

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

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

№ 3

2018

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2018, № 3

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

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, № 3

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

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.

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 mechanician 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 Sergeyevich,

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

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

Науки о земле
Sciences about the earth

Цику М.Х., Савенок О.В.

Анализ эффективности многосекционного ГРП на примере пласта ЮС¹₂ Русскинского месторождения 21

Tsiku M.K., Savenok O.V.

Analysis of the efficiency of multi-section hydraulic fracturing on the example of YuS¹₂ reservoir of the Russkinskoye field

Вылков Н.Ф., Кусов Г.В.

Анализ эффективности восстановления бездействующего фонда скважин в НГДУ «Лянторнефть» методом зарезки боковых стволов 48

Vylkov N.F., Kusov G.V.

Analysis of the efficiency of the restoration of a dormant well stock in oil and gas production department «Lyantorneft» by the method of sidetracking

Цыбух П.Н., Шальская С.В.

Интенсификация текущей добычи нефти при разработке карбонатных коллекторов Карсовайского месторождения 73

Tsybukh P.N., Shalskaya S.V.

Intensification of current oil production in the development of carbonate reservoirs of the Karsovayskoye field

Савченко А.В., Березовский Д.А.

Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор 97

Savchenko A.V., Berezovskiy D.A.

Technique and technology of sidetracking on the Samotlor field

Теплюк А.М., Савенок О.В.

Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов 121

Tepluk A.M., Savenok O.V.

Evaluation of the perspectives of additional exploration of the multi-layered Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of the update of the geological model and the experimental and industrial development of operational objects

Кочергин М.А.

Изученность ресурсов сланцевого газа и газоносных сланцев 144

Kochergin M.A.

Study of the resources of shale gas and gas-bearing shales

Кочергин М.А. Технологические подходы к разработке ресурсов сланцевого газа	158
Kochergin M.A. Technological approaches to the development of shale gas resources	
Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз»	178
Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S. Analysis of implementation efficiency of electric centrifugal pumps at the fields of oil and gas production department «Katanglineftegaz»	
Самойлов А.С., Иолчуев А.М. Анализ причин и совершенствование методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти на примере Арланского месторождения	193
Samoylov A.S., Iolchuev A.M. Analysis of the causes and improvement of methods for preventing and combating salt deposits during oil production by the example of the Arlanskoye field	
Ткачук И.В., Яковлев А.Л. Анализ применения технологии акустической реабилитации скважин и пластов для повышения нефтеотдачи на Ватьёганском нефтяном месторождении	223
Tkachyuk I.V., Yakovlev A.L. Analysis of the application of the technology of acoustic rehabilitation of wells and formation to enhanced oil recovery on the Vat'yoganskoye oil field	
Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении	246
Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological regimes of wells of the mechanized fund on the Talinskoye field	
Климов М.Ю., Савенок О.В. Анализ системы доставки нефтепродуктов потребителям на примере ОАО «Газпромнефть-Омск»	266
Klimov M.Yu., Savenok O.V. Analysis of the delivery system for oil products to consumers by the example of LLC «Gazpromneft-Omsk»	

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Богоявленская О.И., Богоявленский И.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методические подходы к маршрутизации транспортных средств с ограничениями на перевозку грузов	289
Bogoyavlenskaya O.I., Bogoyavlenskiy I.A., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Methodological approaches to the routing of vehicles with restrictions on the transport of goods	

Власова Е.С., Савчук Л.С., Надирян С.Л., Черная Т.Н. Детский дорожно-транспортный травматизм в Краснодарском крае	294
Vlasova E.S., Savchuk S.L., Nadiryan S.L., Chernaya T.N. Children's road traffic injuries in the Krasnodar region	
Гориславский А.А. Геодезические расчеты при проектировании различных сооружений	299
Gorislavsky A.A. Geodetic calculations for the design of various structures	
Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Папазьян М.В. Алгоритм организации процесса профессионального развития персонала на автомобильном транспорте	303
Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Papazian M.V. Algorithm of organization of the process of professional development of personnel in road transport	
Гура Д.А., Кондохов И.М., Хейшхо А.Б., Шмелева Е.Г., Войлоков Д.В., Пальянова А.В. Совместная работа в BIM360 design	308
Gura D.A., Kondokhov I.M., Kheyshkho A.B., Shmeleva E.G., Voilokov D.V., Palyanova A.V. Joint work in BIM360 design	
Тищенко О.Е., Василенко И.С. Анализ деятельности межрегионального управления государственного автодорожного надзора по Краснодарскому краю и Республике Адыгея	312
Tishchenko O.E., Vasilenko I.S. Analysis of the activities of the interregional directorate of state road surveillance in the Krasnodar territory and the Republic of Adygea	

