доломитами с прослоями глинистых доломито-ангидритов. Толщина горизонта – 17–20 м. Толщина усольской свиты в районе изменяется от 446 до 623 м за счет пластичных деформаций солей.



### ***Гидрогеологическая характеристика центрального блока Ковыктинского ГКМ***

Верхняя часть разреза до верхоленской свиты включительно относится к над-солевой формации. Интервал от литвинцевской свиты до балыхтинского горизонта включительно – к соленосной формации. Центральная часть усольской свиты (наиболее соленасыщенная) между балыхтинским и осинским горизонтами выделяется в качестве усольского регионального водоупора, а осинский горизонт и все нижележащие отложения с корой выветривания фундамента отнесены к подсолевой гидрогеологической формации.

Надсолевая формация является зоной активного водообмена. По данным бурения скважин вода в ней пресная (минерализация – менее 1 г/л). В ней выделяется три водоносных комплекса: современных четвертичных образований, ордовикский и илгинско-верхоленский. Водоносный комплекс современных четвертичных образований содержит верховодку и грунтовые пресные воды, приуроченные к пластам аллювиально-делювиальных отложений.

Соленосная формация включает в себя интервалы литвинцевской, ангарской, булайской, бельской и верхи усольской свит. Пресные воды вниз по разрезу быстро засоляются, метаморфизируются и превращаются сначала в хлоридные натриевые соленые воды и рассолы выщелачивания соли, затем – в хлоридные кальциевые и магниевые-кальциевые рассолы с предельно высокой минерализацией до 350–600 г/л и выше. Литвинцевская свита содержит несколько водоносных пластов, представленных трещиноватыми и кавернозными карбонатными породами. Они имеют между собой гидродинамическую связь и поэтому условно объединяются в единый келорский водоносный горизонт. Ангарская свита включает в себя два водоносных горизонта – ковыктинский и бильчирский, булайская – биркинский горизонт. Статистические уровни – от 800 до 2700 м. Бельская свита, включая кровлю усольской свиты, содержит три горизонта – атовский, христофоровский и балыхтинский. Статические уровни могут достигать 3500 м.

### ***Структурно-геологическая характеристика зон осложнений***

Установлено, что АВПД, вызывающие интенсивные рапопроявления, приурочены к межсолевым изолированным карбонатным коллекторам и обусловлены главным образом геостатической нагрузкой. Важнейший аспект в формировании улучшенных карбонатных коллекторов – изменение знака, смена напряжений от сжимающих, сформировавших соляные структуры типа Жигаловского вала, до растягивающих, раздвигающих. Максимальное развитие трещин установлено в приосевых частях пликативных структур и в более крутых перегибах их крыльев (Жигаловский, Боханский, Марковский валы), т.е. на участках повышенных тектонических напряжений.

Вероятно, зоны трещиноватости могут служить индикаторами по отношению к зонам распространения вторичных улучшенных коллекторов. Независимо от знаков тектонических движений в течение геологического времени рассматриваемые гидрогеологические структуры с коллектором карстового генезиса должны иметь следующие особенности:

- должны быть захоронены (запечатаны) сохранившимися пластами солей либо кепроковыми шляпами;
- должны быть отрицательными по знаку – воронки, прогибы, мульды, синклинальные брахиформные складки, сопряженные с аллохтонными антиклиналями; карбонатный массив занимает как в палео-, так и в современной геологической структуре отрицательную пликативную структурную форму;
- должны занимать гипсометрически нижние зоны на границах фациального замещения (выклинивания) – в противоположность положительному знаку, т.е. приподнятому положению резервуаров или их частей, благоприятному для сохранения углеводородных залежей;
- закарстованные массивы и переработанные в процессе карста карбонаты должны иметь ослабленный скелет породы.

Последняя особенность означает, что через него на флюид должна передаваться часть горного давления. При этом пластовые флюиды, насыщающие эти резервуары, могут быть под давлением выше пластового, но ниже горного. Это явление характеризует прочность скелета породы и не является в данном случае признаком, по которому можно судить о размерах структуры с АВПД, т.е. о ее локальности. Гигантский по размерам в плане закарстованный карбонатный массив может быть обнаружен гидрогеологическим бурением равновероятно с локальной воронкой или линейной зоной трещиноватости.

Примечательно, что коллекторы с АВПД не всегда связаны с известными расолоносными горизонтами. Это тонкие пропластки трещиноватых разрушенных доломитов, которые на смежных площадях не являются коллектором. Исследователями (Анциферов А.С., Вахромеев А.Г. и др.) отмечена закономерность: при близком значении альтитуды скважины аномальный коллектор встречен на одних и тех же глубинах. Представляется, что при близких параметрах коэффициента аномальности разные скважины вскрывают реально существующую в геологическом разрезе разломную плоскость, подобную тонкой субгоризонтальной пластине с толщиной от десятков сантиметров до одного-двух метров или зону трещиноватости по напластованию, межпластовых срывов. Типичным примером могут служить скважины №№ 18-КОВ, 52-КОВ и 64-КОВ. Установлено, что в районе глубоких скважин, вскрывших зоны АК – АВПД в разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы, наблюдается повышенная дислоцированность разреза, описанная в опубликованной литературе как «соляная тектоника». В общем виде этот термин предполагает те или иные пликвативные дислокации пород галогенно-карбонатной толщи. Типичным для соленосной формации является развитие линейной дисгармоничной складчатости, генезис которой связывают с тангенциальными напряжениями и галокинезом.

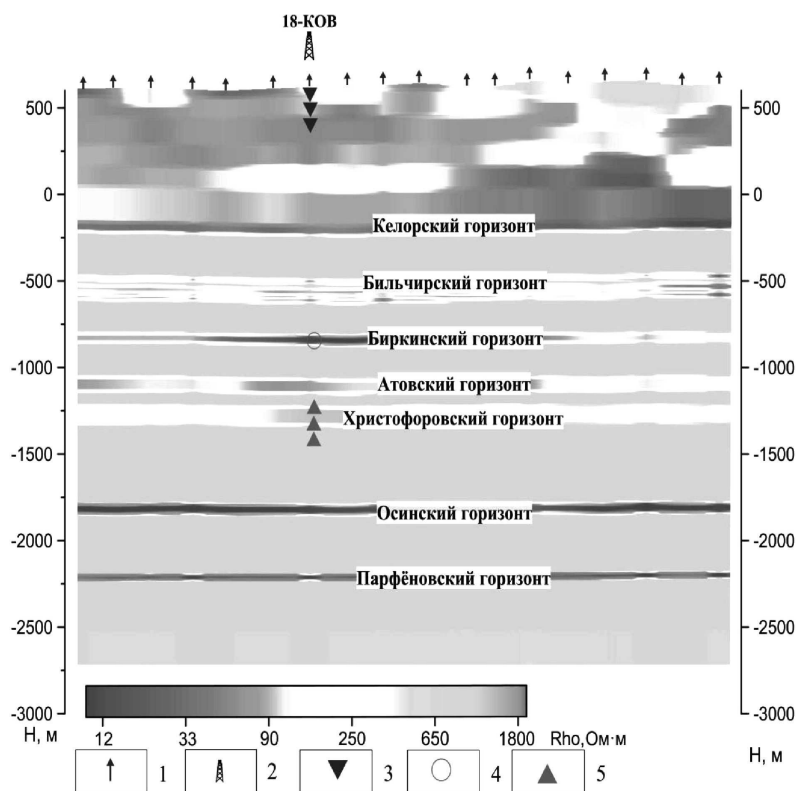
#### ***Результаты по данным зондирования методом становлением поля в ближней зоне***

Пласт-коллектор в карбонатно-галогенной толще представляет собой пласт из трещиноватых либо кавернозных доломитов. В качестве водоупоров выступают пласты каменной соли. Коллекторские свойства трещиноватых доломитов, как правило, весьма изменчивы ввиду деятельности тектонических процессов. В случае заполнения пор и каверн пласта-коллектора высокоминерализованными растворами его электрическое сопротивление существенно снижается, иногда на несколько порядков до единиц или долей Ом·м. Таким образом, по электрическим свойствам коллектор резко отличается от перекрывающих и подстилающих плотных пород либо пластов солей (сопротивление солей зачастую превышает 50 кОм·м).

В 2015 году с учетом новейших представлений об образовании и локализации зон АВПД была проведена переинтерпретация материалов зондирования методом становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) по методике тонкослоистых моделей с выделением бильчирского, биркинского, атовского, христофоровского + балыхтинского, осинского и парфеновского горизонтов-коллекторов. Глубинная привязка горизонтов-коллекторов была проведена по скважинам, межскважинная корреляция осуществлена по данным 2D-сейсморазведки. В ходе инверсии кривых ЗСБ определялось сопротивление горизонтов-коллекторов, тогда как удельное электрическое сопротивление вмещающих пород закреплено как 800 Ом·м. По результатам инверсии получен тонкослоистый геоэлектрический разрез (рис. 3), а также карты продольной проводимости горизонтов-коллекторов.

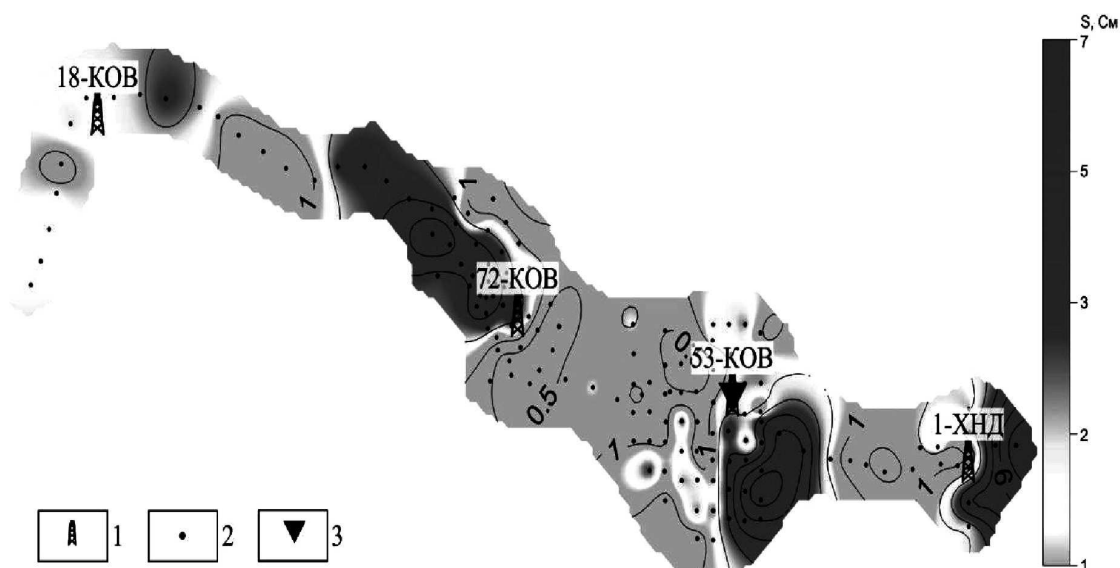
Анализируя тонкослоистый геоэлектрический разрез, можно сделать ряд выводов.

Келорский горизонт распространен регионально и характеризуется преимущественно повышенными значениями проводимости от 0,5 до 7 См. В целом проявляется четкая закономерность для скважин, в которых зафиксированы поглощения, проводимость келорского горизонта превышает 3 См. Таким образом, повышение проводимости келорского горизонта указывает на наличие в нем коллектора, проявляющего себя в процессе бурения поглощениями бурового раствора.



**Рисунок 3** – Фрагмент тонкослоистого геоэлектрического разреза:  
1 – точки ЗСБ; 2 – скважина; 3 – поглощение бурового раствора; 4 – приток газа; 5 – приток рапы с АВПД

Коллекторские свойства бильчирского горизонта (рис. 4) в отличие от келорского весьма изменчивы. Продольная проводимость горизонта изменяется в широких пределах от долей сименса до 7 См. В пределах исследуемого профиля имеют место четыре области повышенной проводимости бильчирского горизонта, скважины №№ 18-КОВ и 72-КОВ пробурены за их пределами. Скважина № 53-КОВ, в которой при бурении зафиксированы поглощения в бильчирском горизонте, находится на границе зоны повышенной проводимости.



**Рисунок 4** – Карта продольной проводимости биркинского горизонта:  
1 – скважина; 2 – пункты ЗСБ; 3 – приток рапы с АВПД

Ниже по разрезу залегает биркинский горизонт, характеризующийся локальным распространением в нем коллектора (рис. 5). Скважина № 18-КОВ расположена в об-

ширной зоне повышенной проводимости биркинского горизонта до 5 См. В результате бурения из указанного интервала получены притоки газа дебитом 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут., что подтверждает наличие коллектора. В районе скважины № 53-КОВ проводимость биркинского горизонта низкая, что указывает на отсутствие коллектора (в процессе бурения поглощений в данном интервале не зафиксировано). Скважина № 72-КОВ расположена в локальной линзе повышенной проводимости 0,5–1,0 См, что характеризует ограниченную зону развития карбонатного коллектора. В результате бурения в скважины № 72-КОВ из биркинского горизонта был получен фонтанный приток рапы дебитом около 4 тыс. м<sup>3</sup>/сут.



**Рисунок 5** – Карта проводимости христофоровского горизонта:  
1 – скважина; 2 – пункты ЗСБ; 3 – приток рапы с АВПД

Атовский горизонт характеризуется преимущественно пониженными значениями проводимости менее 1 См. Скважина № 53-КОВ, в которой зафиксированы поглощения интенсивностью до 48 м<sup>3</sup>/сут., локальной линзе повышенной проводимости 0,5–1,0 См, что характеризует ограниченную зону развития карбонатного коллектора. В результате бурения в скважины № 72-КОВ из биркинского горизонта был получен фонтанный приток рапы дебитом около 4 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Скважина № 18-КОВ расположена в обширной зоне улучшенных коллекторских свойств горизонта (проводимость достигает 1,1 См). Область повышенной проводимости с юго-запада и востока ограничена зонами пониженной проводимости (менее 0,5 См), что может объясняться сменой литологии горизонта. По результатам бурения в скважине № 18-КОВ из христофоровско-балыхтинского резервуара получен фонтан рапы с АВПД дебитом 4,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут., и это подтверждает наличие зоны развития коллектора по ЗСБ.

Осинский горизонт характеризуется преимущественно повышенной проводимостью до 12 См. В процессе бурения рассматриваемых скважин не были отмечены ни поглощения, ни АВПД.

### **Горно-геологические условия бурения рапопроявляющих зон с аномально высоким пластовым давлением в природных резервуарах кембрия на Ковыктинском газоконденсатном месторождении**

Вскрытие бурением высокодебитных зон с аномально гидропроводными карбонатными коллекторами в южных районах Сибирской платформы многие десятилетия остается серьезной технологической проблемой. Осложнения бурового цикла и даже аварийные ситуации, обусловленные вскрытием скважинами аномальных коллекторов (АК) и аномальными пластовыми давлениями флюидов (АВПД), возникали на скважинах № 3, 18, 52, 72, 60, 61 и 64 Ковыктинских, № 3, 5 и 6 Южно-Ковыктинских, № 13 Омолойской, №№ 2 и 3 Балаганкиных, №№ 131 и 100 Верхоленских, № 176 Рудовской, № 2 Карахунской, № 1 Тутурской, №№ 3 и 3А Знаменских и др.

Фонтан сероводородного рассола с дебитом  $700 \text{ м}^3/\text{сут.}$  получен с глубины 2086 м в скважине № 131 Верхоленской в 1983 году, причем полностью вся колонна бурильных труб была выдавлена из скважины. Недалеко от пос. Жигалово из скважины № 176 Рудовской из средней части усольской свиты получен аварийный фонтан рассола дебитом  $3000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , концентрация сероводорода в рапе составила 6–10 ПДК (1989 год). Фонтан оперативно ликвидирован силами специализированной противofонтанной части Госгортехнадзора.

На скважине № 13 Омолойской в процессе бурения усольской свиты кембрия зафиксирован аварийный выброс рапы из балыхтинского горизонта, дебит фонтанирования составил  $7600 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (1969 год). На двух глубоких скважинах №№ 2 и 3 Балаганкинской площади получены фонтанные притоки сероводородных рассолов с дебитами 360 и  $1080 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , замерено пластовое давление Рпл 36 МПа (1984 год). Авария на скважине № 3 была ликвидирована через месяц, а скважина № 2 фонтанировала более года. На Знаменской площади в скважине № 3Р в средней части усольской свиты (глубина 1818 м) был неожиданно вскрыт рапопроявляющий пласт с АВПД,  $P_{пл}$  составило около 43 МПа (1986 год). Дебит фонтанирования достигал  $7000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , затем после нескольких цементажей «в лоб» снизился до  $1500 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Рапопроявление ликвидировано только через два месяца спуском обсадной колонны, однако смятие колонны на глубине около 1630 м осложнило испытание боханского пласта песчаников (2930 м) с газовым насыщением.

Наибольшее количество осложнений и аварий подобного рода задокументировано на скважинах разведочного бурения Ковыктинского газоконденсатного месторождения №№ 3, 18, 52, 60, 61, 64 и 72, Чиканского ГКМ №№ 3, 5 и 22. На скважине № 3 Ковыктинской с глубины 1308 м из ангарской свиты получен фонтанный приток рассола с удельным весом  $1,30 \text{ г/см}^3$ . В первом случае зафиксирован дебит до  $110 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , коэффициент аномальности Кан для бильчирского горизонта составил 1,89; на глубине 1308 м  $P_{пл}$  расчетное составило 25,2 МПа. Рапопроявляющий интервал перекрыт обсадной колонной, неоднократными цементными заливками зона затампонирована. В процессе дальнейшего углубления скважины притоки рапы с АВПД были получены из балыхтинского и осинского горизонтов. В последующем зафиксировано смятие обсадной колонны. Ниже, в парфеновском горизонте, при опробовании в процессе бурения был получен промышленный приток природного газа. Скважина № 3 так и осталась аварийной, неоднократные ремонты колонны положительного успеха не дали.

Самое интенсивное рапопроявление на Ковыктинском ГКМ с дебитом около  $5000 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (рис. 6) началось на скважине № 18 с глубины 2076 м (балыхтинский горизонт с  $P_{пл} = 46 \text{ МПа}$ ), хотя начало проявления рапы отмечалось с христофоровского горизонта (интервал 1960–1971 м) (2018 год).



**Рисунок 6** – При аварийном фонтанировании скважины ПВО закрыто, рапа с дебитом  $5300 \text{ м}^3/\text{сут.}$  по выкидным линиям перепускается в аварийный амбар  
Фото С.А. Молчанова, скважина № 18 Ковыктинская (2018 год)

Вскрытие высокодебитной зоны аномального коллектора жильного типа с АВПД, близким по значению к горному давлению, в процессе бурения разведочной скважины № 72 Ковыктинской в 2018 году стало неожиданным для бурового предприятия. Благодаря высокому профессиональному уровню инженеров и буровой бригады скважина была поставлена под контроль. Однако продолжить бурение в условиях АВПД и аномального дебита рапы не представлялось возможным.

Все аномальные по дебиту и пластовому давлению скважины с притоками рапы разделяются на две группы по дебитам рапопроявлений, расчетным параметрам пласта, по характеру восстановления давления. В скважинах одной группы величина пластового давления превышает расчетную гидростатическую в 1,3–2,3 раза. Параметр водопроницаемости достигает 1–10 м<sup>2</sup>/сут. Восстановление давления флюида на устье скважины при закрытии задвижки противовыбросового оборудования (ПВО) происходит в первые минуты, реже – за 1–2 часа. Скачок мгновенной механической скорости бурения, проседание компоновки низа бурильной колонны (КНБК) до 1–2 м свидетельствует о слабых физико-механических свойствах скелета карбонатных пород. Перекрытие проявляющего интервала обсадной колонной осложнено притоком рапы, поэтому качественно зацементировать заколонное пространство не удастся. В дальнейшем это не позволяет полноценно испытать целевые интервалы с УВ-насыщением.

### ***Исследование горно-геологических условий с использованием геофизических методов***

С 2015 года производятся работы над обоснованием прогнозно-поискового комплекса методов полевой геофизики, позволяющих картировать зоны повышенной водопроницаемости в галогенно-карбонатной толще нижнего кембрия. Такой прогноз является основой проектных решений.

В осадочном чехле юга Сибирской платформы выделяют под-, над-, и соленосный вещественный комплексы. В пределах Ковыктинского ГКМ и сопряженных территорий Байкало-Патомского надвигового пояса доказано двухъярусное строение разреза. Осадочные комплексы нижнего, подсоленосного яруса слагают незатронутый складчатостью автохтон. Соленосный и надсоленосный комплексы верхнего яруса слагают интенсивно дислоцированный аллохтон. Главный парагенезис структур представлен шарьяжами, взбросами, надвигами и линейными складками северо-восточного простирания – аллохтонными антиклиналями.

Согласно проведенным исследованиям, переобработке и комплексной переинтерпретации сейсморазведочных, электроразведочных, гравимагнитных и геопромысловых данных рассолонасыщенные зоны АК-АВПД, вскрытые бурением на Ковыктинском ГКМ как целевые гидрогеологические объекты, располагаются в специфических геологических и тектонических условиях. Южной и восточной границами области проявлений АВПД являются Жигаловский и Хандинский валы, западная граница обусловлена затуханием складчатости, имеющей преимущественно меридиональное направление и выраженной в породах карбонатно-галогенного комплекса. На север и юго-запад область проявления АВПД, вероятно, простирается за пределы Ковыктинского месторождения. Локальные зоны АК-АВПД достаточно четко проявляются в геофизических полях. Им соответствуют аномалии проводимости ангарской свиты и бельско-булайского комплекса (соответственно  $S_{an} > 3$  См и  $S_{bb} > 3,5$  См), полимодальность распределения проводимости комплексов, повышенные значения коэффициента аномальности по данным анализа резонансного затухания сейсмических волн, локальные отрицательные аномалии поля силы тяжести интенсивностью до первых мГал.

### ***Геологическое строение зон АК-АВПД***

В плане рассматриваемые АК-АВПД зоны занимают значительные площади, некоторые из них вскрыты более чем одной глубокой скважиной (№№ 64-52-18-72 Ковыктинские и №№ 3 и 3А Знаменские).

Важной и определяющей особенностью геологического строения является структура переслаивания карбонатных и галитовых пород. Способность солей «залечивать» трещины здесь играет роль гидродинамического «изолятора», локализуя (ограничивая) по вертикали развитие активной трещиноватости карбонатными прослоя-

ми. Этим обусловлен «псевдопластовый» характер распределения АК в геологическом теле – в соленосной толще осадочных пород нижнего кембрия. Формирование зон АК-АВПД в верхнем ярусе – аллохтоне обусловлено соляным тектогенезом во внутреннем поле Жигаловского и Хандинского валов, как реакция на шарьяжнонадвиговую тектонику. Наблюдаются субпластовые и реже наклонные проницаемые трещинные коллекторы в карбонатных пластах галогенно-карбонатного комплекса кембрия. Геофильтрационная модель трактуется как пологопадающая рассолонасыщенная зона активной трещиноватости, переходящая по простиранию в зону межпластового срыва, и подтверждена результатами бурения двух стволов на скважине № 52 Ковыктинской.

Гидродинамическая закрытость коллекторских зон в этом случае приводит к близости давления порового флюида к литостатическому, т.е. к формированию АВПД. По Е.В. Пиннекеру высокодебитные рапопроявляющие объекты в глубоких скважинах юга Сибирской платформы отнесены к трещинно-порово-пластовому и трещинно-жильно-пластовому типам сложной гидрогеологической структуры. АВПД – явление, фиксируемое практически в каждом случае вскрытия «предельно насыщенных» рассолов, характеризует гидродинамические особенности флюидных систем, залежей рапы, распределенные в фильтрационной структуре резервуаров.

### Геологическое описание зон срывов

Модель межпластовых срывов в процессе надвигообразования объясняет, почему в некоторых скважинах (№ 3 Знаменской и № 18 Ковыктинской) при вскрытии толщи пород усольской свиты нижнего кембрия, представленной относительно ритмичным чередованием тонких карбонатных прослоев с более мощными пачками каменной соли, возникает скачок пластового давления, наблюдается аномально проводящий высокодебитный коллектор. Например, анализ акустической кривой по скважине № 3 Знаменской показывает, что над осинским горизонтом разрез представлен чередованием тонких (около 3 м) пластов солей и доломитов. Традиционно выделяемые рассолоносные горизонты – балыхтинский в верхах и осинский в основании свиты – здесь равноудалены от интервала АК-АВПД.

Общепринято, что поровое давление никогда не может превысить горное, т.е. значения  $K_{ан}$  могут изменяться от 0 до  $P_{горн}/P_{гидрост.}$ . Верхним пределом АВПД считают давление, создаваемое на данный пласт весом вышележащих пород. Если горное давление рассчитать через среднюю плотность пород, то для юга Сибирской платформы и Ковыктинского ГКМ получим 2,35–2,7 г/см<sup>3</sup>. Это соответствует значениям коэффициента аномальности пластового давления для интервалов АК-АВПД в разрезе галогенно-карбонатной формации (табл. 1).

Таблица 1 – Оценка коэффициента аномальности пластового давления на Ковыктинском ГКМ

№№ скважин	Горизонт	Глубина кровли рапопроявления Н, м	Плотность рапы, г/см <sup>3</sup>	Давление, атм.	Коэффициент аномальности
3	бильчирский	1330	1,28	249,75	1,88
18	христофоровский	1961	1,41	460	2,35
	балыхтинский	2000	1,42	470	2,35
52	христофоровский	1876	1,41	396	2,11
	балыхтинский	1929	1,42	404	2,09
60	христофоровский	1961	1,42	370	1,89
61	бильчирский-атовский	1220	> 1,70 ПЖ	> 207	> 1,70
64	балыхтинский	2100	1,25 ПЖ	472,5	2,25

Разрушение тонких пластов карбонатных пород при надвигообразовании и передача горного давления вышележащих пород на коллектор и флюидную систему – предполагается, что такая модель присуща Ковыктинскому ГКМ. Относительно небольшая (первые метры) мощность высокодебитных пластов или зон трещинно-жильного типа, вскрываемых глубокой скважиной, может рассматриваться как доказательство дизъюнктивного генезиса зон АК-АВПД. Мощные, кратно превышающие по

толщине отложения солей локализуют развитие активной трещиноватости в карбонатном коллекторе. То есть карбонатный пласт рассматривается как фильтрационно-емкостная система, в пустотном пространстве которой распределена флюидная, флюидодинамическая система с двумя параметрами аномальности – аномальное (пластовое) давление флюида и аномальный дебит.

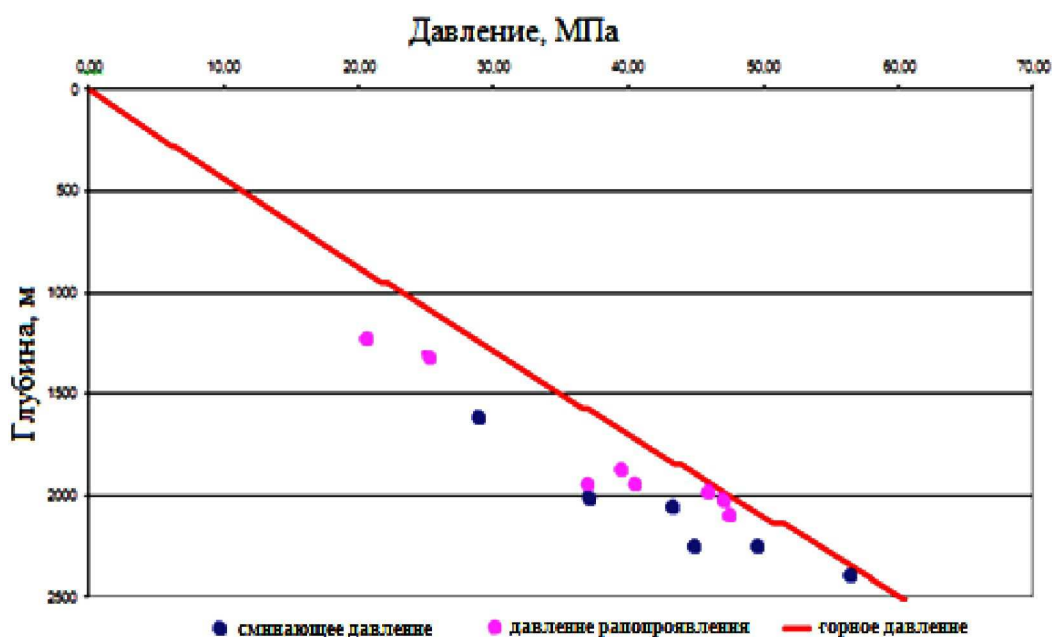
Применительно к задачам глубокого бурения на УВ подчеркнем, что весьма крепкие и предельно насыщенные рассолы (рапа) содержатся практически во всех коллекторах соленосной и подсолевой гидрогеологических формаций. На Ковыктинском ГКМ и сопредельных площадях (Омолойская, Знаменская, Рудовская и др.) при закрытом ПВО давление на устье скважины составляет 16–19 МПа.

### **Причины геологической обусловленности возникновения осложнений при бурении скважин в карбонатно-галогенной формации**

Существует две причины, связанные с геологическим строением карбонатно-галогенной формации в части осложнений в процессе бурения и испытания скважин:

1. Процессы смятия колонн происходят вследствие пластического течения солей. Таким образом, наружное избыточное давление на стенки обсадной колонны достигает по значениям горного.

2. Все процессы в системе «пласт – скважина», в том числе и рапопроявления, высокие пластовые давления и смятия колонн, возникают вследствие наличия в разрезе галогенно-карбонатной толщи, в природных трещинных резервуарах нижнего кембрия зон АВПД флюидов с давлениями, близкими к горному (рис. 7).



**Рисунок 7** – Сопоставление давлений смятия колонн, рапопроявления и расчетного горного по плотности пород на Ковыктинском ГКМ

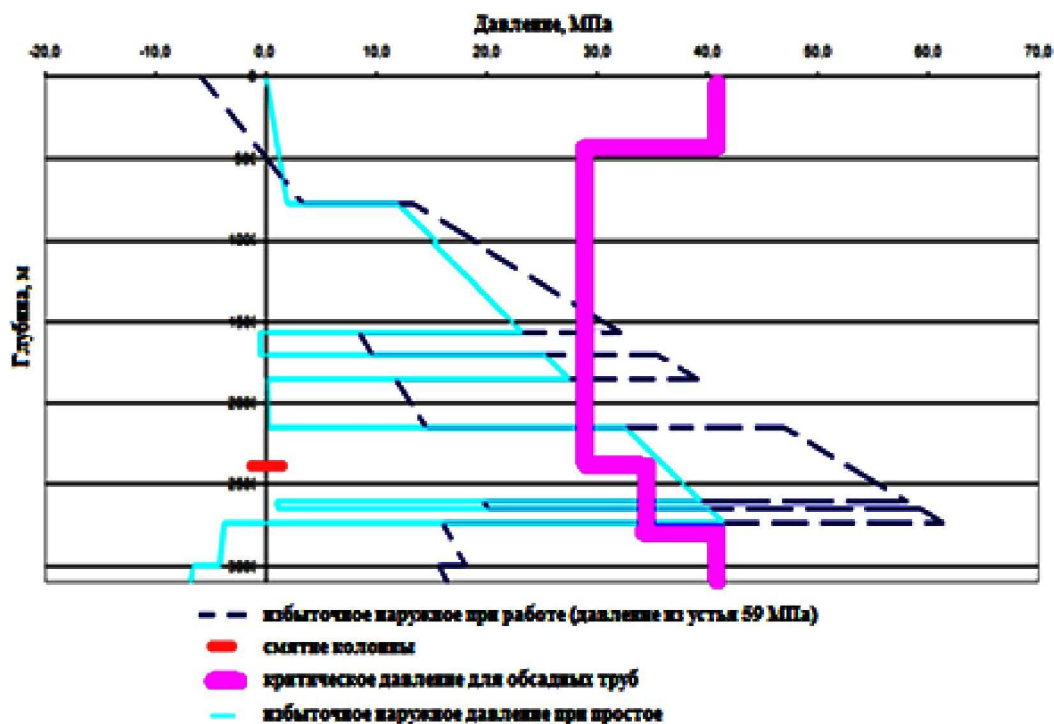
Аномальные по проницаемости пласты-коллекторы могут обладать весьма различными величинами проницаемости (от 1 до 300000 мД и более). Это прямо влияет в процессе вскрытия на первичные признаки определения такого пласта при бурении. Пласт с высокой проницаемостью сразу после вскрытия флюидной системы с АВПД при недостатке гидростатического давления в скважине начнет проявлять крепкий рассол в скважину, начнется ГНВП. При низкой проницаемости в цикле бурения данный пласт себя никак не проявит, но в процессе испытания (после снижения уровня в эксплуатационной колонне) аномально высокое пластовое давление, возможно, приведет к смятию колонны вне зависимости от параметров проницаемости рапопроявляющего пласта.

На рисунке 8 представлено сравнение прочностных характеристик обсадных колонн и наружного избыточного давления, рассчитанного по фактическим значениям на одной из пробуренных скважин, при испытании которой получили смятие колонны.



Здесь наглядно видно, что смятие колонны произошло в интервале труб с минимальной прочностью при максимальных для данных труб нагрузках. Смятие колонны в данном интервале было вполне предсказуемо.

В целях уточнения геологического строения разреза любой проектной скважины юга Сибирской платформы необходимо скоррелировать ее разрез с ранее пробуренными скважинами, а также сопоставить с прогнозными данными комплекса дистанционных геофизических методов по наличию проницаемых пластов. После выделения коллекторов в разрезе необходимо проанализировать барические условия в каждом из них – выполнить расчет коэффициент аномальности. Такой анализ позволит корректно обосновать и спроектировать конструкцию скважины, а также плотность буровых растворов. В данном случае наиболее сложными для бурения в разрезе являются зоны АК-АВПД.



**Рисунок 8** – Сравнение прочностных характеристик труб на смятие с наружным избыточным давлением (Ковыктинское ГКМ)

Все зоны АВПД в связи с шарьяжно-надвиговой тектоникой приурочены к осложненному, верхнему структурному ярусу галогенно-карбонатной толщи нижнего кембрия, горизонтам соленосной формации, а наиболее мощные по дебиту и пластовому давлению – к детачменту в интервале низов бельской и кровельной части усольской свит (христофоровский, балыхтинский резервуары). Однако в скважинах они начинали проявляться значительно раньше и с углублением только усиливались. В скважинах №№ 3, 18, 52 и 61 рапо- и газопроявления начались в нижнеангарской подсвите (в бильчирском горизонте), а в скважине № 60 – в келорском горизонте литвинцевской свиты.

### **Зоны осложнений при бурении**

В общем случае конструкция скважин включала направление, кондуктор, одну или две промежуточных колонны, эксплуатационную колонну и на ряде скважин – хвостовик или открытый ствол в интервале продуктивного пласта. В ходе проведения работ по бурению поисковых и разведочных скважин на одном из месторождений юга Сибирской платформы применяемая конструкция скважин неоднократно пересматривалась.

На рисунке 9 построен график совмещенных давлений по исходным данным. Из него видно, что условия бурения являются крайне сложными и предъявляют дополнительные требования к проектированию конструкции скважины. График требует наличия двух технических колонн в скважине. При этом глубина спуска кондуктора должна быть не менее 1000 м (по расчетам) для недопущения межпластовых перетоков в про-

цессе ГНВП из нижележащих АВПД-горизонтов. Давление гидроразрыва также ограничивает максимальную плотность бурового раствора, которая в свою очередь не может быть меньше коэффициента аномальности. В таких практически равновесных условиях требуется пересмотр технологии вскрытия высоконапорных рапопроявляющих зон и уход от технологии бурения «на репрессии», что является также отдельной темой для исследования.

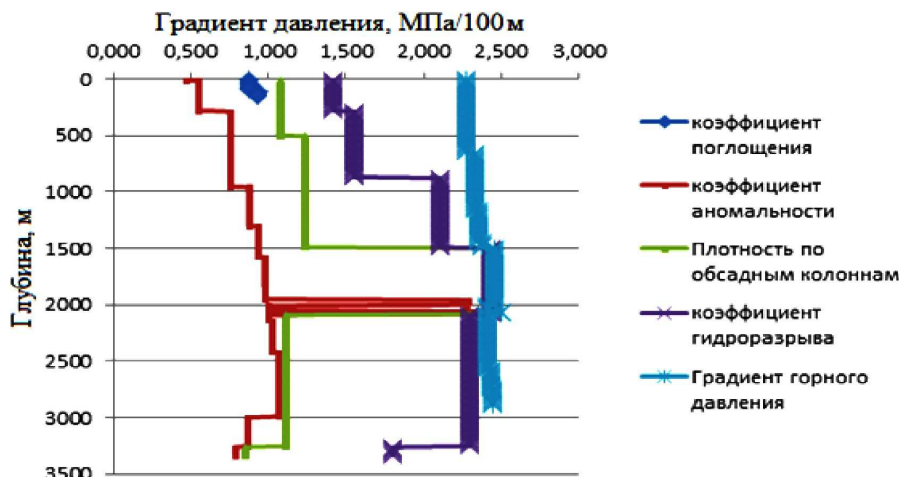


Рисунок 9 – График совмещенных давлений проектной скважины Ковыктинского ГКМ

Для удобства восприятия построен график совмещенных давлений, привязанный к стратиграфическому разрезу (рис. 10). Это позволит проанализировать возможные зоны осложнений при бурении скважин на заданном участке, перевести данные в табличную форму и интерпретировать полученные результаты.

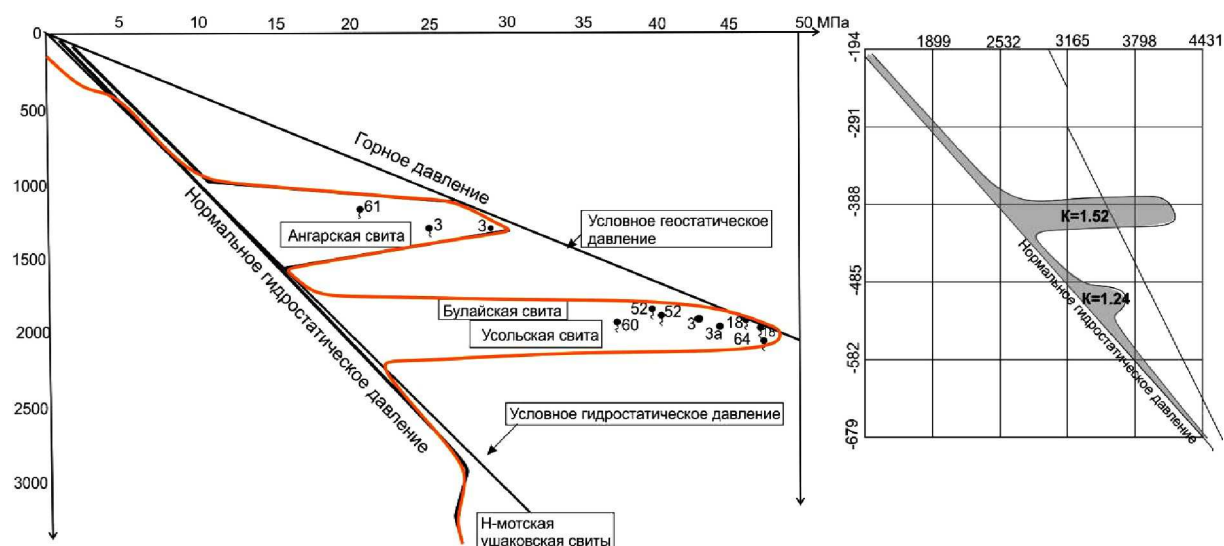


Рисунок 10 – Общий график совмещенных давлений:  
а – по данным бурения; б – по данным интерпретации сейсморазведки МОГТ по методике CSD (Ковыктинское ГКМ, галогенно-карбонатная толща нижнего кембрия)

### Применение малоглубинных зондирований ЗБС для прогноза условий бурения поисково-разведочных скважин на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения

#### Малоглубинные исследования мЗСБ на КГКМ

На Ковыктинском ГКМ и прилегающих территориях уже более 15 лет проводятся полевые исследования методом ЗБС с целью прогноза условий бурения, изучения рассолоносных горизонтов и связанных с ними опасных проявлений АВПД, в том числе, в районах скважин, вскрывших объекты с АВПД. В 2014–2015 гг. на Ковыктинском

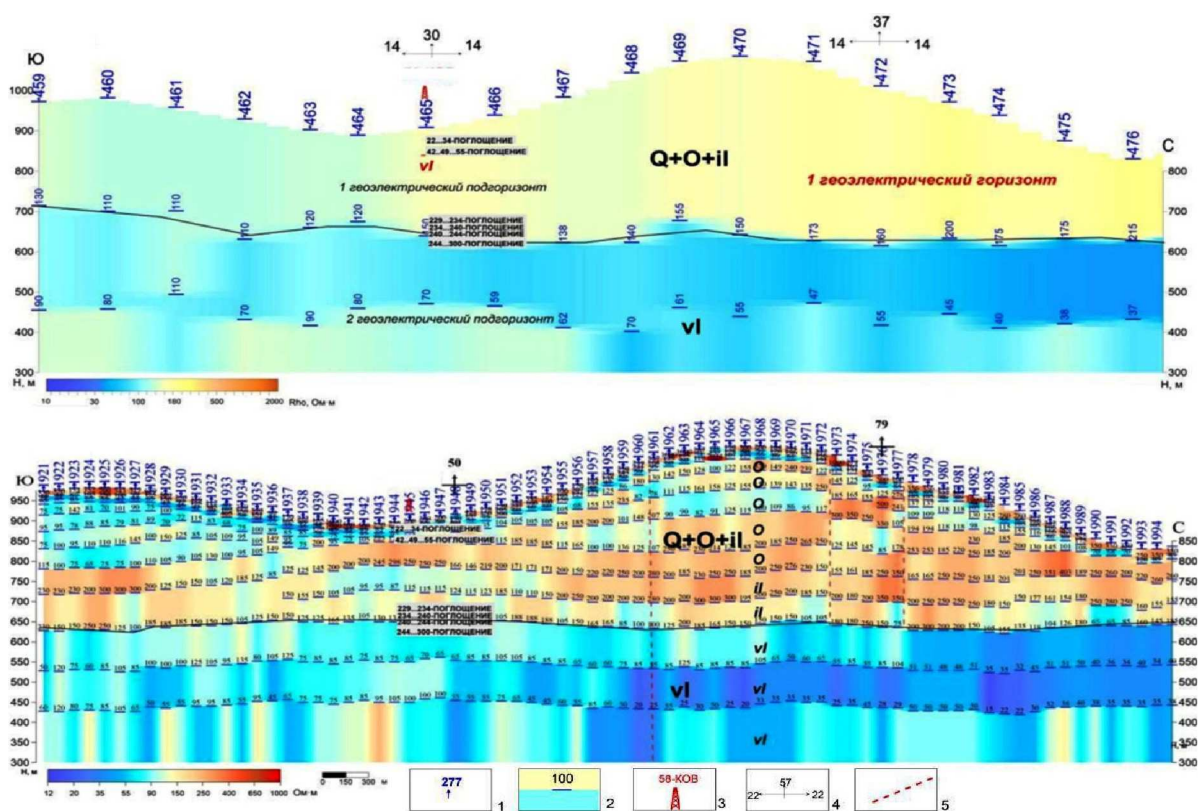
ГКМ были впервые выполнены площадные электроразведочные работы ЗСБ в модификации малоуглубинных зондирований (мЗСБ), совмещенных с сетью глубинных ЗСБ. Также впервые электроразведочные исследования мЗСБ выполнены с очень высокой пространственной плотностью (до 35 ф.т. на 1 км<sup>2</sup>).