Топливо-энергетический комплекс Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Сахно И.А. Синтез одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками	316
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	
Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Федин В.С. Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости	321
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Fedin V.S. Symmetric optimal performance diagram of movement the executive body of the precision electric drive with elastic shafting with restrictions on third, fourth and fifth derived speed	

Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Федин В.С. Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости	328
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Fedin V.S. Symmetric optimal performance diagram of movment the executive body of the precision electric drive with elastic shafting with constraints on the second, third, fourth and the fifth derivative of speed	
Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Федин В.С. Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости	335
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Fedin V.S. Symmetric optimal on progress movement diagram executive body of precision electric drive with elastic target with restrictions on the first, second, third, fourth and fifth speed derivatives	
Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Федин В.С. Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производных	342
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Fedin V.S. Symmetric optimal on progress movement diagram executive body of precision electric drive with elastic target with limits on speed and its first, second, third, fourth and fifth derivatives	
Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Хамхоев А.А. Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом	349
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Khamkhoev A.A Advanced single-circuit ACS of the position of the executive body of the electric drive with ideal shafting	
Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Сташ З.Ю. Анализ динамических характеристик САР угловой скорости исполнительного органа электропривода при изменении момента инерции	354
Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Stash Z.Yu. Analysis of dynamic characteristics of ACS of the angular velocity of the executive body of the drive when you change the moment of inertia	

Изотова Л.Е., Москаленко С.

Квалиметрическая диагностика
социокультурных предпосылок для построения информационного общества 367

Izotova L.E., Moskalenko S.

Socio-cultural factors qualimetry assessment for postindustrial society formation

Изотова Л.Е., Москаленко С.

Функции естественнонаучной компетентности обучающихся 371

Izotova L.E., Moskalenko S.

Functions of beings natural science competence

Изотова Л.Е., Москаленко С.

Сэмпл-технологии дистанционного обучения
в исследовательской деятельности студентов 375

Izotova L.E., Moskalenko S.

Sample technologies of distance education involved into students investigate activity

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСЕКЦИОННОГО ГРП
НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮС₂¹ РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY
OF MULTI-SECTION HYDRAULIC FRACTURING
ON THE EXAMPLE OF YuS₂¹ RESERVOIR OF THE RUSSKINSKOYE FIELD**

Цику Магомет Хизирович

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Савенок Ольга Владимовна

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

Аннотация. Для повышения нефтеотдачи горизонтальных участков скважин разработана новая технология ГРП – многосекционный ГРП (МС ГРП). Актуальность рассматриваемой темы решает очень важную проблему по увеличению коэффициента нефтеотдачи, что ведёт к росту добываемой продукции и повышению прибыли предприятия от дополнительной добычи нефти, полученной в результате МС ГРП. Выполнив анализ проведения МС ГРП на Русскинском месторождении в течение 2013–2016 гг. и судя по показателям, видно, насколько эффективно его применение. Для достижения этой цели нами рассмотрена геологическая характеристика Русскинского месторождения; описано оборудование и материалы, применяемые при проведении МС ГРП, а также технологии проведения МС ГРП; проанализированы результаты проведённых МС ГРП; выполнен расчёт основных технологических параметров МС ГРП и экономической эффективности; произведена общая оценка эффективности проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения.

Ключевые слова: применяемые материалы при проведении ГРП; оборудование и техника для проведения ГРП; технология многосекционного ГРП; проведение работ по многосекционному ГРП; анализ результатов проведения многосекционного ГРП; расчёт основных параметров многосекционного ГРП; расчёт экономической эффективности МС ГРП.

Tsiku Magomet Khizirovich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

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. To increase the oil recovery of horizontal sections of wells, a new technology of hydraulic fracturing was developed – multi-section hydraulic fracturing. The relevance of the topic under consideration solves a very important problem of increasing the oil recovery factor, which leads to an increase in output and an increase in the company's profit from the additional oil production resulting from the multi-section hydraulic fracturing. Having carried out an analysis of the multi-section hydraulic fracturing on the Russkinskoye field during 2013–2016, and judging by the indicators, it is clear how effective its use is. To achieve this goal, we considered the geological characteristics of the Russkinskoye field; describes the equipment and materials used in the implementation of the multi-section hydraulic fracturing, as well as the technology of the multi-section hydraulic fracturing; the results of the multi-section hydraulic fracturing were analyzed; the calculation of the main technological parameters of the multi-section hydraulic fracturing and economic efficiency; the general estimation of efficiency of carrying out of multi-section hydraulic fracturing the example of YuS₂¹ reservoir of the Russkinskoye field.

Keywords: applied materials during fracturing; equipment and machinery for hydraulic fracturing; multi-section hydraulic fracturing technology; implementation of multi-section hydraulic fracturing; analysis of the results of multi-section hydraulic fracturing; calculation of the main parameters of multi-section hydraulic fracturing; calculation of economic efficiency of multi-section hydraulic fracturing.

Общие сведения о месторождении

Русскинское нефтяное месторождение (рис. 1) находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, в 124 км к северу от г. Сургута, месторождение открыто в 1982 году, введено в разработку в 1987 году.

В эксплуатации Рускинского месторождения находятся пласты BC_{11}^1 , $ЮС_{11}^1$, $ЮС_{11}^2$, $ЮС_{12}^1$, $ЮС_{12}^2$. Коллекторские и геолого-физические характеристики исследуемых объектов отражены в таблице 1.

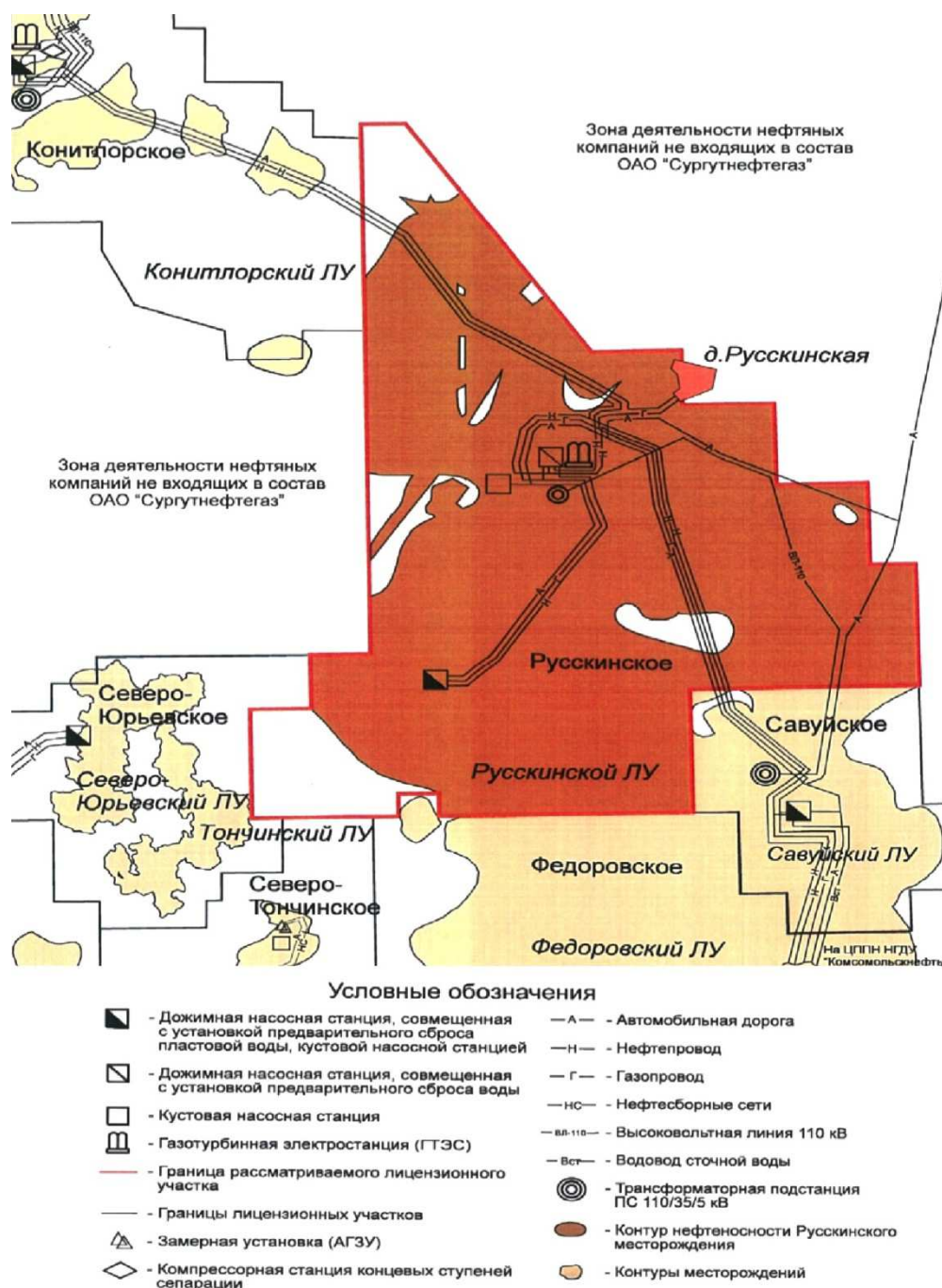


Рисунок 1 – Обзорная карта Рускинского месторождения

За весь период эксплуатации на месторождении отмечаются два периода стабилизации добычи жидкости: в 1992–1998 гг. на уровне 2,8 млн тонн, в 2002–2005 гг. на уровне 5,0–5,5 млн тонн.

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом составляет всего 2455 скважин, в том числе: добывающих – 1539, из них горизонтальных – 65, нагнетательных – 757, контрольных – 9, водозаборных – 30, резервных – 120. По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении числится 1337 скважин, в том числе: добывающих – 804, нагнетательных – 395, наблюдательных – 7, пьезометрических – 107, водозаборных – 24, основной проектный фонд реализован на 57 %.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов юрских отложений

Параметры	Пласты	
	ЮС ₂ ¹	ЮС ₂ ²
Тип коллектора	поровый	
Средняя общая толщина, м	17,1	9,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	2,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	1,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,66	0,56
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	7	7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,36	0,31
Расчленённость, ед.	5,2	2,3
Начальная пластовая температура, °С	86	86
Начальное пластовое давление, МПа	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	3,94	3,94
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,827	0,827
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,6	8,6
Газовый фактор, м ³ /т	36	36
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут.·МПа	7,27	2,26