Целью работ мЗСБ являлось изучение геологического строения верхней части осадочного чехла, картирование водоносных горизонтов и оценка горно-геологических условий бурения в данном интервале (возможных зон поглощения бурового раствора). С учетом абсолютных отметок и региональной геоэлектрической модели Ковыктинского ГКМ, верхняя часть разреза методом мЗСБ изучена до абсолютных отметок 300–400 м (относительные глубины 700–800 м), стратиграфически приуроченных к кровле верховенской свиты.

По данным электроразведочных работ мЗСБ отмечается высокая дифференцированность верхней части разреза до абсолютной глубины 300 м. В составе верхней части разреза по геоэлектрическим характеристикам выделяются три геоэлектрических горизонта, приуроченных к породам ордовикской и средне-верхнекембрийской систем: отложения ордовикской системы, отложения илгинской свиты верхнего кембрия, отложения верховенской свиты средне-верхнего кембрия.

Породы четвертичной системы развиты преимущественно по долинам рек, мощность составляет до 30 м. Отложения нижней подсвиты ордовика ( $O_{1uk_1}$ ) согласно залегают на красноцветных породах илгинской свиты, выходя на поверхность в долинах рек. Отложения верхней части подсвиты ( $O_{1uk_2}$ ) покрывают практически всю территорию исследования и представлены мощной толщей переслаивающихся терригенно-карбонатных пород, согласно залегающих на породах нижней подсвиты.

Малоуглубинные исследования ЗСБ позволяют детально дифференцировать интервал верхней части разреза (рис. 11). По результатам глубинных ЗСБ верхняя часть разреза представлена двумя геоэлектрическими горизонтами, тогда как по данным мЗСБ выделяется от 7 до 12 горизонтов, с минимальной мощностью 5–10 м.



**Рисунок 11** – Сопоставление геоэлектрических разрезов верхней части разреза до абсолютной глубины 300 м по данным:

глубинных ЗСБ (верхний рисунок); малоуглубинных ЗСБ (нижний рисунок):

1 – пункты ЗСБ; 2– геоэлектрические горизонты и их сопротивления, Ом·м;

3 – скважины глубокого бурения; 4 – пересечение профилей;

5 – предполагаемые тектонические нарушения по данным электроразведочных работ и мЗСБ

На территории исследования располагались две пробуренных поисковых скважины, в которых фиксировались осложнения в виде поглощения в ВЧР. В одной из скважин процесс бурения в интервале верхней части разреза проходил в очень сложных условиях. С глубины 80 м отмечались постоянные подклинки инструмента, вызванные обвалами стенок скважины. В интервалах верхней части разреза 22–34 м, 42 м, 49–55 (отложения ордовика) и 229–234, 234–240, 240–244 (верхоленская свита) происходили поглощения бурового раствора различной интенсивности – от частичного до полного.

Отложения ордовика под воздействием поверхностных факторов (выветривания, до глубин 30 м от поверхности) приобрели высокую вторичную, главным образом, порово-трещинную проницаемость и способны к интенсивным поглощениям. Поглощения возникали при плотности буровых растворов менее 1 г/см<sup>3</sup>, в том числе при бурении на газожидкостной смеси (ГЖС) и технической воде. Верхоленская свита на участках, где она залегает непосредственно под четвертичными отложениями, тоже подвергнута эрозионным процессам и обладает высокой проницаемостью. Поглощения на таких участках в зоне до 60 м происходили в скважинах при минимальной плотности бурового раствора, в том числе, при бурении на технической воде. Ниже по разрезу поглощения бурового раствора могут быть связаны только с наличием горизонтов-коллекторов.

Проанализировав априорную геологическую информацию, дела поисковых и гидрогеологических скважин, пробуренных на Ковыктинском ГКМ, видно, что осложнения соответствуют положению в разрезе водонасыщенных горизонтов коллекторов. Отложения четвертичной, ордовикской и средне-верхнекембрийской систем входят в надсолевую гидрогеологическую формацию. Надсолевая гидрогеологическая формация в значительной степени дренируется долинами рек и имеет активный режим водообмена. Воды ордовикских, илгинских и верхоленских отложений относятся к пластовым и трещинным инфильтрационным водам метеогенного генезиса. В верхней части формации они безнапорные, в нижней – слабонапорные. Пьезометрическая высота напора ниже устьев скважин от 1 до 294 м, что способствует поглощению буровых растворов. В целом по разрезу надсолевой формации пластовые давления в поглощающих пластах возрастают сверху вниз неравномерно. Широкий диапазон статических уровней и напоров указывает на существование гидродинамической связи между водоносными горизонтами и, следовательно, на возможность подземных перетоков воды между ними. Таким образом, в геологическом разрезе повсеместно до абсолютных глубин 300–400 м могут встречаться водоносные пласты или линзы, а также разделяющие их водоупоры.

Таким образом, строение верхней части разреза Ковыктинского месторождения является достаточно сложным. Поэтому в данных условиях исследования мЗСБ могут успешно применяться для выделения в разрезе водонасыщенных интервалов и разделяющих их водоупоров и, следовательно, для прогноза возможных поглощений в отложениях ордовикской, илгинской и верхоленской свит.

### ***Результаты исследований мЗСБ***

Результатами работ малоглубинных ЗСБ являются разрезы и карты геоэлектрических параметров: разрезы продольного сопротивления, карты сопротивления и проводимости. В процессе бурения скважины № 1 в верхней части разреза были встречены интервалы поглощений бурового раствора на абсолютных отметках 895–883 (22–34 от поверхности) м, 875–874 (42–43) м, 868–862 (49–55) м в отложениях ордовика и 687–617 (230–300) м в верхоленской свите. Поглощающие горизонты соответствуют геоэлектрическим слоям с сопротивлением 60–70 Ом·м (ордовик), 100–120 Ом·м (илгинская свита) и 50–60 Ом·м (верхоленская свита). Таким образом, в ВЧР Ковыктинского ГКМ водоносные горизонты могут быть встречены в отложениях ордовикской, также в интервалах илгинской и верхоленской свит.

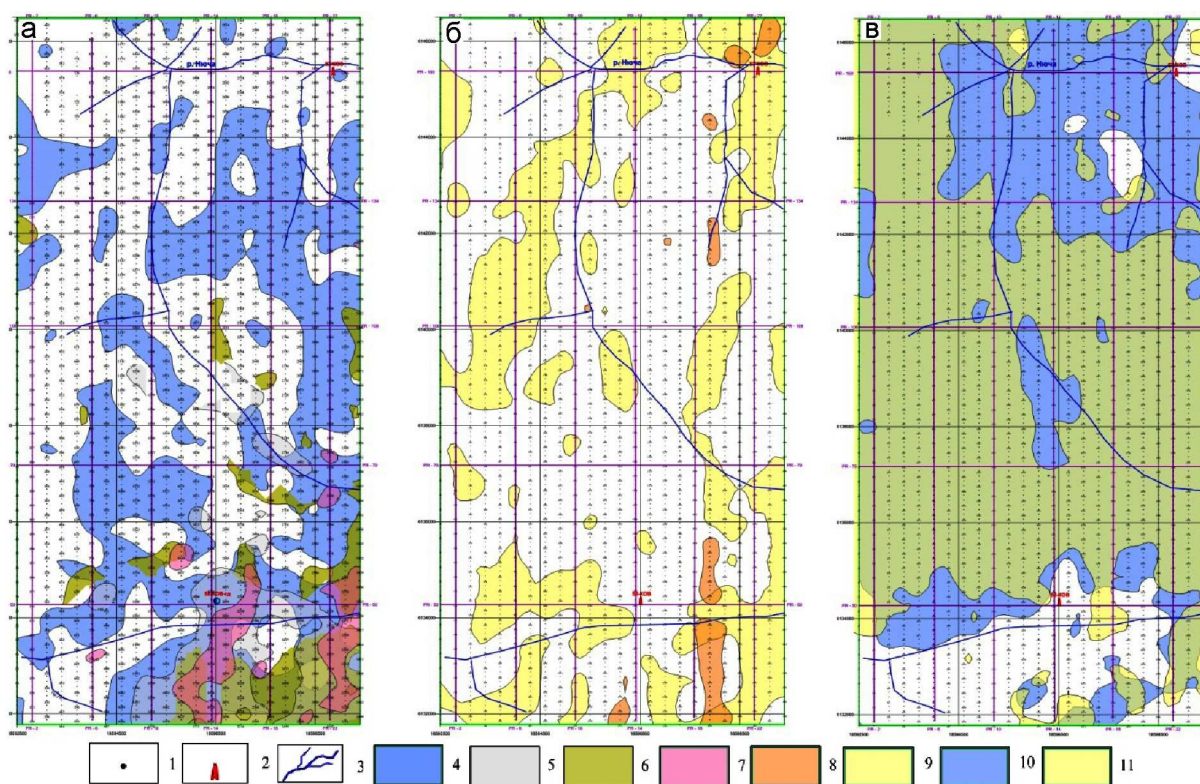
В результате анализа карт сопротивления были построены схемы распространения горизонтов-коллекторов, которые могут проявить себя поглощениями в процессе бурения, для интервалов отложений ордовика, илгинской и верхоленской свит (рис. 12). Как видно из представленных схем, наибольшим площадным распространением характеризуются горизонты-коллекторы, приуроченные к верхоленской свите, поэтому

они могут вызывать серьезные осложнения при бурении. Для ордовикских горизонтов-коллекторов характерно меньшее распространение, однако они образуют несколько «этажей», между которыми, скорее всего, существуют гидродинамические связи, что также может вызвать катастрофические поглощения в данном интервале.

### Заключение

Подробно изучен весь комплекс электроразведочных работ ЗСБ на Ковыктинском газоконденсатном месторождении. Данный вид работ проводился как по сети профилей, так и на площадках проектных скважин. Опыт работ показал высокую чувствительность ЗСБ к проявлению в разрезе интервалов, насыщенных рапой, а также зон возможных поглощений. Сравнение результатов бурения и данных ЗСБ на скважинах свидетельствует о хорошей корреляции величины электропроводности горизонтов и вероятности рапопроявлений.

Зоны повышенной проводимости келорского, бильчирского, биркинского, атовского, христофоровского горизонтов нижнего кембрия при вскрытии проявили себя либо поглощениями, либо АВПД и характеризуют наличие флюидонасыщенного коллектора.



**Рисунок 12** – Схема распространения горизонтов-коллекторов с возможным поглощением в процессе бурения в отложениях:

А – ордовика; Б – илгинской; В – верхоленской свит кембрия:

- 1 – пункты наблюдений; 2 – скважины глубокого бурения; 3 – гидросеть;
- горизонты коллекторы в: 4 – приповерхностной части устькутской свиты;
- 5 – верхней части отложений ордовика; 6 – средней части отложений ордовика;
- 7 – подошве отложений ордовика; 8 – кровле илгинской свиты; 9 – подошве илгинской свиты;
- 10 – кровле верхоленской свиты; 11 – средней части верхоленской свиты

Установлен ряд особенностей геоэлектрических параметров разреза, характерных для зон развития коллекторов, вмещающих флюидонапорные системы с АВПД:

1. Флюидонасыщенная зона с АВПД четко локализована и контрастна (по геоэлектрическим характеристикам) по отношению к вмещающим породам.
2. Рассолонасыщенные пласты-коллекторы характеризуются повышенной проводимостью (как правило, более 1 См).
3. Аномальные зоны могут контролироваться тектоническими нарушениями.
4. Комплексирование ЗСБ с сейсморазведкой позволит повысить точность прогноза, т.е. выделить в разрезе зоны АВПД по акустическим характеристикам волнового поля.

5. Накопленная статистика по пробуренным скважинам на территории Ковыктинского ГКМ и площадям юга Сибирской платформы позволяет увязать геоэлектрические, гидродинамические, барические параметры выделенных горизонтов.

В связи с этим в геологических условиях Ковыктинского ГКМ метод ЗСБ является эффективным инструментом для изучения рассолонасыщенных горизонтов-коллекторов с водным или гидроминеральным насыщением по параметру проводимости или сопротивления. Однако подход к прогнозу горизонтов с АВПД с позиций только электроразведки может быть недостаточным. По результатам работ видно, что для детального прогноза наличия в разрезе Ковыктинского ГКМ аномальных по проницаемости коллекторов требуется использование комплексной физико-геологической модели.

Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что электроразведочные исследования методом малоуглубинных ЗСБ являются эффективным инструментом для прогноза условий бурения в верхней части разреза Ковыктинского ГКМ. Проведенные исследования позволяют выявить причины интенсивных поглощений бурового раствора в необходимых интервалах.

### Литература:

1. Абалаков А.Д., Зиганшин Э.С., Медведев Ю.О. Экологические аспекты освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения. – Иркутск : Издательство Института географии РАН, 2001. – 194 с.
2. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М. : Недра, 1989. – 176 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы. – Иркутск : Издательство ИРНТУ, 2015. – 248 с.
11. Дзюба А.А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. – Новосибирск : Издательство «Наука», 1984. – 182 с.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
13. Кошелев А.Т., Климов В.В., Савенок О.В., Усов С.В., Шостак А.В. Осложнения, связанные с дефектами в крепи скважин, и методы их исследований : учебно-методическое пособие. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 70 с.
14. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
15. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
16. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмостроений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 30–33.

17. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Жибрик О.Н., Валева С.Е. Геоинформационные технологии и архив промыслово-геофизической информации // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 39–45.

18. Берсенева С.А., Вахитова Г.Р., Полюдова Н.Ю. Прогноз распределения плотности горных пород по данным нейтронного каротажа // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 36–38.

19. Вахромеев А.Г., Хохлов Г.А. Перспективы прогноза зон рапопроявлений в Верхоленском (Жигаловском) газоносном районе Иркутской области // Сборник научных трудов «Особенности технологии проводки и закачивания скважин в Восточной Сибири и Якутии». – Новосибирск-Иркутск : Издательство ВСНИИГГиМС, 1988. – С. 140–142.

20. Вахромеев И.С. Об условиях локализации и генетических типах рудных месторождений в надвиговых зонах // Проблемы шарьяжно-надвиговой теории формирования земной коры континентов. – Уфа : Издательство БНЦ УрО АН СССР, 1991. – С. 35–41.

21. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учетом их литологической типизации // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 107–110.

22. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 3. – С. 33–37.

23. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. О целесообразности применения прямопоисковых мобильных технологий для ускорения и оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 125–145.

24. Пунанова С.А. Микроэлементные критерии при оценке перспектив нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 125–145.

25. Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н., Горский О.М., Игнатьев С.Ф., Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Агафонов Ю.А., Буддо И.В. Интерпретация геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 56–66.

26. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3.

## References:

1. Abalakov A.D., Ziganshin E.S., Medvedev Yu.O. Ecological aspects of development of the Kovykta gas-condensate field. – Irkutsk: Publishing house of Institute of geography of RAS, 2001. – 194 p.
2. Antsiferov A.S. Hydrogeology of the most ancient oil-and-gas thicknesses of the Siberian platform. – M. : Nedra, 1989. – 176 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 t. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion of oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverдловin. Nauka i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
10. Vakhromeev A.G. Regularities of formation and localization of fields of industrial brines in carbonate kavernovo-fracture tanks of the Cambrian of the South of the Siberian platform. – Irkutsk : IRNITU publishing house, 2015. – 248 p.
11. Dzyuba A.A. Unloading of brines of the Siberian platform. – Novosibirsk : Nauka publishing house, 1984. – 182 p.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
13. Koshelev A.T., Klimov V.V., Savenok O.V., Moustaches S.V., Shostak A.V. The complications connected with defects in a timbering of wells, and methods of their researches : educational and methodical grant. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2013. – 70 p.
14. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
15. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
16. Andreyeva E.E., Baranova A.G., Aleeva S.E. About the possible reasons of a discrepancy of data of drilling and seismoconstructions // Bulatovsky readings: materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 30–33.
17. Andreyeva E.E., Baranova A.G., Zhibrik O.N., Valeeva S.E. Geoinformation technologies and archive of trade and geophysical information // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 39–45.
18. Berseneva S.A., Vakhitova G. R., Polyudova N.Yu. The forecast of distribution of density of rocks according to neutron logging // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 36–38.
19. Vakhromeev A.G., Khokhlov G.A. Prospects of the forecast of zones of rapoproyavleniye in Verkholskom (Zhigalovsk) the gas-bearing region of the Irkutsk region // the Collection of scientific works of «Feature of technology of conducting and pumping of wells in Eastern Siberia and Yakutia». – Novosibirsk-Irkutsk : Publishing house VCNIIIGGiMC, 1988. – P. 140–142.
20. Vakhromeev I.S. About conditions of localization and genetic types of ore fields in nadvigoovy zones // Problems of the sharyazhno-nadvigoovy theory of formation of crust of continents. – Ufa : BNTs URO Academy of Sciences of the USSR publishing house, 1991. – P. 35–41.
21. Iskenderov M.M. Assessment of petrophysical parameters of collectors taking into account their lithologic typification // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 107–110.
22. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increase in reliability of geophysical methods in the inclined directed and horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – № 3. – P. 33–37.
23. Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N.O of expediency of use of pryamopoiskovy mobile technologies for acceleration and optimization of exploration works on oil and gas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 125–145.



24. Punanova S.A. Microelement criteria at assessment of prospects of oil-and-gas content of pre-Jurassic deposits of Western Siberia // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 125–145.

25. Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitsky N.N., Mountain O.M., Ignatyev S.F., Pospeev A.V., Vakhomeev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V. Interpretation of geologic-geophysical data – a way to creation of reliable model of the Kovykta gas-condensate field // Geology of oil and gas. – 2016. – № 2. – P. 56–66.

26. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Otsenka of the prospects of additional exploration of the multibedded Southern Udmurt field on the basis of specification of geological model and trial development of operational objects // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3.

УДК 622.831.312

## ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ ВЛАДИМИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### CONSTRUCTION OF GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELS OF THE VLADIMIRSKOYE FIELD

**Дердуга Артем Вячеславович**

техник отдела

гидродинамического моделирования,

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

avderduga@rnntc.ru

**Ншуту Мвизерва Иве**

студент-магистрант,

институт Нефти, газа и энергетики

Кубанский государственный

технологический университет

mwizyves2020@yahoo.fr

**Аннотация.** В современном научном методе подхода к созданию проектов разработки месторождений основательно закрепилось гидродинамическое моделирование (ГДМ) и именно ему посвящена данная статья. С одной стороны, ГДМ помогает понять историю разработки на наглядной модели, а также составить высоковероятные прогнозы дальнейшей разработки с различными исходными данными, что дает возможность определить наиболее выгодный вариант дальнейшей разработки как в технологическом, так и в экономическом плане. Для создания гидродинамической модели необходимо построить геологическую модель, которая, в свою очередь, строится на основании геологических исследований. Геологическими исследованиями, необходимыми для создания геологической модели, являются 3D сейсморазведка (для определения очертания и границ флюидонасыщенного коллектора), различные каротажи (для определения точных глубин и интервалов перфорации), отбор флюидонасыщенного керна (для определения фильтрационно-емкостных характеристик), отбор и проверка флюида (для измерения его физических характеристик). Для построения геологической модели данные, полученные благодаря геологическим исследованиям, переводятся в программные платформы для работы с описанием резервуаров. В данном случае программной платформой является Petrel компании «Schlumberger».

**Ключевые слова:** построение геологической модели; концептуальная модель; структурно-тектоническая модель; модель распространения коллектора; построение гидродинамической модели; обоснование начальных и граничных условий; прогноз технологических показателей разработки.

**Derduga Artem Vyacheslavovich**

hydrodynamic modeling technician,

LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific and Technical Center»

avderduga@rnntc.ru

**Nshuti Mwizerwa Yves**

Masters' student,

Institute of Oil, Gas and Energy

Kuban state technological university

mwizyves2020@yahoo.fr

**Annotation.** In the modern scientific approach to the creation of field development projects, hydrodynamic modeling is thoroughly entrenched and this article is devoted to it. On the one hand, hydrodynamic modeling helps to understand the history of development on a visual model, as well as to make highly probable forecasts for further development with various initial data, which makes it possible to determine the most profitable option for further development both technologically and economically. To create a hydrodynamic model, it is necessary to build a geological model, which, in turn, is built on the basis of geological studies. Geological studies required to create a geological model are 3D seismic surveys (to determine the shape and boundaries of a fluid-saturated reservoir), various logs (to determine exact depths and perforation intervals), fluid-core sampling (to determine the filtration-capacitive characteristics), selection and testing of fluid (to measure its physical characteristics). To build a geological model, the data obtained through geological studies are translated into software platforms for working with reservoir descriptions. In this case, the software platform is Schlumberger Petrel.

**Keywords:** construction a geological model; conceptual model; structural tectonic model; reservoir distribution model; construction a hydrodynamic model; substantiation of initial and boundary conditions; forecast of technological indicators of development.

Гидродинамическая модель строится на основании геологической модели, которая, в свою очередь, основывается на целом ряде исследований, таких как сейсморазведка, корреляция различных каротажей, а также исследования керна.

Само по себе построение геологической модели происходит в несколько этапов, о которых и пойдет речь ниже.

### Концептуальная модель

Первым этапом построения геологической модели является построение концептуальной модели на основании данных геологической разведки.

Концептуальная модель отражает характеристику резервуаров, особенности которых обусловлены историей геологического развития региона и происходивших в нем процессов осадконакопления. Модель носит качественный характер и имеет вид схемы, блок диаграммы или чертежа.

В данном случае концептуальная модель представлена структурно-литологической моделью (рис. 1), а также таблицы с кратким ее описанием (табл. 1).

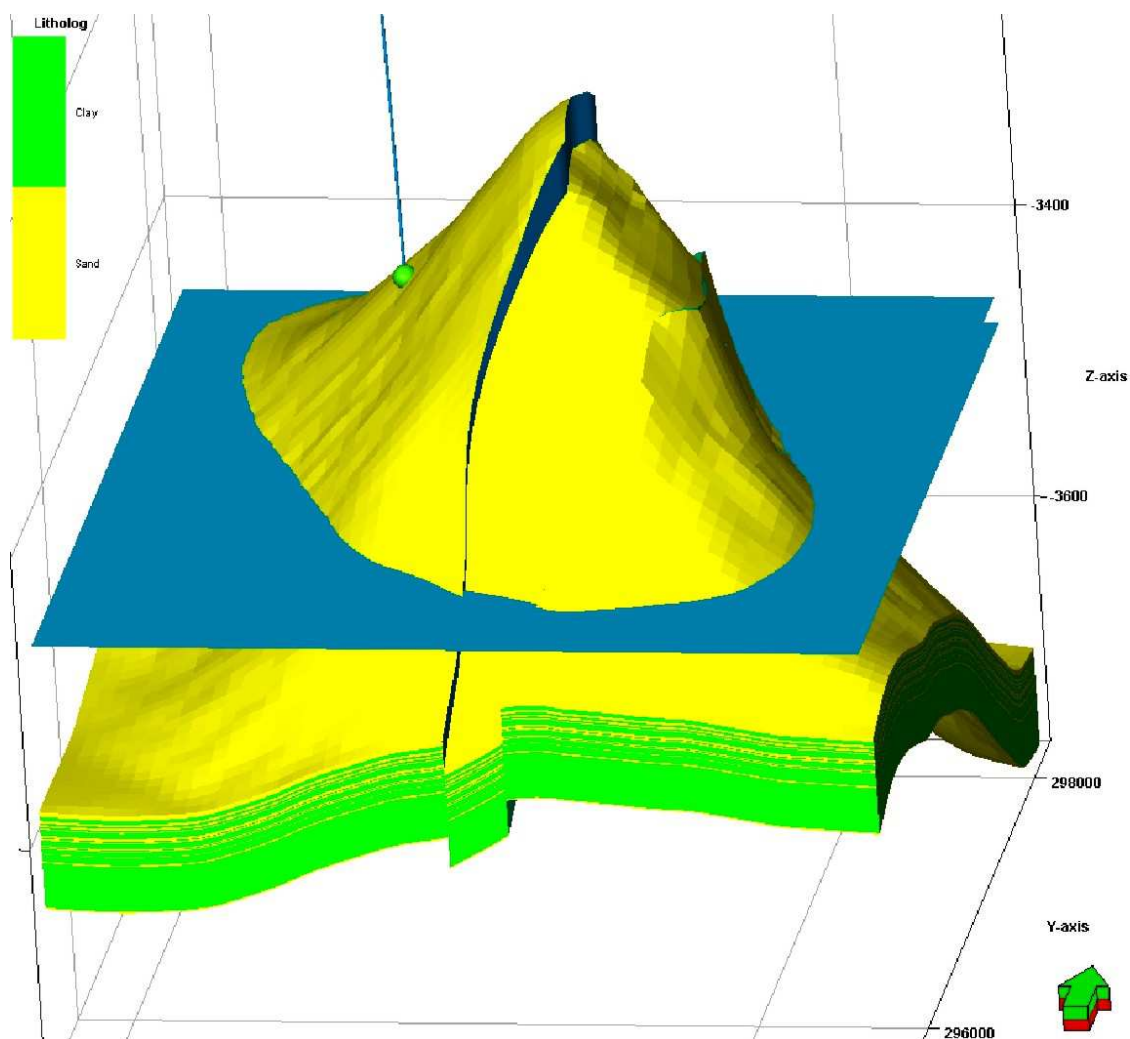


Рисунок 1 – Концептуальная модель

Таблица 1 – Краткое описание концептуальной модели

№№ n/n	Параметр	Описание
1	Возраст отложений	средний миоцен
2	Тип коллектора	терригенный
3	Обстановка осадконакопления	конус выноса
4	Основные направления транспортировки обломочного материала	с севера на юг
5	Особенности данной обстановки осадконакопления (морфология распространения песчаных тел)	площадное распространение

Далее на этом этапе проводится корреляция скважины для определения границ продуктивного пласта (рис. 2).

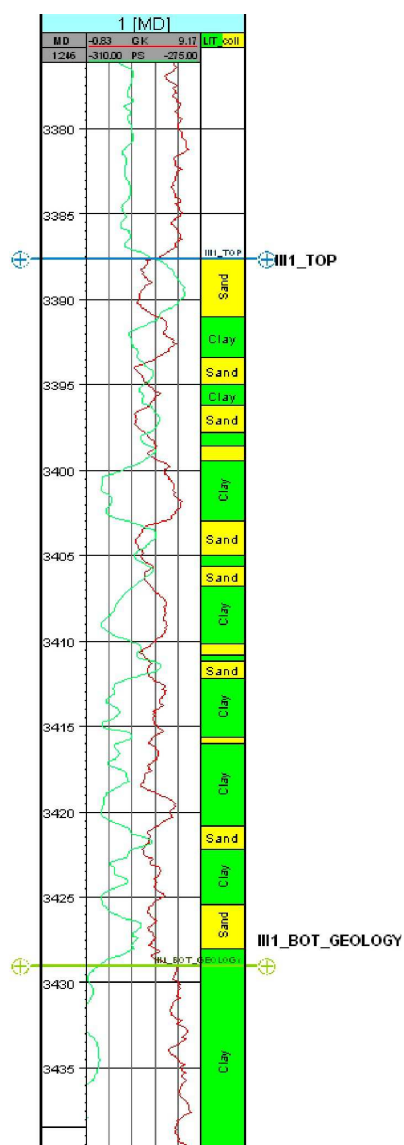


Рисунок 2 – Схема корреляции скважины

На основании данных построенной концептуальной модели в программе для геологического моделирования (в нашем случае это Petrel) составляется схематическое представление залежи (табл. 2).

Таблица 2 – Схематическое представление залежи

Схематический рисунок	Тип залежи:
<p>ВНК -3460</p> <p>ВНК -3460</p>	пластово-сводовый
	Вид экранирования:
	литологический

На этом построка концептуальной модели завершается и начинается второй этап моделирования геологической модели, а именно построение структурно-тектонической модели.

### Структурно-тектоническая модель

Структурно-тектоническая модель строится за счет данных, полученных в результате 3D сейсморазведки, далее приведены структурные карты, построенные на ее основе (рис. 3–5).

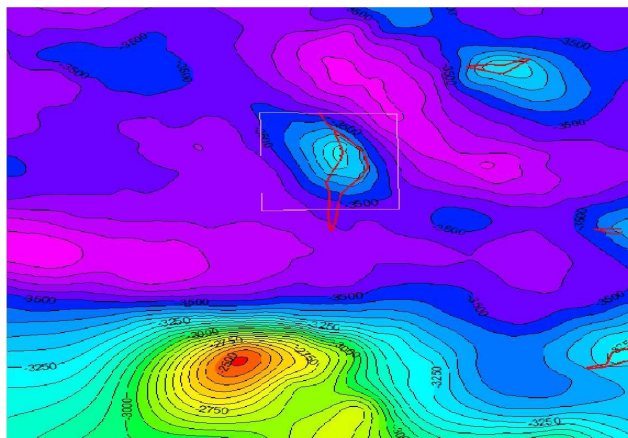


Рисунок 3 – Структурная карта по отражающему горизонту (ОГ)

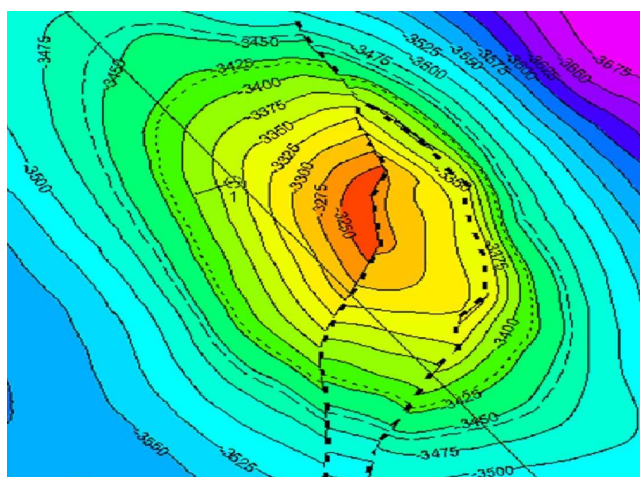


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле пласта

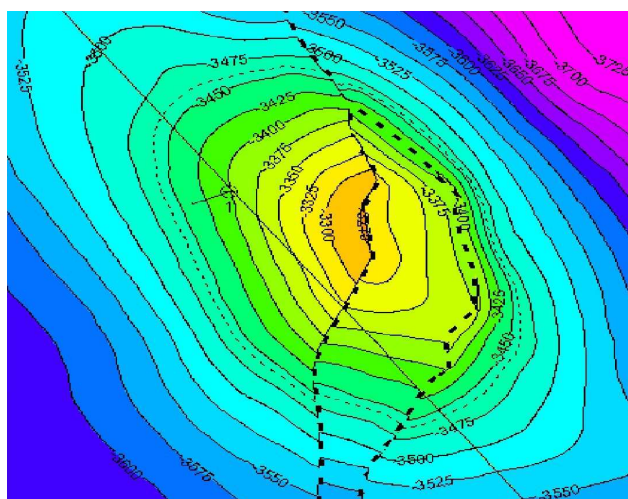


Рисунок 5 – Структурная карта по подошве пласта

На построении схематических разрезов этап построения структурно-тектонической модели завершается, а за ним следует этап построения модели распространения коллектора.

### Модель распространения коллектора

Горные породы необходимо разделять по ориентированности изменения их характеристик в пространстве. С этой позиции выделяют изотропные и анизотропные тела. Изотропия – это независимость изменения физических параметров от направления, анизотропия – различные изменения по отдельным направлениям. Понятие ориентированности применительно к коллекторам связано с геометрией расположения частиц, трещин. Частицы горной породы могут располагаться хаотически и упорядочно (иметь геометрическую ориентацию). Упорядочные структуры – анизотропны по поверхностным параметрам. Для определения данных свойств породы и строится модель распространения коллектора (рис. 6 и 7).

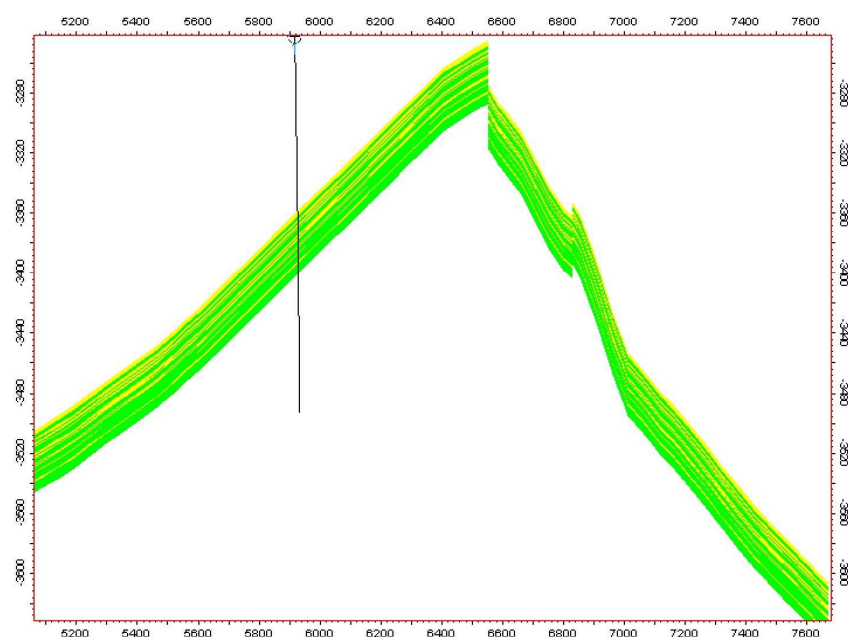


Рисунок 6 – Схематический разрез по линии 1-1' из куба литологии

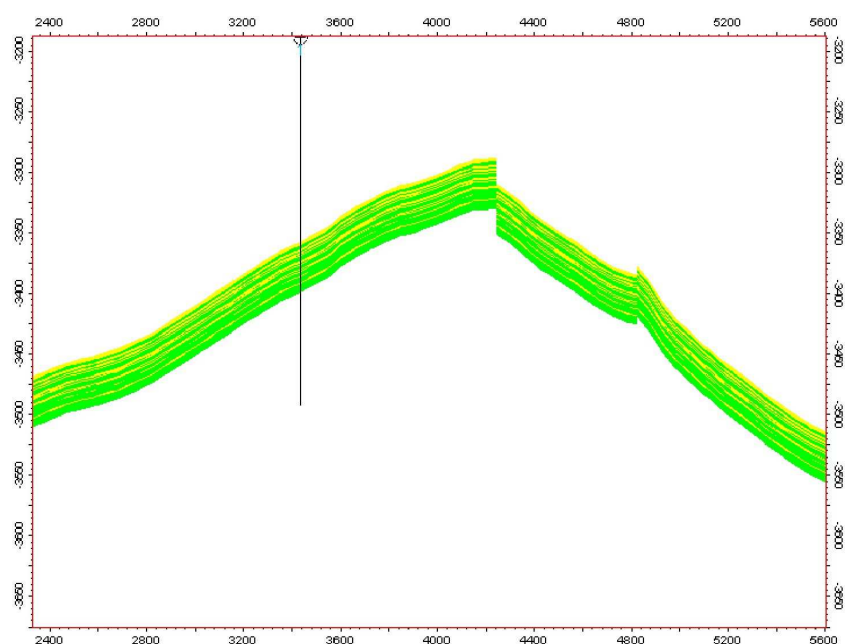


Рисунок 7 – Схематический разрез по линии 2-2' из куба литологии

### Моделирование фильтрационно-емкостных свойств

На данном этапе для модели создается куб пористости, который нужен для размещения флюида в коллекторах (рис. 8–10).

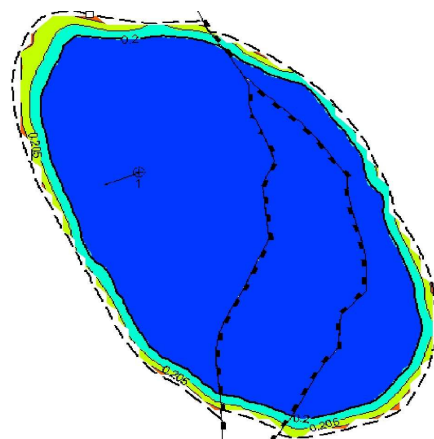


Рисунок 8 – Карта пористости в нефтенасыщенной зоне

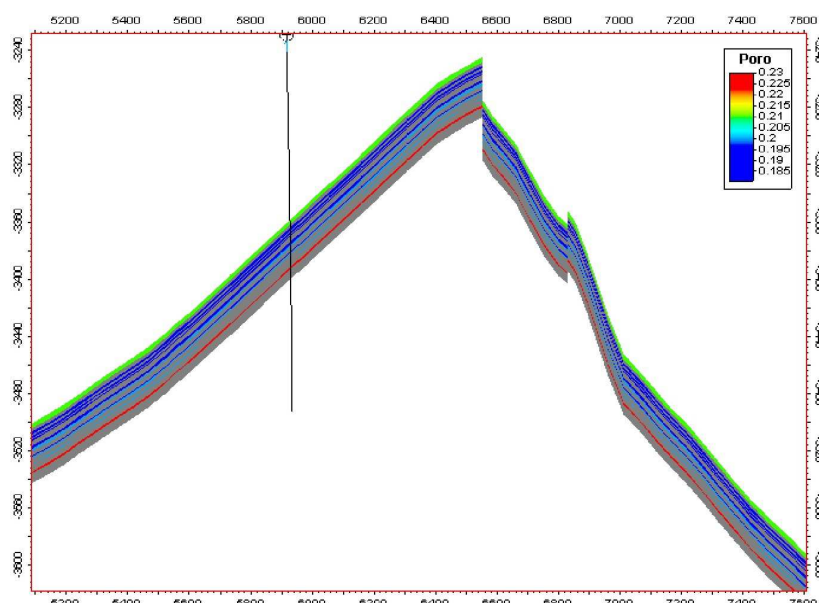


Рисунок 9 – Схематический разрез по линии 1-1' из куба пористости

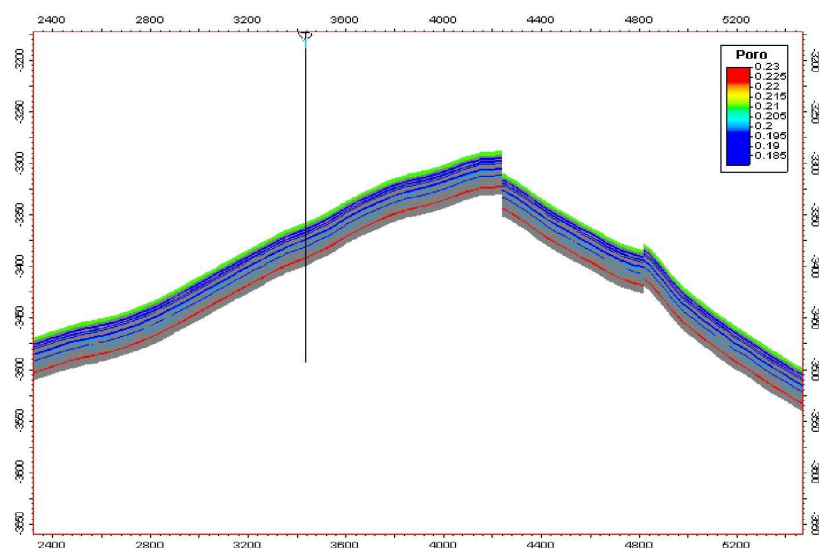


Рисунок 10 – Схематический разрез по линии 2-2' из куба пористости

## Оценка запасов углеводородов

Следующим этапом в создании геологической модели является оценка и сравнение запасов углеводородов между самой моделью и утвержденными запасами таблицы 3.

Таблица 3 – Запасы нефти

	Геологическая 3D модель	Утвержденные запасы	% расхождения
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	3238	3160	2,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,3	9,2	1,4
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	30199	29072	3,9
Коэффициенты, доли ед.			
открытой пористости	0,189	0,190	-0,7
нефтенасыщенности	0,698	0,698	0,0
пересчетный		0,435	
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		0,782	
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	1353	1312	3,2

Данный этап является проверкой модели на соответствие с принятыми в центральной комиссии по разработке запасами углеводородов.

После проверки приступают к моделированию проницаемости.

## Моделирование проницаемости

Построением модели проницаемости нефтенасыщенного коллектора пласта задают возможность запасам углеводородов в модели перемещаться под действием депрессии (рис. 11).

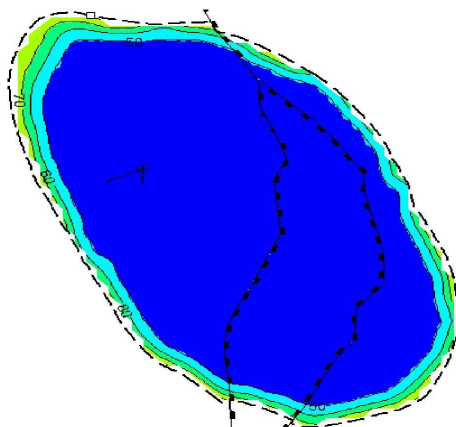


Рисунок 11 – Карта проницаемости нефтенасыщенного коллектора пласта из куба проницаемости

На этом этапе построение геологической модели завершается и начинается построение гидродинамической модели.