Объект ЮС₂ введён в разработку в 1990 году на основании «Технологической схемы разработки». В 2016 году объём добычи нефти составил 1798,7 тыс. тонн, добычи жидкости – 3778,5 тыс. тонн, закачки воды 6547,6 тыс. м³, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды 155,9 %, накопленная – 155,6 %.

По состоянию на 01.10.2017 г. проектный фонд скважин на объекте реализован на 45 % и составляет 798 скважин, в том числе добывающих – 723. Объект ЮС₂ представлен двумя пластами ЮС₂¹ и ЮС₂² и характеризуется сложным строением как по разрезу, так и по площади простираения. Средняя начальная нефтенасыщенная толщина по исследованным скважинам составляет 6,6 м.

Перфорацией вскрыто 66 % эффективной нефтенасыщенной части пласта. Неполное вторичное вскрытие связано с близостью слабонасыщенных интервалов и водонасыщенной части пласта ЮС₂². В 152 добывающих скважинах (69 % исследованного фонда) отмечается участие в работе неперфорированных интервалов.

На объекте опытно-промышленные работы по определению наиболее эффективной системы разработки проводятся с 1990 года. За этот период на площади объекта в пределах четырёх опытных участков реализовывались площадные системы разработки:

- девятиточечная с наклонно-направленными скважинами;
- пятиточечная с горизонтальными скважинами;
- семиточечная, формируемая возвратным фондом (в том числе боковыми наклонно-направленными и горизонтальными стволами);
- семиточечная с наклонно-направленными скважинами.

Виды и технологии ГРП

Гидравлический разрыв пласта – это управляемый процесс развития естественных или образования и развития искусственных трещин, в продуктивном пласте за счёт нагнетания специализированных жидкостей и смесей при режимах превышающих предел прочности горных пород. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется проппант, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. В результате повышаются дебит добывающих или приёмистость нагнетательных скважин за счёт снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне.

Классификация и выбор видов и технологий ГРП

В зависимости от объёма проппанта, упакованного в пласт при проведении операции, различают три вида ГРП:

- стандартный (с массой проппанта до 30 тонн);
- объёмный (с массой проппанта от 30 до 60 тонн);
- многообъёмный (с массой проппанта от 60 тонн и более).

Технология проведения ГРП классифицируется по следующим признакам:

- количество интервалов ГРП и число воздействий;
- способ инициации, развития и закрепления трещин;
- тип технологической жидкости;
- тип расклинивающего материала.