## Характеристика методики и программного обеспечения для воспроизведения истории и прогноза технологических показателей разработки

Фильтрационная модель Владимирского месторождения включает в себя одну модель пачки III<sub>1</sub> чокракского яруса.

Гидродинамические модели созданы в соответствии с требованиями и рекомендациями Регламента (РД 153-39.0-047-00) и Методических указаний по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.



При моделировании использовался симулятор РН КИМ (ПАО «НК «Роснефть») – параллельный интерактивный пакет для гидродинамического моделирования пласта.

В качестве исходных данных при построении трехмерной фильтрационной модели пластов используются:

- данные геологического моделирования продуктивных объектов месторождения, включающие в себя трехмерную структуру объектов разработки и распределение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, положения контактов флюидов, траектории стволов скважин и данные об интервалах перфорации скважин;
- данные исследований кернового материала, включающие в себя петрофизические зависимости остаточных насыщенных от проницаемости, определение относительных фазовых проницаемостей пластовых жидкостей;
- данные лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб нефти, включающие в себя изучение физико-химических свойств нефти и газа, исследования свойств пластовых вод;
- результаты гидродинамических исследований скважин, включающие данные анализа индикаторных диаграмм;
- результаты испытаний скважин, данные о ГТМ на скважинах месторождения, замеры пластового давления;
- показатели работы скважин.

Построение гидродинамической модели состояло из следующих этапов:

- обоснование размерности сеток и схемы выделения слоев моделей;
- обоснование типа модели коллектора и пластовых жидкостей;
- обоснование модельных физико-химических свойств пластовых жидкостей;
- обоснование модельных относительных фазовых проницаемостей флюидов и остаточных насыщенных;
- обоснование начальных условий в пласте и условий на границах области фильтрации;
- ввод данных технологических режимов эксплуатации скважин (назначение скважины, интервалы вскрытия пласта, добыча / закачка, коэффициент эксплуатации скважины, эффекты от ГТМ);
- адаптация фильтрационной модели по истории эксплуатации скважин.

### **Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоев моделей**

Обоснование размерности расчетной сетки фильтрационной модели складывалось из следующих требований:

- число ячеек в моделях должно позволять проводить многовариантные расчеты в приемлемые интервалы времени;
- геологическая неоднородность пласта в фильтрационной модели должна быть максимально сохранена;
- межскважинное пространство в фильтрационной модели должно покрываться не менее чем тремя расчетными ячейками.

Для оптимизации процесса гидродинамического моделирования были выполнены следующие процедуры. Прилегающие к контурам нефтеносности непродуктивные площади были включены в область моделирования в той мере, в какой это необходимо для адекватного представления об энергетическом состоянии залежей.

Общий вид гидродинамической модели Владимирского месторождения приведен на рисунке 12.

### **Обоснование типа модели коллектора и пластовых жидкостей**

Для обоснования выбора типа модели был проведен анализ геологических свойств пластов, физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов и основных параметров разработки.

Так как предполагается, что разработка пачки будет происходить на естественном упругом режиме с переходом на режим растворенного газа, было принято решение использовать трехфазную модель («живая» нефть, вода, сухой газ).

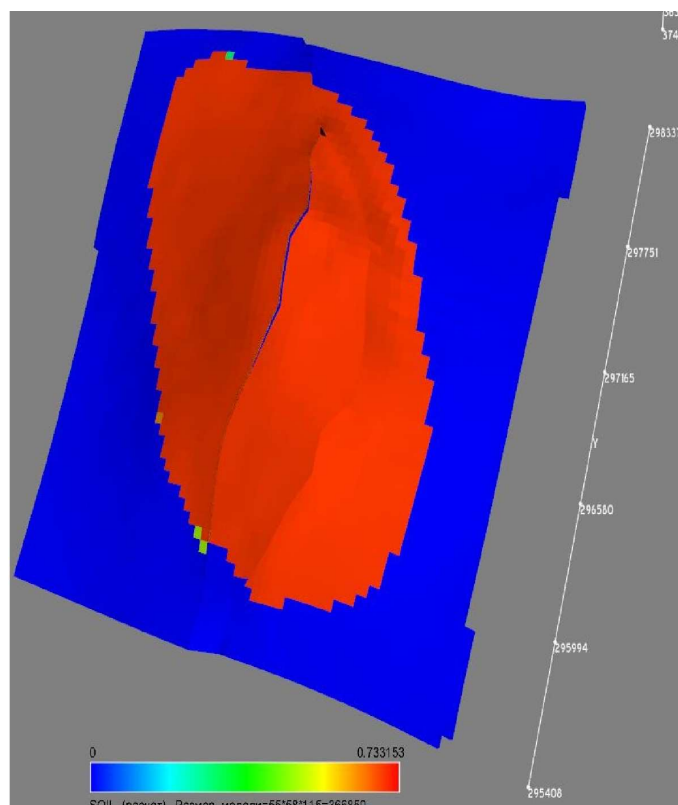


Рисунок 12 – Куб начальной нефтенасыщенности пачки III<sub>1</sub> чокракского яруса

### Обоснование модельных физико-химических свойств пластовых жидкостей

Физико-химические свойства пластовых флюидов задавались в соответствии с результатами лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб в виде зависимостей от давления или же в случаях, когда подобных исследований не проводилось, на основании данных, схожих по строению и условиям залегания месторождений (по аналогии):

- газосодержания нефти;
- объемного коэффициента нефти;
- вязкости пластовой нефти;
- объемного коэффициента газа
- вязкости газа в пластовых условиях.

Все эти показатели представлены ниже в виде графиков (рис. 13–15).

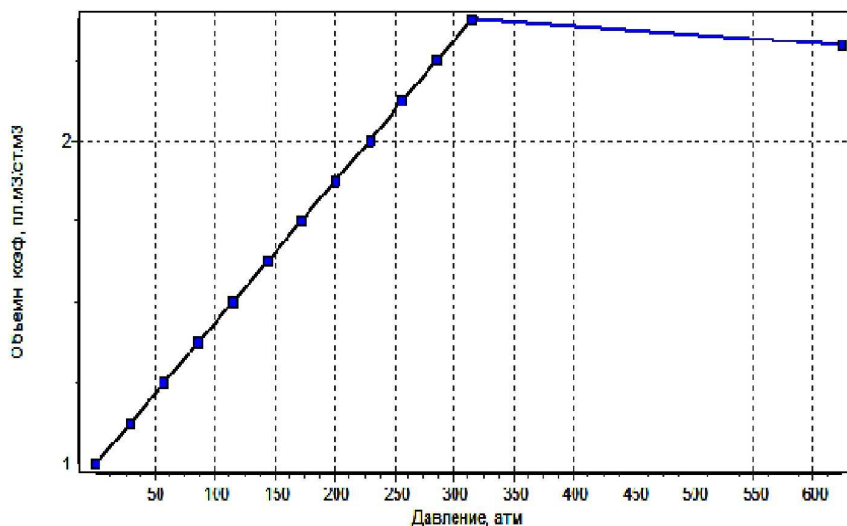


Рисунок 13 – График зависимости объемного коэффициента от давления

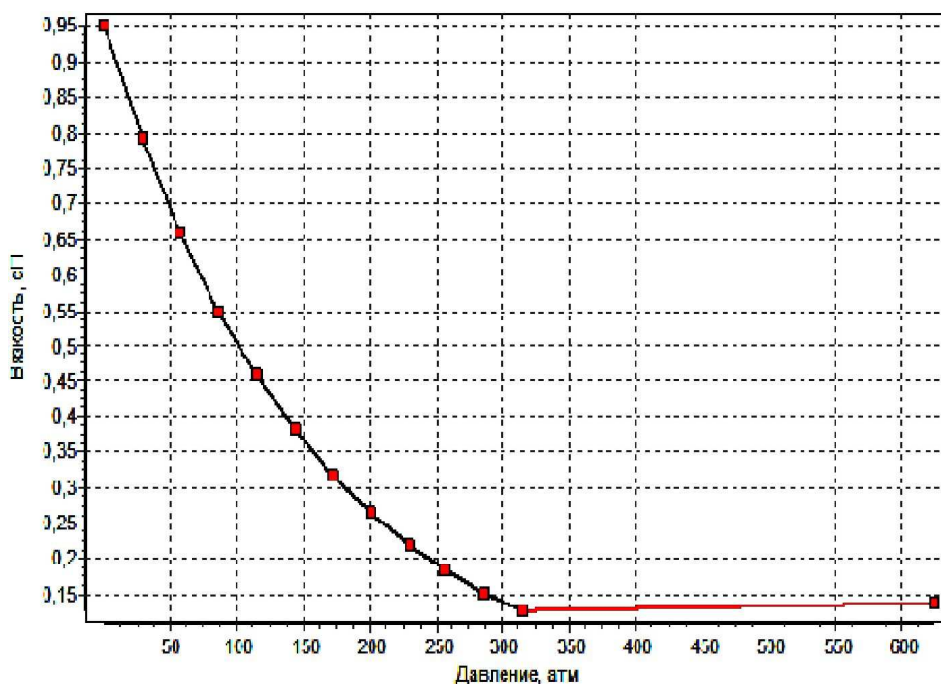


Рисунок 14 – График зависимости вязкости нефти от давления

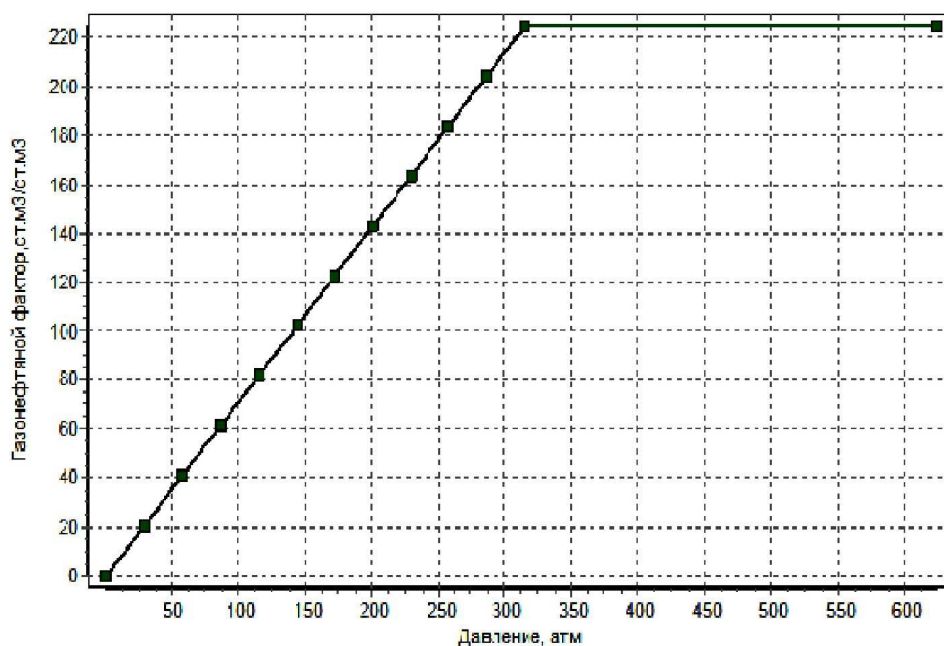


Рисунок 15 – График зависимости газосодержания нефти от давления

### Обоснование модельных относительных фазовых проницаемостей флюидов

Одной из наиболее важных характеристик фильтрационной модели являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Функции ОФП, входящие в уравнения, описывающие математическую модель, определяются экспериментально, как правило, на ограниченном керновом материале. Причем функции ОФП зависят от множества факторов: структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давлений, истории насыщения и т.д.

По Владимирскому месторождению определения фазовых проницаемостей по нефти и воде не проводились, поэтому для построения кривых ОФП использовалась формула Corey, где концевые точки (значения остаточных и максимальных нефте- и водонасыщенностей) при построении принимались за основу. Вид модифицированных функций ОФП представлен на рисунках 16 и 17.

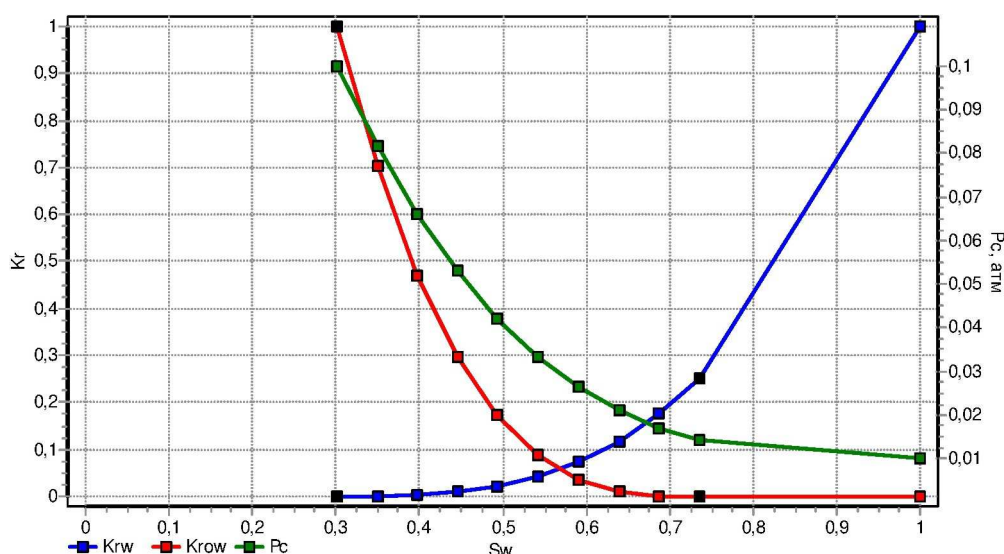


Рисунок 16 – Модифицированные функции ОФП в системе «нефть – вода»

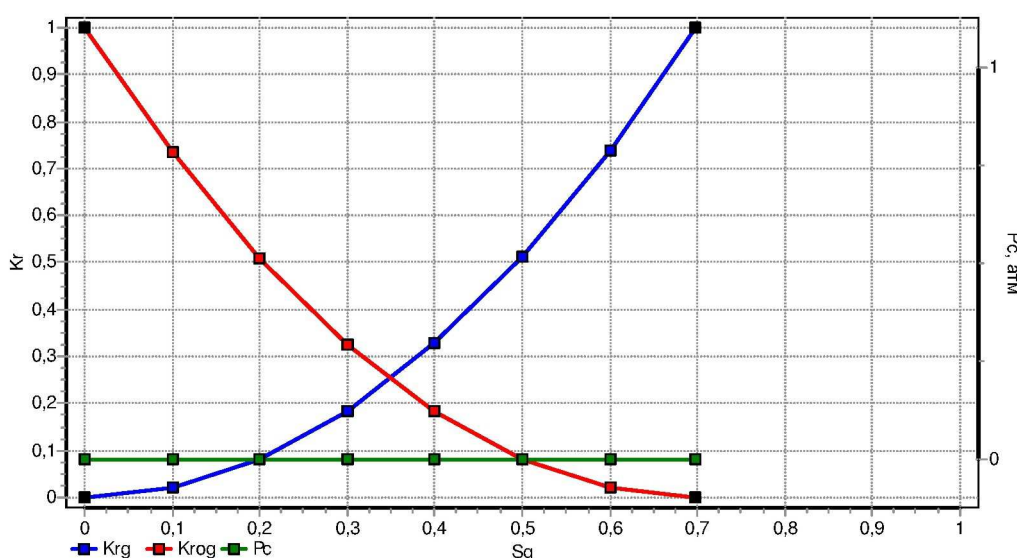


Рисунок 17 – Модифицированные функции ОФП в системе «нефть – газ»:

$K_{gw}$  – относительная фазовая проницаемость воды;  $K_{ro}$  – относительная фазовая проницаемость нефти;

$P_c$  – капиллярное давление;  $K_{rg}$  – относительная фазовая проницаемость газа;

$K_{rog}$  – относительная фазовая проницаемость газа относительно нефти;

$K_r$  – относительная фазовая проницаемость;  $S_w$  – насыщенность водой;  $S_g$  – насыщенность газом

### Обоснование начальных и граничных условий

Начальные условия в гидродинамической модели Владимирского месторождения были заданы как известные значения в каждой ячейке сетки.

Для этого в ГДМ были заданы куб начальной водонасыщенности и распределение начального давления по глубине в зависимости от величины плотности флюида.

Так как пачка имеет разрывное строение, связанное со сбросовыми нарушениями, то соответствующие разломы моделировались как непроницаемые границы между областями.

Влияние законтурной зоны имитировалось кратным увеличением порового объема граничных ячеек в полностью водонасыщенной зоне.

Кровля и подошва пластов приняты в модели непроницаемыми поверхностями.

### Ввод данных технологических режимов эксплуатации скважин

Для гидродинамической модели Владимирского месторождения, учитывая не продолжительную историю разработки, был принят шаг расчета 1 месяц. Соответственно на скважинах задавался среднемесячный отбор жидкости (нефти и воды).

Исходной информацией для моделирования скважины являлись координаты, данные инклинометрии, интервалы перфорации, коэффициенты продуктивности, технологические режимы работы и коэффициенты эксплуатации.

При моделировании была проведена схематизация исходной информации. Реальные координаты преобразовывались в сеточные, и положение скважины определялось расположением вскрытых ею ячеек.

### Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

Перед началом гидродинамических расчетов на фильтрационных моделях были подсчитаны начальные геологические запасы нефти. По подсчету запасов на 01.01.2017 г. в таблице 4 приведено сопоставление величин запасов с полученными на трехмерных геологических и фильтрационных моделях.

Таблица 4 – Сопоставление начальных геологических запасов нефти

Объект	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн			Отклонение (ФМ от ГМ), %	Отклонение (ФМ от подсчета запасов), %
	подсчет запасов	ГМ	ФМ		
Пачка III <sub>1</sub>	1312	1353	1348,6	-0,3	2,8

Адаптация моделей осуществлялась в два этапа. На первом этапе достигалось согласование расчетной динамики отборов жидкости и динамики пластового давления с фактическими данными. На втором этапе выполнялась настройка модели по дебиту нефти скважин. Результаты восстановления истории разработки приведены на рисунках 18–20.

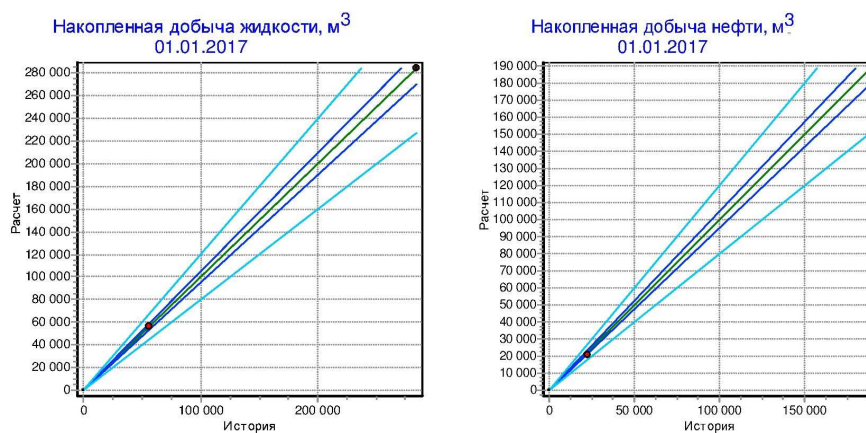


Рисунок 18 – Кроссплоты по накопленной добыче нефти и жидкости

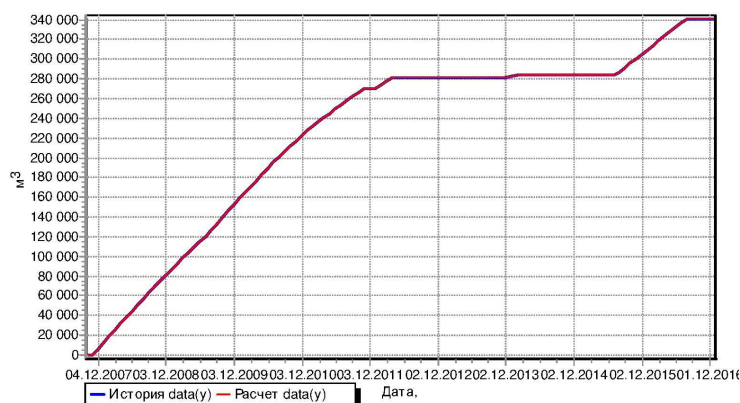
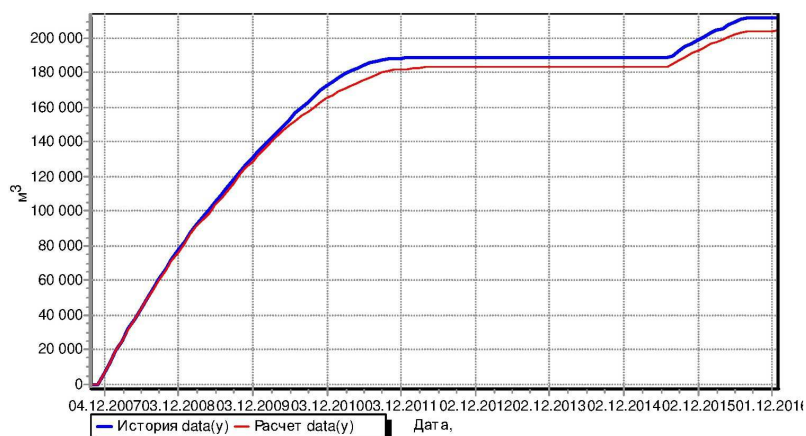


Рисунок 19 – Сопоставление фактической и расчетной накопленной добычи жидкости по Владимирскому месторождению



**Рисунок 20** – Сопоставление фактической и расчетной накопленной добычи нефти по Владимирскому месторождению

Сопоставление с фактическими данными расчетных технологических показателей как по скважинам, так и по моделируемым объектам в целом показывает удовлетворительное качество адаптации фильтрационных моделей. Относительные погрешности не превышают допустимых регламентными документами норм.

### Литература:

1. Лицензия КРД 03241 НР от 16.11. 2006 г. на геологическое изучение (поиски и оценка месторождений) и добычу нефти и газа Славянско-Темрюкского участка.
2. Оперативный подсчет запасов по месторождению Восточно-Чумаковское : отчет о НИР / ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»; исполнитель: Никитенко В.В. – Краснодар, 2012. – 518 с.
3. Проект пробной эксплуатации Восточно-Чумаковского месторождения (утвержден 18.12.2008). – М. : ЦКР «Роснедра», 2008 (приказ № 4477).
4. Технологическая схема разработки Восточно-Чумаковского месторождения (утверждена 26.12.2011). – М. : ЦКР «Роснедра», 2011 (приказ № 5307).
5. Технологическая схема разработки Восточно-Чумаковского нефтяного месторождения (утверждена 29.09.2015). – М. : ЦКР «Роснедра», 2015 (приказ № 6240).
6. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00.
7. Методические указания по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Министерство энергетики Российской Федерации, Федеральное Государственное учреждение «Экспертнефтегаз». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – Часть 2: Фильтрационные модели.
8. Проект по безопасной временной эксплуатации, консервации и ремонту скважин с межколонным давлением на месторождениях / ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз». – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2005.
9. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
10. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
13. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
15. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

16. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
17. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
18. Куренков В.В. Построение трехмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
19. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьева В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – № 1. – С. 54–65.
20. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 121–143.

### References:

1. License KRD 03241 NR of 16:11. 2006 on geological studying (search and assessment of fields) and oil and gas production of the Slavic and Temryuk site.
2. Expeditious calculation of stocks on the field East Chumakovskoye: report on Research / LLC Rosneft – STC; performer: Nikitenko V.V. – Krasnodar, 2012. – 518 p.
3. The project of test operation of the East Chumakovsky field (it is approved 18.12.2008). – М. : TsKR «Rosnedra», 2008 (order № 4477).
4. The technological scheme of development of the East Chumakovsky field (it is approved 26.12.2011). – М. : TsKR «Rosnedra», 2011 (order № 5307).
5. The technological scheme of development of the East Chumakovsky oil field (it is approved 29.09.2015). – М. : TsKR «Rosnedra», 2015 (order № 6240).
6. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil fields : RD 153-39.0-047-00.
7. Methodical instructions on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields / the Ministry of Energy of the Russian Federation, Ekspertneftegaz Federal state institution. – М. : JSC VNIOENG, 2003. – Part 2: Filtrational models.
8. The project on safe temporary operation, preservation and repair of wells with the intercolumned pressure upon Fields / JSC Rosneft — Krasnodarneftegaz. – Krasnodar : JSC Rosnipiterneft, 2005.
9. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
10. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
13. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
15. Priests V. V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
16. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
17. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of development of oil and gas fields and assessment of outputs of wells // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.

18. Kurenkov V.V. Creation of three-dimensional geological model on the example of a lithology of the Vyngapurovsky field // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 108–110.

19. Skuba D.A., Kolbunov M.G., Avenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive deposits of oil in verkhnekamennougolny and Silurian and Devonian carbonate deposits of the Timano-Pechorsky province // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2016. – № 1. – P. 54–65.

20. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Otsenka of the prospects of additional exploration of the multibedded Southern Udmurt field on the basis of specification of geological model and opytno-promyshlennye development of operational objects // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 3. – P. 121–143.



УДК 622.276.56

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ВЫБОРА ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ВЕРХНЕМЕЛОВОЙ И НИЖНЕМЕЛОВОЙ ЗАЛЕЖЕЙ  
ИВАНАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**TECHNICAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION  
OF THE CHOICE OF SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION  
OF UPPER CRETACEOUS AND LOWER CRETACEOUS DEPOSITS  
OF THE IVANAYSKOYE FIELD**

**Даценко Елена Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
aldac@mail.ru

**Орлова Инна Олеговна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
assoletta77@mail.ru

**Авакимян Наталья Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры общей математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
avnatali@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрено обоснование принципиальных особенностей осуществления промышленной разработки нижнемеловой и верхнемеловой залежей нефти, проведен анализ причин расхождения фактических и проектных показателей разработки, выполнен расчет прогнозных технологических показателей проектируемых вариантов разработки, сделано технико-экономическое обоснование выбора одновременно-раздельной эксплуатации как рекомендуемого варианта разработки. Рассмотрено четыре варианта разработки Иванайского месторождения и рассчитан конечный коэффициент нефтеотдачи по всем вариантам. К внедрению рекомендован четвертый вариант разработки. Произведен расчет экономической эффективности одновременно-раздельной эксплуатации, которая демонстрирует ее эффективность.

**Ключевые слова:** состояние разработки месторождения; анализ выработки запасов; сопоставление фактических и проектных показателей; проектирование разработки месторождения; выделение эксплуатационных объектов; технологические показатели вариантов разработки; выбор рекомендуемого варианта разработки.

**Datsenko Elena Nikolaevna**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor of oil and gas  
engineering department named  
after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
aldac@mail.ru

**Orlova Inna Olegovna**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor of oil and gas  
engineering department  
named after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
assoletta77@mail.ru

**Avakimyan Natalya Nikolaevna**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor of general  
mathematicians department,  
Kuban state technological university  
avnatali@mail.ru

**Annotation.** The article describes the substantiation of the principal features of the implementation of industrial development of the lower cretaceous and upper cretaceous oil deposits, analyzes the reasons for the discrepancy between the actual and design development indicators, calculates the predictive technological indicators of the designed development options, makes a feasibility study of the choice of simultaneous-separate operation as a recommended development option. Considered four options for the development of the Ivanayskoye field and calculated the final coefficient of oil recovery for all options. A fourth development option is recommended for implementation. Calculated cost-effectiveness of simultaneous-separate operation, which demonstrates its effectiveness.

**Keywords:** field development status; stock development analysis; comparison of actual and project indicators; field development design; allocation of operational objects; technological indicators of development options; choice of the recommended development option.

**Общие сведения о месторождении**

Иванайское месторождение расположено на территории Грозненского и Гудермесского районов в 25–30 км к северо-востоку от г. Грозного.

Ближайшими населенными пунктами являются с. Толстой-Юрт, ст. Петропавловская, Ильинская, Горячеводская (рис. 1).

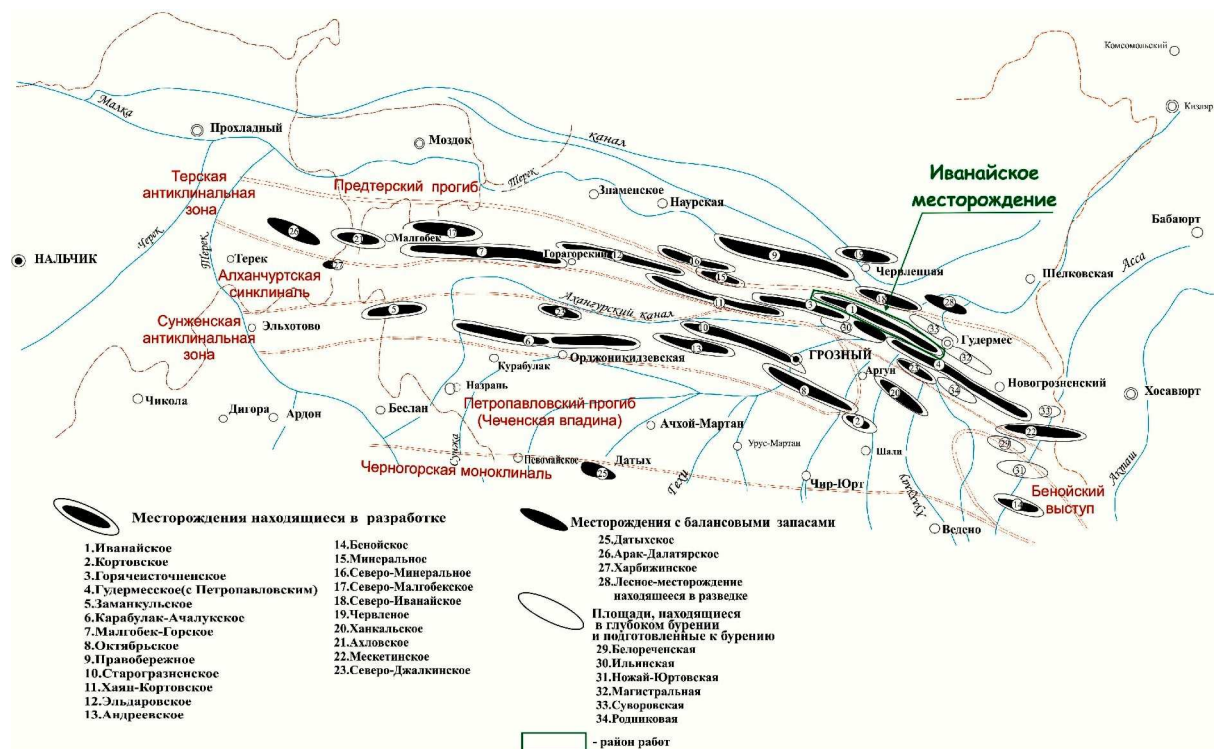


Рисунок 1 – Обзорная схема месторождений Чеченской Республики

## Основные этапы проектирования разработки месторождения

### Верхнемеловая залежь нефти

Залежь нефти в фораминиферовых и верхнемеловых отложениях Иванайского нефтяного месторождения открыта в 1966 году, когда на верхний мел была пробурена поисковая скважина № 34. Верхний мел при этом не был опробован из-за аварии, а при опробовании фораминиферовых отложений получен фонтан нефти с дебитом 1200 тонн/сут. В том же году залежь введена в эксплуатацию, причем ниже- и среднефораминиферовые отложения вместе с верхнемеловыми объединены в один эксплуатационный объект, так как они образуют единую залежь.

Следует отметить, что фораминиферо-верхнемеловую залежь принято называть для краткости просто верхнемеловой.

Первый проект пробной эксплуатации верхнемеловой залежи составлен в 1967 году, в 1969 году – уточненный проект пробной эксплуатации, а в 1971 году выполнена технологическая схема разработки и объект введен в промышленную разработку. В 1980 году на базе последних данных по эксплуатации скважин и реализации системы ППД выполнен анализ разработки залежи.

В 1992 году выполнен проект разработки верхнемеловой залежи нефти. В проекте отмечается, что верхнемеловая залежь нефти находится на завершающей стадии разработки. Она полностью обустроена и в значительной степени выработана, а сформированная система воздействия эффективна. В работе рассмотрены три варианта разработки, различающиеся, в основном, темпами отборов жидкости и объемами закачки воды. Рекомендован второй вариант, отличающийся от базового тем, что по мере обводнения (в среднем при 42 % воды в продукции) скважины переводятся на режим с ограниченным дебитом – 96 м<sup>3</sup>/сут. верхнемеловые и 74 м<sup>3</sup>/сут. фораминиферовые.

Основные характеристики рекомендованного варианта разработки следующие:

- действующий фонд скважин – 9 добывающих и 9 нагнетательных;
- плотность сетки добывающих скважин 210 га/скв.;

- поддержание пластового давления в залежи путем закачки воды с компенсацией отбора жидкости закачкой на уровне 200–400 % в 1993–1998 гг. и 60–80 % в 1999–2010 гг.;
- фонтанный способ эксплуатации скважин;
- проектный уровень добычи нефти – 200 тыс. тонн в 1993 году;
- начальный дебит скважин принят на уровне 300 м<sup>3</sup>/сут. жидкости в пластовых условиях для верхнего мела и 230 м<sup>3</sup>/сут. для фораминифер;
- выработка запасов снизу-вверх с переносом работающих интервалов перфорации при обводнении продукции скважин;
- срок разработки 39 лет (до 2031 года);
- средняя обводненность в конце срока разработки 92 %;
- накопленная добыча нефти к концу разработки 42234 тыс. тонн, конечный КИН 0,730;
- пластовое давление к концу разработки 46,7 МПа.

Проектный документ на разработку верхнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения, составленный в 1992 году, практически с первого года проектирования не выполнялся. Массовое выбытие добывающих и нагнетательных скважин из эксплуатации в 1992–1998 гг. привело к резкому сокращению добычи нефти и отсутствию компенсации отбираемой жидкости закачкой.

### ***Нижнемеловая залежь нефти***

Единственным утвержденным проектным документом на разработку нижнемеловой залежи нефти является проект пробной эксплуатации, выполненный в 1988 году. Сведения об утверждении и соответствующий протокол защиты проекта отсутствуют. Ранее эксплуатация залежи осуществлялась в соответствии с индивидуальными планами пробной эксплуатации скважин.

В работе отмечено, что на момент проектирования залежь находилась в разведке, фонд скважин очень незначителен и система разработки не определена. Проект пробной эксплуатации составлен на период с 1988 по 1991 гг., т.е. срок его действия давно истек.

На момент составления документа на залежи в бурении находились две разведочные скважины. Проектом в период пробной эксплуатации предусматривалось бурение еще двух разведочных и двух оценочных скважин. Скважины должны были быть пробурены в сводовой части залежи в 1988–1992 гг., причем из них четыре добывающие и две нагнетательные. Рекомендован фонтанный режим эксплуатации скважин, при котором забойное давление не должно опускаться ниже 30 МПа, и дебиты составлять – 60–65 тонн/сут. При этом в конце проектного срока обводненность должна составлять 72 %, что обеспечивало бы устойчивое фонтанирование скважин. Годовой отбор нефти в 1988–1991 гг. должен был возрасти с 40 до 75 тыс. тонн, доля воды – до 2 %. В работе отмечалась необходимость организации системы ППД и недостаточность сведений о залежи для проектирования такой системы на момент составления документа. К концу пробной эксплуатации ставилась задача формирования основного фонда скважин и подготовки информации для проектирования разработки.

Фактически две скважины, которые находились на момент составления проекта в бурении, притоков нефти не дали, в связи с чем, не состоялось бурение еще двух разведочных скважин. Из двух же оценочных скважин продуктивные отложения вскрыла только одна. Невыполнение проектных показателей по фонду скважин не позволило увеличить темп отбора нефти, годовая добыча в 1988–1991 гг. оставалась на уровне 45–49 тыс. тонн.

### ***Месторождение в целом***

Последний проектный документ был принят в 2012 году «Дополнение к проекту разработки Иванайского месторождения».

ЦКР Роснедра нефтяная секция постановила:

Проектные уровни:

- добычи нефти, тыс. тонн – 67,0;
- добычи жидкости, тыс. тонн – 311,5;

- закачка воды, тыс. м<sup>3</sup> – 221,9;
- добыча растворенного газа, млн м<sup>3</sup> – 25,9;
- использование растворенного газа, % – 95,0.

Выделение двух объектов разработки – пласт К<sub>2</sub>, К<sub>1</sub>;

- разработка объекта К<sub>1</sub> на естественном режиме, разработка объекта К<sub>2</sub> с заводнением;
- общий фонд скважин – 49, в т.ч. добывающих – 7, нагнетательных – 3, ликвидированных – 39;
- фонд действующих скважин – 7, в т.ч. добывающих – 4, нагнетательных – 3;
- бурение бокового ствола – 1 скважино-операция;
- достижение КИН (по категории АВС) – 0,723.

### Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Иванайское месторождение введено в разработку в 1966 году.

Месторождение состоит из двух объектов разработки – верхнемеловой и нижнемеловой залежи. Всего пробурено 49 скважин, из них 44 добывающих и 5 нагнетательных.

Общий фонд скважин составляет 49 скважин из них 3 добывающих и 3 нагнетательных, в консервации – 1, наблюдательных – 2, ликвидированных – 40. Структура фонда скважин представлена в таблице 4.1.

С начала разработки по месторождению отобрано 41357,0 тыс. тонн нефти или 99,0 % от НИЗ и 45363,3 тыс. тонн жидкости. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,716.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 2.

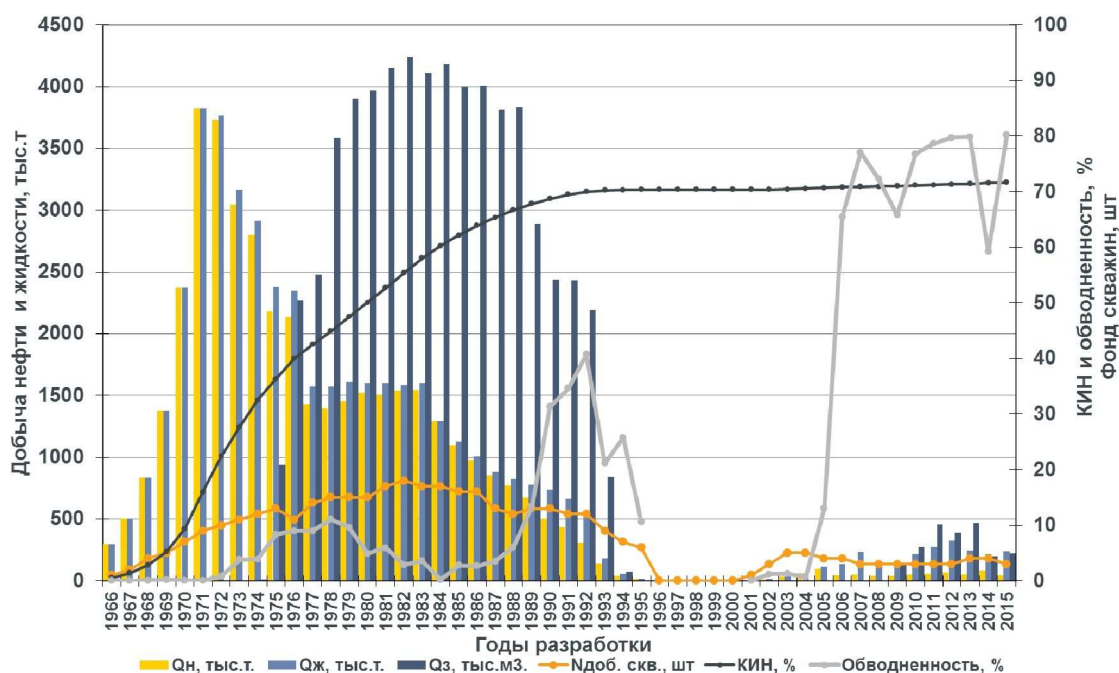


Рисунок 2 – Основные показатели истории разработки Иванайского месторождения

По состоянию на 01.01.2016 г. фактическая накопленная добыча нефти составляет 41357 тыс. тонн, по проекту – 41344,6 тыс. тонн; накопленная добыча жидкости по факту составляет 45363,3 тыс. тонн, по проекту – 45267,3 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,716, по факту – 0,716.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 1,1–29,6 % соответственно при допустимом отклонении 30–40 %.

В 2016 году отклонение составило 73 % при допустимом 30 %. Данное отклонение связано со снижением уровней добычи нефти по скважинам №№ 34 и 101 по причине роста обводненности.

Характеристика фонда скважин Иванайского месторождения по состоянию на 01.01.2016 г. приведена в таблице 1.

**Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле**

**Таблица 1** – Характеристика фонда скважин Иванайского месторождения по состоянию на 01.01.2016 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты / продуктивные пласты		Месторождение в целом
		K <sub>2</sub>	K <sub>1</sub>	
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	31	13	44
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)	8		
	Переведены из других категорий			
	Нагнетательные в отработке на нефть			
	Всего	39	13	44
	в том числе:			
	действующие	2	1	3
	из них фонтанные	2	1	3
	ЭЦН			
	ШГН			
	газлифт			
	бездействующие			
	в освоении после бурения			
	в консервации	1		
	переведены под закачку	5		
	переведены на другие объекты (приобщение)		8	
	переведены в другие категории	1	1	
в ожидании ликвидации				
ликвидированные	30	3		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	5		5
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)			
	Переведены из других категорий			
	Переведены из добывающих	5		5
	Всего	10		10
	в том числе: под закачкой	3		3
	в том числе: газа			
	бездействующие			
	в освоении после бурения			
	в консервации			
	в отработке на нефть			
	переведены на другие объекты (приобщение)			
	переведены в другие категории			
в ожидании ликвидации				
ликвидированные	7		7	
Фонд контрольных скважин	Пробурено			
	Переведены из других категорий	1	1	2
	Всего			
	в том числе:			
	наблюдательные	1	1	2
пьезометрические				

## Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

### **Верхнемеловая залежь**

Залежь нефти в фораминиферовых и верхнемеловых отложениях Иванайского нефтяного месторождения открыта в 1966 году, когда на верхнемеловую залежь нефти была пробурена поисковая скважина № 34.

Период 1966–1971 гг. характеризуется интенсивным разбуриванием залежи и быстрым ростом добычи нефти. В этот период был выполнен проект пробной эксплуатации (1967 г.) и уточненный проект (1969 г.), подсчет запасов (1970 г.) и составленная на его основе технологическая схема разработки (1971 г.).

За данный период времени в эксплуатацию введены 9 добывающих скважин (№№ 34, 35, 39, 178, 40, 46, 52, 43 и 49). Средние дебиты скважин по нефти доходили до уровня 1100–1200 тонн/сут. Среднегодовая обводненность добываемой продукции не превышала 1 %.

Высокие темпы разбуривания залежи и высокие отборы нефти привели к резкому снижению пластового давления. К концу 1971 года пластовое давление снизилось от начального (73,1 МПа) до 49,3 МПа (давления приведены к а.о. – 3900 м). В этом же году был установлен максимальный отбор нефти – 3824,2 тыс. тонн.

Последующий период с 1972 по 1978 гг. характеризуется снижением добычи нефти, несмотря на ввод новых 13 добывающих скважин (№№ 48, 41, 55, 61, 64, 57, 58, 73, 59, 65, 76, 63 и 83). При этом произошло увеличение обводненности скважин с 0,8 % в 1972 году до 11,1 % в 1978 году. Увеличение обводнения происходило как по ранее введенным скважинам, так и по вновь вводимым.

Притоки воды в период эксплуатации характерны для скважин, интервалы перфорации, которых расположены на 300–600 м выше положения ВНК. В связи со значительным снижением пластового давления было принято решение об организации на залежи системы ППД. С этой целью в 1974 году под закачку воды переводится добывающая скважина № 64, а в последующие годы до конца данного периода под закачку переводятся еще 5 добывающих скважин (№№ 73, 178, 57, 58 и 76). Кроме того, были пробурены 3 нагнетательные скважины (№№ 67, 78 и 81). Приемистость нагнетательных скважин колебалась от 816,7 до 1432,7 м<sup>3</sup>/сут. при устьевых давлениях нагнетания 17,0–18,5 МПа.

Всего на верхнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения перебивало в эксплуатации 38 добывающих скважин и 15 нагнетательных скважин.

Общий фонд скважин составляет 47 скважин, из них 3 добывающих, 3 нагнетательных, 39 ликвидированных, 1 наблюдательная, 1 скважина в консервации, 10 скважин возвращено с других горизонтов и 6 скважин переведены из добывающих под закачку.

С начала разработки отобрано 40817,0 тыс. тонн нефти и 44500,3 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН составляет 0,726, отбор от НИЗ – 99,6 %.

Годовая добыча нефти за 2015 год составила 44,8 тыс. тонн, средний дебит скважин по нефти – 65,1 тонн/сут., по жидкости – 251,2 тонн/сут., обводненность продукции – 74,1 %.

Годовая закачка воды за 2015 год составила 219,6 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная закачка воды с начала разработки составила 62453,4 тыс. м<sup>3</sup>.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 3.

Начальное пластовое давление оценено путем интерполяции зависимости пластового давления от накопленной добычи жидкости и равно 73,1 МПа (пластовое давление приведено к гипсометрической отметке – 3900 м).

С 1968 года на залежи осуществлялись регулярные исследования по определению текущего пластового давления. За период с 1967 по 1991 гг. исследованиями было охвачено 85 % фонда скважин. Значения замеров давления по скважинам и среднегодовые значения в целом по залежи, приведенные к единой гипсометрической отметке – 3900 м, отражены на рисунке 6.

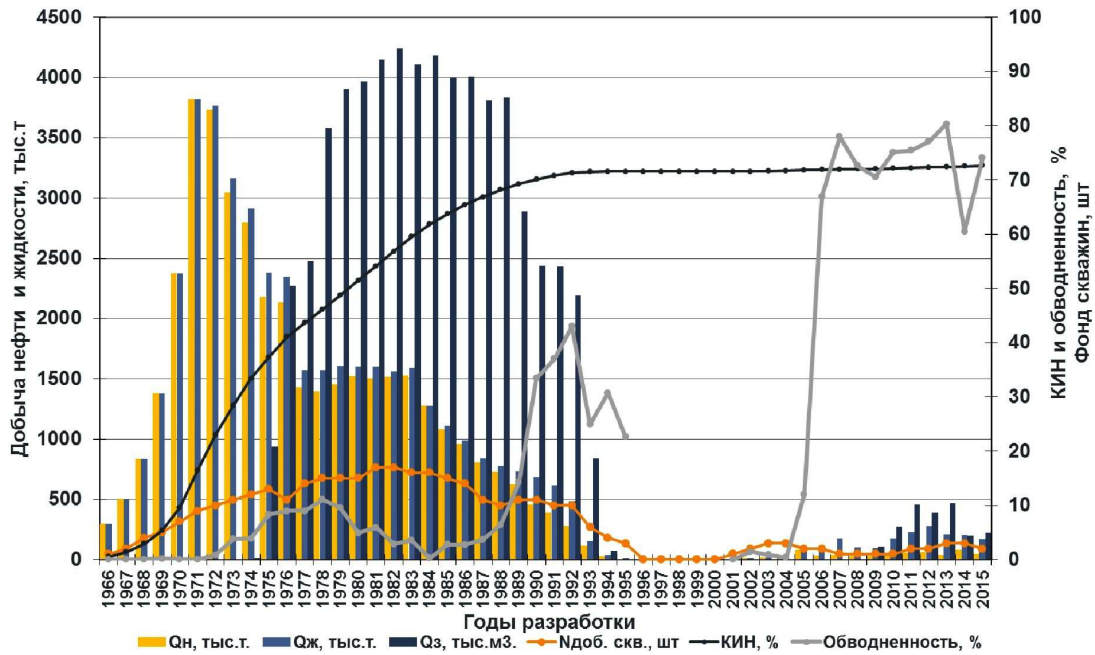


Рисунок 3 – Основные показатели истории разработки верхнемеловой залежи Иванайского месторождения

На рисунках 4 и 5 отображены карты накопленных и текущих отборов соответственно.

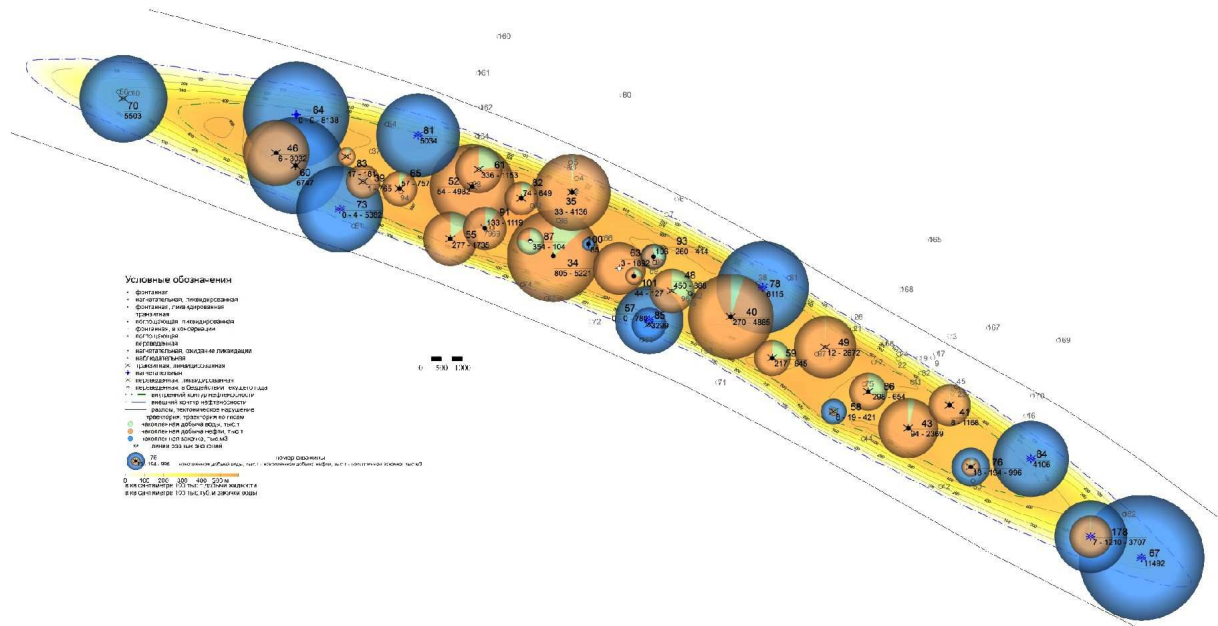


Рисунок 4 – Карта накопленных отборов верхнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

В течение первых восьми лет эксплуатации пластовое давление в среднем снижалось на 5 МПа в год, достигнув в 1973 году величины 37,1 МПа (на а.о. – 3900 м). В сложившихся условиях было принято решение об организации на залежи системы ППД.

Начавшаяся закачка воды, осуществляемая параллельно с регулированием отборов жидкости, уже с 1974 года привели к снижению темпа падения пластового давления до 2 МПа в год. В 1976 году давление в залежи достигло минимальной величины – 31,8 МПа, что очень близко к величине давления насыщения (29,6 МПа). Но уже с 1977 года давление в залежи стало восстанавливаться, увеличиваясь ежегодно на 0,5–1,0 МПа. За период с 1974 по 1991 гг. давление в залежи выросло с 35,1 до 44,0 МПа, закачка воды составила 57732,0 тыс. м<sup>3</sup>, а добыча жидкости – 66593,2 тыс. м<sup>3</sup> в пласто-

вых условиях. Таким образом, при компенсации отбора закачкой равной 86,7 %, пластовое давление повысилось на 8,9 МПа с момента начала закачки воды. На начальном периоде разработки залежи – до начала закачки воды (1974 г.) удельный отбор нефти, приходящийся на 1 МПа снижения пластового давления, составлял 1200,2 тыс. м<sup>3</sup>/МПа в пластовых условиях или 448,4 тыс. тонн/МПа в поверхностных условиях. С прекращением закачки пластовое давление в залежи стало вновь снижаться.

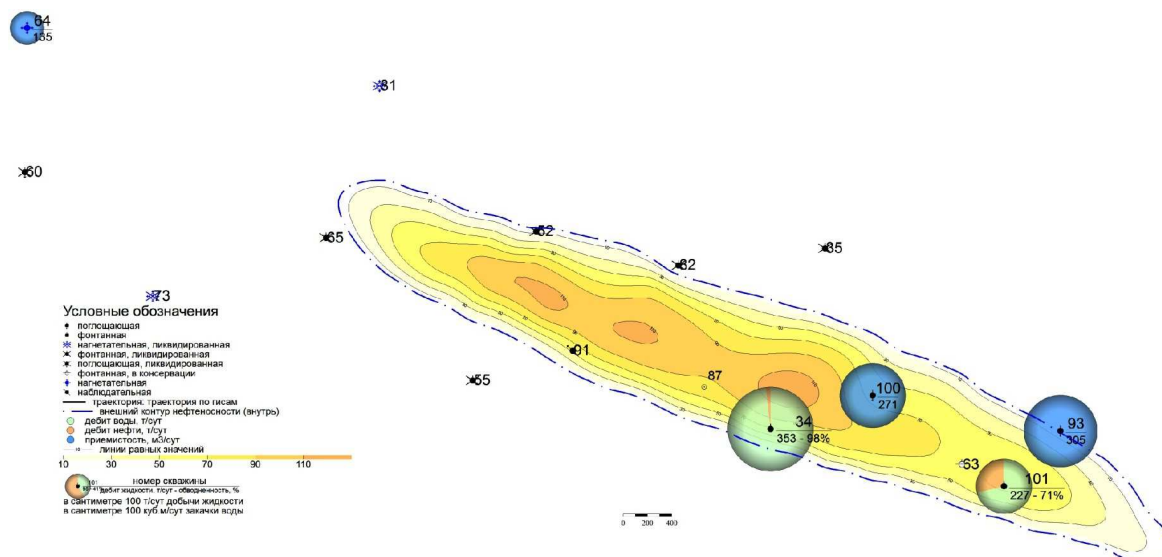


Рисунок 5 – Карта текущих отборов верхнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

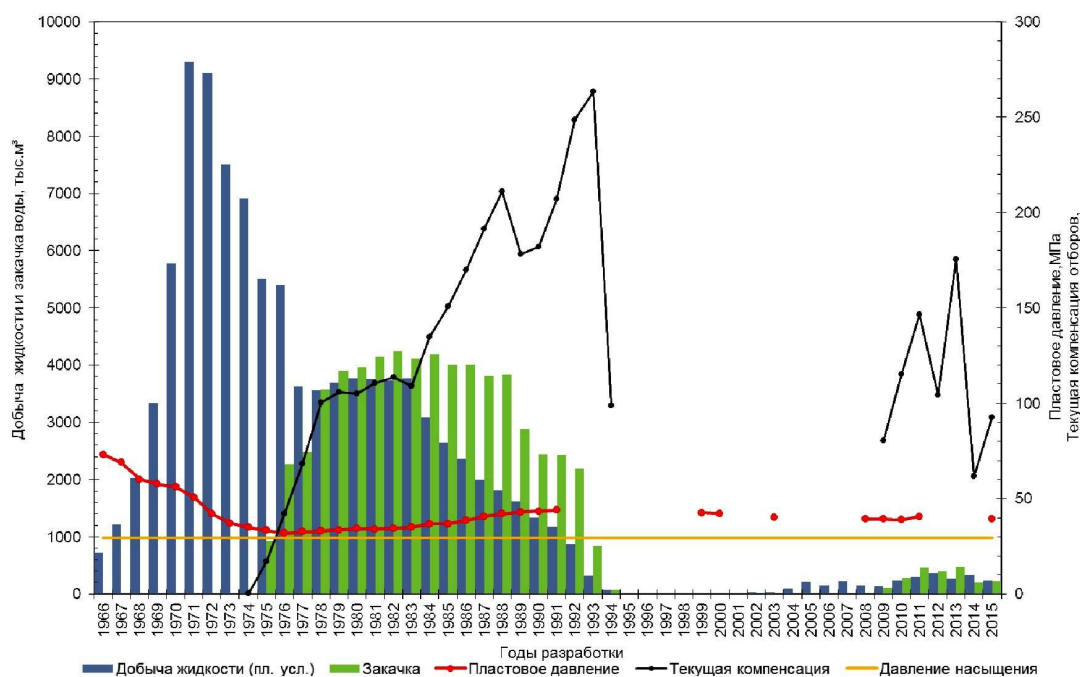


Рисунок 6 – Динамика показателей энергетического состояния верхнемеловой залежи

В 2010 году в залежь началась закачка попутно добываемой воды с месторождения в 2 скважины №№ 64 и 60.

На данный момент закачка воды идет в 3 скважины (№№ 64, 93 и 100). Текущее пластовое давление на 01.01.2016 г. равно 39,5 МПа. Остаточный запас упругой энергии пластовых систем (на начало прогнозного периода) составляет 9,9 МПа.

### Нижнемеловая залежь

Первая поисковая скважина на нижнемеловые отложения (скважина № 55) была заложена в 1970 году. В 1971–72 гг. начаты бурением скважины №№ 41, 57, 58, 61 и 64. Однако ни одна из этих скважин не вскрыла нижнемеловые отложения.



Из 11 скважин, запроектированных на нижнемеловые отложения, добурена до чокракских отложений 1 скважина (скважина № 75), до фораминиферовых отложений – 1 скважина (скважина № 100), дошли до верхнемеловых отложений 3 скважины (№№ 63, 92 и 95), нижнемеловые отложения вскрыли 6 скважин (№№ 60, 87, 94, 96, 97 и 101), ликвидировано 5 скважин (№№ 75, 100, 95, 94 и 97).

Аптские отложения были вскрыты пробуренной в 1977 году поисковой скважиной № 60. Однако при опробовании скважины притока нефти получено не было, в связи с чем она была переведена под нагнетание на отложения верхнего мела. Также на верхнемеловую залежь переведена (по техническим причинам) завершённая в 1978 году поисковая скважина № 63.

Приток нефти впервые получен из поисковой скважины № 87 в 1981 году при испытании в интервале 4469–4525 м, когда на 5-мм штуцере был получен фонтан безводной нефти с дебитом 56 тонн/сут. В январе 1982 года скважина введена в эксплуатацию.

В 80-е годы были пробурены 3 поисковые (№№ 92, 95 и 96) и 2 разведочные скважины (№№ 94 и 97). Скважина № 92 и ее дублер скважина № 95 ликвидированы по техническим причинам в 1984–1985 гг. При опробовании скважин №№ 94 и 97 в 1988–1989 гг. притоков жидкости не получено, вследствие чего они ликвидированы по геологическим причинам.

В июне 1985 года в сводовой части структуры заложена поисковая скважина № 96. При испытании скважины в интервале 4469–4525 м получен фонтан нефти с дебитом 56 тонн/сут. на 5-мм штуцере. Скважина находится в эксплуатации с 1986 года.

Таким образом, всего на нижнемеловую залежь пробурено 13 скважин (№№ 39, 60, 64, 65, 70, 76, 83, 87, 91, 94, 96, 97 и 101), 2 скважины ликвидированы (№№ 94 и 97), 9 скважин переведены на верхнемеловые отложения (№№ 39, 60, 64, 65, 70, 76, 83, 91 и 87), 1 наблюдательная (скважина № 96), 1 скважина находится в эксплуатации (скважина № 101).

На нижнемеловой залежи нефти Иванайского месторождения перебивало в эксплуатации 3 скважины, из которых по скважине № 96 годовая добыча нефти достигала значений 21,3–26,3 тыс. тонн, по скважине № 87 – 11,6–26,3 тыс. тонн и по скважине № 101 – 2,6–7,1 тыс. тонн.

С начала разработки отобрано 540,0 тыс. тонн нефти и 863,0 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН – 0,351, отбор от НИЗ – 70,2 %.

Годовая добыча нефти за 2015 год составила 2,5 тыс. тонн, средний дебит скважин по нефти – 9,7 тонн/сут., по жидкости – 232,4 т/сут, обводненность продукции – 96,2 %.

Динамика фактических показателей приведена на рисунке 7.

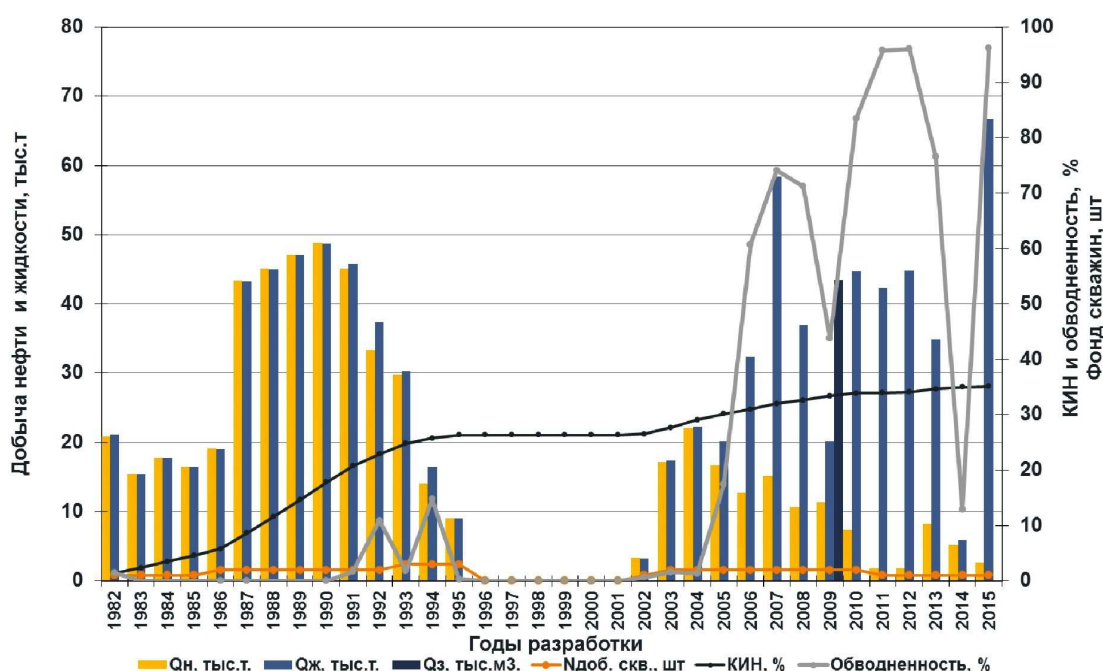


Рисунок 7 – Основные показатели истории разработки нижнемеловой залежи Иванайского месторождения

На рисунках 8 и 9 отображены карты накопленных и текущих отборов соответственно.

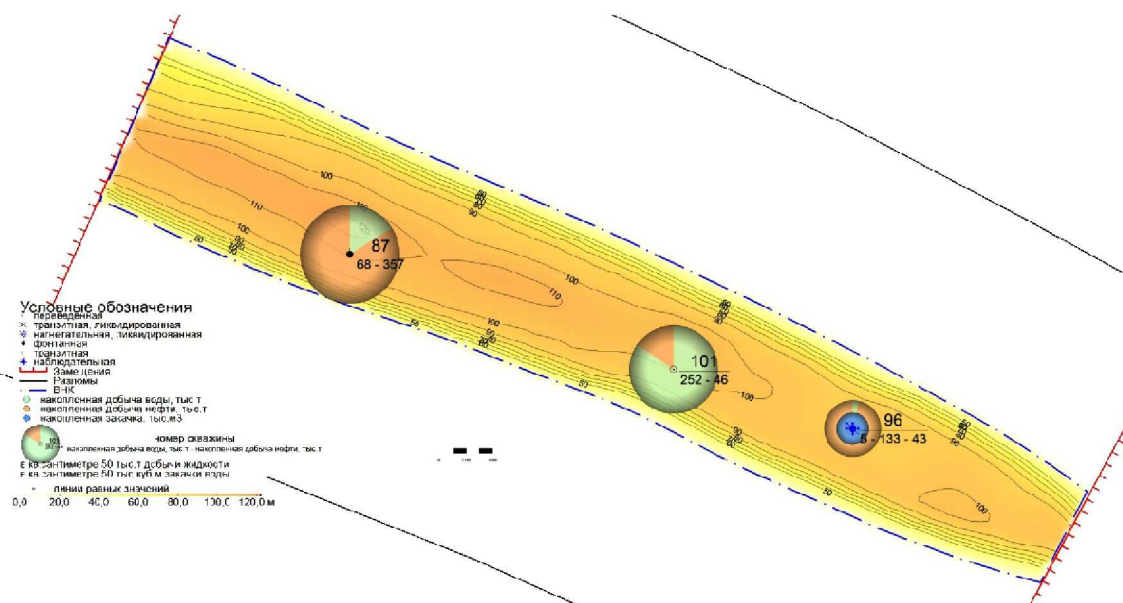


Рисунок 8 – Карта накопленных отборов нижнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

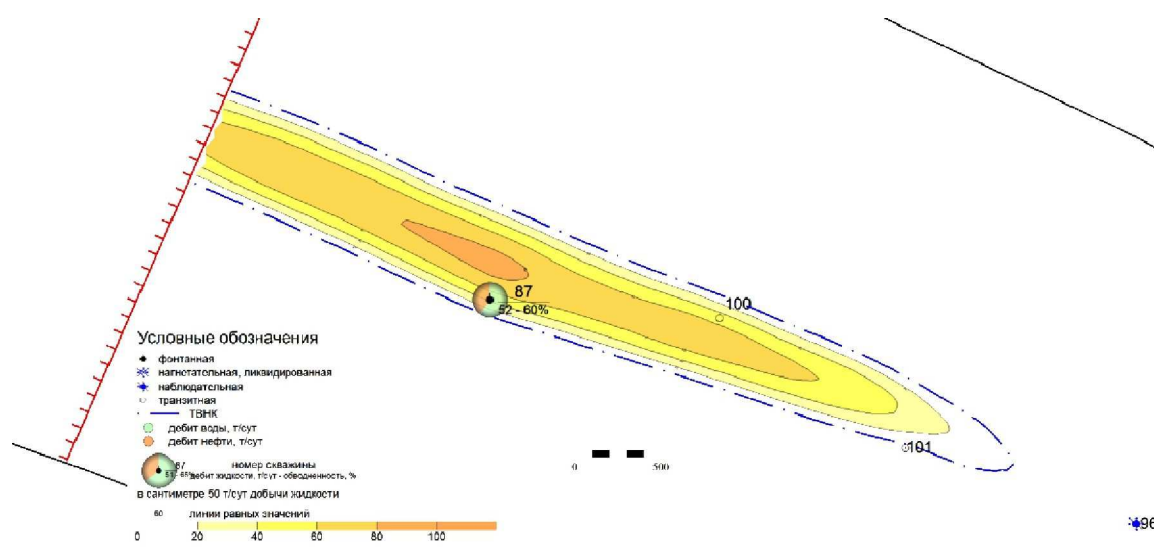


Рисунок 9 – Карта текущих отборов нижнемеловой залежи по состоянию на 01.01.2016 г.

Источниками информации о пластовом давлении являются сведения, полученные в процессе бурения и при пробной эксплуатации скважин. Эти источники дают различные представления о характере поведения пластового давления и его начальной величине.

В процессе бурения пластовые давления определялись двумя способами: по замерам при спуске пластоиспытателей и расчетным путем по плотности промывочной жидкости. При спуске пластоиспытателей пластовые давления замерялись глубинными манометрами и принимались только те данные, где была получена качественная запись кривой восстановления давления. Начальное пластовое давление, полученное соответственно по замерам и по плотности жидкости, на а.о. 4450 м получено равным 55,0 МПа. Для гидродинамических расчетов принимается начальное пластовое давление, приведенное к середине этажа нефтеносности с а.о. 4680 м, – 57,0 МПа. Таким образом, начальный запас упругой энергии пластовых систем над давлением насыщения (28,7 МПа) составляет 28,3 МПа.

Текущее пластовое давление на 01.01.2016 г. равно 44,0 МПа. Остаточный запас упругой энергии пластовых систем аптской залежи нефти Иванайского месторождения (на начало прогнозного периода) составляет 14,8 МПа.

Величины буферных давлений по скважинам обеспечивают сохранение фонтанного способа добычи нефти и весь комплекс внутрипромыслового транспорта добываемой продукции.

### **Анализ выработки запасов**

#### ***Верхнемеловая залежь***

По состоянию на 01.01.2016 г. дренирование запасов нефти верхнемеловой залежи нефти осуществлялось при двух режимных состояниях: при использовании природного упругого режима пластовых систем и искусственного водонапорного режима с нагнетанием воды в пласт. При этом:

- за истекший период достигнут высокий коэффициент нефтеизвлечения, составляющий 99,5 % от утвержденного коэффициента и принятого на баланс;
- применяемой системой разработки залежи обеспечено сохранение текущего пластового давления, превышающего давление насыщения на 33 % (запас упругой энергии залежи над давлением насыщения составляет 9,9 МПа);
- распределение выработки запасов нефти по фонду добывающих скважин указывает на обеспечение относительно равномерных условий дренирования запасов по площади залежи;
- в 2015 году дренирование остаточных запасов нефти осуществлялось двумя добывающими скважинами, расположенными в присводовой части залежи, что отвечает требованиям эффективной довыработки остаточных запасов нефти, тем более в условиях большого запаса упругой энергии залежи.

После проведения анализа показателей разработки текущий ВНК был определен на а.о. 3962 м на 01.01.2016 г. Геологические запасы нефти в заводненном объеме составляют 55914 тыс. тонн. На названную дату из залежи извлечено 40817 тыс. тонн, тогда величина нефтеотдачи в заводненном объеме составит 0,730. Таким образом, остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 182 тыс. тонн.

#### ***Нижнемеловая залежь***

По состоянию на 01.01.2016 г. дренирование запасов нефти осуществлялось на замкнуто-упруговодонапорном режиме с использованием запаса упругой энергии над давлением насыщения.

В течение первых четырех лет разработки в эксплуатации находилась 1 скважина № 87 с общим годовым отбором нефти 15,4–20,8 тыс. тонн, в 1986 году введена в разработку скважина № 96 и годовая добыча нефти была доведена до 48,8 тыс. тонн (1990 г.), что составляло темп отбора от утвержденных извлекаемых запасов нефти 6,5 % и средний дебит нефти одной добывающей скважины 70,1 тонн/сут. Вся история отличается практически безводной добычей нефти. Наблюдаемая обводненность добываемой продукции за период с 1992 по 1994 гг. была связана в основном с прорывами пластовой воды верхнемеловых отложений по заколонным перетокам.

По состоянию на 01.01.2016 г. в эксплуатации находится скважина № 87 со средним дебитом по нефти 9,7 тонн/сут. Годовая (за 2015 год) добыча нефти составила 2,5 тыс. тонн и суммарная добыча нефти – 540 тыс. тонн. Текущий КИН составляет 0,351 и степень выработки извлекаемых запасов нефти – 70,2 %. Максимальный темп отбора запасов нефти был достигнут в 1990 году – 49,0 тыс. тонн.

Анализ основных технологических показателей истории разработки залежи нефти нижнемеловых отложений Иванайского месторождения показал на высокую эффективность процесса выработки запасов нефти даже без применения методов искусственного воздействия на продуктивные пласты.

### **Сопоставление фактических и проектных показателей**

По состоянию на 01.01.2016 г. по верхнемеловой залежи фактическая накопленная добыча нефти составляет 40817 тыс. тонн, по проекту – 41344,6 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости по факту – 44500,3 тыс. тонн, по проекту – 44392,8 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,726, по факту – 0,726.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 0,8–25,6 % соответственно, при допустимом отклонении 30–40 %.

По состоянию на 01.01.2016 г. по нижнемеловой залежи фактическая накопленная добыча нефти составляет 540,0 тыс. тонн, по проекту – 528,4 тыс. тонн. Накопленная добыча жидкости по факту – 863,0 тыс. тонн, по проекту – 874,5 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по проекту – 0,351, по факту – 0,344.

В период 2012–2015 гг. отклонение фактических уровней добычи от проектных составило 10–440 % соответственно, при допустимом отклонении 30–40 %. Данное расхождение связано с ремонтными работами, проводимыми по скважинам №№ 101 и 87, в результате которых произошло увеличение добычи нефти. Данное превышение не значительно повлияло на уровни добычи по месторождению в целом.

### Выделение эксплуатационных объектов

На Иванайском месторождении разведочным бурением вскрыты отложения от четвертичного до нижнемелового возраста.

По данным ГИС, результатам опробования скважин на приток и пробной эксплуатации промышленно-нефтедержащие коллекторы установлены в отложениях миоценового (чокракская залежь), верхнемелового и нижнемелового возрастов.

Залежи нефти нижнемеловых, верхнемеловых и миоценовых отложений по своей геологической характеристике представляют собой самостоятельные эксплуатационные объекты с самостоятельной сеткой добывающих скважин.

Геолого-физическая характеристика объектов разработки приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	K2 верхний мел	K1 нижний мел
Средняя глубина залегания кровли, м	4230	4600
Абсолютная отметка ВНК, м	–4900	–4850
Тип залежи	массивная, пластово-сводовая	массивная, пластово-сводовая
Тип коллектора	каверново-трещинный	микрокаверново-трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	69387	9100
Средняя общая толщина, м	368	83,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	368	83,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,0051	0,0074
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,85	0,7
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,036	0,02
Коэффициент песчанистости, доли ед.	1	1
Расчлененность, ед.	1	1
Начальная пластовая температура, °С	159	162
Начальное пластовое давление, МПа	73,1	57
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,199	0,232
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,582	0,585
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,815	0,814
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,98	2,08
Содержание серы в нефти, %	0,14	0,08
Содержание парафина в нефти, %	6,45	4,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	29,6	29,2
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	387,7	398
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с		0,2
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>		0,94
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	47,1	23,9
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,84	0,71
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут.·МПа	48	6,84

### Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

На Иванайском месторождении выделено два объекта разработки: верхнемеловой K<sub>2</sub> и нижнемеловой K<sub>1</sub>.

По объекту К<sub>2</sub> рассмотрено 4 варианта разработки и по объекту К<sub>1</sub> рассмотрено 2 варианта разработки.

### Объект К<sub>2</sub>

*Базовый вариант.* Сложившаяся система разработки, доработка залежи действующим фондом скважин (№№ 34 и 101), закачка в залежь попутно добываемой воды через 3 скважины (№№ 64, 93 и 100).

Фонд добывающих скважин – 2, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 13 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 6 лет.

Достижение КИН – 0,727; Квыт – 0,84; Кохв – 0,865; ПСС – 147,6 Га.

*Вариант 1.* В дополнение к базовому варианту планируется РИР обводнивших интервалов и перфорация прикровельной части в скважине № 34. Запланированный дебит нефти составит 30 тонн/сут., обводненность 40 %.

Фонд добывающих скважин – 2, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 53 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 14 лет.

Достижение КИН – 0,727; Квыт – 0,84; Кохв – 0,865; ПСС – 147,6 Га.

*Вариант 2.* В дополнение к первому варианту планируется ПВЛГ скважины № 102 (пробуренной на нижний мел в 2025 году) в середине 2052 года после выработки запасов нижнемеловой залежи. Запланированный дебит нефти составит 80 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 182 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 47 лет.

Достижение КИН – 0,730; Квыт – 0,84; Кохв – 0,869; ПСС – 144,6 Га.

*Вариант 3 (рекомендуемый).* В дополнение к первому варианту планируется совместная эксплуатация скважины № 102 с нижним мелом в 2025 году.

Запланированный дебит нефти составит 80 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 182 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 20 лет.

Достижение КИН – 0,730; Квыт – 0,84; Кохв – 0,869; ПСС – 144,6 Га.

### Объект К<sub>1</sub>

*Базовый вариант.* Сложившаяся система разработка, доработка залежи действующим фондом скважин (скважина № 87).

Фонд добывающих скважин – 1.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 29 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 13 лет.

Достижение КИН – 0,370; Квыт – 0,71; Кохв – 0,521; ПСС – 303,3 Га.

*Вариант 2 (рекомендуемый).* В дополнение к базовому варианту планируется бурение новой добывающей скважины (скважина № 102) в 2025 году. Запланированный дебит нефти составит 30 тонн/сут., обводненность 20 %.

Фонд добывающих скважин – 2.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 229 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 36 лет.

Достижение КИН – 0,370; Квыт – 0,71; Кохв – 0,521; ПСС – 227,5 Га.

*По месторождению в целом* рассмотрено 4 варианта разработки.

*Базовый вариант.* Включает базовый вариант по верхнемеловой залежи и базовый вариант по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 42 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 13 лет.

Достижение КИН – 0,717.

**Вариант 1.** Включает вариант 1 по верхнемеловой залежи и базовый вариант по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 3, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 82 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 14 лет.

Достижение КИН – 0,718.

**Вариант 2.** Включает вариант 2 по верхнемеловой залежи и вариант 1 по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 4, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 411 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 47 лет.

Достижение КИН – 0,723.

**Вариант 3.** Включает вариант 3 по верхнемеловой залежи и вариант 1 по нижнемеловой залежи.

Фонд добывающих скважин – 4, нагнетательных – 3.

Накопленная добыча нефти за проектный период – 411 тыс. тонн.

Расчетный срок разработки составит 36 лет.

Достижение КИН – 0,723.

Схемы размещения скважин и планируемые ГТМ по верхнемеловой и нижнемеловой залежам по вариантам представлены на рисунках 10 и 11 соответственно.

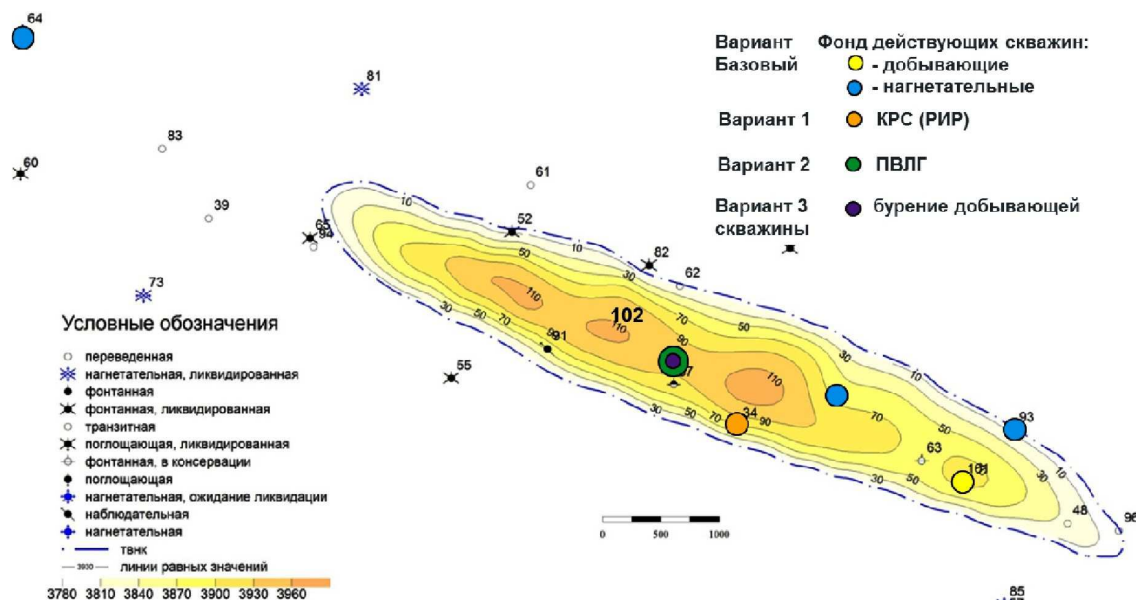


Рисунок 10 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи

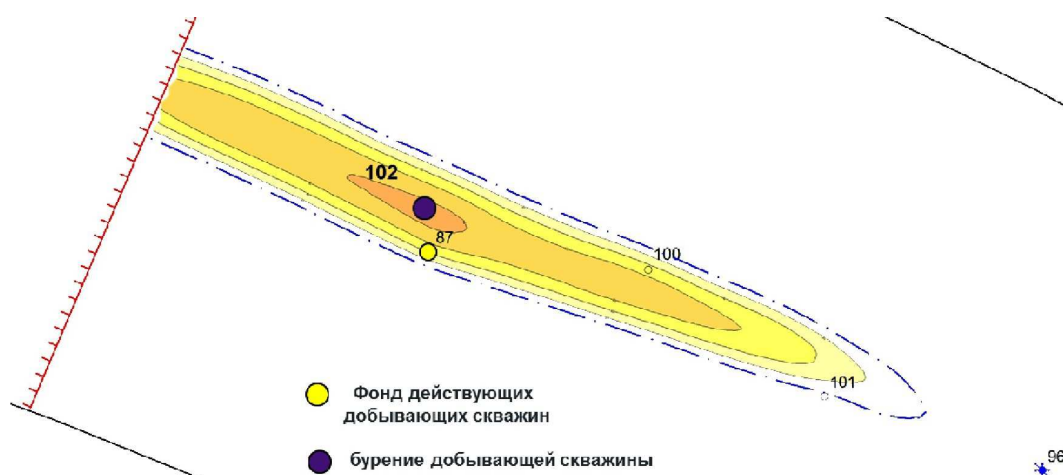


Рисунок 11 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ нижнемеловой залежи

Сопоставление динамики добычи нефти и КИН по вариантам разработки верхнемеловой и нижнемеловой залежи представлено на рисунках 12 и 13.

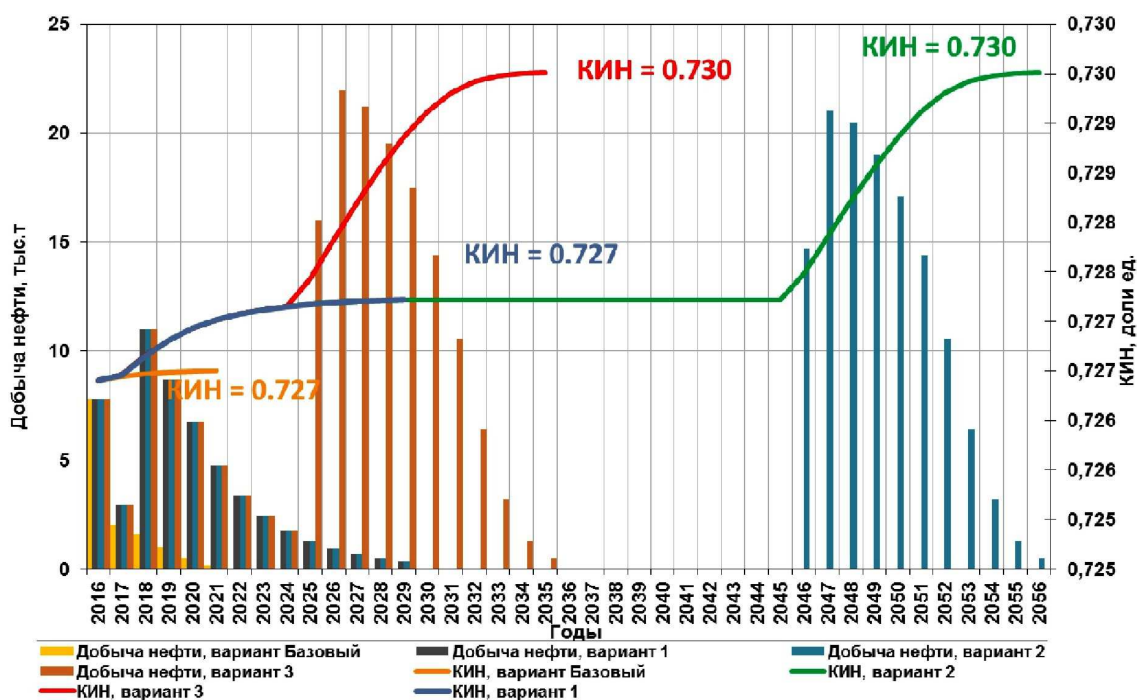


Рисунок 12 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки верхнемеловой залежи

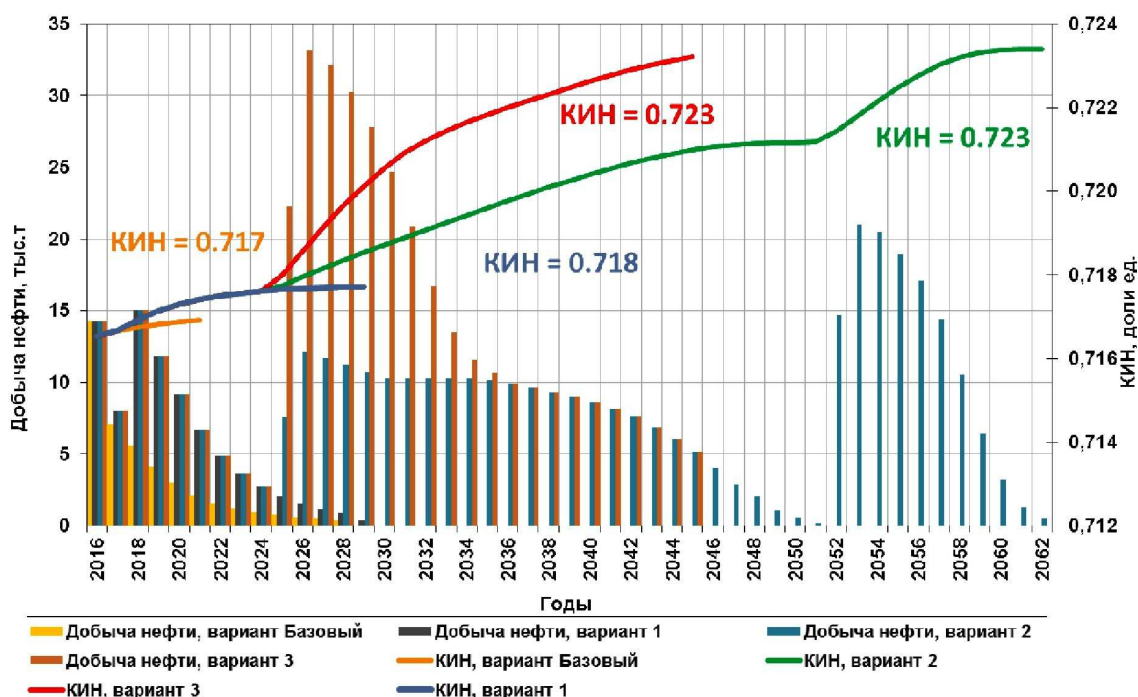


Рисунок 13 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки нижнемеловой залежи

Выполнение показателей разработки месторождения, согласно положениям действующего законодательства, кроме уровня добычи нефти, не регламентируются и устанавливаются в соответствии с фактически достигаемыми.