Выбор технологии проведения ГРП обусловлен геологическим строением пласта, текущим состоянием разработки объекта, конструктивными особенностями скважин и заключается в определении последовательности действий, обеспечивающих максимальную эффективность и технологическую успешность. Основу технологии ГРП составляет набор технологических приёмов, разработанных с учётом применяемых материалов и технических возможностей оборудования и адаптированных к объекту применения.

Внедрение новых типов оборудования, материалов и реагентов, технологий производится в рамках ОПР, направленных на определение критериев, области применения и условий обеспечивающих высокую технологическую успешность мероприятий.

Количество интервалов ГРП и число воздействий

Многоэтапный ГРП. Объектами применения являются залежи, характеризующиеся большой мощностью вскрытых продуктивных отложений, обеспечение равномерной выработки которых в силу объективных геолого-технологических ограничений требует выполнения не менее двух операций. Разобщение между целевыми интервалами ГРП обеспечивается селективными перфорационными работами, установкой изоляционных мостов, применением сдвоенных пакеров и другими способами.

Повторный ГРП характеризуется совпадением целевых интервалов первичного и каждого последующего воздействия. Такие операции выполняются с целью восстановления утраченной или повышения текущей проводимости трещин, а также для оптимизации их геометрических параметров.

Способ инициации, развития и закрепления трещин

Стандартный ГРП. Технология состоит в последовательной закачке в скважину с постоянным расходом в процессе всей операции буферной жидкости (подушки), геле-проппантовой смеси с нарастающей концентрацией расклинивающего материала от минимальных до максимальных значений и её продавки в пласт. Проектирование графика закачки осуществляется по методике, предусматривающей равномерное размещение проппанта в созданных трещинах с соответствующей её максимальной величине в конце обработки.

Метод концевого экранирования. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, обеспечивающим формирование «песчаного барьера», ограничивающего протяжённость трещин и повышающего их высоту и раскрытость. Это достигается путём сокращения объёма подушки, увеличения продолжительности начальных стадий подачи проппанта и других приёмов, способствующих повышению агрессивности графика подачи расклинивающего агента.

ГРП с технологической остановкой закачки. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, содержащим одну или несколько кратковременных остановок подачи технологической жидкости (5–30 мин.) на стадии развития трещин (стадия подушки).

ГРП с циклической закачкой проппанта. Стандартная технология ГРП с модифицированным графиком закачки, представляющим последовательность из нескольких циклов, но не менее двух, каждый из которых включает в себя основные стадии базовой технологии (подушка, подача и продавка проппанта в пласт).

ГРП с *обратным оттоком*. Стандартная технология ГРП с «принудительным» закрытием созданных трещин за счёт отработки скважины непосредственно после завершения операции. Величина расхода отработки определяется числом и размером перфорационных отверстий, изменяясь в диапазоне от 0,04 до 0,5 м³/мин.

Селективный ГРП. Технология ГРП, обеспечивающая локализацию трещин в пределах целевого интервала пласта и сохранение герметичности естественных экранов. Селективность созданных трещин достигается за счёт снижения вязкости технологической жидкости, темпа закачки и длительности операции, а также локализации интервала инициации трещин (избирательная перфорация, установка изолирующих мостов, сдвоенных пакерующих систем и др.).

Струйный ГРП. Модификация стандартной технологии ГРП с инициацией, развитием и укреплением трещин через гидropескоструйный перфоратор. Воздействие осуществляется в два этапа: гидropескоструйная перфорация и реализация предусмотренного графика закачки через созданные отверстия.

Экраноустанавливающий ГРП. Модификация стандартной технологии ГРП с дополнительной стадией, предусматривающей закачку оторочки цементного раствора или других изолирующих материалов в процессе развития созданных трещин (стадия закачки подушки). Параметры этой стадии определяются объёмом трещин, созданных вне целевого интервала пласта.

Гибридный ГРП. Технология состоит в нагнетании при режимах гидроразрыва пласта больших объёмов маловязких составов (товарной или «загущенной» нефти, технической воды, линейного геля и т.д.), создающих условия формирования развитой сети микротрещин, укрепление которых производится посредством закачки оторочек расклинивающего материала, размерность и концентрация которого определяется параметрами созданных трещин. Основным требованием к рабочей жидкости на стадиях подачи проппанта является обеспечение его эффективного переноса на требуемое расстояние по созданным трещинам.

К материалам, применяемым при проведении ГРП, относятся технологические жидкости и расклинивающий материал.