### Технико-экономический анализ вариантов разработки

Целью экономической оценки Иванайского месторождения является выбор экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение имеющихся запасов нефти при высоких экономических результатах.

Экономические показатели разработки определены по годам, этапам разработки, а также в целом за проектный срок.

### Экономические показатели

Выручка от реализации нефти и газа рассчитана исходя из прогнозных цен, рекомендуемых для оценки инвестиционных проектов на 2016–2019 гг.

Финансирование проекта предполагается осуществить за счет собственных средств инвестора, не привлекая заемный капитал.

Оценка вариантов произведена по следующим показателям эффективности инвестиционного проекта (ИП):

1. Чистый доход (ЧД) и чистый дисконтированный доход (ЧДД) – накопленная за расчетный срок сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направленных на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10 и 15 %.

2. Внутренняя норма рентабельности (ВНР) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны.

3. Срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности (ЧД или ЧДД) полностью компенсируются последующими ее положительными значениями.

4. Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) – отношение суммарных дисконтированных чистых поступлений (прибыли от реализации продукции и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений. Если  $ИДД > 1$  проект эффективен, при  $ИДД < 1$  проект разработки нерентабелен.

5. Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДз) – отношение суммы дисконтированных денежных притоков (выручки от реализации продукции) к сумме дисконтированных денежных оттоков (эксплуатационные расходы + налог на имущество + налог на прибыль + капитальные вложения).

ИДДз характеризует степень доходности разработки месторождения по рассмотренным вариантам с учетом имеющихся на начало проектирования основных производственных фондов.

В статье определяется коммерческая эффективность, в которой учитываются финансовые последствия его осуществления для инвестора, реализующего ИП, в предположении, что он производит все необходимые затраты и пользуется всеми его результатами.

Экономическая эффективность оценивается для «проекта в целом», т.е. с точки зрения единственного участника, реализующего проект за счет собственных средств. По этой причине показатели эффективности определяются на основании денежных потоков только от инвестиционной и операционной деятельности. Учет финансовой деятельности (вложение акционерного капитала и привлеченных средств, эмиссия долговых ценных бумаг, возврат и обслуживание займов, выплата дивидендов по акциям и т.п.) является предметом отдельного анализа и не входит в задачи данной работы.

Расчет произведен в текущих рыночных ценах на услуги, материальные и трудовые ресурсы.

Ввиду неопределенности прогноза внутренней рублевой и внешней инфляции, валютного курса рубля, изменения во времени цен на продукцию (нефть) и материальные ресурсы, уровня средней заработной платы, а также ставок рефинансирования ЦБ РФ расчеты денежных потоков по вариантам разработки выполнены в постоянных ценах.

За экономический предел (рентабельный срок) разработки месторождения принят период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (ЧДД) после достижения положительного значения начинает уменьшаться.

В силу того, что проект не предусматривает расходов из бюджета, эффективность участия бюджета в реализации проекта разработки месторождения (бюджетная эффективность) определена по показателю чистого дисконтированного дохода бюджета (ДДБ).



В основе оценки бюджетной эффективности лежат налоговые поступления в консолидированный бюджет (федеральный бюджет, бюджет субъектов Федерации, регионов и местные бюджеты совместно).

К притокам средств для расчета бюджетной эффективности отнесены поступления от налогов, пошлин, сборов и отчислений во внебюджетные фонды, установленные действующим законодательством.

#### **Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки**

При разработке по базовому варианту чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 20 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 206 млн руб.

При разработке по варианту 1 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 14 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 387 млн руб.

При разработке по варианту 2 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход (убыток) недропользователя составит минус 122 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 534 млн руб.

При разработке по варианту 3 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход недропользователя составит 104 млн руб., в бюджет государства с учетом дисконта будет перечислено 764 млн руб.

К реализации рекомендуется вариант 3, обеспечивающий наибольшую выработку запасов при положительном доходе недропользователя.

Для разработки Иванаевского месторождения капитальных вложений потребуется 1 255 млн руб. (без НДС).

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупненной оценке за проектный срок, составят 5 370 млн руб., в т.ч.:

- 2 035 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 2 080 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 1 255 млн руб. – амортизационные отчисления.

Затраты на ликвидацию скважин (внереализационные расходы) по окончании срока разработки составят 21 780 тыс. руб.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 2 804 млн руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15 %) доход 104 млн руб. В бюджет поступит с учетом дисконта 764 млн руб. (ЧДДб).

#### **Анализ чувствительности проекта**

Функционированию добывающего предприятия, как и любого другого, в рыночной среде присущ определенный риск – вероятность убытков или недополучения доходов, предусмотренных проектом.

Наиболее важными причинами риска являются возможный рост материальных или иных затрат, повышение налогов, завышение принятых в расчетах закупочных цен, изменение величины прибыли на инвестированный капитал.

С целью учета факторов неопределенности и риска и оценки устойчивости проекта использован метод вариации параметров, т.е. осуществлена проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров-факторов.

В расчетах использованы умеренно пессимистические прогнозы изменения объема добычи газа, цены на газ и совокупных затрат (капитальных вложений и эксплуатационных расходов).

Расчеты выполнены по 3 варианту, рекомендуемому к реализации.

На рисунке 14 и в таблице 3 представлена оценка чувствительности проекта к различным изменениям технологических и экономических параметров.

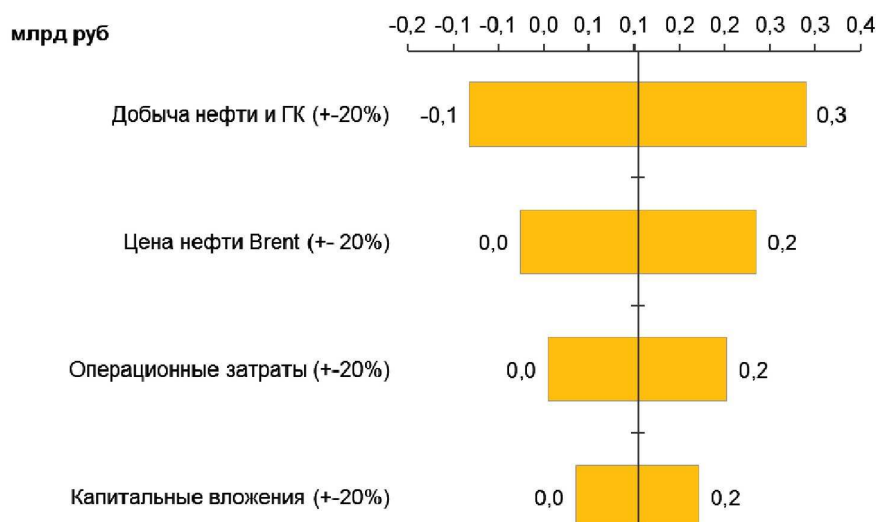


Рисунок 14 – Анализ чувствительности рекомендуемого варианта

Таблица 3 – Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр (млн руб.)

Показатели	Отклонение показателей (+ / –)		
	–20 %	0 %	20 %
Добыча нефти и ГК (+ / – 20 %)	–81,8	103,7	289,3
Цена нефти Brent (+ / – 20 %)	–26,6	103,7	233,8
Операционные затраты (+ / – 20 %)	5,1	103,7	202,2
Капитальные вложения (+ / – 20 %)	35,8	103,7	171,5

При оценке риска предполагалось, что изменения параметров происходят независимо друг от друга.

Данные рисунка 12 свидетельствуют о средней устойчивости инвестиционного проекта к изменению внешних факторов.

### Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Макутов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1974. – 232 с.
9. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Афанасьев В.А., Бастриков С.Н., Попов В.А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень : Издательство Тюменского индустриального университета, 2015. – № 1. – С. 19–25.
14. Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – № 7. – С. 94–97.
15. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
16. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
17. Вафин Р.В., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш. Об опыте разработки совместно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2014. – № 8. – С. 5–11.
18. Гаджиев А.А. О перспективах доразработки низкопроницаемых зон // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 105–106.
19. Гарифов К.М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть» // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 1. – С. 19–29.
20. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 1. – С. 4–15.
21. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.
22. Соловьева В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М. : Издательство ЗАО «Камелот Паблишинг», 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
23. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Тарифов К.М., Кадыров А.Х. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2006. – № 3. – С. 58–61.
24. Цику Ю.К. Сургутнефтегаз: конструкции одновременно-раздельной и совместной добычи нефти // Научно-технический журнал «Нефтегазовая вертикаль». – 2013. – № 20. – С. 62–64.

## References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
8. Maksutov R.A., Dobroskok B.E., Zaytsev Yu.V. Simultaneous separate operation of multi-bedded oil fields. – M. : Nedra, 1974. – 232 p.
9. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
11. Savenok O. V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 with
12. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2017. – 203 p.
13. Afanasyev V.A., Bastrikov S.N., Popov V.A. A state, problems and the prospects of development on multibedded fields of Western Siberia of simultaneous and separate operation of the UETsN wells // News of higher educational institutions. Oil and gas. – Tyumen : Publishing house of the Tyumen industrial university, 2015. – № 1. – P. 19–25.
14. Afanasyev V.A., Zakharov V.A., Zakharov I.V., Matveev S.N., Tsik Yu.K. Problems of implementation of technology of simultaneous and separate operation on multibedded fields of Russia // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2011. – № 7. – P. 94–97.
15. Balangding L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of work of production wells depending on bottomhole pressure // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 65–69.
16. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – C. 84–86.
17. Vafin R.V., Vafin T.R., Shchekaturova I.Sh. About experience of development of joint and heteronymic layers with use of technology of simultaneous and separate operation // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2014. – № 8. – P. 5–11.
18. Gadzhiyev A.A. About the prospects of further development of low-permeability zones // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 105–106.
19. Garifov K.M. History and the current state of the equipment and ORE technology of layers in JSC Tatneft // the Technological oil and gas magazine «Inzhenernaya Prak-tika». – 2010. – № 1. – P. 19–29.
20. Ivanovski V.N. Simultaneous and separate operation and «intellectualization» of wells: yesterday, today, tomorrow // Technological oil and gas magazine «Inzhe-ner-naya Praktika». – 2010. – № 1. – P. 4–15.
21. Povarova L.V., Yakovina A. S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.
22. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. A method of development of oil fields with the interacting objects // the Territoriya NEFTEGAZ Magazine. – M. : CJSC Camelot Publishing publishing house, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
23. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Fadeyev V.G., Zabbarov R.G., Akhmetvaliyev R.N., Tariffs K.M., Kadyrov A.H. Simultaneous and separate operation of two layers in JSC Tatneft // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Ho-zyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2006. – № 3. – P. 58–61.
24. Tsiku Yu.K. Surgutneftegas: designs of simultaneous and separate and joint oil production // Scientific and technical magazine «Neftegazovaya Vertikal». – 2013. – № 20. – P. 62–64.

УДК 622.276.72 + 622.276.054.22

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН  
В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ И ВЫСОКОВЯЗКИХ ЭМУЛЬСИЙ НА СКВАЖИНАХ,  
ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ,  
НА ВОСТОЧНО-ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ  
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF WELL OPERATION EFFICIENCY IN THE CONDITIONS  
OF FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS  
AND HIGHLY VISCOUS EMULSIONS ON WELLS  
EQUIPPED WITH SUCKER-ROD PUMPING UNITS  
IN THE VOSTOCHNO-LENINOGORSKAYA AREA  
OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

**Очередыко Татьяна Борисовна**

кандидат химических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
a-ocheredko@mail.ru

**Яковина Александр Сергеевич**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
yakovs@yandex.ru

**Аннотация.** Опыт механизированной эксплуатации скважин на Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Образование стойких эмульсий в скважинах в совокупности с выпадением парафина и асфальто-смолистых веществ в пласте приводит к значительному снижению добычи нефти. В статье рассмотрены причины осложнений, возникающих при эксплуатации УШГН; сделаны выводы и рекомендации, вытекающие из результатов расчетов, а также из диаграмм зависимости удельной частоты отказов штанг от различных параметров работы штанговых насосов и условий, в которых они работают; по результатам анализа предложены мероприятия по скважинам, оборудованным ШСНУ.

**Ключевые слова:** эксплуатационная характеристика осложненного фонда; анализ причин выхода из строя скважин; штанговые насосные установки; асфальто-смоло-парафиновые отложения; высоковязкая эмульсия; динамограммы скважин с осложненными условиями эксплуатации; совершенствование эксплуатации скважин в осложненных условиях.

**Ocheredko Tatyana Borisovna**

Candidate of chemical Sciences,  
Associate Professor of oil and gas  
engineering department  
named after Professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
a-ocheredko@mail.ru

**Yakovina Alexander Sergeevich**

Masters' student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
yakovs@yandex.ru

**Annotation.** The experience of mechanized operation of wells in the Vostochno-Leninogorskaya area of the Romashkinskoye field shows that for some time, estimated from 1 to 4 months, deposits of paraffin and asphalt-resinous substances are formed on the surface of the field equipment. The formation of stable emulsions in wells in combination with the loss of paraffin and asphalt-resinous substances in the reservoir leads to a significant reduction in oil production. The article discusses the causes of complications arising from the operation of sucker-rod pumping units; conclusions and recommendations were drawn from the results of calculations, as well as from diagrams of dependence of the specific frequency of failures of rods on various parameters of operation of sucker rod pumps and the conditions in which they operate; Based on the results of the analysis, measures were proposed for wells equipped with the deep well pumping units.

**Keywords:** operational characteristics of a complicated stock; analysis of the causes of failure of wells; pump rod installations; asphalt-resin-paraffin deposits; highly viscous emulsion; dynamograms of wells with difficult operating conditions; improvement of well operation in difficult conditions.

Восточно-Ленинградская площадь расположена в восточной части Ромашкинского месторождения. Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные терригенные отложения пашийского горизонта верхнего девона (пласт D<sub>1</sub>),

залегающие на глубине 1630–1815 м, в среднем около 1740 м. Залежь нефти многопластовая, сводовая, с гранулярным типом пористости коллекторов, углы падения не превышают 2°.

Общая характеристика продуктивного горизонта D<sub>1</sub> показана в таблице 1.

**Таблица 1** – Общая характеристика продуктивного горизонта D<sub>1</sub> Восточно-Лениногорской площади

Глубина залегания, м	1740
Тип залежи	пластовая, сводовая
Площадь, км <sup>2</sup>	124,0
Тип коллектора	гранулярный, терригенный
Средняя эффективная толщина, м	26,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,94
Начальное положение водонефтяного контакта абсолютная отметка, м	-1485,0

В эксплуатационном объекте выделено 8 пластов, которые индексируются сверху вниз: а, б<sub>1</sub>, б<sub>2</sub>, б<sub>3</sub>, в, г<sub>1</sub>, г<sub>2+3</sub> и д. Абсолютная отметка ВНК меняется от минус 1458,0 до минус 1494,9 м и в среднем составляет минус 1489,2 м. Всего по площади пласты с подошвенной водой вскрыты в 398 скважинах: наибольшее их количество – 170 в пласте г<sub>2+3</sub>, затем 162 – пласты г<sub>1</sub>, в и д по 27 скважин, б<sub>3</sub> – 12 скважин.

Характеризуя в целом строение эксплуатационного объекта, можно отметить, что геологическая модель площади отличается значительной неоднородностью строения слагающих их коллекторов, различием коллекторских свойств выделяемых групп и характерной для пластов верхнепашийской пачки ограниченностью площадного распространения продуктивных отложений. Несомненно, что все это являлось в целом осложняющим фактором на протяжении всего периода разработки площади.

### **Эксплуатационная характеристика осложненного фонда.**

#### **Анализ причин выхода из строя скважин, оборудованных ШСНУ**

Проведенный анализ причины низкой эффективности эксплуатации ШСНУ в процессах откачки жидкости с твердыми фракциями, песком и бурового раствора на скважинах Восточно-Лениногорской площади показывает актуальность применения дополнительного оборудования.

К проблемам эксплуатации скважин штанговыми установками, в продукции которых находятся твердые осадки, песок и буровой раствор, относят:

- забивание приемной и нагнетательной ступеней штанговой установки фильтратом бурового раствора в процессе освоения после бурения;
- возникновение повышенных сил трения между плунжером и цилиндром при попадании в зазор песка, вследствие чего – частичное снижение интервала движения плунжера, износ контактирующих поверхностей оборудования и повышенные утечки жидкости;
- оседание всего объема твердых осадков и песка на плунжер насоса во время остановок скважин, что приводит к частичному или полному клину плунжера в цилиндре насоса и прихвату штанг в трубах;
- необходимость использования штанговых протекторов и штанговращателей, которые не гарантируют полную ликвидацию вышеперечисленных проблем;
- повышенное изгибающее напряжение на резьбовые соединения штанговых муфт, вызванное кривизной ствола скважины, что значительно снижает прочность соединительных муфт и приводит к обрыву колонны насосных штанг.

В таблице 2 представлено количество подземных ремонтов скважин по причине отказов ШСНУ.

**Таблица 2 – Количество ПРС по причине отказов ШСНУ**

№№ n/n	Причины выхода из строя ШСНУ	Количество
1	Забита система клапанов ШСН	6
2	Заклинивание плунжера ШСН	23
3	Засорение клапанов	3
4	Износ оборудования	23
5	Коррозионное отверстие в НКТ	5
6	Наличие водонефтяной эмульсии	13
7	Наличие вязкой нефти	1
8	Негерметичность НКТ	27
9	Негерметичность клапанов	45
10	Негерметичность эксплуатационной колонны	1
11	Обрыв НКТ	4
12	Обрыв штанг	114
13	Отворот НКТ	1
14	Отворот штанг	38
15	Отложение АСПО	35
16	Отсутствие подачи	3
17	Прочие отложения на приеме насоса	13
18	Срыв насоса из замковой опоры	6
19	Трещина в теле НКТ	6
20	Прочие причины	10
	<b>Всего</b>	<b>377</b>

Как видно из таблицы 2, основными причинами отказов работы ШСНУ являются: обрыв штанг – 114 ремонтов за 2013–2017 гг., негерметичность клапанов – 45 ремонтов, отворот штанг – 38 ремонтов, отложения АСПО – 35 ремонтов.

1. *Обрыв штанг* – разрушение колонны штанг происходит, либо при разрыве тела штанги, либо при разрушении резьбовых соединений.

Обрывы штанг происходят вследствие усталости металла, в результате переменных нагрузок, концентраций напряжений, коррозионности среды. Усталостное разрушение штанг обычно начинается с поверхности образованием микротрещины. Поверхность излома имеет характерный вид: она состоит из двух зон – мелкозернистой и крупнозернистой. Усталостное разрушение штанг ускоряется переменными нагрузками, концентрацией напряжений и воздействием коррозионной среды, поэтому выбор допускаемых напряжений для штанг представляет собой важную задачу.

На возникновение обрывов штанг влияют отложения АСПО на стенках НКТ, неправильная подгонка подвески.

2. *Утечки в НКТ* – пропуски по телу труб, по резьбовым соединениям.

Возникают при коррозионном разрушении стенок НКТ, некачественном заворачивании труб при ремонте скважин.

На возникновение утечек на стенках НКТ влияют воздействие коррозионных сред, повышенное напряжение в резьбовых соединениях из-за нарушения их геометрических параметров.

3. *Засорение и заклинивание плунжера* – отложение в цилиндре насоса АСПО, песка, механических примесей и других твердых предметов.

Возникает вследствие выпадения из продукции скважин АСПО, высокого проявления песка в скважине и т.д.

4. *Износ плунжера* – увеличение зазора между цилиндром и плунжером.

Возникает вследствие длительного цикла эксплуатации штангового насоса.

Проведенный анализ показывает, что основная доля отказов приходится на насосы и штанги, очевидно, что для заметного повышения наработки на отказ УШГН в целом, именно этим звеньям должно быть уделено особое внимание.

Что касается штанговых колонн, то здесь два основных направления снижения отказов: своевременная замена отработавших установленный ресурс (свыше 26 млн циклов) и использование штанг с прочностными характеристиками, соответствующими фактическим нагрузкам, при которых надежно работают штанговые колонны. При правильном выборе группы прочности и компоновки колонны наработка на отказ может быть увеличена примерно в 2,0–2,5 раза. Проблема повышения наработки на отказ штанговых насосов сложнее и связана с конструкцией насоса. Опыт работы с серийными насосами показывает, что основными причинами выхода их из строя являются частые отказы уплотнительных узлов пары «плунжер – цилиндр» и клапанной пары.

### **Анализ эффективности и обобщение результатов применяемых на промышленном объекте методов и средств борьбы с АСПО и высоковязкой эмульсией**

В последние годы в осложненных условиях эксплуатации скважин вследствие увеличения количества ремонтов широкое развитие получили работы по применению дополнительного оборудования для скважин, оборудованных ШСНУ. В зависимости от видов осложнений существуют различные типы дополнительного оборудования.

Глубинный дозатор предназначен для равномерной подачи химических реагентов (ингибиторов, коррозии, парафиноотложения, солеотложения, деэмульгаторов) на прием глубинного насоса в течение длительного времени. Химический реагент располагается в колонне НКТ ниже дозатора.

Скребок-центратор предназначен для очистки от парафина обсадных труб и самих насосных штанг. Труба очищается дважды за один проход штанги и не требует промывки скважины горячей нефтью или химико-термической обработки. Высокая эффективность очистки от парафина металлических поверхностей достигается при определенном и строго поступательном угле наклона режущих кромок скребка, при его возвратно-поступательном и вращательном движении. Косые пазы, выполненные по периметру рабочей поверхности скребка, обеспечивают хороший приток жидкости. Скребок-центратор имеет двойной эффект, так как при работе дополнительно центрирует внутренние стенки систем труб, штанг и соединительных муфт, предохраняя их от преждевременного износа.

Скребки-центраторы в зависимости от размеров труб и штанг могут быть нескольких типоразмеров:

- наружного диаметра 56 мм;
- внутреннего диаметра 20, 23, 26 мм.

Штанговращатель предназначен для периодического поворота штанг в штанго-насосной арматуре во время их возвратно-поступательного движения, обеспечивающего очистку НКТ (насосно-компрессорной трубы) от парафина скребками, расположенными на штангах.

Действие штанговращателя осуществляется за счет возвратно-поступательного движения канатной подвески при соединении рычага штанговращателя канатом (диаметром 6–8 мм) с рамой станка-качалки. Техническая характеристика штанговращателя типа ШВЛ-10:

- грузоподъемность – 100 кН;
- диаметр закрепляемого штока – 31 мм;
- угол поворота за одно качание –  $1^{\circ}10'$ ;
- рабочее число оборотов при 6 качаниях в минуту – 0,022;
- габаритные размеры:
  - длина – 378 мм;
  - ширина – 279 мм;
  - высота – 423 мм;
- масса – 30 кг.

Для надежной работы штанговращателя необходимо при монтаже обеспечить такое натяжение каната, соединяющего рычаг штанговращателя с рамой станка-



качалки, чтобы за один ход устьевого штока храповое колесо штанговращателя поворачивалось на один зуб; храповик, червячную пару и упорный подшипник в процессе эксплуатации необходимо периодически смазывать (раз в 10 дней) рекомендуемой в инструкции по эксплуатации смазкой.

Для контроля работы подземного оборудования ШСНУ оборудуются средствами наземного контроля оборудования (динамографы, датчики давления и т.д.).

В таблице 3 приведены виды дополнительного оборудования, применяемые на скважинах Восточно-Ленинградской площади для борьбы с АСПО и высоковязкой эмульсией.

Таблица 3 – Эффективность применения дополнительного оборудования

Вид дополнительного оборудования	Количество скважин	Увеличение МРП за 2015 год, сут	Дополнительная добыча за 2015 год, тыс. тонн	Количество скважин	Увеличение МРП за 2016 год, сут.	Дополнительная добыча за 2016 год, тыс. тонн	Количество скважин	Увеличение МРП за 2017 год, сут.	Дополнительная добыча за 2017 год, тыс. тонн
Глубинные дозаторы	6	120	5	8	135	12	10	147	15
Скребки-центраторы	210	150	20	212	180	27	219	210	33
Штанговращатели	210	180	25	212	190	23	219	230	30
Наземное оборудование	5	110	12	10	130	15	30	140	18
Нагнетатели жидкости	3	120	15	5	180	25	10	210	35
Входные устройства	4	180	17	7	230	30	10	270	39
Газосепараторы	3	170	9	5	210	15	8	250	26

На рисунках 1 и 2 показана эффективность применения дополнительного оборудования на скважинах Восточно-Ленинградской площади. Весь фонд ШСНУ оборудован штанговращателями и скребками, но современные условия разработки Восточно-Ленинградской площади показывают недостаточную эффективность этого оборудования и требуют применения комплекса оборудования для бесперебойной эксплуатации ШСНУ.

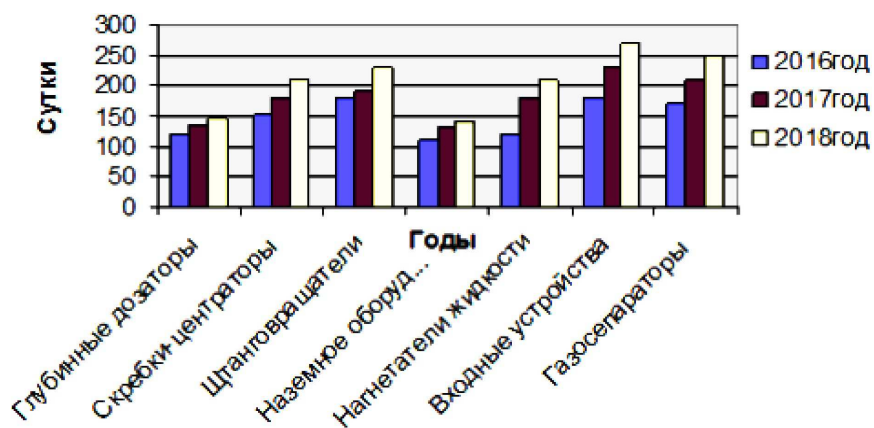


Рисунок 1 – Изменение МРП после применения дополнительного оборудования

По вышерассмотренным оборудованьям скважин Восточно-Ленинградской площади получен положительный промышленный эффект, выразившийся в повышении производительности ШСНУ и увеличении межремонтного периода работы штангового оборудования.

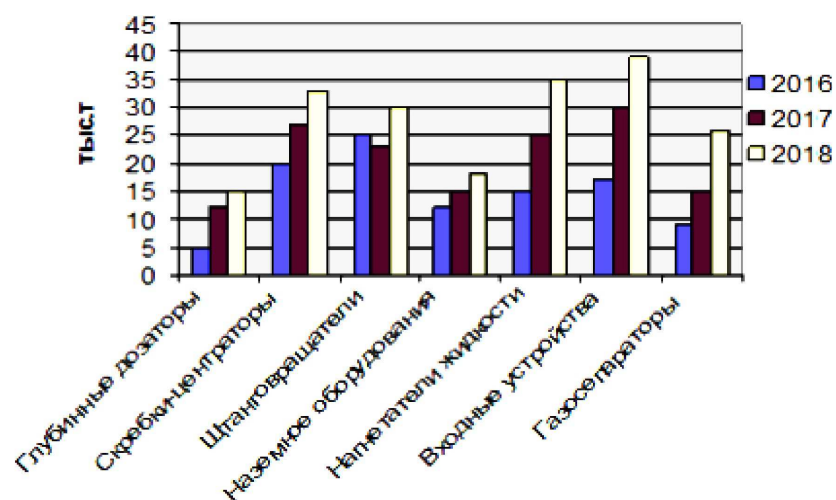


Рисунок 2 – Дополнительная добыча после применения дополнительного оборудования

В современных условиях дальнейшая эксплуатация ШГН без применения дополнительного оборудования не представляется возможным. Осложнения, возникающие на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади, заставляют применять все новые виды дополнительного оборудования с целью бесперебойной эксплуатации ШГН.

Работа установок скважинных штанговых насосов на Восточно-Ленинградской площади осложняется рядом факторов, зависящих как от горно-геологических условий месторождения, так и условий, возникающих в процессе разработки месторождения:

1. Одним из таких факторов является проблема АСПО, которая существует при эксплуатации терригенных отложений верхнего девона. Пластовая температура для девонских отложений Восточно-Ленинградской площади колеблется в пределах от 29 до 34 °С. Глубине начала отложений парафина на поздней стадии разработки соответствует диапазон температуры 26–30 °С и давления 6–9 МПа. Увеличение обводненности добываемой продукции обуславливает повышение содержания смол и асфальтенов в составе отложений, при этом происходит ослабление эффекта срыва отложений со стенок НКТ потоком продукции, и, в конечном счете, обостряется проблема парафинизации. При пониженных забойных давлениях отмечается появление АСПО не только в НКТ, но и в насосном оборудовании.

Наиболее часто АСПО образуются в скважинах, имеющих дебиты менее 20 м<sup>3</sup>/сут. Причем среди осложненных преобладают скважины, имеющие дебит по жидкости до 5 м<sup>3</sup>/сут.

К мерам по предотвращению образования АСПО в скважинном оборудовании относятся:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень дисперсности водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- снижение динамического уровня в скважине (при этом уменьшается отвод тепла от НКТ, поскольку теплопроводность газа в затрубном пространстве намного ниже, чем жидкости);
- увеличение глубины погружения насоса (увеличивает температуру на приеме насоса);
- применение дозируемой подачи на прием скважинного насоса химических реагентов, подбираемых с учетом состава АСПО, свойств продукции и режимов эксплуатации скважины.

2. В скважинах с высоковязкой продукцией при работе насосной установки на штанги действует дополнительно гидродинамическая нагрузка, величину которой необходимо учитывать при определении величин максимальной и минимальной нагрузок в точке подвеса штанг путем прибавления к величине максимальной нагрузки при расчетах.

Как видно из анализа применения дополнительного оборудования для борьбы с АСПО, происходит значительное увеличение межремонтного периода и снижаются затраты на ПРС при неизменной добыче. Осложненный фонд на 100 % защищен различ-

ными средствами борьбы с АСПО. На промыслах ведется строгий контроль за работой скважин осложненного фонда. Своевременно выполняется динамограмма глубинно-насосного оборудования и по ней судят об исправностях и неполадках в работе глубинно-насосного оборудования.

Для защиты подземного оборудования от АСПО на скважинах, оборудованных скребками-центраторами, необходимо установить длину хода полированного штока не менее 1,6 м, при этом число качаний головки балансира уменьшится, что приведет к меньшему износу глубинно-насосного оборудования.

### **Контроль за работой скважин, осложненных формированием АСПО и эмульсией (примеры динамограмм скважин с осложненными условиями эксплуатации)**

Работы по диагностированию скважин, оборудованных установками штанговыми глубинными насосами, могут быть как плановые (с целью уточнения режима работы), так и внеплановые, в тех случаях, когда наблюдается:

- существенное снижение производительности работающей установки или ее полное отсутствие;
- значительный разброс замеров дебитов, получаемых в короткий временной промежуток.

Основной задачей диагностирования является оперативное и точное выявление возможных причин неоптимальной работы системы «скважина – ГНО». Диагностирование проводится на основе интерпретации результатов комплексного исследования, включающего замер дебита, снятие гидродинамических параметров пласта скважины и рабочих характеристик ГНО с обязательным условием согласованности их значений по времени.

Диагностирование, как один из видов промысловых исследований, включает в себя полевые и камеральные работы:

- полевые работы проводятся специально подготовленными работниками;
- камеральные работы проводятся по результатам полевых исследований, анализа текущей эксплуатации скважины, проведенных ремонтов и других архивных данных инженером-технологом ЦДНГ.

До начала работ на скважине работники, занимающиеся диагностированием, должны знать:

- время и предварительную причину простоя (остановки) скважины;
- последние достоверные данные – динамического ( $H_{дин}$ ) и статического ( $H_{ст}$ ) уровней, соответствующее этим значениям давление в затрубном пространстве ( $P_{затр}$ ), линейное давление ( $P_{буф}$ ), обводненность, наличие обратного клапана;
- динамику изменения дебита по ГЗУ или другому замерному устройству в течение последней недели работы скважины;
- дату и причину проведения последнего ремонта;
- осложняющие факторы (АСПО, ВНЭ, соли и т.д.);
- состояние и протяженность выкидного нефтепровода;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны (наличие «летучки») и наружный – НКТ;
- типоразмеры и глубины спуска ГНО (НКТ, штанги, ГН и др.);
- тип и рабочие параметры привода УШГН (число качаний и длина хода полированного штока).

Данные представляются инженером-технологом.

### **Порядок проведения работ по диагностированию скважины**

Последовательность выполнения полевых работ представлена на рисунке 3.

Полевые работы делятся на две основные части:

- 1) проверку состояния схемы обвязки и средств контроля за работой скважины;
- 2) проверку исправности глубинно-насосного и верхнего оборудования и соответствие параметров их работоспособности добывным возможностям пласта.

### **Первый этап**

Перед запуском установки группа по диагностированию обязана убедиться в отсутствии повреждений и исправности оборудования – ГЗУ или другого замерного уст-

ройства, станции управления, наземной части кабеля, запорной арматуры, манометров, пробоотборника, аппаратно-программного комплекса диагностики скважин, средств индивидуальной защиты.

Определить тип станка-качалки и номер технологического отверстия кривошипа (нумерация отверстий ведется от вала редуктора) для установления истинной длины хода полированного штока.

В случае комбинированной конструкции станка-качалки длина хода полированного штока определяется следующим образом. В нижнем положении головки балансира мелом нанести метку на полированный шток на уровне крышки верхнего сальника СУСГ. Остановить станок-качалку в верхнем положении головки балансира. Мелом нанести метку на полированный шток на уровне крышки верхнего сальника СУСГ. Замерить с помощью рулетки длину полированного штока между двумя метками. При большой длине хода полированного штока (свыше 2,5 метров) необходимо на полированный шток наносить три метки – верхняя, промежуточная и нижняя, а замер длины полированного штока производить интервалами.

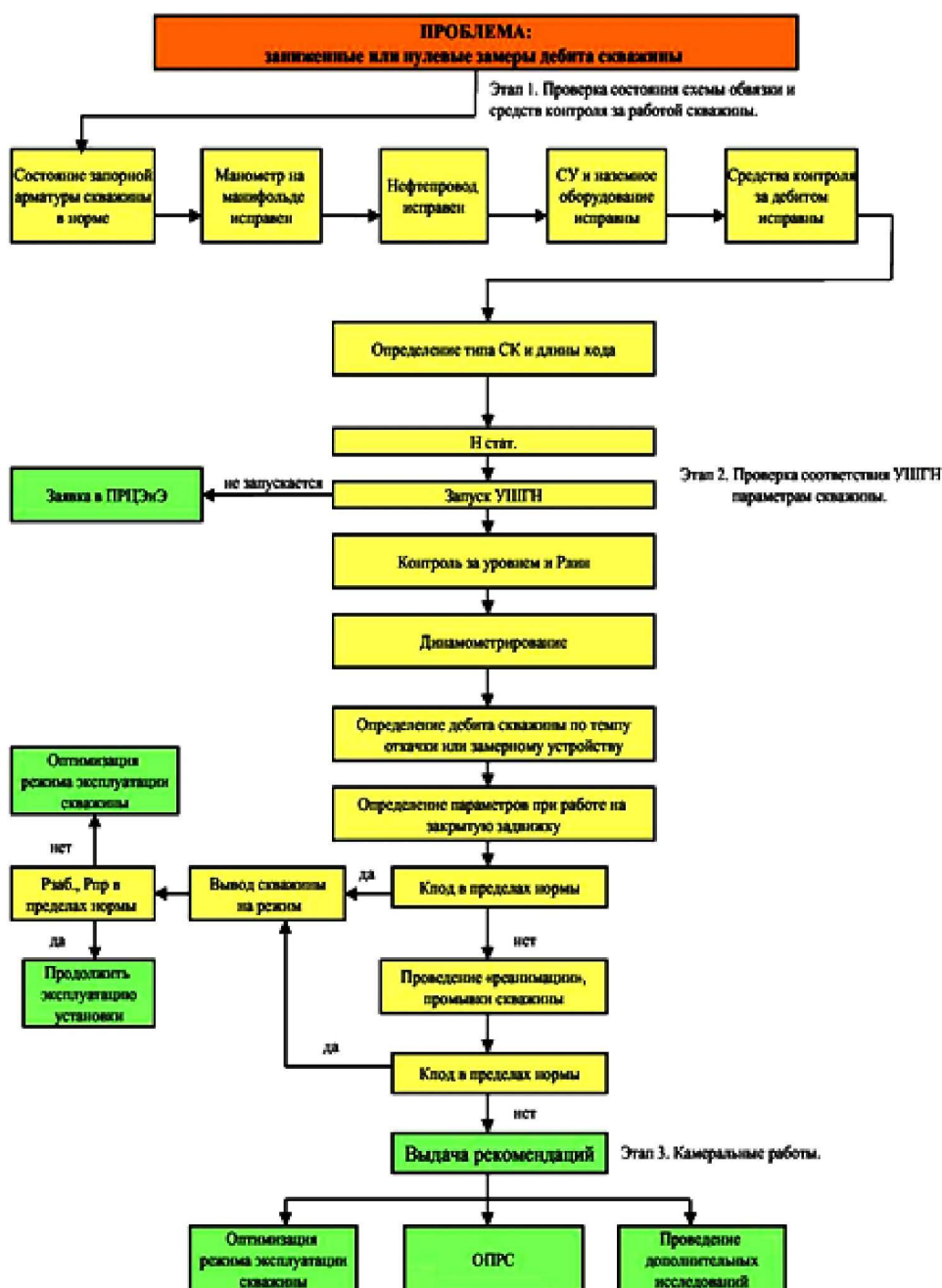


Рисунок 3 – Последовательность выполнения полевых работ

### Второй этап

Перед запуском установки необходимо измерить статический уровень. В случае невозможности ее запуска работы на скважине прекращаются, а информация передается диспетчеру ЦДНГ. Если после запуска наблюдается значительное увеличение линейного давления при открытой линейной задвижке, то это указывает на неисправность нефтепровода или его обвязки (замерзание, запарафинивание, закрыта задвижка на ГЗУ, неисправность запорной арматуры и т.д.). Дальнейшие исследования проводятся после устранения неисправности.

После запуска установки необходимо с помощью эхолота контролировать снижение динамического уровня, следить за состоянием сальникового уплотнения и одновременно за величиной  $P_{лин}$ . Отбивку уровней производить в зависимости от темпа откачки с интервалом не реже, чем через 10 мин.

Произвести снятие динамограммы и при возможности выполнить тестирование клапанов глубинного насоса (для определения величины утечек). Процесс регистрации необходимо производить не менее двух-трех раз через некоторый временной интервал между отбивками  $H_{дин}$  до получения двух идентичных по форме динамограмм.

Дальнейшая проверка степени работоспособности установки определяется после вызова подачи путем прослеживания изменения давления на линии ( $P_{лин}$ ) при работе насоса на закрытую задвижку на давление, превышающее рабочее давление в выкидном трубопроводе на 15–20 атм. (но не свыше 40 атм.):

$$P_{опр} = P_{лин} + 15 \div 20 ,$$

где  $P_{опр}$  – давление опрессовки, атм.;  $P_{лин}$  – давление в линии, атм.

Если падение  $P_{лин}$  обусловлено негерметичностью запорных задвижек (затрубной или линейной), то перед проведением работ по опрессовке проводится проверка их исправности путем стравливания  $P_{лин}$  до атмосферного через пробоотборный кран. В случае «пропуска задвижек» дальнейшие исследования проводятся без учета результатов опрессовки.

Контроль за темпом роста давления осуществляется одним оператором группы диагностирования по секундомеру (часам). Второй работник в это время должен находиться около СУ для одновременной записи и отключения установки. После отключения установки, не открывая линейной задвижки, продолжить наблюдение за темпом падения  $P_{лин}$  в течение 5–10 мин.

По результатам опрессовки определяется темп увеличения давления  $T_{ув}$  и темп падения давления  $T_{пад}$ , а также коэффициент герметичности, характеризующий величину утечек в ГНО, по формуле:

$$K_{гер} = \frac{T_{ув}}{T_{ув} + T_{пад}} ,$$

где  $K_{гер}$  – коэффициент герметичности, характеризующий величину утечек в ГНО;  $T_{ув}$ ,  $T_{пад}$  – величины темпа увеличения и падения давлений, атм./мин., которые определяются по формулам:

$$T_{ув} = \frac{\Delta P_{ув}}{\Delta t_{ув}} ; T_{пад} = \frac{\Delta P_{пад}}{\Delta t_{пад}} ,$$

где  $\Delta P_{ув}$  – разница между величиной  $P_{опр}$  и  $P_{лин}$  при работе СК, атм.;  $\Delta P_{пад}$  – разница между величиной  $P_{опр}$  и  $P_{лин}$  при остановленном СК, атм.;  $t_{ув}$ ,  $t_{пад}$  – время замера темпа увеличения и падения давлений, мин.

Для вышеприведенного случая имеем:

$$T_{ув} = \frac{25 - 10}{10} = 1,5 \text{ атм./мин.}; T_{пад} = \frac{25 - 20}{5} = 1 \text{ атм./мин.}; K_{гер} = \frac{1,5}{1,5 + 1} = 0,6 .$$

Значение данного коэффициента герметичности  $K_{гер}$  характеризует общую величину утечек в ГНО (в НКТ и насосе), поэтому его необходимо учитывать при определении дебита по динамограмме.

Необходимо отметить, что точность замера зависит от продолжительности проведения опрессовки (чем больше время замера, тем точнее результат).

Основным параметром для диагностирования скважин является дебит, который определяется по замерному устройству (стационарному, передвижному) или расчетными методами (по динамограмме), а также по темпу откачки и восстановления уровня.

Значения  $S_{кол}$  в зависимости от диаметра НКТ и эксплуатационной колонны приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Площадь кольцевого затрубного пространства скважины

Условный диаметр ЭК, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, м	Площадь кольцевого затрубного пространства в зависимости от диаметра НКТ (мм), м <sup>2</sup>		
			60	73	89
114	6,4	0,1012	0,0052	0,0039	0,0019
	7,4	0,0992	0,0049	0,0036	0,0016
	8,6	0,0968	0,0045	0,0032	0,0012
	10,2	0,0936	0,0041	0,0027	0,0007
146	6,5	0,1330	0,0111	0,0097	0,0077
	7,0	0,1320	0,0108	0,0095	0,0075
	7,7	0,1306	0,0106	0,0092	0,0072
	8,5	0,1290	0,0102	0,0089	0,0069
168	7,3	0,1534	0,0157	0,0144	0,0123
	8,0	0,1520	0,0154	0,0120	0,0120
	8,9	0,1502	0,0149	0,0136	0,0116
	10,6	0,1468	0,0100	0,0128	0,0108

Диаметр НКТ равен 73 мм (2,5"), эксплуатационной колонны – 146 мм (5"), толщина стенки – 7 мм. За 30 минут после запуска установки уровень в «затрубье» понизился на 15 м при постоянном  $P_{запр}$ .

Расчетный дебит по темпу откачки составит:

$$Q_{расч} = \frac{24 \cdot 0,0095 \cdot 15}{0,5} = 6,84 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Данный метод является приближенным, т.к. не учитывает ряд факторов (приток жидкости из пласта, наличие отложений на внутренней части эксплуатационной колонны и т.д.), и поэтому может быть использован только для предварительных расчетов.

При необходимости по темпу откачки можно рассчитать время отбивки контрольного динамического уровня.

После выполнения комплекса работ по диагностике оператор технической группы принимает решение об остановке или продолжении эксплуатации скважины.

Скважина оставляется в работе в случаях, если дальнейшая эксплуатация установки не приведет к «срыву подачи» из-за снижения  $H_{дин}$  до приема насоса, а также осложнениям или авариям, в т.ч. из-за износа сальникового уплотнения (перегрев).

При отсутствии опрессовки на закрытую задвижку, а также при значительном темпе падения давления (на 3 и более атмосферы в минуту) скважина останавливается. В этом случае для возможности повторного исследования статического уровня закрывается задвижка (центральная или линейная). В условленном месте (арматура, СУ) для оператора-обходчика оставляется записка с указанием причины и даты остановки скважины. Вся информация передается диспетчеру нефтепромысла.

В процессе выполнения полевых работ вся информация записывается в рабочий журнал оператора.

Решение о дальнейшем исследовании, «реанимировании» скважины или проведении ПРС принимается инженером-технологом по результатам интерпретации проведенных исследований и расчета дебита по динамограмме.

Заключение о работе установки должно архивироваться в используемых программных комплексах «МИКОН» и «АРМИТС» (блок – «Исследования техн. группы»).

Для установок ШГН с высокой посадкой плунжера характерно наличие резкого броска нагрузки в большую сторону в правом верхнем углу динамограммы, что видно на рисунке 4.

При низкой посадке плунжера (рис. 5) в левом нижнем углу динамограммы возникает резкий выброс нагрузки вниз. При ударах плунжера при ходе вниз, в зависимости от скорости посадки плунжера на преграду, ее жесткости и расстояния от преграды до истинного крайнего положения, снижение нагрузки и последующий набор этой нагрузки на динамограмме записываются несколько по-разному.

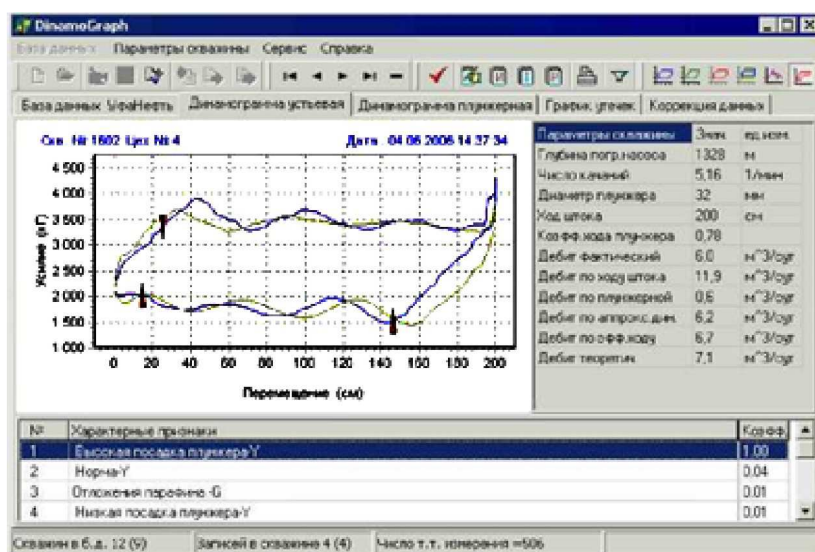


Рисунок 4 – Динамограмма скважины № 1602 (высокая посадка плунжера)

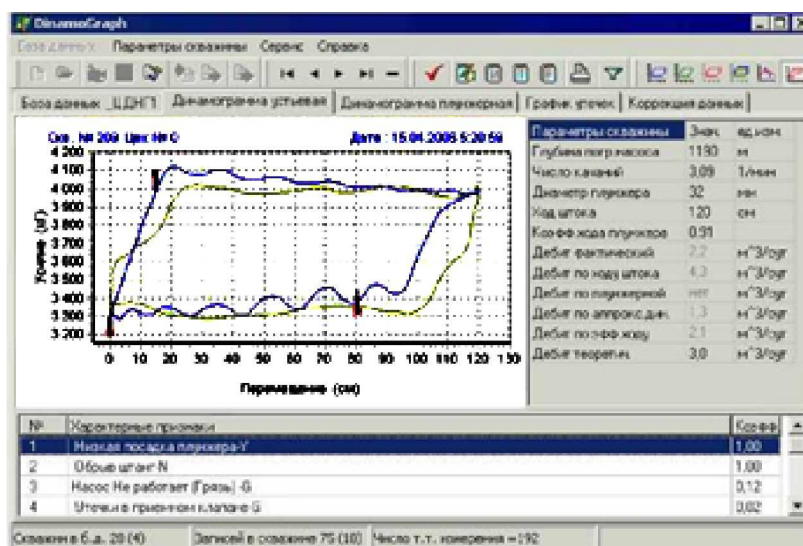


Рисунок 5 – Динамограмма скважины № 209 (низкая посадка плунжера)

Если удар не резкий и нагрузка снижается плавно, то имеет место заедание плунжера в конце хода, что приводит к появлению в левом нижнем углу динамограммы характерной петли (рис. 6). Линия восприятия нагрузки отодвигается вправо от своего нормального положения. При резких снятиях нагрузки петля может иметь несколько перехлестов. Петля удара всегда располагается ниже линии статического веса штанг. При ударах плунжера полезная длина его хода уменьшается на длину горизонтальной проекции петли.

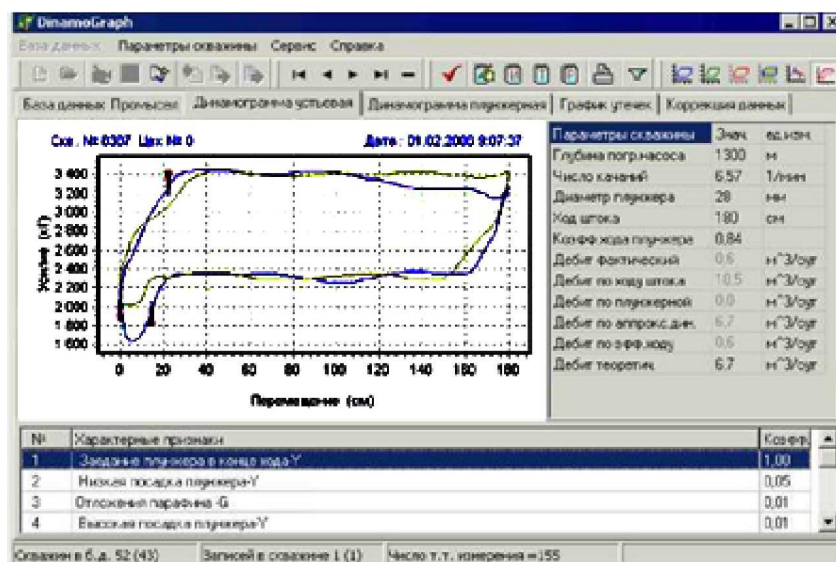


Рисунок 6 – Динамограмма скважины № 8387 (заедание плунжера в конце хода)

На рисунке 7 изображен так называемый «пистолет», соответствующий откачке жидкости с пластовым газом. Для «пистолета» характерно, что линия снятия нагрузки представляет собой кривую с некоторой кривизной, выпуклость которой обращена вверх и влево; процесс снятия нагрузки протекает медленно, и открытие нагнетательного клапана происходит позже, чем при нормальной работе насоса; левый нижний и правый верхний углы динамограммы острые; в случае значительного содержания газа в смеси процесс восприятия изображается линией, несколько отклоняющейся вправо от теоретической; линии снятия и восприятия нагрузки параллельны.

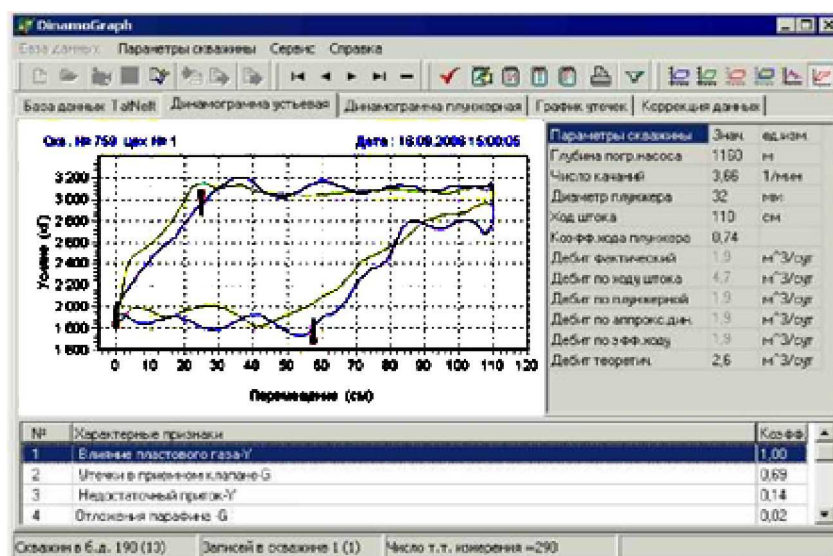


Рисунок 7 – Динамограмма скважины № 759 (влияние пластового газа)

При более сильном влиянии газа наблюдается периодический срыв подачи, что можно увидеть на динамограмме скважины № 8378 (рис. 8). В этом случае эффективный ход плунжера практически отсутствует или несоизмеримо мал по сравнению с длиной хода штока, что значительно уменьшает количество добываемой жидкости.

При утечках жидкости в нагнетательной части насоса динамограмма приобретает характерные признаки: процесс восприятия нагрузки изображается линией, имеющей меньший угол наклона к горизонтали, чем линия восприятия нагрузки при нормальной работе насоса; правый верхний угол закруглен; линия снятия нагрузки идет более круто, и угол, образуемый ею и нулевой линией, имеет больший наклон (рис. 9).



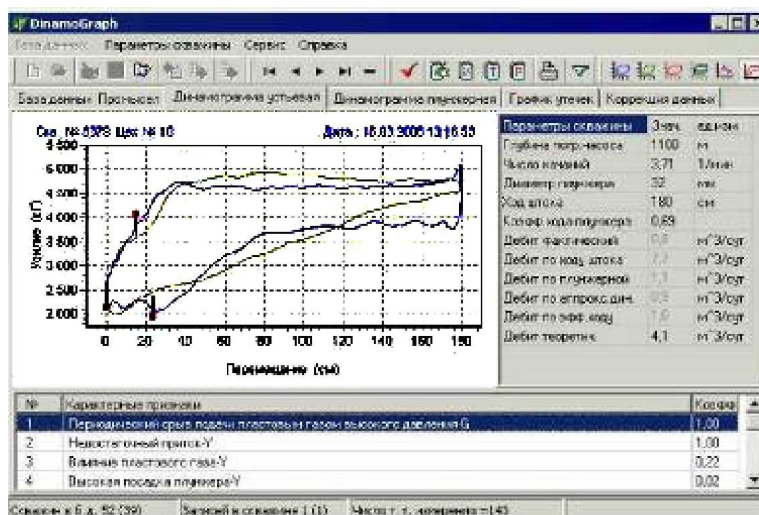


Рисунок 8 – Динамограмма скважины № 8378 (периодический срыв подачи пластовым газом высокого давления)

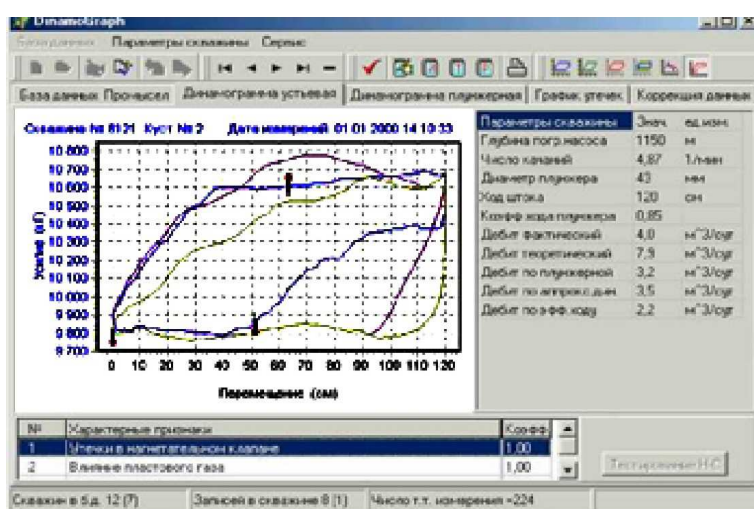


Рисунок 9 – Динамограмма скважины № 8121 (утечки в нагнетательном клапане и влияние пластового газа)

На Восточно-Ленинградской площади нередко встречаются скважины с большим количеством парафина, динамограммы которых имеют «яйцеобразную» форму (рис. 10).

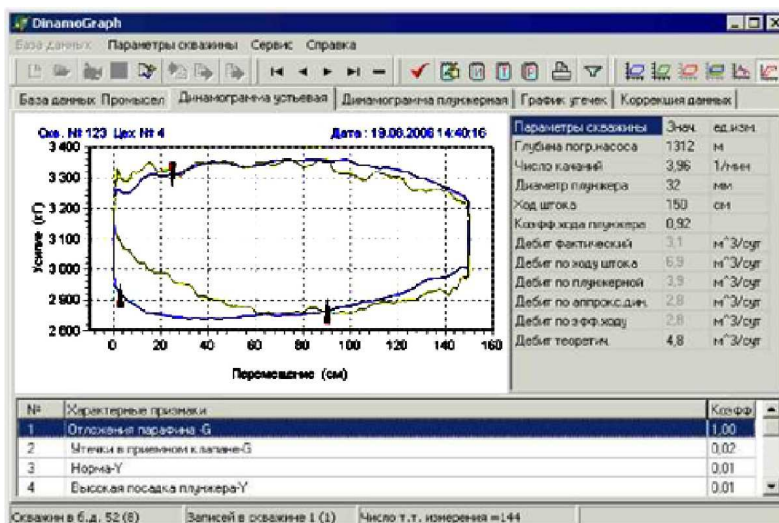


Рисунок 10 – Динамограмма скважины № 123 (отложения парафина)

### **Перспективные направления совершенствования эксплуатации скважин в осложненных условиях**

В ПАО «Татнефть» разработаны рекомендации технологическим службам НГДУ при работе с осложненным АСПО фондом, которые перечислены ниже:

1. При разработке ежегодных мероприятий по борьбе с АСПО в скважинном оборудовании предусматривать меры по предотвращению формирования АСПО на приеме насоса, эксплуатационной колонне и в призабойной зоне скважин.

2. При вводе новых скважин из бурения или длительного бездействия (девон), а также очередном выходе скважин осложненного фонда с УШГН в ремонт предусматривать внедрение штанг со скребками-центраторами до насоса.

3. Организовать контроль за состоянием скребков-центраторов, не допускать применение штанг с изношенными (диаметром менее 54 мм) или незакрепленными скребками-центраторами.

4. Внедрение на скважинах вставных насосов с типоразмером 150-RHAM (H-38) и 175-RHAM (H-44), а также трубных насосов с диаметром плунжера 57 мм и более осуществлять на штангах с увеличенным диаметром скребков-центраторов (диаметром не менее 58 мм).

5. Проводить расследование всех случаев запарафинивания подземного оборудования независимо от отработанного времени скважины с выявлением причины отказа (техническая, технологическая или организационная). В актах расследований предусмотреть обязательное внесение информации по осложнениям, связанным с подъемом ГНО (наличие циркуляции, нагрузка на талевый блок по МС-130, продолжительность подъема, качественный состав АСПВ, профиль отложений, состояние скребков на штангах и т.д.).

6. Своевременно вносить в акты на сдачу скважины из ПРС и КИС «АРМИТС» достоверную информацию по типу скребков-центраторов, глубине их спуска и интервалу отложения АСПО независимо от причины ремонта скважины.

7. Не допускать эксплуатацию скважин осложненного фонда с недостаточной для эффективного удаления АСПО длиной хода полированного штока.

8. Организовать контроль за исправной работой штанговращателей.

9. С целью повышения эффективности нефтестиллятных промывок использовать теплообменные аппараты для проведения тепловых обработок скважин.

### **Выводы и рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин**

1. Изучение фонда скважин Восточно-Ленинградской площади показало, что из 383 скважин 219 эксплуатируются ШГН.

2. Проведен анализ основных факторов выхода из строя штанговых насосных установок скважин Восточно-Ленинградской площади. На 35 % фонда ШГН причинами отказов являются засорение или заклинивание плунжера 19 % обрыв муфт и штанг, 18 % износ плунжера, а остальное отказ устьевого оборудования и утечки в НКТ.

3. Увеличение производительности ШСНУ может быть достигнуто с помощью насосов с правильной подгонкой длины хода, числа качаний, подбор колонны штанг, диаметра насоса.

4. Разработать мероприятия по выбору оптимального варианта технологических рабочих параметров скважин (глубины подвески насоса, его диаметра, диаметра штанговой колонны, длины хода точки ее подвеса, а также числа качаний балансира СК), при которых подача установки, оборудованной двухплунжерными насосами, будет наибольшей.

5. Изучить эффективность применения дополнительного оборудования при эксплуатации ШСНУ на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади.

### **Заключение**

При работе штанговых насосных установок на скважинах Восточно-Ленинградской площади, часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним следует отнести: эмульсия, большое содержание песка в откачиваемой

жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти.

Мероприятия по борьбе с осложнениями на фонде скважин Восточно-Ленинградской площади – отложениями солей, АСПО и эмульсеобразованием – с каждым годом становятся все более дорогостоящими ввиду роста цен на химические реагенты. Применение дополнительного оборудования позволяет значительно снизить расход химических реагентов, а в некоторых случаях – и полностью отказаться от химической обработки.

Поздняя стадия разработки, на которой находится в настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений, в силу ряда известных причин способствует росту доли осложнений, связанных с эмульсеобразованием, АСПО и отложениями неорганических солей, имеющих место по всей технологической цепочке добычи, транспорта и подготовки нефти и газа.

### Литература:

1. Хусаинов Р.В. Отчет геологического отдела НГДУ «Азнакаевскнефть» по Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. – Азнакаево 2013. – 202 с.
2. Технологический режим работы скважин Восточно-Ленинградской площади за 2017 год.
3. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 – 653 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
12. Анализ эффективности эксплуатации скважин в условиях формирования асфальто-смоло-парафиновых отложений и высоковязких эмульсий на скважинах, оборудованных штанговыми насосными установками. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37_0.html)
13. Александров А.Н., Рогачев М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 14–19.
14. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.
15. Баландин Л.Н., Елашева О.М., Дубовицкая Ю.А. Исследование и подбор растворителей АСПО // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 23–26.

16. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

17. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.

18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 53–73.

19. Газизов В.З., Валяева А.О., Хаярова Д.Р. Анализ свойств АСПО и эффективность применения растворителей «МИА-Пром» и «ИНТАТ-1» для их удаления // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 65–67.

20. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

21. Савенок О.В., Кусов Г.В., Шостак Н.А. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» // Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития: Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2010 / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.

22. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24–25.

23. Шостак Н.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков // Строительство и ремонт скважин – 2010 : Сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября – 02 октября 2010 года, Геленджик, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.

24. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление // Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620192. Заявка № 2012621424. Дата поступления 13 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 9 января 2013 г.

## References:

1. Khusainov R.V. Report of geological department of NGDU Aznakayevskneft on Vostochno-Leninogorskaya Square of the Romashkinsky field. – Aznakayevo 2013. – 202 p.
2. A technological operating mode of wells of Vostochno-Leninogorskaya Square for 2017.
3. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar of Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoenn naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

10. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000 – 653 p.
11. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
12. The analysis of efficiency of operation of wells in the conditions of formation of asfalto-smolo-paraffin deposits and high-viscosity emulsions on the wells equipped with shtan-govy pump installations. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd78a4c43b89521216d37_0.html)
13. Alexandrov A.N., Rogachyov M.K. Increase in efficiency of operation of wells electrocentrifugal pumps in the conditions of formation of asfaltosmoloparafinovy deposits // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 14–19.
14. Antoniadi D.G., Hostak N.A., SSavenok O.V., Ponomarev D.M. The analysis of the existing methods of fight against asfaltosmoloparafinovy deposits (ASPO) at oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2011. – № 9. – P. 32–37.
15. Balangding L.N., Elashva O.M., Dubovitsky Yu.A. Issledovaniye and selection of the ASPO solvents // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 23–26.
16. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – No. 9. – C. 84–86.
17. Berezovsky D.A., Samoylov A. S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.
19. Gazizov V.Z., Valyaeva A.O., Hayarova D.R. The analysis of ASPO properties and efficiency of use of the MIA-Prom and INTAT-1 solvents for their removal // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 65–67.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
21. Savenok O.V., Kusov G.V., Shostak N.A. The analysis of efficiency of application of methods of fight against ASPO on a well stock of LLC RN-Krasnodarneftegaz // Modern technologies of workover and increase in oil recovery and layers. Prospects of development: Collection of reports of the 5th International scientific and practical conference. Gelendzhik, Krasnodar Krai, 2010 / LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Research and Production Firm Nitpo, 2010. – P. 279–282.
22. Tronov V.P., Guskova I.A. The mechanism of formation of ASPO at a late stage of development of fields // Oil economy. – 1999. – № 4. – P. 24–25.
23. Shostak N.A., Kusov, Savenok O.V. Methods of fight against ASPO on fields of LLC RN-Krasnodarneftegaz on the example of Uspensky and Goryacheklyuchevsky sites // Construction and repair of wells – 2010 : The collection of reports of the International scientific and practical conference (on September 27 – on October 02, 2010, Gelendzhik, Krasnodar Krai) / LLC Research and Production Firm Nitpo. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2010. – P. 147–150.
24. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovy deposits and hydrate formations: prevention and removal // Certificate on the state registration of database № 2013620192. Application № 2012621424. Date of receipt on December 13, 2012. It is registered in the Register of databases on January 9, 2013.

УДК 656.073

## АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ОСТАНОВОК ГОРОДСКОГО ПАССАЖИРСКОГО ТРАНСПОРТА

### ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION AND DEVELOPMENT OF INTELLIGENT STOPS OF URBAN PASSENGER TRANSPORT

**Булатова А.П.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Гончаренко К.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Коновалова Т.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Надирян София Леоновна**

Кубанский государственный  
технологический университет  
sofi008008@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы внедрения и развития интеллектуальных остановок городского пассажирского транспорта. Городской пассажирский транспорт имеет большое значение в жизни любого человека: не только городского, но и сельского жителя. Во многих передовых странах инновации коснулись преобразования остановок городского пассажирского транспорта, позже в российских городах. Так или иначе, комфортная интеллектуальная городская среда, включающая удобные современные остановки, это часть жизни горожан.

**Ключевые слова:** автомобильный транспорт, интеллектуальные остановки, городской пассажирский транспорт, экономика.

**Bulatova A.P.**

Kuban state technological university

**Goncharenko K.V.**

Kuban state technological university

**Konvalova T.V.**

Kuban state technological university

**Nadiryan Sofia Levonovna**

Kuban state technological university  
sofi008008@yandex.ru

**Annotation.** The article deals with the introduction and development of intelligent stops of urban passenger transport. Urban passenger transport is of great importance in the life of any person: not only urban but also rural. In many advanced countries, innovations have affected the transformation of urban passenger transport stops, later in Russian cities. Anyway, a comfortable intellectual urban environment, including comfortable modern stops, is a part of the life of citizens.

**Keywords:** road transport, smart stop, public passenger transport, the economy.

Городской пассажирский транспорт (ГПТ) имеет большое значение в жизни любого человека: не только городского, но и сельского жителя. Бывает, ждать своего трамвая, троллейбуса или автобуса приходится долго, при этом зачастую в некомфортных погодных условиях. В таком случае остановка должна соответствовать климатическим условиям конкретного населенного пункта и быть максимально комфортной и удобной ведь по данным статистики за всю свою жизнь человек проводит 653 часа в ожидании транспорта – почти месяц [1, 2].

Предпосылки внедрения интеллектуальных остановок начались с развитием Интернета. В 2010 году в Москве стали появляться остановки с бесплатной сетью Wi-Fi. Это был полностью городской и довольно простой проект: для подсоединения к сети пассажирам необходимо было выбрать специальную выделенную сеть из списка доступных подключений и пройти авторизацию с помощью SMS. Одновременно воспользоваться Wi-Fi могли более 50 человек, но длительность сессии была ограничена 25 минутами.

Со временем для обеспечения качества транспортного обслуживания населения одного только Wi-Fi на остановках ГПТ стало недостаточно. Ведь бесплатная сеть появилась в самих транспортных средствах. Тогда возник очень интересный совместный проект российской компании ООО «Городские инновации» и дизайнерского бюро Евгения Брянцева из Севастополя под названием «Wowlookat». Специалисты этих

компаний разработали «умные» остановки, которые устроены по модульному принципу и имеют большой потенциал.

«Умная» остановка – это комплексная интеллектуальная информационная система, призванная кардинально изменить сложившееся отношение к ГПТ. Внешне эти павильоны выполнены в уже привычном любому горожанам стиле хай-тек (прозрачные стены, минимализм, металл). Техническое оснащение состоит из информационного табло (отображает номера маршрутов и схему их движения), платежного терминала (оплата телефона, Интернета, коммунальных услуг и т.п.), бесплатный Wi-Fi, бесплатные зарядные устройства для мобильных устройств (сами авторы отмечают малую вандалоустойчивость проводов и необходимость их доработки), системы видео наблюдения из двух камер и системы городской навигации (встроена в крышу павильона). Информация с камер в режиме он-лайн поступает в базу данных программного обеспечения по аналитике пассажиропотока. Сенсорный экран позволяет просматривать большое количество разнообразной информации (расписание транспорта, карта города, реклама) и использовать информационные и игровые приложения. В темное время суток остановки подсвечиваются.

В будущем «умные» остановки можно будет оснащать другими функциями, добавляя модули. Например, в планах «Городских инноваций» устанавливать на остановках терминалы для покупки билетов и вендинговые автоматы (продажа напитков, снеков, кофе). Таким образом, остановки превратятся в своеобразные функциональные городские островки, привлекающие не только тех, кто ждет своего транспорта [3, 4]. Примечательно, что для городского бюджета такие павильоны будут абсолютно бесплатными – они находятся на обеспечении компании, установившей их. И вся прибыль от их эксплуатации также достается производителю. В настоящее время «умные» остановки «Городских инноваций» устанавливаются в Крыму (Севастополь, Симферополь, Ялта), проектом уже заинтересовались в Москве, Волгограде и Калининграде, а также в Санкт-Петербурге.

Очевидные плюсы от установки «умных» остановок следующие: у граждан появится больше возможности для комфортного перемещения в пространстве города; снизится потребность в использовании частного транспорта при поездках на работу, увеличится пропускная способность городских улиц, сократится количество пробок, сократятся общие расходы на инфраструктуру. Поэтому администрации городов заинтересованы в данном проекте.

Рассмотрим опыт внедрения различных инноваций на остановках ГПТ в других странах.

Сан-Франциско. В 2014 году рекламное агентство Clear Channel Outdoor совместно с компанией Yahoo придумали способ развлечь граждан, ожидающих автобус. На двадцати остановках, расположенных в городе Сан-Франциско, были установлены 72-дюймовые сенсорные панели и запущен проект «Bus Stop Derby» (дословно – «соревнования автобусных остановок»). Идея заключалась в том, что ожидающие транспорт пассажиры могут соревноваться друг с другом, играя в компьютерные игры. Для участия в состязании игроку было необходимо указать район, за который он желает сразиться, и сыграть в одну из четырех игр на выбор. Все полученные очки суммировались, а потом выбирался район-победитель. В качестве приза району городские власти выбирали разные события, например, предоставление права на проведение уличного концерта с участием какой-нибудь известной рок-группы.

США. В 2011 году в рамках кампании Hot 'n Wholesome (от англ. «горячие и полезные»), рекламирующей завтраки в сети кофеен Caribou Coffee, рекламное агентство Colle+McVoy создало проект необычных автобусных остановок, которые выглядят как гигантские печи. В крышу павильона установлен большой нагревательный элемент, который обогревает ожидающих людей, а стилизованные часы для печки действительно показывают точное время. Такие теплые павильоны установлены преимущественно в северных штатах США, где это действительно необходимо.

Великобритания. В 2012 году в Лондоне, также в рамках рекламы местной компании McCain Foods UK (выпускает готовый печеный картофель, разогреваемый в микроволновой печи), появились остановки с установленными в них искусственными

печеными картофелинами. В отличие от американского гриля, английская картошка не только греет, но и пахнет как настоящая. Для того, чтобы обогрев заработал, пользователю необходимо нажать на кнопку, и картофель начнет нагреваться, излучая тепло.

Токио. Японская компания aCure разработала вендинговый автомат для станций метро с большим ЖК-дисплеем (диагональ 46 дюймов), который полностью заменяет собой витрину. Такие размеры позволяют выводить на экран изображение продукта в натуральную величину и создавать иллюзию большого холодильника с прозрачной дверцей. Выбор товара осуществляется нажатием на экран. Система тут же увеличивает выбранное изображение, подкрепляя картинку дополнительной информацией о продукте. Расплатиться можно без наличных, просто прислонив свой мобильный телефон к автомату (чипами NFC оснащены большинство японских телефонов). Отличительной особенностью этих автоматов является наличие видеочамер, которые умеют распознавать пол и возраст покупателя, а также регистрировать время покупки. Эта информация используется, прежде всего, во время самого процесса продажи – машина в первую очередь будет предлагать товар, соответствующий демографическим особенностям (детям – колу, взрослым – пиво).

Сингапур. В Сингапуре работают автобусные остановки, позволяющие узнавать погоду, местные новости, скачивать электронные книги и подключаться к Wi-Fi.

Правительство Сингапура получило замечательную возможность повысить привлекательность пользования ГПТ. По заказу Singapore Land Transportation Authority местная архитектурная фирма DP Architects создала автобусные остановки, снабженные сотней дополнительных функций. С помощью больших цифровых экранов, любой желающий может получить полезную информацию о времени прибытия автобуса, сориентироваться по карте города, узнать погоду или даже местные новости.

«Умные» остановки также позволяют подключаться к интернету через Wi-Fi, пользоваться зарядкой для телефона и даже загружать на смартфон электронные книги с помощью сканирования QR-кода.

Помимо всего прочего, для удобства и вдохновения жителей остановки снабжены садами на крыше и велопарковками. Для обеспечения энергией, используются солнечные батареи. Первую такую остановку в Сингапуре установили в сентябре 2016 года. В зависимости от того, как покажет себя идея, власти должны решить, стоит ли устанавливать такие остановки в других районах.

Первую в мире цифровую интеллектуальную рекламу представили в Великобритании. Компания «M&C Saatchi» создала первый в мире, оснащенный искусственным интеллектом, рекламный плакат, предлагающий контент в соответствии с реакцией и заинтересованностью прохожих. Проект был запущен в партнерстве с компаниями «Posterscore» и «Clear Channel UK». «Умные» рекламные стенды появились на автобусных остановках Оксфорд-Стрит и Клэпхэм. Новая технология работает благодаря специальному алгоритму. Установленная камера в рекламном стенде, способна определять вовлеченность прохожих, с помощью анализа эмоций, отражающихся в их мимике. Показ рекламы, не вызывающей интерес у прохожих, прекращается, а вот рекламный контент, который вызвал определенную реакцию у людей, будет воспроизводиться снова. Это дарвиновский подход к рекламе позволяет рекламным сообщениям стать более эффективным для обеих сторон, как для рекламодателей, так и потребителей. Теперь компании, занимающиеся медиа рекламой в общественных местах, смогут более творчески подходить к размещению контента, учитывая такие факторы, как температуру, погоду, месторасположение и время суток. Это первый пример использования искусственного интеллекта в сфере Digital-Out-Of-Home (DOOH) рекламы.

Дубай. Сто автобусных остановок в Дубае получили новый формат с бесплатным Wi-Fi интернетом, платежными терминалами, мини магазинами и другими услугами. Департамент транспорта Дубая планирует создать в городе более 400 таких смарт остановок. Концепция автобусной смарт остановки включает в себя оснащение помещения кондиционером, бесплатным Wi-Fi интернетом, мини магазином, платежным терминалом, киоском для зарядки телефонов, а также мониторами, которые показывают в режиме реального времени информацию о движении общественного транспорта [5, 6]. Первый прототип такой смарт остановки был показан на выставке GITEX 2015.



Проект реализуется в рамках государственно частного партнерства и имеет инвестиционную программу. С помощью установленных платежных терминалов пассажиры могут оплатить счета за воду и электричество, отправить денежные переводы, пополнить международные счета мобильных телефонов, забронировать билеты на самолет, зарядить свои мобильные устройства, а также приобрести электронный билет на автобус или пополнить баланс транспортной карты. Бесплатным Wi-Fi интернетом пассажиры смогут воспользоваться только в течение первых 20 минут. Решение об ограничении было принято на основе среднего времени ожидания пассажиров на автобусной остановке, обычно это не более чем 10 до 15 минут. Ограничение доступа гарантирует то, что люди не будут занимать автобусную остановку только ради доступа к Wi-Fi интернету.

Барселона. На Пасео де Грасиа установлены «умные» автобусные остановки. Насчитывают их около восьми. Мэрия Барселоны говорит, что назвали новые остановки «smartquesinas». Новый инновационный объект предлагает каталонцам разного рода интерактивные услуги. Если вам нечем заняться, ожидая автобус, то это развлечение именно для вас. Умный аппарат не только поможет быстрее провести время, но и даст возможность воспользоваться Wi-Fi, а также получить дополнительную информацию. Кроме того, вы сможете скачать нужные приложения и в случае необходимости – зарядить мобильный телефон. «Умная» автобусная остановка поможет найти дорогу к интересующему объекту с помощью путеводителя.

Как мы можем наблюдать, во многих передовых странах инновации коснулись преобразования остановок ГПТ даже позже Российских городов. Так или иначе, комфортная интеллектуальная городская среда, включающая удобные современные остановки, это часть жизни горожан.

### Литература:

1. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.
2. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Организационно-производственные структуры транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 263 с.
3. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2013. – 264 с.
4. Коновалова Т.В., Макаренко В.П. Проблемы и перспективы развития транспортной инфраструктуры и транспортных средств в России // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 148–150.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Папазян М.В. Учет внутранспортного эффекта при оценке инвестиций в городской пассажирский транспорт // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 10 (171). – С. 241–243.
6. Буланова М.Д., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Парневая А.И. Размещение объектов транспортной инфраструктуры при развитии маршрутной сети городского пассажирского транспорта : Международная научно-практическая конференция «Архитектура, строительство, транспорт» (к 85-летию ФГБОУ ВПО «СибАДИ») // Сборник научных трудов кафедры «Организация перевозок и управление на транспорте»; ФГБОУ ВПО «СибАДИ», Кафедра «ОПиУТ»; Ответственный за выпуск Е.Е. Витвицкий. – 2015. – № 8. – С. 6–10.
7. Коновалова Т.Н., Надирян С.Л., Миронова Ю.П., Миронова М.П. Проблемы взаимодействия различных видов пассажирского транспорта в городе // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 12. – С. 133–139.

### References:

1. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport service: manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2015. – 248 p.
2. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Organizational and production structures of transport: manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2014. – 263 p.
3. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2013. – 264 p.
4. Konovalova T.V., Makarenko V.P. Problems and the prospects of development of transport infrastructure and vehicles in Russia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 148–150.

5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Papazyan M.V. Accounting of extra transport effect at assessment of investments into city passenger transport // Messenger of the Orenburg state university. – 2014. – № 10 (171). – P. 241–243.

6. Bulanova M.D., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Parnevaya A.I. Placement of objects of a transport infrastruktura at development of route network of city passenger transport : The international scientific and practical conference «Architecture, Construction, Transport» (to FGBOU VPO'S 85 anniversary of «SIBADI») // the Collection of scientific works of «The Organization of Transportations and Management on Transport» department; FGBOU VPO of «SIBADI», OPIUT Department; E.E. Vitvitsky Responsible for release. – 2015. – № 8. – P. 6–10.

7. Konovalova T.N., Nadiryan S.L., Ironova Yu.P., Ironova M.P. Problems of interaction of different types of passenger transport in the city // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – № 12. – P. 133–139.

УДК 656.073

## К ВОПРОСУ О ГРУЗОВЫХ ПЕРЕВОЗКАХ В РОССИИ

### ON THE ISSUE OF FREIGHT TRANSPORT IN RUSSIA

**Валько К.Д.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Надирян София Леоновна**

Кубанский государственный  
технологический университет  
sofi008008@yandex.ru

**Сенин И.С.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы грузовых перевозок в России. На сегодняшний день грузоперевозки являются не просто доставкой товара из одной точки в другую. Они связаны между собой множеством вопросов, от оформления груза до поиска наиболее оптимального маршрута пути, по которому проходит доставка груза. Решение этих задач потребует от компании-перевозчика специализированных навыков, поэтому грузоперевозки по России стали специализацией множества транспортно-логистических компаний.

**Ключевые слова:** автомобильный транспорт, грузовые перевозки, экономика, маршрут, доставка, товар.

**Valko K.D.**

Kuban state technological university

**Nadiryan Sofia Levonovna**

Kuban state technological university  
sofi008008@yandex.ru

**Senin, I.S.**

Kuban state technological university

**Annotation.** The article deals with the issues of freight transport in Russia. Today, cargo transportation is not just the delivery of goods from one point to another. They are linked by a variety of issues, from the registration of the goods to find the most optimal route of the way in which the delivery of the goods. The solution of these problems will require specialized skills from the carrier company, so cargo transportation in Russia has become the specialization of many transport and logistics companies.

**Keywords:** road transport, freight transport, economy, route, delivery, goods.

На сегодняшний день грузоперевозки являются не просто доставкой товара из одной точки в другую. Они связаны между собой множеством вопросов, от оформления груза до поиска наиболее оптимального маршрута пути, по которому проходит доставка груза. Решение этих задач потребует от компании-перевозчика специализированных навыков, поэтому грузоперевозки по России стали специализацией множества транспортно-логистических компаний.

Грузоперевозки – это процесс, вследствие которого совершается перемещение (транспортировка) из одного места в другое каких-либо объектов с помощью транспорта.

Грузоперевозки – это комплексная работа по перемещению груза, каким либо транспортом.

Разделяются грузоперевозки на четыре вида:

1. Железнодорожные грузоперевозки (перевозка груза на поездах).
2. Автомобильные грузоперевозки (перевозка груза с помощью тягача, фуры, сцепки).
3. Авиаперевозки (перевозка груза самолетом, вертолетом).
4. Грузоперевозки водным транспортом (перевозка груза баржами, пароходами).

В России наиболее развиты сети железных дорог, именно через нашу страну проходят транспортные маршруты из Европы в Азию. Перевозка грузов по железным дорогам производятся универсальными или специальными подвижными составами. Большую уверенность в благополучной перевозке груза предоставляют устройства спутниковой навигации контролирующие маршрут перевозки от начала до конца пути. Железнодорожные грузоперевозки являются надежнейшим способом перевозки грузов на дальние расстояния, а работники транспортных компаний, максимально быстро оформят ж/д документацию, доставят груз со склада и выполнят работу по погрузке и дальнейшей разгрузке перевозимого груза [1, 2].

Огромнейший плюс авиаперевозок, это доставка груза в любую точку земного шара. Качественная доставка груза авиаперевозками имеют несколько нюансов, не выполнения которых может привести к повреждению груза. Оформление груза при авиаперевозках занимает значительное количество времени, включающее в себя сертификацию перевозимого груза, его страхование и товарно-транспортная документация. При международных перевозках требуется таможенное оформление. При авиаперевозке специальных грузов, потребуется подготовка дополнительной документации [3, 4]. Только после подготовки всех документов для авиаперевозки, происходит погрузка груза, его крепление и упаковка таким образом, чтобы избежать повреждений.