Тип технологической жидкости

Композиции на водной основе – сшитые полимерные системы, рецептура приготовления которых определяется свойствами и термобарическими условиями пласта и экранов, а также требованиями к формированию трещин (размеры, ориентация и т.д.).

Композиции на углеводородной основе – сшитые полимерные системы, где в качестве жидкости-основы используется нефть, дизельное топливо, ШФЛУ и другие углеводородные системы. Рецептура приготовления определяется свойствами и термобарическими условиями пласта и экранов, а также требованиями к формированию трещин (размеры, ориентация и т.д.).

Кислотные системы – использование в качестве основы технологических жидкостей загущенных кислот или специальных кислотных систем. Область применения таких составов распространяется на породы чувствительные к воздействию кислот (карбонатные коллектора и терригенные породы с повышенной карбонатизацией и т.п.).

Бесполимерные системы предполагают использование специализированных реагентов, не содержащих длинномолекулярных соединений. В качестве жидкости-основы используются вода, кислота и др.

Линейный гель – раствор полимерных составов в базовых типах жидкости (вода, дизельное топливо, кислота) без создания в них поперечных межмолекулярных связей (без сшивания).

Пенная система – газожидкостные смеси на основе базовых технологических жидкостей (сшитые и бесполимерные системы на основе воды, дизельного топлива, кислоты) и газовых систем (воздух, азот, СО₂ и др.) с качеством пены выше 45 %.

Газированная система – газожидкостные смеси на основе базовых технологических жидкостей (сшитые и бесполимерные системы на основе воды, дизельного топлива, кислоты) и газовых систем (воздух, азот, СО₂ и др.) с качеством пены ниже 45 %.

В зависимости от целей ГРП, также могут применяться различные комбинации технологических жидкостей. В отчётной документации это отражается указанием номенклатуры и объёмов соответствующих технологических жидкостей.

Тип расклинивающего материала

Проппанты фракций 12/18, 16/20, 16/30, 20/40 и др. без специального покрытия и добавок в состав гранул.

Без закрепления созданных трещин.

Осмоленные проппанты – материалы с полимерным покрытием, обеспечивающим объединение гранул в конгломераты после смыкания созданных трещин.

Меченые проппанты – проппанты, в состав вещества которых или в состав их покрытия включены специальные добавки – маркеры, позволяющие выполнять исследования по контролю размещения расклинивающего материала в интервале созданных трещин.

Облегченные проппанты – расклинивающий материал с минеральной плотностью вещества ниже 2600 кг/м^3 .

Утяжеленные проппанты – расклинивающий материал с минеральной плотностью вещества выше 3600 кг/м^3 .

Проппанты нестандартной формы – расклинивающий материал с гранулами цилиндрической, овальной и др. форм, отличной от стандартов, предусмотренных ГОСТ Р 51761.

Упругие проппанты – расклинивающий материал с деформируемыми при смыкании трещин гранулами.

Кислотостойкие проппанты – расклинивающий материал, гранулы которого обладают пониженной, относительно требований ГОСТ Р 51761, реакционной способностью к неорганическим кислотам и другим агрессивным средам.

В зависимости от целей ГРП допускается комбинированное использование различных типов и фракций проппантов. В отчетной документации это отражается указанием номенклатуры, количества соответствующих материалов и особенностей их подачи в трещину.

Основные этапы реализации ГРП:

- планирование применения ГРП;
- моделирование процесса развития и закрепления трещин;
- подготовительные работы перед ГРП;
- выполнение операции ГРП;
- заключительные работы и освоение скважины после ГРП.

Оборудование и техника для проведения ГРП

В состав подземного оборудования для проведения операций по гидравлическому разрыву пласта входят:

- воронка – предназначена для исключения осложнений и аварий в процессе выполнения геофизических работ, а также при использовании комплексов «непрерывная труба». При выполнении струйных ГРП данный элемент является конструктивным узлом гидropескоструйного перфоратора. Отсутствие воронки возможно в случае применения сдвоенных, селективных пакерных систем или других компоновках подземного оборудования, где её использование не предусмотрено;

- насосно-компрессорные трубы маркой прочности не ниже «Л» или аналогичных по прочностным характеристикам, других товарных марок, рассчитанных на рабочее давление не ниже 700 атм. Выбор требуемой прочности технологических колонн определяется планируемыми режимами операции. Так, для гибридного ГРП подземное оборудование должно обеспечивать возможность повышения давления до 1000 атм.;

- пакерно-якорное оборудование обеспечивает герметичность затрубного пространства при ожидаемых режимах предполагаемой операции ГРП. Исключение данных элементов из компоновки возможно только в случае планирования проведения струйного ГРП;

- гидropескоструйный перфоратор – применяется при планировании проведения струйного ГРП, предполагающего гидромониторную резку колонны, намыв каверн в пласте и последующую инициацию, а также развитие трещин через созданные отверстия. В зависимости от целей ГРП и конструкции данного оборудования возможно совместное использование нескольких перфораторов с соосно-ориентированными соплами;

• реперный патрубок – предназначен для привязки различных элементов подземного оборудования геофизическими методами и является неотъемлемой частью подземного оборудования для ГРП.

В случаях, предусмотренных планом работ, в состав оборудования могут быть включены глубинные приборы, которые устанавливаются в специальные карманы на внешней стороне хвостовика под пакером, либо доставляются на забой на кабеле геофизической партией. Подземное оборудование должно иметь максимальное проходное сечение, во всех элементах его компоновки (пакер, НКТ, переводники и др.), с учётом конструктивных особенностей скважины и предполагаемой технологии её стимуляции.

Состав комплекса ГРП

В зависимости от технологии и планируемых показателей операции в базовый состав комплекса ГРП входит следующая специализированная техника:

- пескосмеситель (блендер) 1–2
- насосные агрегаты 4–7
- блок манифольдов 1–2
- песковоз 1–7
- машина химических добавок 1–2
- гидратационная установка 1–2
- станция управления 1
- вспомогательная специализированная техника (ЦА-320, вакуумный насос).

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяют насосные агрегаты FC-2251 производства «Stewart & Stevenson», которые монтируются на шасси грузового автомобиля Mercedes-Benz или «Kenworth». Полная установка гидроразрыва (рис. 2), смонтированная на грузовом шасси, включает усиленное грузовое шасси повышенной проходимости с компоновкой «кабина над двигателем» и формулой привода 8x8/4, с двигателем мощностью 503 л.с. и 16-скоростной трансмиссией. Силовой агрегат MTU/DDC 4000 имеет мощность до 3000 л.с. Трёхплунжерный насос для обслуживания скважин установлен на задней части установки и имеет свою интеллектуальную систему управления (IPC). Применяется для закачивания технологических жидкостей гидроразрыва.