Перевозка груза водным транспортом схожа с железнодорожными грузоперевозками и так же зависит от путей прохождения маршрута грузоперевозки. Основное использование грузоперевозок водным транспортом – это международные перевозки груза морем. Перевозка груза водным транспортом используется часто в смешанном типе грузоперевозок, например, доставка товара из-за рубежа, с дальнейшей его погрузкой и доставкой до конечной точки железнодорожными путями.

Груз доставляет получателю без дополнительных погрузочно-разгрузочных работ, уменьшая шансы повреждения груза, ускоряя процесс доставки и более выгодную стоимость грузоперевозки.

Большинство транспортных компаний имеют в своем автопарке малотоннажный и крупнотоннажный автотранспорт, длинномеры, тягачи и рефрижераторы [5, 6]. Благодаря такому автопарку, транспортные компании берутся за грузоперевозки различной сложности: габаритные, сборные, негабаритные опасные и прочие грузы.

Огромное преимущество автомобильных грузоперевозок от железнодорожных грузоперевозок, независимость от железных дорог, позволяющая создавать индивидуальные маршруты перевозки грузов и избегать трудно пересекаемые участки пути. Транспортные компании так же предлагают прочие услуги, такие как: страхование, сопровождение груза, аренды складов, оформление на таможне. Беря во внимание все положительные стороны грузоперевозок автомобильным транспортом, становится видно преимущество, которое позволяет лидировать данному типу грузоперевозок по сравнению с остальными видами.

Торговля, производство, добыча полезных ископаемых, фермерское хозяйство и другие виды деятельности постоянно нуждаются в услугах грузоперевозок. Масштабы перевозимого груза могут быть самыми разными: от небольшой партии до огромного ж/д состава. В любом случае из множества таких товарных партий и складывается общий товарооборот нашей страны. Так что можно с уверенностью заявить, что уровень экономики напрямую зависит от грузоперевозок по стране.

Перемещение крупногабаритных грузов по территории страны, а также за границу, невозможно без использования специального транспорта, а также таможенного оформления. Актуальность грузоперевозок в современном России постоянно растет и будет продолжать расти. Это связано с ростом потребностей человечества. Необходимость в грузоперевозке может возникнуть у любого: и у предпринимателя, который работает в сфере транспортировки грузов, и у простого обывателя, которому просто необходимо перевезти вещи на новое место жительства. Все, что используют люди, постоянно приходится перевозить из одного места на другое. Это значит, что грузоперевозки – актуально.

Современная деятельность различных организаций невозможна без тесного сотрудничества с транспортными компаниями. Для многих из них своевременная и качественная доставка грузов является одним из наиболее важных факторов, влияющих на стабильность и развитие бизнеса. Для частных заказчиков высокий уровень оказания транспортных услуг тоже важен, так как он является залогом спокойствия и уверенности в бережной перевозке имущества. Поэтому интерес к представителям сферы грузоперевозок растет с каждым годом.

В последние годы грузоперевозки стали неотъемлемой частью инфраструктуры нашего государства, рынок, оказывающий услуги грузоперевозок на данный момент, выходит на лидирующие позиции, связано это прежде всего с экономическим подъемом страны. Уровень внешней и внутренней торговли увеличивается, темпы производ-

ства так же растут, именно данные факторы благоприятно всего повлияли на динамику развития сферы грузоперевозок [7, 8].

Большой стимул к развитию в России грузоперевозок дает территориальный простор, а также географическое положение страны. Ведь существует несколько особенностей, влияющих на развитие перевозок грузов. И одной из них считается наличие таких транспортных компаний, которые могут гарантировать надежность доставки грузов к месту назначения. Важен и уровень, на котором стоит развитие самой инфраструктуры, прежде всего отвечающей за состояние железнодорожных линий и автомобильных дорог, а также за наличие в стране качественных средств необходимых для перевозок и оборудованных аэродромов. Немаловажным считается и законодательство, которое, должно быть, простое и понятное при его исполнении.

Если говорить отдельно про автоперевозки по России и за ее пределы, то они, несомненно, имеют хорошее будущее. Сегодня автомобиль – это единственный вид транспорта из вышеперечисленных, способный доехать в любую глушь нашей страны. Автомобильные грузоперевозки характеризуются мобильностью. Автомобиль не требует много времени для отправки по маршруту, способен мобильно поменять маршрут в случае форс-мажоров.

### Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Денисова А.С. К вопросу о влиянии транспорта на технологический процесс производственных предприятий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 77–79.
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Анализ общих затрат на транспорт производственных предприятий при выборе инсорсинга или аутсорсинга // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2016. – № 6–7. – С. 198–200.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Мелещенко О.И. Совершенствование транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 1. – С. 77–83.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Методика выбора системы транспортного обслуживания производственных предприятий // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 11–2. – С. 38–40.
7. Денисова А.С., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Модели транспортного обслуживания производственных предприятий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 218–222.
8. Денисова А.С., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Организационная система учета показателей работы транспорта на производственных предприятиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 223–226.

### References:

1. Dombrovsky A.N., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryan S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU WAUGH of «KubGTU», 2017. – 264 p.
2. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Denisova A.S. To a question of influence of transport on technological process of manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 4. – P. 77–79.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. The analysis of the total costs of transport of manufacturing enterprises when choosing insourcing or outsourcing // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2016. – № 6–7. – P. 198–200.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Meleshchenko O.I. Improvement of transport service of production activity of the agro-industrial enterprises // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – № 1. – P. 77–83.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of a system of transport service of manufacturing enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 120–122.

6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Metodika of the choice of a system of transport service of manufacturing enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2015. – № 11–2. – P. 38–40.

7. Denisova A.S., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Models of transport service of manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 218–222.

8. Denisova A.S., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. An organizational system of accounting of indicators of work of transport at manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 223–226.

УДК 656.073

## АЛГОРИТМ ТРАНСПОРТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

### ALGORITHM OF TRANSPORT SERVICE AT PRODUCTION ENTERPRISES

**Денисова А.С.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Коновалова Т.В.**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Надирян София Леоновна**

Кубанский государственный  
технологический университет  
sofi008008@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрен алгоритм транспортного обслуживания на производственных предприятиях. Алгоритм организации транспортной системы состоит из отдельных блоков, каждый из которых несет функции моделирования законченных операций транспортного процесса. Процедура вычисления построена таким образом, что результаты моделирования выдаются через определенные периоды времени.

**Ключевые слова:** автомобильный транспорт, транспортная система, экономика, моделирование, транспортный процесс.

**Denisova A.S.**

Kuban state technological university

**Konovalova T.V.**

Kuban state technological university

**Nadiryan Sofia Levonovna**

Kuban state technological university  
sofi008008@yandex.ru

**Annotation.** The article deals with the algorithm of transport service at industrial enterprises. The algorithm of organization of the transport system consists of separate blocks, each of which has the function of modeling the completed operations of the transport process. The calculation procedure is constructed in such a way that the simulation results are given after certain periods of time.

**Keywords:** road transport, transport system, economy, modeling, transport process.

Алгоритм организации транспортной системы состоит из отдельных блоков, каждый из которых несет функции моделирования законченных операций транспортного процесса. Процедура вычисления построена таким образом, что результаты моделирования выдаются через определенные периоды времени [1, 2]. Это позволяет определить наступление статистической устойчивости характеристик. При этом помимо расчета основных характеристик после окончания моделирования появляется возможность определять вспомогательные характеристики, по которым можно судить о качестве протекающего процесса транспортного обслуживания [3, 4].

Важным условием оптимальной организации транспортной системы является установление минимального количества транспортных средств, участвующих в межцеховых перевозках, и обеспечение при этом полной и своевременной транспортировки всего объема продукции за смену [5, 6]. В свою очередь, свести к минимуму количество транспортных средств можно при условии, если движение транспорта организовано по кратчайшим маршрутам и с максимальной его загрузкой – при наименьшем времени занятости транспортных средств, необходимых для переработки всего объема продукции за смену.

Составление кольцевых маршрутов в первом приближении может осуществляться при помощи алгоритма Свира. Его суть заключается в том, что ось X, подобная щетке дворника, начинает постепенно вращаться против или по часовой стрелке, при этом стирая с координатного поля магазина потребителя [7, 8].

Как только сумма заказов стертых магазинов достигает вместимости или грузоподъемности транспортного средства, фиксируется сектор, обслуживаемый одним кольцевым маршрутом [9].

В пределах каждого сектора составление кольцевого маршрута может осуществляться посредством, например, решения задачи коммивояжера.

Схема действия алгоритма Свира изображена на рисунке 1.

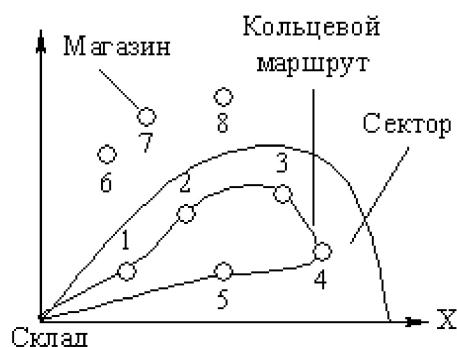


Рисунок 1 – Алгоритм Свира

Важным методом логистики при определении оптимального маршрута является анализ полной стоимости.

Разработкой оптимального маршрута занимается специалист автотранспортного управления производственного предприятия при получении заявки на доставку готовой продукции контрагентам в знакомом или новом направлении [9, 10].

По окончании предварительной оценки определяются несколько конкурентоспособных вариантов, каждый из которых дополнительно анализируется для выбора конечного оптимального варианта [11, 12].

Принимается во внимание не только стоимость доставки, но и время транспортировки, возможность непредвиденных расходов, задержек в пути и вероятность повреждения груза.

После определения оптимального варианта маршрута специалист автотранспортного управления производственного предприятия выбирает участников перевозки и заключает необходимые договоры [13, 14].

Одна из прикладных логистических задач – принятие решения при предоставлении скидки. Суть: допустим, при превышении определенного объема поставки поставщик предлагает скидку в % от цены товара. Следует ли осуществлять этот увеличенный заказ?

$Q_{opt}$  – оптимальный объем поставки;  $Q_{opt}^{СК}$  – оптимальный объем поставки с учетом скидки;  $Q_b$  – объем поставки, начиная с которого предоставляется скидка;  $P$  – цена товара;  $D$  – потребность в товаре;  $r$  – скидка (% от  $P$ );  $a$  – затраты на доставку одной партии;  $R$  – затраты на хранение одного изделия (% от  $P$ );  $TC$  – суммарные затраты (затраты на хранение, доставку и приобретение).

Издержки и оптимальный объема заказа без учета скидки определяются по формуле:

$$TC_{Q_{opt}} = \frac{Q_{opt}}{2} \cdot R \cdot P + \frac{D}{Q_{opt}} \cdot a + D \cdot P,$$

откуда:

$$Q_{opt} = \sqrt{\frac{2D \cdot a}{R \cdot P}}. \quad (1)$$

Издержки и оптимальный объема заказа со скидкой определяются по формуле:

$$TC_{Q_b} = \frac{Q_b}{2} \cdot R \cdot P \cdot (1-r) + \frac{D}{Q_b} \cdot a + D \cdot P \cdot (1-r),$$

откуда:

$$Q_{opt}^{СК} = \sqrt{\frac{2D \cdot a}{R \cdot P \cdot (1-r)}}. \quad (2)$$

Критерии принятия решений изображены на рисунке 2:

– если  $TC_{Q_{opt}} < TC_{Q_b}$ , то предложение поставщика выгодно и наиболее выгодный объем поставки –  $Q_b$ ;



– если  $TC_{Q_{opt}} > TC_{Q_b}$ , то предложение поставщика не выгодно и наиболее выгодный объем поставки –  $Q_{opt}$ .

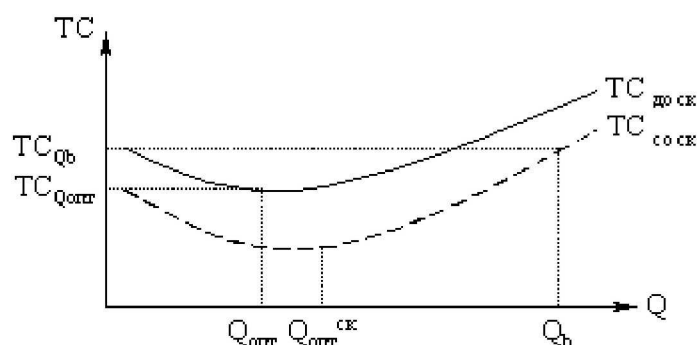


Рисунок 2 – Критерии принятия решения

Модель классической транспортной задачи: однородный продукт, находящийся в  $K$  пунктах производства в количестве  $P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_K$  требуется доставить в  $L$  пунктов потребления. Потребность в продукции в этих пунктах равна  $S_1, S_2, \dots, S_j, \dots, S_L$ . Полагаем, что общий объем поставляемой продукции равен объему потребности:

$$\sum_{i=1}^K P_i = \sum_{j=1}^L S_j .$$

Стоимость транспортных издержек по перевозке единицы продукции из любого пункта производства в любой пункт потребления  $C_{ij}$ , где:  $i$  – номер пункта производства;  $j$  – номер пункта потребления).

Задача заключается в том, чтобы определить, какое количество груза и по каким маршрутам нужно отправить, чтобы сумма всех транспортных издержек была минимальной.

Для большинства производственных предприятий затраты на транспортировку составляют от 1/3 до 2/3 логистических затрат, поэтому их оптимизация – важная задача. Каждая транспортная система состоит из 3 элементов: транспортируемые грузы, средства транспортировки и процесс транспортировки. Различают внутривыпускную и внешнюю транспортировку.

### Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 264 с.
2. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.
3. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Организационно-производственные структуры транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 263 с.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Денисова А.С. К вопросу о влиянии транспорта на технологический процесс производственных предприятий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 77–79.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Анализ общих затрат на транспорт производственных предприятий при выборе инсорсинга или аутсорсинга // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2016. – № 6–7. – С. 198–200.
6. Коновалова Т.В., Мелещенко О.И. Методика повышения эффективности транспортного обслуживания производственной деятельности предприятий агропромышленного комплекса // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 12–3. – С. 94–96.
7. Мелещенко О.И., Коновалова Т.В. Оценка эффективности транспортного обслуживания производственной деятельности сельскохозяйственных предприятий // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 10 (171). – С. 244–246.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Мелещенко О.И. Совершенствование транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 1. – С. 77–83.

9. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.

10. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Методика выбора системы транспортного обслуживания производственных предприятий // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 11–2. – С. 38–40.

11. Коновалова Т.В., Мелешенко О.И. Повышение эффективности транспортного обслуживания производственной деятельности агропромышленных предприятий // Вестник транспорта. – 2016. – № 1. – С. 27–29.

12. Денисова А.С., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Модели транспортного обслуживания производственных предприятий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 218–222.

13. Денисова А.С., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Организационная система учета показателей работы транспорта на производственных предприятиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 223–226.

### References:

1. Dombrovsky A.N., Konovalova T.V., Kotenkova I.N., Nadiryan S.L. Scientific problems of transport economics : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2017. – 264 p.

2. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport service : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2015. – 248 p.

3. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Organizational and production structures of transport : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2014. – 263 p.

4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Denisova A.S. To a question of influence of transport on technological process of manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 4. – P. 77–79.

5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. The analysis of the total costs of transport of manufacturing enterprises when choosing insourcing or outsourcing // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2016. – № 6–7. – P. 198–200.

6. Konovalova T.V., Eleshchenko O.I. Technique of increase in efficiency of transport service of production activity of the enterprises of agro-industrial complex // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – № 12–3. – P. 94–96.

7. Eleshchenko O.I., Konovalova T.V. Otsenka of efficiency of transport service of production activity of the agricultural enterprises // Bulletin of the Orenburg state university. – 2014. – № 10 (171). – P. 244–246.

8. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Meleshchenko O.I. Improvement of transport service of production activity of the agro-industrial enterprises // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – № 1. – P. 77–83.

9. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of a system of transport service of manufacturing enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 3. – P. 120–122.

10. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Metodika of the choice of a system of transport service of manufacturing enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2015. – № 11–2. – P. 38–40.

11. Konovalova T.V., Eleshchenko O.I. Increase in efficiency of transport service of production activity of the agro-industrial enterprises // Messenger of transport. – 2016. – № 1. – P. 27–29.

12. Denisova A.S., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Models of transport service of manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 218–222.

13. Denisova A.S., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. An organizational system of accounting of indicators of work of transport at manufacturing enterprises // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 2. – P. 223–226.

УДК 615.9

**ПРИМЕНЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОЙ ВАТЫ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ,  
КАК ОДНА ИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ  
ОНКОЛОГИЧЕСКИХ ЗАБОЛЕВАНИЙ**

**USE OF MINERAL WOOL IN CONSTRUCTION,  
AS ONE OF THE REASONS OF DEVELOPING OF ONCOLOGICAL DISEASES**

**Крамаренко Аркадий Викторович**  
кандидат технических наук, доцент,  
Тольяттинский государственный университет  
kramarenkoav@mail.ru

**Голова Анастасия Владимировна**  
студент,  
Тольяттинский государственный университет  
golova.an28@yandex.ru

**Аннотация.** В данной статье рассмотрены опасность применения минеральной ваты, а также возможность появления онкологических заболеваний при воздействии данного строительного материала на организм человека.

**Ключевые слова:** минеральная вата, фенол, формальдегид, рак, онкология.

**Kramarenko Arkady Viktorovich**  
Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor,  
Togliatti state University  
kramarenkoav@mail.ru

**Golova Anastasia Vladimirovna**  
Student,  
Togliatti state University  
golova.an28@yandex.ru

**Annotation.** This article discusses the danger of the use of mineral wool, and the possibility of occurrence of oncological diseases under the influence of this construction material on the human body.

**Keywords:** mineral wool, phenol, formaldehyde, cancer, oncology.

При строительстве зданий еще на стадии проекта стоит задуматься о выборе утеплителя. Благодаря рациональным теплотехническим решениям, даже в сильную летнюю жару температура стен и перекрытий повышается незначительно, чем обеспечивается приятная прохлада помещений, а зимой, наоборот, теплоизоляция не дает теплу быстро уйти в атмосферу, что позволяет создать благоприятные условия внутри помещений. Одним из известных и распространенных утеплителей является – минеральная вата.

Рулонными минераловатными материалами утепляют крыши и перекрытия. Плиты из минеральной ваты активно используют для утепления наружных ограждений, конструкций зданий, возведенных из монолитного железобетона, сборных железобетонных элементов, штучных каменных материалов, таких как керамический кирпич, керамзитобетонных блоков [1, 2, 3, 4], пено-газобетонных блоков, блоков Керамокам, блоков из силпора[5], силикатного кирпича и др., а также при устройстве фасадных систем [6, 7]. Поэтому исследовался именно этот теплоизоляционный материал.

Минеральная вата – это название группы неорганических утеплителей, имеющих волокнистую структуру, изготавливаемых из некоторых горных пород, а также из металлургических шлаков [8].

Популярность минеральной ваты на строительном рынке определяют ее преимущества: высокие показатели теплоизоляции (минеральная вата отличается низкими показателями теплопроводности, благодаря этому применяется практически везде, вне зависимости от климатического района), паропроницаемость (минеральная вата обеспечивает циркуляцию воздуха, что приводит к формированию благоприятного микроклимата внутри помещения), эффективная звукоизоляция (благодаря особой структуре утеплитель имеет отличные акустические свойства, вследствие чего звук с улицы никогда не будет слышен).

Структура минеральной ваты образуется в результате распыления при высокой температуре доменного шлака, горных пород или стекла. В качестве связующего материала используют фенолформальдегидные или меламиноформальдегидные смолы, которые в процессе эксплуатации выделяют такие вещества, как формальдегид и фенол. Эти химические элементы относятся к высокотоксичным ядовитым веществам [9].

В результате проведенных теоретических исследований химических свойств этих элементов следует выделить следующие:

а) фенол – это химическое органическое вещество. Во многих странах запрещено применение этого вещества в производстве строительных материалов. При вдыхании паров поражаются слизистые оболочки пищевого тракта, верхние дыхательные пути. Фенол пагубно влияет на сердечно-сосудистую систему и др. [10];

б) формальдегид –бесцветный едкий газ, являющийся весьма ядовитым веществом. Его небольшая доза вызывает нервное расстройство, поражение дыхательных путей, желудка, глаз, пищевода, а также поражение половых органов и др.;

в) меламин – кристаллическое химическое вещество. При регулярном воздействии вызывает рак или нарушение репродуктивных функций.

То есть, материалы из минеральной ваты с этими связующими не могут быть безопасными для здоровья человека.

Также, исходя из результатов исследований ученых [11, 12], со временем волокна минеральной ваты истончаются, превращаясь в канцерогенную пыль, попадающую внутрь помещения и природную среду. Так как частицы утеплителя постоянно проникают из ограждающих конструкций внутрь здания, избавиться от пыли практически невозможно. Этой пылью дышит человек. Волокна оседают и остаются в легких, а вместе с волокнами в организм проникает фенол, который может вызвать паралич дыхательного центра и онкологию. В пыли присутствует и формальдегиды (выделяется 0,02 мг на 1 м<sup>2</sup> за час). Формальдегиды содержатся во многих строительных материалах (фанере, древесностружечных материалах и др.) и в сумме концентрация данного вещества превышает в несколько раз допустимый показатель (0,01 мг/м<sup>3</sup>).

В западных странах проводились исследования по изучению смертности среди рабочих предприятий, производящих минеральную вату, была выявлена зависимость между стажем работы на производстве минеральной ваты и заболеваемостью раком легких.

Подтверждением этого является исследование Международного агентства по изучению рака (МАИР) [11]. Оно выявило, что онкологические заболевания могут быть вызваны в том числе минеральной ватой. МАИР проводило обширные исследования на крысах и хомяках. Результаты подтвердили канцерогенность минеральной ваты.

Таким образом, научные экспериментальные данные отечественных и зарубежных ученых и организаций подтверждают, что применение минеральной ваты наносит серьезный вред здоровью человека. Поэтому заказчикам и проектировщикам при разработке решений по устройству теплоизоляционных систем, следует обратить серьезное внимание на сокращение объема применения минераловатных материалов.

### Литература:

1. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с применением железосодержащих шламов // Наука. Техника. Технологии (политический вестник). – Краснодар : Издательский дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 247–249.
2. Крамаренко А.В., Калиниченко Н.М., Миронова Я.А. Сравнительный анализ тепло-технических характеристик керамзитобетонных блоков со строительными изделиями аналогичного назначения // Научно-политический журнал «Инновации и инвестиции». – М. : ООО «Русайнс», 2018. – № 4. – С. 318–320.
3. Крамаренко А.В., Прокофьева Ю.А. Влияние низкомолекулярного полиэтилена на свойства конструкционного керамзитобетона // Наука. Техника. Технологии (политический вестник). – Краснодар : Издательский дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 241–243.
4. Крамаренко А.В., Горячев Д.А. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 3. – С. 49–51.
5. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия : автореферат. – Пенза : ПГАСА, 2000. – С. 22.
6. Крамаренко А.В., Кириченко С.Д., Кириченко О.С. Показатели функциональной эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций с применением различных видов теплоизоляционных материалов // Научно-политический журнал «Инновации и инвестиции». – М. : ООО «Русайнс», 2018. – № 5.– С. 217–275.

7. Крамаренко А.В., Полувытнова А.И. Анализ эффективных конструкций систем «Вентилируемый фасад» // Научно-практический электронный журнал «Аллея науки». – 2018. – № 5 (21). – С. 459–462.
8. Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем : ГОСТ 9573-2012. – М. : Стандартинформ, 2013.
9. Классификация опасности химической продукции. Общие требования : ГОСТ Р 53856-2010. – М. : Стандартинформ, 2011.
10. Чем опасен фенол для человека, симптомы и признаки отравления // Отравления – симптомы, лечения, профилактика. – URL : <https://vseotravleniya.ru/himicheskie/himikaty/fenol.html>
11. Минеральная вата и базальт – утеплитель вызывающий рак // ВЕДГАРД экологическая социальная сеть. – URL : <https://vedgard.com/ru/node/3216> (дата обращения: 01.11.2018).
12. Путилова М.Н., Крамаренко А.В. Возникновение онкологических заболеваний от воздействия минеральной ватой // Наука и образование: Новое время. – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2 (19). – С. 1–4.

### References:

1. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with use of ferriferous slimes // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 247–249.
2. Kramarenko A.V., Kalinichenko N.M., Mironova Ya.A. The comparative analysis of warm technical characteristics of keramzitobetonny blocks with construction products of similar appointment // the Political-scientific magazine «Innovatsii I Investitsii». – М. : LLC Rusayns, 2018. – № 4. – P. 318–320.
3. Kramarenko A.V., Prokofieva Yu.A. Influence of low-molecular polyethylene on properties of a constructional keramzitobeton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 2. – P. 241–243.
4. Kramarenko A.V., Goryachev D.A. Keramzitobeton with additive gipsotsementnopuzzolanovy knitting // the International scientific magazine «nauki Simvol». – Ufa : Aeterna, 2017. – № 3. – P. 49–51.
5. Kramarenko A.V. Manufacturing techniques of heat-insulating products on the basis of waterless silicates of sodium : abstract. – Penza : PGASA, 2000. – P. 22.
6. Kramarenko A.V., Kirichenko S.D., Kirichenko O.S. Indicators of functional efficiency of thermal isolation of enclosing structures with application of different types of heat-insulating materials // the Political-scientific magazine «Innovatsii I Investitsii». – М. : LLC Rusayns, 2018. – № 5. – P. 217–275.
7. Kramarenko A.V., Poluvytnova A.I. Analysis of effective designs of the systems «Ventilated Facade» // Scientific and practical online magazine «Alleya Nauki». – 2018. – № 5 (21). – P. 459–462.
8. Plates from mineral wool on synthetic binding : GOST 9573-2012. – М. : Standartinform, 2013.
9. Classification of danger of chemical products. General requirements : GOST P 53856-2010. – М. : Standartinform, 2011.
10. What phenol is dangerous to the person by, symptoms and symptoms of poisoning // Poisonings are symptoms, treatments, prevention. – URL: <https://vseotravleniya.ru/himicheskie/himikaty/fenol.html>
11. Mineral wool and basalt – heater the causing cancer // VEDGARD ecological social network. – URL : <https://vedgard.com/ru/node/3216> (date of the address: 01.11.2018).
12. Putilova M.N., Kramarenko A.V. Developing of oncological diseases from influence by mineral wool // Science and education: Modern times. – Cheboksary : Expert and methodical center, 2017. – № 2 (19). – P. 1–4.

УДК 656.073

## СПОСОБЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПАРКОВОЧНОГО ПРОСТРАНСТВА В ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

### METHODS OF ORGANIZATION PARKING SPACE IN FOREIGN COUNTRIES

#### **Сердюк Кристина Александровна**

Студент – магистрант,  
Институт машиностроения и автосервиса,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kristina.vka@yandex.ru

#### **Коновалова Татьяна Вячеславовна**

Кандидат экономических наук, доцент,  
Институт машиностроения и автосервиса,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
tan\_kon@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается дефицит парковочного пространства в транспортной сети мегаполисов, а так же опыт организации парковочного пространства в зарубежных странах.

**Ключевые слова:** машиноместо, паркинг, парковочное пространство, транспортное средство.

#### **Serdyuk Kristina Aleksandrovna**

Undergraduate student,  
Institute of Engineering and Car Service,  
Kuban State Technological University  
kristina.vka@yandex.ru

#### **Konovalova Tatyana Vyacheslavovna**

Candidate of economic Sciences,  
Associate Professor,  
Institute of Engineering and Car Service,  
Kuban State Technological University  
tan\_kon@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the lack of parking space in the transport network of megacities, as well as the experience of organizing parking space in foreign countries.

**Keywords:** parking place, parking, parking space, vehicle.

В современном мире одной из самых актуальных проблем мегаполисов является перегруженность улично-дорожной сети автомобилями, количество которых увеличивается с каждым годом.

В этой связи наблюдается опережение темпов роста автомобилизации населения над обеспеченностью машин парковочным пространством. Этот факт делает проблему нехватки машиномест для парковки автомобилей практически на всей территории городов все более актуальной [3].

Согласно данным аналитического агентства «АВТОСТАТ», обеспеченность легковыми автомобилями (уровень автомобилизации) в среднем по России составила 297 единиц на тысячу жителей (по состоянию на 1 июля 2018 года) [5].

Сложившая ситуация обязывает городские власти на проведение большой работы по разработке проекта организации и управления парковочным пространством. В каждом государстве эта задача решается по-своему. Обращение и анализ зарубежного опыта стран с высоким уровнем автомобилизации является ценным материалом. Во многих зарубежных странах используют платные парковки, как решение проблемы транспортной перегрузки в центральных районах [6].

Например, в Германии платные парковки организуют на обочине на определенное заранее время, минимальная сумма оплаты – 0,25 Евро, максимальная сумма – 2,0 Евро. Максимальное время парковки в этой зоне – 120 минут. Парковка платная в период с понедельника по субботу с 09.00 до 18.00, а в остальное время можно парковаться бесплатно.

Так же платные парковки размещают на специальных стоянках и в гаражах в местах большого скопления машин: в центрах городов, в аэропортах, у крупных торговых центров. Обычно здесь же установлено информационное табло о наличии и количестве свободных мест, и табличка с ценами. Удобство такой парковки в том, что не надо заранее планировать, какое время нужно оплатить, а затем торопиться к машине, чтобы не получить штрафную квитанцию.

Кроме платных парковок, существуют бесплатные парковки, которые так же размещают на специальных площадках, но за пределами города. От таких парковок

ходит автобус в центр города и чаще всего бесплатно. И бесплатные парковки ограниченные по времени. Чтобы воспользоваться такой парковкой необходимо иметь специальный индикатор (Паркшайбе – Parkscheibe), на нем выставляется время прибытия на стоянку. После этого индикатор выкладывается на приборной панели автомобиля так, чтобы контролер мог его рассмотреть. Максимальное время парковки не должно превышать 2 часа [2].

В Италии парковочные места на улицах обозначаются соответствующими знаками и цветовой разметкой на дороге. Чаще всего цвет линий на автостоянке указывает на тип парковки – белый для бесплатной парковки, синий для платной парковки. Платные парковки, действуют в определенное время суток. Тариф за 1 час составляет € 0,60. Оплата производится в паркомате. В крупных городах имеются подземные паркинги или большие открытые стоянки.

Бесплатные парковки на улице, чаще всего ограничены по времени. Знак парковки указывает, как долго можно находиться на этой стоянке и нужно ли устанавливать парковочный диск. При установке парковочного диска необходимо установить время начала парковки и положить его на приборную панель под лобовое стекло, таким образом, чтобы его могла увидеть парковочная полиция [1].

В Японии парковки делятся на муниципальные и частные, причем предполагается, что уличные парковки должны быть муниципальными. Это может быть специально размеченная зона на обочине или отдельная территория вне проезжей части. Муниципальные парковки, чаще всего считаются бесплатными, однако в специальном автомате необходимо оплатить административный сбор. Время парковки строго ограничено, обычно это 40 или 60 минут, свыше этого оплачивается штраф. На парковке на выделенной территорией оплата почасовая. Как только автомобиль останавливается, под ним сразу же «вырастает» специальная конструкция, которая блокирует колеса для предотвращения случаев неоплаты парковки.

Токио – один из городов с самыми высокими ценами на парковку в мире. На далеких окраинах можно найти место за доллар в час. Ближе к центру эта сумма варьируется в пределах 3–6 долларов. Торговые центры и другие места притяжения населения часто предлагают скидки на парковку в зависимости от суммы потраченных денег в этих организациях. Обычно за 50 потраченных долларов можно получить 2 бесплатных часа [4].

Частные парковки чаще всего многоуровневые, они практически всегда автоматизированные, что позволяет существенно сокращать площадь, занимаемую конструкцией.

Мероприятия, направленные на создание парковочного комплекса муниципального образования, включают:

- Анализ потребности в машино-местах на внеуличных стоянках.
- Анализ технической возможности строительства и выбор типа стоянки.
- Расчет экологической эффективности.
- Принятие решения о форме реализации проекта (государственная, частная, государственно-частное партнерство).
- Строительство. Изменение организации дорожного движения в зоне новой парковки [7].

Реализация рассмотренных мероприятий позволит достигнуть экономического и социального эффект за счет:

- сокращения заторов транспорта на прилегающей улично-дорожной сети;
- сокращения количества дорожно-транспортных происшествий;
- сокращения шума и вредных выбросов отработавших газов в атмосферу;
- создания новых рабочих мест;
- увеличения налоговых поступлений в бюджеты различных уровней [8].

### Литература:

1. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2013. – 264 с.
2. Клинковштейн Г.И., Афанасьев М.Б. Организация дорожного движения : учеб. для вузов. – М. : Транспорт, 2001. – 5-е изд., перераб. и доп. – 247 с.

3. Статистические данные. – URL : <https://www.autostat.ru/news/35771/> (17.12.2018).
4. Обоснование эффективности организации автомобильных стоянок в городах / Т.В. Коновалова, О.Н. Антонова / Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. – 2012. – Т. 2. – С. 205–211.
5. Зарубежный опыт организации парковок в Германии. – URL : <http://smartparking.com.ua/prensa/110517/> (05.12.2018).
6. Анализ организации парковок в Италии. – URL : [https://autotraveler.ru/italy/parkovka-v-italii.html#.XBecGdQS\\_Gg](https://autotraveler.ru/italy/parkovka-v-italii.html#.XBecGdQS_Gg) (05.12.2018).
7. Парковки в Японии. – URL : <https://kak-eto-sdela1ru/kak-ustroeny-parkovki-v-japan/> (05.12.2018).
8. Проблемы и перспективы развития транспортной инфраструктуры и транспортных средств в России / Т.В. Коновалова, В.П. Макаренко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 148–150.

### References:

1. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : manual. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2013. – 264 p.
2. Klinkovstein G.I., Afanasyev M.B. Organization of traffic: studies. for higher education institutions. – M. : Transport, 2001. – the 5th prod., reslave. and additional – 247 p.
3. Statistical data. – URL : <https://www.autostat.ru/news/35771/>(17.12.2018).
4. Justification of efficiency of the organization of parkings in the cities / T.V. Konovalova, O.N. Antonov / modernization and scientific research in a transport complex. – 2012. – Т. 2. – P. 205–211.
5. Foreign experience of the organization of parkings in Germany. – URL : <http://smartparking.com.ua/prensa/110517/> (05.12.2018).
6. The analysis of the organization of parkings in Italy. – URL : [https://autotraveler.ru/italy/parkovka-v-italii.html#.XBecGdQS\\_Gg](https://autotraveler.ru/italy/parkovka-v-italii.html#.XBecGdQS_Gg) (05.12.2018).
7. Parkings in Japan. – URL : <https://kak-eto-sdela1ru/kak-ustroeny-parkovki-v-japan/> (05.12.2018).
8. Problems and the prospects of development of transport infrastructure and vehicles in Russia / T.V. Konovalova, V.P. Makarenko // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 148–150.



62.83.52:62.503.56

## СИНТЕЗ ОДНОКОНТУРНОЙ САР УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УЛУЧШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

### SYNTHESIS OF SINGLE-CIRCUIT ACS OF THE ANGULAR VELOCITY OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE WITH IMPROVED CHARACTERISTICS

#### Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук,  
доцент, профессор кафедры  
электроснабжения промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

#### Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,  
начальник цеха,  
НКУ ООО «Прогресс»

#### Диканский Артем Александрович

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Предлагается одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Разработан первый алгоритм для определения параметров регулятора и корректора, при котором система обеспечивает максимально возможное быстродействие контура скорости с 5% перерегулированием при ступенчатом воздействии по задающему напряжению.

Разработан второй алгоритм для определения параметров регулятора и корректора, при котором система обеспечивает максимально возможное быстродействие контура скорости без перерегулирования при ступенчатом воздействии по задающему напряжению.

**Ключевые слова:** система автоматического регулирования (САР), электропривод, положение исполнительного органа, угловая скорость.

#### Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor,  
Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

#### Koshkin Gordey Anatolievich

Candidate of technical Sciences,  
Foreman,  
NKU LLS Progress

#### Dikanskiy Artiom Aleksandrovich

Kuban state technological university

**Annotation.** Proposed a single-circuit ACS of the angular velocity of the executive body of the electric drive.

Developed the first algorithm for determining the parameters of the regulator and corrector in which the system provides the maximum possible speed of the speed circuit with 5% overshoot at a step effect on the set voltage.

Developed the second algorithm for determining the parameters of the regulator and corrector in which the system provides the maximum possible speed of the speed circuit without overshoot at a step effect on the set voltage.

**Keywords:** automatic control system (ACS), electric drive, position of the executive body, angular velocity.

В настоящее время для регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока синтезированы: одноконтурная [1], двухконтурная [2] и трехконтурная [3] системы автоматического регулирования (САР).

В данной работе выполнен синтез одноконтурной САР регулирования угловой скорости исполнительного органа электропривода постоянного тока с улучшенными характеристиками.

На рисунке 1 приведена структурная схема САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками. На рисунке приняты следующие обозначения:

$\Phi$  – фильтр;

$P$  – регулятор;

$K$  – корректор;

ИП – импульсный преобразователь;

КУ – компенсирующее устройство;

$U_{3с}$  – задающее напряжение контура скорости, В;

$U$  – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

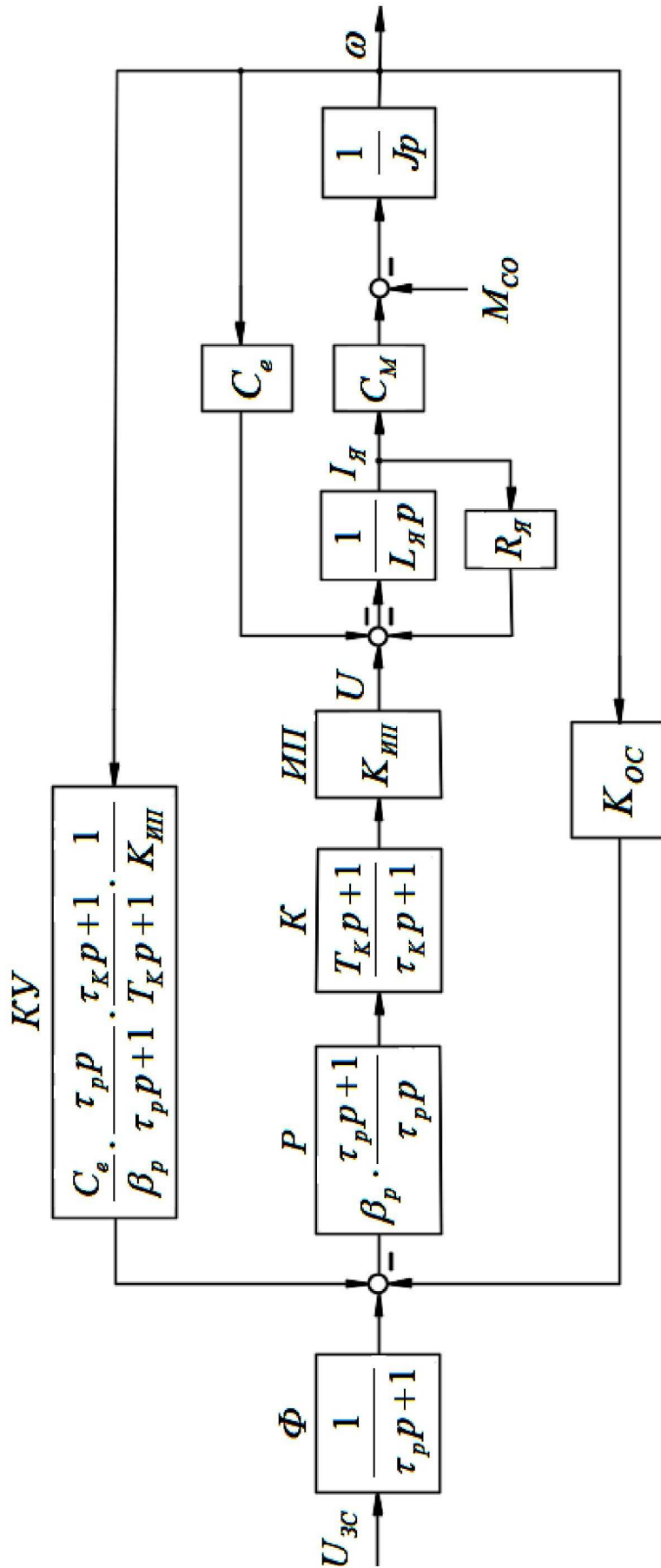


Рисунок 1 – Структурная схема одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками

- $I_{Я}$  – ток якорной цепи электродвигателя, А;  
 $\omega$  – угловая скорость исполнительного органа электропривода,  $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$ ;  
 $M_{CO}$  – момент сопротивления электропривода, Н·м;  
 $\beta_p$  – динамический коэффициент регулятора;  
 $\tau_p$  – постоянная времени регулятора, с;  
 $T_k, \tau_k$  – постоянные времени корректора, с;  
 $K_{ИП}$  – коэффициент усиления ИП;  
 $C_e$  – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС электродвигателя,  $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$ ;  
 $C_M$  – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с;  
 $L_{Я}$  – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;  
 $R_{Я}$  – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;  
 $J$  – момент инерции исполнительного органа электропривода, кг·м<sup>2</sup>;  
 $K_{OC}$  – коэффициент обратной связи по скорости,

В САР угловой скорости исполнительного органа электропривода для компенсации влияния внутренней обратной связи по ЭДС двигателя предусмотрено компенсирующее устройство.

При этом для САР угловой скорости исполнительного органа электропривода справедлива система уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[ \frac{1}{\tau_p p + 1} \cdot U_{ЗС} - K_{OC} \cdot \omega \right] \cdot \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p} \cdot \frac{T_k p + 1}{\tau_k p + 1} \cdot K_{ИП} = R_{Я} \cdot \left( \frac{L_{Я}}{R_{Я}} + 1 \right) \cdot I_{Я}; \\ C_M I_{Я} = M_{CO} + J p \omega. \end{array} \right.$$

Если принять, что  $T_k = \frac{L_{Я}}{R_{Я}}$ , то после преобразований система уравнений представима в виде уравнения:

$$\left[ \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{Я} J}{K_{ИП} K_{OC} C_M} \cdot \tau_k \tau_p p^3 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{Я} J}{K_{ИП} K_{OC} C_M} \cdot \tau_p p^2 + \tau_p p + 1 \right] \cdot \omega = \frac{U_{ЗС}}{K_{OC}} - \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{Я}}{K_{ИП} K_{OC} C_M} \cdot \tau_p p \cdot (\tau_k p + 1) \cdot M_{CO}$$

В работе предлагаются два варианта синтеза САР угловой скорости исполнительного органа электропривода.

### Вариант 1

При выборе параметров регулятора и корректора в соответствии с формулами:

$$\beta_p = 2 \cdot \frac{R_{Я} J}{K_{ИП} K_{OC} C_M T_{\mu}}; \tau_p = T_{\mu}; \tau_k = \frac{1}{4} T_{\mu}$$

передаточные функции САР угловой скорости исполнительного органа электропривода по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\omega(p)}{U_{ЗС}(p)} = \frac{1}{K_{OC}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\omega(p)}{M_{CO}(p)} = -\frac{1}{2} \cdot \frac{T_{\mu}}{J} \cdot \frac{\frac{1}{4} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p}{\frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1},$$

где  $T_{\mu}$  – некомпенсируемая постоянная времени, с.

При нанесении ступенчатого внешнего воздействия по задающему напряжению контура скорости и нулевых начальных условиях зависимость угловой скорости исполнительного органа электропривода от времени описывается формулой:

$$\omega(t) = \left[ 1 - e^{-\frac{t}{T_{\mu}}} - \frac{2\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) \right] \cdot \frac{U_{3C}}{K_{OC}}$$

Таким образом, одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками обрабатывает управляющее воздействие с максимально возможным быстродействием при 5% перерегулировании.

## Вариант 2

При выборе параметров регулятора и корректора в соответствии с формулами:

$$\beta_p = 3 \cdot \frac{R_{ЯJ}}{K_{ИП} K_{OC} C_M T_{\mu}}; \tau_p = T_{\mu}; \tau_K = \frac{1}{9} T_{\mu}$$

передаточные функции САР угловой скорости исполнительного органа электропривода по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\omega(p)}{U_{3C}(p)} = \frac{1}{K_{OC}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{27} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{3} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\omega(p)}{M_{CO}(p)} = -\frac{1}{3} \cdot \frac{T_{\mu}}{J} \cdot \frac{\frac{1}{9} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p}{\frac{1}{27} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{3} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}$$

При нанесении ступенчатого внешнего воздействия по задающему напряжению контура скорости и нулевых начальных условиях зависимость угловой скорости исполнительного органа электропривода от времени описывается формулой:

$$\omega(t) = \left[ 1 - \left( 1 - 3 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} - \frac{9}{2} \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \right) \cdot e^{-3 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3C}}{K_{OC}}$$

Таким образом, одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками обрабатывает управляющее воздействие с максимально возможным быстродействием без перерегулирования.

## Выводы

Синтезированы два варианта одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками.

При выборе параметров регулятора и корректора в соответствии с первым алгоритмом система обеспечивает максимально возможное быстродействие с 5% перерегулированием при обработке управляющего воздействия.

При выборе параметров регулятора и корректора в соответствии со вторым алгоритмом система обеспечивает максимально возможное быстродействие без перерегулирования при обработке управляющего воздействия.

## Литература:

1. Добробаба Ю.П., Махова В.А., Виноградова И.Н. Одноконтурная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока // Научные труды КубГТУ. – 2015. – № 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/419>
2. Добробаба Ю.П., Махова В.А., Спичак Д.С. Двухконтурная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока // Научные труды КубГТУ. – 2015. – № 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/421>
3. Добробаба Ю.П., Махова В.А., Миронюк С.Г. Трехконтурная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока // Научные труды КубГТУ. – 2015. – № 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/420>

**References:**

1. Dobrobab Yu.P., Makhova VA., Vinogradov I.N. One-planimetric system of automatic control of position of executive body of the electric drive of a direct current // Scientific works of KubGTU. – 2015. – No. 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/419>
2. Dobrobab Yu.P., Makhova VA., Spichak D.S. Double-circuit system of automatic control of position of executive body of the electric drive of a direct current // Scientific works of KubGTU. – 2015. – No. 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/421>
3. Dobrobab Yu.P., Makhova VA., Mironyuk S.G. Three-planimetric system of automatic control of position of executive body of the electric drive of a direct current // Scientific works of KubGTU. – 2015. – No. 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/420>

УДК 62.83.52:62.503.56

## АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ДВУХМАССОВОЙ УПРУГОЙ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

### ANALYSIS OF THE CHARACTERISTIC EQUATION OF A TWO-MASS ELASTIC ELECTROMECHANICAL SYSTEM

**Добробаба Юрий Петрович**

кандидат технических наук,  
доцент, профессор кафедры  
электроснабжения промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Ульрих Ренат Викторович**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Получено характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы, анализ которого показывает, что возможны девять видов распада его корней. Для нахождения областей существования для каждого из девяти раскладов корней характеристического уравнения разработаны алгоритмы. Предложенные алгоритмы позволяют найти границы между областями с различными раскладами корней характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы.

**Ключевые слова:** характеристическое уравнение, корни характеристического уравнения, двухмассовая упругая электромеханическая система.

**Dobrobaba Yury Petrovich**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor,  
Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

**Ulrikh Renat Viktorovich**

Kuban state technological university

**Annotation.** A characteristic equation is obtained for a two-mass elastic electromechanical system, analysis of which shows that there are nine kinds of decomposition of its roots. Algorithms have been developed for finding the existence regions for each of the nine decompositions of the roots of the characteristic equation. The proposed algorithms allow finding the boundaries between regions with different root spreads of the characteristic equation of a two-mass elastic electromechanical system.

**Keywords:** characteristic equation, roots of characteristic equation, two-mass elastic electromechanical system.

Математическая модель двухмассовой упругой электромеханической системы описывается системой дифференциальных уравнений [1]:

$$U = C_e \omega_1 + R_{\text{я}} I_{\text{я}} + L_{\text{я}} \cdot \frac{dI_{\text{я}}}{dt};$$

$$C_M I_{\text{я}} = M_y + J_1 \cdot \frac{d\omega_1}{dt};$$

$$\frac{dM_y}{dt} = C_y \cdot (\omega_1 - \omega_2);$$

$$M_y = M_{\text{со}} + J_2 \cdot \frac{d\omega_2}{dt},$$

где  $U$  – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$\omega_1$  – угловая скорость исполнительного органа двигателя,  $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$ ;

$\omega_2$  – угловая скорость исполнительного органа механизма,  $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$ ;

$I_{\text{я}}$  – ток якорной цепи электродвигателя, А;

$M_y$  – упругий момент (момент в валопроводе), Н·м;

$M_{\text{со}}$  – момент сопротивления электропривода, Н·м;

$C_e$  – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью исполнительного органа электродвигателя и его ЭДС,  $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$ ;

$R_{\text{я}}$  – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;

$L_{\text{я}}$  – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;

$C_M$  – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В·с;

$J_1$  – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг·м<sup>2</sup>;

$J_2$  – момент инерции исполнительного органа механизма, кг·м<sup>2</sup>;

$C_y$  – жесткость валопровода,  $\frac{Н \cdot м}{рад}$ .

Характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид [1]:

$$\frac{L_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \cdot p^4 + \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \cdot p^3 + \left[ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] \cdot p^2 + \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot p + 1 = 0.$$

Анализ характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы показывает, что существует девять раскладов его корней [2].

Для определения областей с разными раскладами корней характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы необходимо сначала разработать алгоритмы позволяющие найти границы между этими областями. А затем используя полученные алгоритмы провести численный эксперимент по определению областей с разными раскладами корней характеристического уравнения двухмассовой упругой электромеханической системы.

### Вид первый

Четыре отрицательных действительных неравных корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1 p + 1) \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1) \cdot (T_4 p + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1 T_2 T_3 T_4; \\ \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1 T_2 T_3 + T_1 T_2 T_4 + T_1 T_3 T_4 + T_2 T_3 T_4; \\ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T_1 T_2 + T_1 T_3 + T_1 T_4 + T_2 T_3 + T_2 T_4 + T_3 T_4; \\ \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= T_1 + T_2 + T_3 + T_4. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$\begin{aligned} &(T_1 + T_2 + T_3)^4 - 3 \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2 + T_3)^3 + \\ &+ \left[ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} + 3 \cdot \frac{R_{я}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}{C_e^2 C_M^2} \right] \cdot (T_1 + T_2 + T_3)^2 - \\ &- \left\{ \frac{R_{я}^3 \cdot (J_1 + J_2)^3}{C_e^3 C_M^3} + 2 \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot \left[ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \right\} \cdot (T_1 + T_2 + T_3) - \\ &- \left\{ \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot \left[ \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} - \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot \left( \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right) \right] - \frac{L_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \right\} = 0; \\ T_1 T_2 T_3 &= \left\{ \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} - \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot \left[ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] \right\} + \\ &+ \left[ \frac{R_{я}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}{C_e^2 C_M^2} + \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] \cdot (T_1 + T_2 + T_3) - \\ &- 2 \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2 + T_3)^2 + (T_1 + T_2 + T_3)^3; \end{aligned}$$

$$(T_1 T_2 + T_1 T_3 + T_2 T_3) = \left[ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2 + T_3) + (T_1 + T_2 + T_3)^2;$$

$$T_4 = \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - (T_1 + T_2 + T_3).$$

Эта система из четырех алгебраических уравнений решается численными методами. При этом надо иметь в виду, что  $(T_1 + T_2 + T_3)$  немного меньше значения электромеханической постоянной времени электропривода  $\frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}$ .

### Вид второй

Два отрицательных действительных равных и два отрицательных действительных неравных корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1) \cdot (T_3 p + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^2 T_2 T_3; \\ \frac{R_{я} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^2 \cdot (T_2 + T_3) + 2 T_1 T_2 T_3; \\ \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T_1^2 + 2 T_1 \cdot (T_2 + T_3) + T_2 T_3; \\ \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 2 T_1 + T_2 + T_3. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$L_{я} = R_{я} \left\{ \left[ 1 - \frac{C_e C_M}{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)} \cdot T_1 \right] \pm \sqrt{\left[ \frac{C_e C_M}{R_{я} J_1} - \frac{C_e C_M}{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)} \right] \cdot \left[ \frac{1}{2} - \frac{C_e C_M}{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)} \cdot T_1 \right] \cdot T_1} \right\} T_1;$$

$$C_y = \frac{J_2}{T_1} \cdot \frac{\frac{R_{я} J_1}{C_e C_M} - 2 T_1}{4 T_1^2 - 3 \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 + 2 \cdot \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}};$$

$$T_2 = \left[ \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - T_1 \right] \pm$$

$$\pm \sqrt{\left[ \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - T_1 \right]^2 - \left[ 3 T_1^2 - 2 \cdot \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 + \frac{L_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right]};$$

$$T_3 = \frac{R_{я} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 2 T_1 - T_2.$$

Таким образом, задаваясь значением  $T_1$  определяются параметры системы.

### Вид третий

Три отрицательных равных и один отрицательный неравный корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1 p + 1)^3 \cdot (T_2 p + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:



$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\text{я}} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^3 T_2; \\ \frac{R_{\text{я}} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^2 \cdot (T_1 + 3T_2); \\ \frac{L_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= 3T_1 \cdot (T_1 + T_2); \\ \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 3T_1 + T_2. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$\begin{aligned} T_1^2 - \frac{3}{4} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (2J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1^2 + \frac{3}{64} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (16J_1 + 3J_2)}{C_e C_M} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 - \\ - \frac{1}{8} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}{C_e^2 C_M^2} \cdot \frac{R_{\text{я}} J_1}{C_e C_M} = 0; \\ L_{\text{я}} = R_{\text{я}} \cdot \left[ \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 3T_1 \right] \cdot \left[ 3 \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 8T_1 \right]^{-1} \cdot T_1; \\ C_y = J_2 \cdot \left[ 3 \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 - 6T_1^2 - \frac{L_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \right]^{-1}; \\ T_2 = \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 3T_1. \end{aligned}$$

#### Вид четвертый

Две пары отрицательных равных между собой корней.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1 p + 1)^2 \cdot (T_2 p + 1)^2 = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\text{я}} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^2 T_2^2; \\ \frac{R_{\text{я}} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= 2T_1 T_2 \cdot (T_1 + T_2); \\ \frac{L_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T_1^2 + 4T_1 T_2 + T_2^2; \\ \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 2(T_1 + T_2). \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$\begin{aligned} L_{\text{я}} &= \frac{1}{4} \cdot \frac{J_1}{J_2} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}; \\ C_y &= \frac{4J_2^2}{J_1 + J_2} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{\text{я}}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}; \\ T_1 &= \frac{1}{4} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \sqrt{\frac{1}{16} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}{C_e^2 C_M^2} - \frac{L_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}}; \\ T_2 &= \frac{1}{4} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - \sqrt{\frac{1}{16} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2}{C_e^2 C_M^2} - \frac{L_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}}. \end{aligned}$$

При этом должно выполняться условие  $L_{\text{я}} \leq \frac{1}{16} \cdot \frac{R_{\text{я}} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}$ .

**Вид пятый**

Четыре отрицательных равных корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T\rho + 1)^4 = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T^4; \\ \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= 4T^3; \\ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= 6T^2; \\ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 4T. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$J_2 = 4J_1; T = 1,25 \cdot \frac{R_{\pi} J_1}{C_e C_M}; L_{\pi} = 0,3125 \cdot \frac{R_{\pi}^2 J_1}{C_e C_M}; C_y = 0,512 \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{\pi}^2 J_1}.$$

**Вид шестой**

Два отрицательных неравных и два комплексных сопряженных с отрицательной действительной частью корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1\rho + 1) \cdot (T_2\rho + 1) \cdot (T^2\rho^2 + 2\xi T\rho + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T^2 T_1 T_2; \\ \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T^2 T_1 + T^2 T_2 + 2\xi T T_1 T_2; \\ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T^2 + 2\xi T T_1 + 2\xi T T_2 + T_1 T_2; \\ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 2\xi T + T_1 + T_2. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$\begin{aligned} &T_1^2 T_2^2 - \left\{ \left[ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2) + (T_1 + T_2)^2 \right\} \cdot T_1 T_2 + \\ &+ \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} = 0; \\ &\left[ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 2 \cdot (T_1 + T_2) \right] \cdot T_1 T_2 + \\ &+ \left\{ \left[ \left( \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right) - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2) + (T_1 + T_2)^2 \right] \cdot (T_1 + T_2) - \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \right\} = 0; \\ &2\xi T = \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - (T_1 + T_2); \\ &T^2 = \left[ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot (T_1 + T_2) + (T_1 + T_2)^2 - T_1 T_2. \end{aligned}$$

Эта система из четырех алгебраических уравнений решается численными методами.

**Вид седьмой**

Два отрицательных равных и два комплексных сопряженных с отрицательной действительной частью корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1 p + 1)^2 \cdot (T^2 p^2 + 2\xi T p + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T^2 T_1^2; \\ \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= 2T T_1 \cdot (T + \xi T_1); \\ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T^2 + 4\xi T T_1 + T_1^2; \\ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 2 \cdot (\xi T + T_1). \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$L_{\pi} = R_{\pi} \left\{ \left[ 1 - \frac{C_e C_M}{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)} \cdot T_1 \right] \pm \sqrt{\left[ \frac{C_e C_M}{R_{\pi} J_1} - \frac{C_e C_M}{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)} \right] \cdot \left[ \frac{1}{2} - \frac{C_e C_M}{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)} \cdot T_1 \right] \cdot T_1} \right\} T_1;$$

$$C_y = \frac{J_2}{T_1} \cdot \frac{\frac{R_{\pi} J_1}{C_e C_M} - 2T_1}{4T_1^2 - 3 \cdot \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 + 2 \cdot \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}};$$

$$T = \sqrt{3T_1^2 - 2 \cdot \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot T_1 + \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y}};$$

$$\xi = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot \frac{1}{T} - \frac{T_1}{1}.$$

Таким образом, задаваясь значением  $T_1$  определяются параметры системы.

**Вид восьмой**

Две пары неравных между собой комплексных сопряженных с отрицательной действительной частью корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T_1^2 p^2 + 2\xi_1 T_1 p + 1) \cdot (T_2^2 p^2 + 2\xi_2 T_2 p + 1) = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T_1^2 T_2^2; \\ \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= 2T_1 T_2 \cdot (\xi_1 T_2 + \xi_2 T_1); \\ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= T_1^2 + 4\xi_1 \xi_2 T_1 T_2 + T_2^2; \\ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 2 \cdot (\xi_1 T_1 + \xi_2 T_2). \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$T_1^4 - \left\{ \left[ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot 2\xi_1 T_1 + 4\xi_1^2 T_1^2 \right\} \cdot T_1^2 + \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} = 0;$$

$$\left[ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 4\xi_1 T_1 \right] \cdot T_1^2 +$$

$$+ \left\{ \left[ \left( \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right) - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot 2\xi_1 T_1 + 4\xi_1^2 T_1^2 \right] \cdot 2\xi_1 T_1 - \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} \right\} = 0;$$

$$2\xi_2 T_2 = \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} - 2\xi_1 T_1;$$

$$T_2^2 = \left[ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} \right] - T_1^2 - \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} \cdot 2\xi_1 T_1 + 4\xi_1^2 T_1^2.$$

Эта система из четырех алгебраических уравнений решается численными методами.

### Вид девятый

Две пары равных между собой комплексных сопряженных с отрицательной действительной частью корня.

При этом характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет вид  $(T^2 p^2 + 2\xi T p + 1)^2 = 0$  и справедлива система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= T^{-4}; \\ \frac{R_{\pi} J_1 J_2}{C_e C_M C_y} &= 4\xi T^{-3}; \\ \frac{L_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} + \frac{J_2}{C_y} &= 2 \cdot (1 + 2\xi^2) \cdot T^{-2}; \\ \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M} &= 4\xi T. \end{aligned} \right\}$$

После преобразования:

$$L_{\pi} = \frac{1}{4} \cdot \frac{J_1}{J_2} \cdot \frac{R_{\pi}^2 \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}; \quad C_y = \frac{4J_2^2}{J_1 + J_2} \cdot \frac{C_e^2 C_M^2}{R_{\pi}^2 \cdot (J_1 + J_2)^2};$$

$$T = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{J_1}{J_2} \cdot \frac{R_{\pi} \cdot (J_1 + J_2)}{C_e C_M}}; \quad \xi = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{J_2}{J_1}}$$

При этом должно выполняться условие  $J_2 \leq 4J_1$ .

### Выводы

Показано, что характеристическое уравнение двухмассовой упругой электромеханической системы имеет девять раскладов корней.

Определены условия существования для каждого из девяти раскладов корней характеристического уравнения.

Предложены алгоритмы определения корней характеристического уравнения.

### Литература:

1. Добробаба Ю.П. Электрический привод : учеб. пособие / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2013. – 2-е изд., доп. – 302 с.
2. Добробаба Ю.П., Коноплин В.И. Микропозиционный программно-управляемый электропривод с упругим валопроводом : монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2008. – 156 с.

### References:

1. Dobrobaba Yu.P. Electric drive: studies. allowance. / Kuban. state tehnol. un-t Krasnodar : Ed. FGBOU VPO «KubGTU», 2013. – 2nd ed., Ext. – 302 p.
2. Dobrobaba Yu.P., Konoplin V.I. Micropositional program-controlled electric drive with elastic shafting : monograph / Kuban. state tehnol. un-t Krasnodar : Ed. KubGTU, 2008. – 156 p.

62.83.52:62.503.56

**СИНТЕЗ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ОДНОКОНТУРНОЙ САР  
ПОЛОЖЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА  
С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ**

**SYNTHESIS OF ADVANCED SINGLE-CIRCUIT ACS  
OF THE POSITION OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE  
WITH ELASTIC SHAFTING**

**Добробаба Юрий Петрович**

кандидат технических наук,  
доцент, профессор кафедры  
электроснабжения промышленных предприятий,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Кошкин Гордей Анатольевич**

кандидат технических наук,  
начальник цеха,  
НКУ ООО «Прогресс»

**Штокалов Кирилл Геннадьевич**

Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Разработана структурная схема усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом. Представлены два варианта параметрического синтеза усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

**Ключевые слова:** система автоматического регулирования (САР), электропривод, положение исполнительного органа, упругий валопровод.

**Dobrobaba Yury Petrovich**

Candidate of technical Sciences,  
Associate Professor,  
Professor of department  
of power supply industrial enterprises,  
Kuban state technological university

**Koshkin Gordey Anatolievich**

Candidate of technical Sciences,  
Foreman,  
NKU LLS Progress

**Shtokalov Kirill Gennadievich**

Kuban state technological university

**Annotation.** Developed a block diagram of the improved single-circuit ACS of the position of the executive body of the electric drive with elastic shafting. Presented two variants for the parametric synthesis of an improved single-circuit ACS of the position of the executive body of the electric drive with elastic shafting.

**Keywords:** automatic control system (ACS), electric drive, position of the executive body, elastic shafting.

В статье [1] синтезирована одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками.

В данной работе выполнен синтез усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

На рисунке 1 представлена структурная схема усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом, где приняты следующие обозначения:

$\Phi$  – фильтр;

$P$  – регулятор;

$K$  – корректор;

$ИП$  – импульсный преобразователь;

$КУ$  – компенсирующее устройство;

$U_{зп}$  – задающее напряжение контура положения, В;

$U$  – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$I_{я}$  – ток якорной цепи электродвигателя, А;

$\omega_1$  – угловая скорость исполнительного органа электродвигателя,  $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$ ;

$M_y$  – момент в валопроводе (упругий момент), Н·м;

$M_{со}$  – момент сопротивления электропривода, Н·м;

$\omega_2$  – угловая скорость исполнительного органа механизма,  $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$ ;

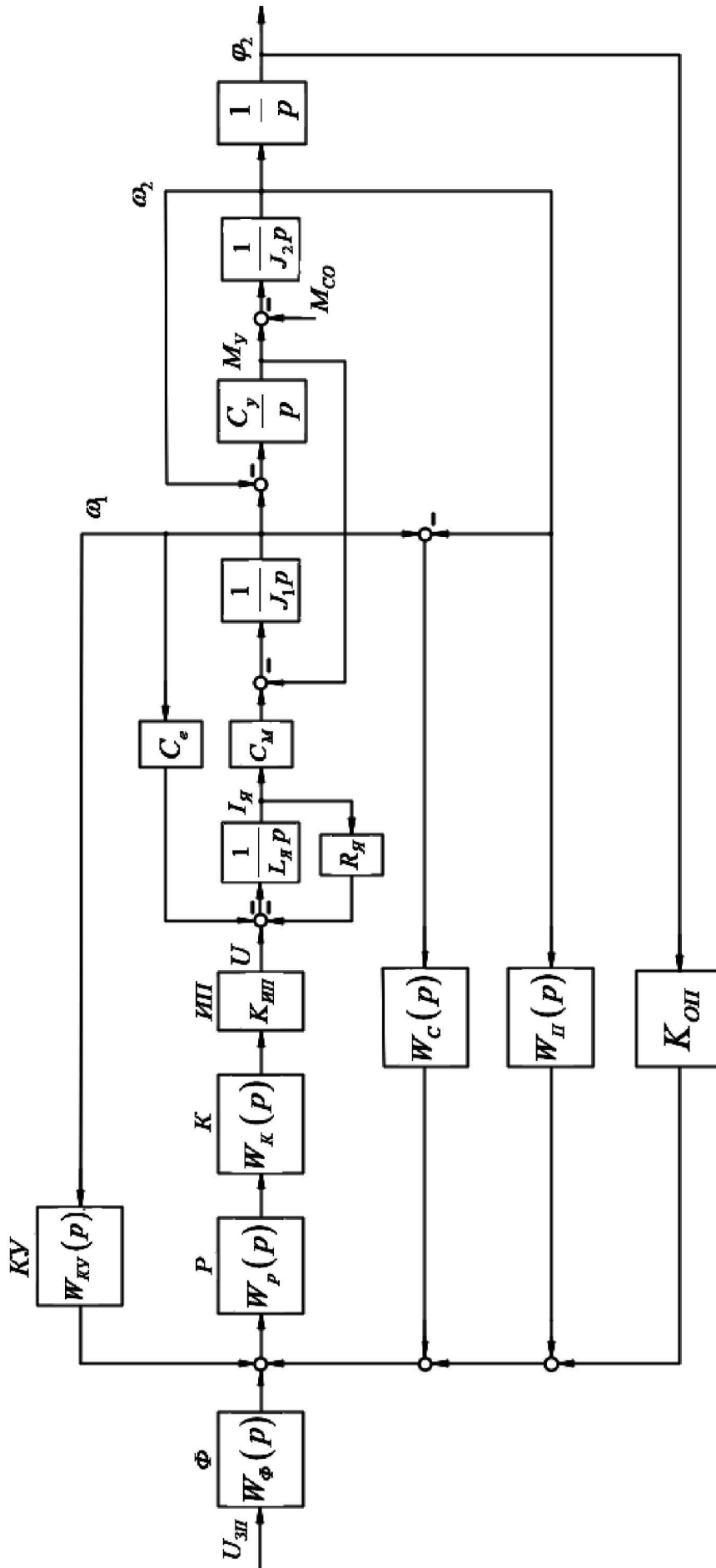


Рисунок 1 – Структурная схема усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

$\varphi_2$  – угол поворота исполнительного органа механизма, рад;  
 $K_{ИП}$  – коэффициент усиления ИП;  
 $C_e$  – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС электродвигателя,  $\frac{В \cdot с}{рад}$ ;

$C_M$  – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с;

$R_{Я}$  – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;

$L_{Я}$  – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;

$J_1$  – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, м<sup>2</sup>;

$C_{У}$  – жесткость валопровода,  $\frac{Н \cdot м}{рад}$ ;

$J_2$  – момент инерции исполнительного органа механизма, м<sup>2</sup>;

$K_{ОП}$  – коэффициент обратной связи по положению,  $\frac{В}{рад}$ ;

$$W_{\Phi}(p) = \frac{1}{\tau_p p + 1};$$

$$W_p(p) = \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p};$$

$$W_K(p) = \frac{T_K p + 1}{\tau_K p + 1};$$

$$W_{КУ}(p) = \frac{C_e}{\beta_p} \cdot \frac{\tau_p p}{\tau_p p + 1} \cdot \frac{\tau_K p + 1}{T_K p + 1} \cdot \frac{1}{K_{ИП}};$$

$$W_C(p) = K_{ОП} \cdot \frac{T_C^2 p + \tau_C}{\tau_p p + 1};$$

$$W_{П}(p) = K_{ОП} \cdot \frac{T_{П}^2 p}{\tau_p p + 1};$$

$\beta_p$  – динамический коэффициент регулятора;

$\tau_p$  – постоянная времени регулятора, с;

$T_K, \tau_K$  – постоянные времени корректора, с;

$T_C, \tau_C$  – постоянные времени дополнительной обратной связи по скорости, с;

$T_{П}$  – постоянная времени дополнительной обратной связи по положению, с;

$K_{П}$  – коэффициент дополнительной обратной связи по положению;

$p$  – преобразователь Лапласа,  $\frac{1}{с}$ .

Для компенсации влияния внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС двигателя предусмотрено устройство с передаточной функцией

Для усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа с упругим валопроводом справедливы уравнения:

$$\begin{cases} \left[ \frac{1}{\tau_p p + 1} \cdot U_{3П} - K_{ОП} \cdot \varphi_2 - K_{ОП} \cdot \frac{T_C^2 p + \tau_C}{\tau_p p + 1} \cdot (\omega_1 - \omega_2) - K_{ОП} \cdot \frac{T_{П}^2 p}{\tau_p p + 1} \cdot \omega_2 \right] \times \\ \times \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p} \cdot \frac{\tau_K p + 1}{\tau_K p + 1} \cdot K_{ИП} = R_{Я} \cdot \left( \frac{L_{Я}}{R_{Я}} \cdot p + 1 \right) \cdot I_{Я}; \\ (\omega_1 - \omega_2) = \frac{J_2}{C_{У}} \cdot p^2 \omega_2 + \frac{1}{C_{У}} \cdot p M_{CO}; \\ I_{Я} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[ \frac{J_1 J_2}{C_{У}} \cdot p^3 + (J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \frac{1}{C_M} \cdot \left[ \frac{J_1}{C_{У}} \cdot p^2 + 1 \right] \cdot M_{CO}; \\ \omega_2 = p \varphi_2. \end{cases}$$

При выборе постоянной времени корректора равной:  $T_K = \frac{L_{Я}}{R_{Я}}$  система уравнений после преобразований примет вид:

$$\begin{aligned}
 & \frac{U_{3п}}{K_{оп}} - (\tau_p p + 1) \cdot \varphi_2 - (T_c^2 p + \tau_c) \cdot \left[ \frac{J_2}{C_y} \cdot p^3 \varphi_2 + \frac{1}{C_y} \cdot p M_{со} \right] - T_{п}^2 p^2 \varphi_2 = \\
 & = \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{1}{K_{ип} K_{оп}} \cdot \tau_p p \cdot (\tau_K p + 1) \cdot R_{я} \cdot \left\{ \frac{1}{C_M} \cdot \left[ \frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot p^4 + (J_1 + J_2) \cdot p^2 \right] \cdot \varphi_2 + \right. \\
 & \left. + \frac{1}{C_M} \cdot \left[ \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right] \cdot M_{со} \right\}; \\
 & \left| \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ип} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_K \tau_p p^6 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ип} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_p p^5 + \right. \\
 & \left. + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{K_{ип} K_{оп} C_M} \cdot \tau_K \tau_p p^4 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{K_{ип} K_{оп} C_M} \cdot \tau_p p^3 + \frac{J_2}{C_y} \cdot T_c^2 p^4 + \right. \\
 & \left. + \frac{J_2}{C_y} \cdot \tau_c p^3 + T_{п}^2 p^2 + \tau_p p + 1 \right| \cdot \varphi_2 = \\
 & = \frac{U_{3п}}{K_{оп}} - \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я}}{K_{ип} K_{оп} C_M} \cdot \tau_p p \cdot (\tau_K p + 1) \cdot \left[ \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right] \cdot M_{со} - \\
 & - (T_c^2 p^2 + \tau_c p) \cdot \frac{1}{C_y} \cdot M_{со}.
 \end{aligned}$$

В работе синтезируются два варианта усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

### Вариант первый

Из сопоставления передаточной функции первого варианта усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с первой эталонной передаточной функцией шестого порядка получаем систему уравнений:

$$\begin{aligned}
 \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ип} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_K \tau_p &= \frac{1}{32768} T_{\mu}^6; \\
 \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ип} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_p &= \frac{1}{1024} T_{\mu}^5; \\
 \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{K_{ип} K_{оп} C_M} \cdot \tau_K \tau_p + \frac{J_2}{C_y} \cdot T_c^2 &= \frac{1}{64} T_{\mu}^4; \\
 \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} (J_1 + J_2)}{K_{ип} K_{оп} C_M} \cdot \tau_p + \frac{J_2}{C_y} \cdot \tau_c &= \frac{1}{8} T_{\mu}^3; \\
 T_{п}^2 &= \frac{1}{2} T_{\mu}^2; \\
 \tau_p &= T_{\mu}.
 \end{aligned}$$

При выборе параметров системы:

$$\begin{aligned}
 \beta_p &= 1024 \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ип} K_{оп} C_M C_y T_{\mu}^4}; \\
 T_{п}^2 &= \frac{1}{2} T_{\mu}^2; \\
 \tau_p &= T_{\mu}; \\
 \tau_K &= \frac{1}{32} \cdot T_{\mu}.
 \end{aligned}$$



$$T_C^2 = \frac{1}{64} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{512} \cdot \frac{C_y \cdot (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_\mu^2}{J_2} \cdot T_\mu^2;$$

$$\tau_C = \frac{1}{8} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{128} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_\mu^2}{J_2} \cdot T_\mu$$

ее уравнение принимает вид:

$$\left( \frac{1}{32768} T_\mu^6 p^6 + \frac{1}{1024} T_\mu^5 p^5 + \frac{1}{64} T_\mu^4 p^4 + \frac{1}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{1}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1 \right) \cdot \varphi_2 =$$

$$= \frac{U_{3п}}{K_{оп}} - \frac{1}{1024} \cdot \frac{T_\mu^2}{J_2} \cdot \frac{C_y T_\mu^2}{J_1} \cdot T_\mu p \cdot \left( \frac{1}{32} T_\mu p + 1 \right) \cdot \left( \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot M_{сo} -$$

$$- \frac{1}{8} \cdot \frac{T_\mu^2}{J_2} \cdot T_\mu p \cdot \left\{ \frac{1}{8} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{512} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_\mu p + \right.$$

$$\left. + \left[ 1 - \frac{1}{128} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \right\} \cdot M_{сo}.$$

Передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура положения – уголповорота исполнительного органа механизма» и «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа механизма» имеют вид:

$$\frac{\varphi_2(p)}{U_{3п}(p)} = \frac{1}{K_{оп}} \times$$

$$\times \frac{1}{\frac{1}{32768} T_\mu^6 p^6 + \frac{1}{1024} T_\mu^5 p^5 + \frac{1}{64} T_\mu^4 p^4 + \frac{1}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{1}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1};$$

$$\frac{\varphi_2(p)}{M_{сo}(p)} = - \frac{1}{1024} \cdot \frac{T_\mu^2}{J_2} \cdot \frac{C_y T_\mu^2}{J_1} \times$$

$$\times \frac{T_\mu p \cdot \left( \frac{1}{32} T_\mu p + 1 \right) \cdot \left( \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right)}{\frac{1}{32768} T_\mu^6 p^6 + \frac{1}{1024} T_\mu^5 p^5 + \frac{1}{64} T_\mu^4 p^4 + \frac{1}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{1}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1} - \frac{1}{8} \cdot \frac{T_\mu^2}{J_2} \times$$

$$\times \frac{T_\mu p \cdot \left\{ \frac{1}{8} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{512} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_\mu p + \left[ 1 - \frac{1}{128} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_\mu^2}{J_1 J_2} \right] \right\}}{\frac{1}{32768} T_\mu^6 p^6 + \frac{1}{1024} T_\mu^5 p^5 + \frac{1}{64} T_\mu^4 p^4 + \frac{1}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{1}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1}.$$

Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электроприводас упругим валопроводом обрабатывает ступенчатое воздействие при нулевых начальных условиях по каналу «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа механизма» с 5% перерегулированием за минимально возможное время.

### Вариант второй

Из сопоставления передаточной функции второго варианта усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом со второй эталонной передаточной функцией шестого порядка получаем систему уравнений:

$$\frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ин} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_K \tau_p = \frac{1}{46656} T_\mu^6;$$

$$\frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{я} J_1 J_2}{K_{ин} K_{оп} C_M C_y} \cdot \tau_p = \frac{1}{1296} T_\mu^5;$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{Я}(J_1 + J_2)}{K_{ин}K_{оп}C_M} \cdot \tau_K \tau_p + \frac{J_2}{C_y} \cdot T_C^2 &= \frac{5}{432} T_{\mu}^4; \\ \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{Я}(J_1 + J_2)}{K_{ин}K_{оп}C_M} \cdot \tau_p + \frac{J_2}{C_y} \cdot \tau_C &= \frac{5}{54} T_{\mu}^3; \\ T_{II}^2 &= \frac{5}{12} T_{\mu}^2; \\ \tau_p &= T_{\mu}. \end{aligned}$$

При выборе параметров системы:

$$\begin{aligned} \beta_p &= 1296 \cdot \frac{R_{Я}J_1J_2}{K_{ин}K_{оп}C_M C_y T_{\mu}^4}; \\ \tau_p &= T_{\mu}; \\ T_{II}^2 &= \frac{5}{12} T_{\mu}^2; \\ \tau_K &= \frac{1}{36} \cdot T_{\mu}; \\ T_C^2 &= \frac{5}{432} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{540} \cdot \frac{C_y \cdot (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_2} \cdot T_{\mu}^2; \\ \tau_C &= \frac{5}{54} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{120} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_2} \cdot T_{\mu} \end{aligned}$$

ее уравнение принимает вид:

$$\begin{aligned} &\left( \frac{1}{46656} T_{\mu}^6 p^6 + \frac{1}{1296} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{5}{432} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{5}{54} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{5}{12} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1 \right) \cdot \varphi_2 = \\ &= \frac{U_{зп}}{K_{оп}} \cdot \frac{1}{1296} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J_2} \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_1} \cdot T_{\mu} p \cdot \left( \frac{1}{36} T_{\mu} p + 1 \right) \cdot \left( \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right) \cdot M_{со} - \\ &- \frac{5}{54} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J_2} \cdot T_{\mu} p \cdot \left\{ \frac{1}{8} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{540} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_{\mu} p + \right. \\ &\left. + \left[ 1 - \frac{1}{120} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \right\} \cdot M_{со}. \end{aligned}$$

Передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа механизма» и «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа механизма» имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{\varphi_2(p)}{U_{зп}(p)} &= \frac{1}{K_{оп}} \times \\ &\times \frac{1}{\frac{1}{46656} T_{\mu}^6 p^6 + \frac{1}{1296} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{5}{432} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{5}{54} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{5}{12} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}; \\ \frac{\varphi_2(p)}{M_{со}(p)} &= -\frac{1}{1296} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J_2} \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_1} \times \\ &\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left( \frac{1}{36} T_{\mu} p + 1 \right) \cdot \left( \frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right)}{\frac{1}{46656} T_{\mu}^6 p^6 + \frac{1}{1296} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{5}{432} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{5}{54} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{5}{12} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1} - \frac{5}{54} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J_2} \times \\ &\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left\{ \frac{1}{8} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{540} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_{\mu} p + \left[ 1 - \frac{1}{120} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \right\}}{\frac{1}{46656} T_{\mu}^6 p^6 + \frac{1}{1296} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{5}{432} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{5}{54} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{5}{12} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}. \end{aligned}$$

Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом обрабатывает ступенчатое воздействие при нулевых начальных условиях по каналу «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа механизма» без перерегулирования за минимально возможное время.

### **Выводы**

Выполнен синтез двух вариантов усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

Предложены алгоритмы для определения параметров усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом, при которых достигается максимально возможное быстродействие при ступенчатом воздействии по каналу «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа механизма» и нулевых начальных условиях с перерегулированием 5% и без перерегулирования.

### **Литература:**

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Сахно И.А. Синтез одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 316–320.

### **References:**

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Sakhno I.A. Synthesis of single-circuit acs of the angular velocity of the executive body of the electric drive with elastic shafting with improved characteristics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – South, 2018. – № 3. – P. 316–320.



## Порядок публикации статьи

- Статья, предоставляемая для публикации в журнале, должна быть ранее неопубликованной, актуальной, обладать новизной, **тщательно вычитана**.
- Статья должна соответствовать **Правилам оформления**.
- Содержание статьи должно соответствовать тематикам рубрик журнала.
- В стоимость публикации входит один печатный экземпляр журнала, публикация в сетевой версии журнала (на сайте <http://id-yug.com>), почтовая доставка, сопровождение в системе РИНЦ.

**Редакционный совет в течение 3–5 дней рассматривает предоставленную статью. В случае положительного решения о публикации редакция направляет Вам договор (оферта), счет (квитанцию) на оплату.**

**В случае необходимости редакция может затребовать предоставление заключения внутрифирменных служб экспортного контроля по материалам статьи.**

### Предоставляемая статья должна содержать следующие компоненты:

- Код УДК;
- Сведения об авторах (*рус./англ.*):
  - а) фамилия, имя, отчество (полностью);
  - б) ученая степень;
  - в) ученое звание;
  - г) должность, место работы (без сокращений);
  - д) контактный телефон;
  - е) контактный E-mail автора.
- Название статьи (*рус./англ.*);
- Аннотация (*рус./англ.*);
- Ключевые слова (*рус./англ.*);
- Основной текст статьи на русском языке (рекомендуется не менее 3-х страниц);
- Список литературы (*рус./англ.*).

Текст статьи должен быть набран в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 14, межстрочный интервал – 1, абзацный отступ 1,25 см., все поля – 2,5 см, страницы не нумеровать, для выделений использовать *курсив*, **жирный шрифт**, **а также их сочетание**.

Таблицы набираются в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль – 12. Таблицы нумеруются и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на таблицы.

Иллюстрации (рисунки, графики, диаграммы, фотографии) должны быть встроены в текст в виде картинок, в оттенках серого, разрешением 300 dpi. Иллюстрации нумеруются (нумерация сквозная арабскими цифрами) и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на иллюстрации.

Формулы набираются в редакторе формул Microsoft Equation 3.0. Все формулы должны иметь сквозную нумерацию арабскими цифрами. Номера формул оформляются в круглых скобках.

Сноски оформляются постранично.

Ссылки на литературу оформляются в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и ГОСТ 7.82-2001. Ссылки оформляются в порядке упоминания или цитирования в тексте в квадратных скобках арабскими цифрами.

**Более подробную информацию можно получить на сайте [www.id-yug.com](http://www.id-yug.com)**

## График выхода журнала и приема статей на 2018 г.

№ журнала	Прием статей до:	Выход журнала:
1	31 марта	14 апреля
2	30 июня	14 июля
3	29 сентября	13 октября
4	22 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ  
**НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ**  
(политехнический вестник)

2018, № 4

---

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

**SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY**

(polytechnical bulletin)

2018, № 4

**www.id-yug.com**

---

Редактор – А.С. Семенов

Editor – A.S. Semenov

Оригинал-макет – Н.Р. Исаян

Dummy – N.R. Isayan

Дизайн обложки – Н.Р. Исаян

Design of a cover – N.R. Isayan

Сдано в набор 17.12.2018.  
Подписано в печать 21.12.2018.  
Формат 60 x 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>.  
Бумага офсетная.  
Печать riso.  
Уч.-изд. л. 18,7.  
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 17.12.2018.  
It is sent for the press 21.12.2018.  
Format 60 x 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>.  
Offset paper.  
Riso press.  
Ed.-prod. l. 18,7.  
Circulation is 500 pieces.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»  
Россия, 350072, г. Краснодар,  
ул. Зиповская 9, литер «Г», оф. 41/3

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»  
Russia, 350072, Krasnodar,  
Zipovskaya St., 9, letters «G», office 41/3

Заказ № 1993

Order № 1993

Тел.: +7(918) 41-50-571  
e-mail: id.yug2016@gmail.com  
Сайт: www.id-yug.com

Ph.: +7(918) 41-50-571  
e-mail: id.yug2016@gmail.com  
Site: www.id-yug.com