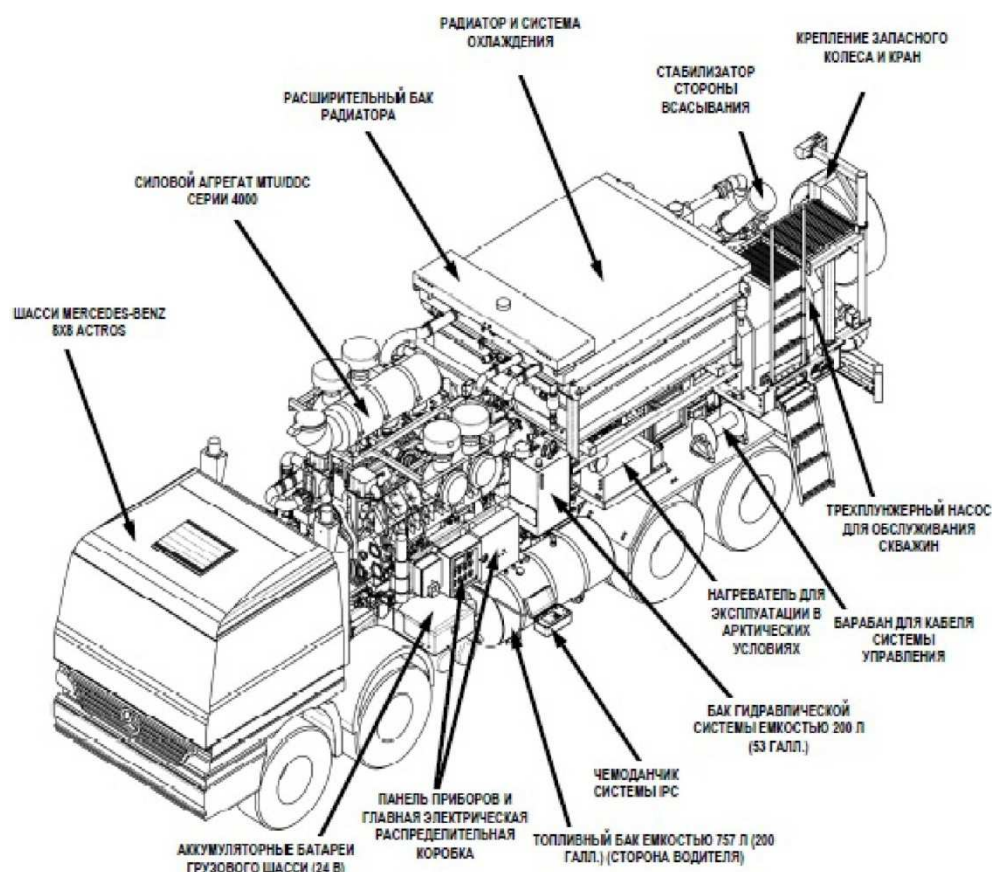


Рисунок 2 – Установка гидроразрыва

Смесительная установка (блендер) для гидроразрыва смонтирована на грузовом шасси с силовыми агрегатами и приводами аналогичными с установкой гидроразрыва (рис. 3). Модель установки МС-60 имеет производительность 9540 л в минуту. Включает в себя центробежный насос, смесительный бак, баки для химикатов, нагнетательные коллекторы жидких химикатов, систему подачи сухих химикатов, бункер и шнеки для проппанта, расходомеры, кабину управления смесителем. Установка предназначена для выполнения широкого круга задач, связанных с приготовлением рабочих составов ГРП.

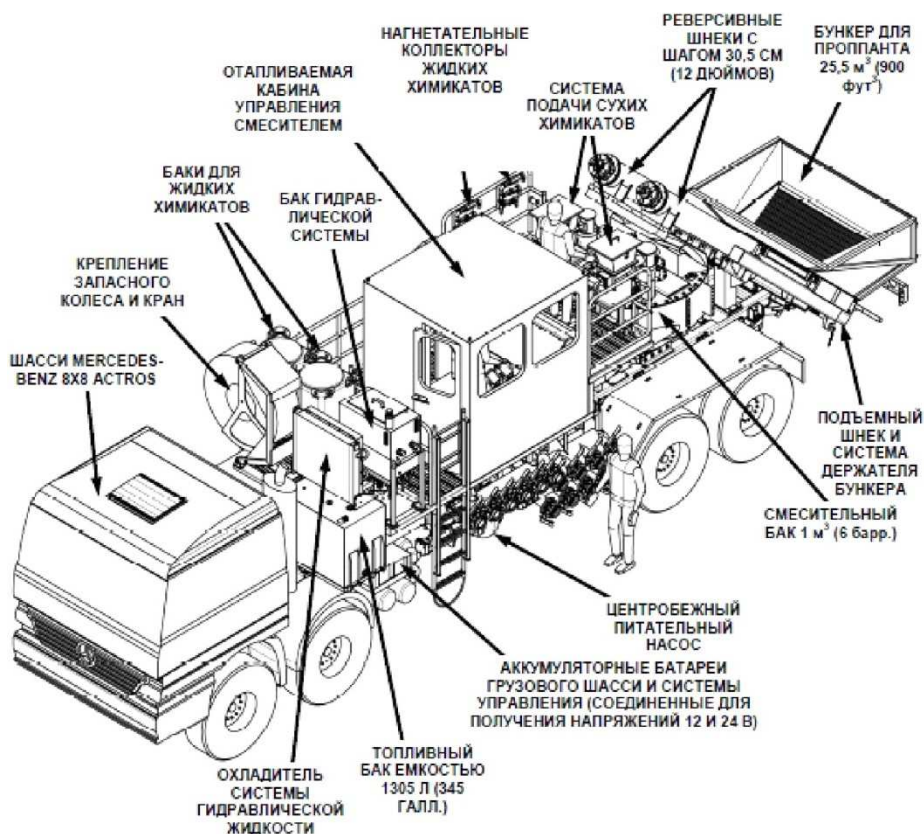


Рисунок 3 – Смесительная установка

Проппant доставляется песковозом. Установка транспортировки проппанта (рис. 4) включает в себя усиленное грузовое шасси повышенной проходимости, с компоновкой «кабина над двигателем» и формулой привода 8x8/4, с двигателем мощностью 503 л.с., 16-скоростной трансмиссией. Установка имеет самосвальный кузов ёмкостью 40 тонн. Пульт управления оператора приводят в действие все гидравлические системы. Кроме доставки проппанта на место проведения работ, установка способна хранить и производить непосредственную подачу проппанта в бункер смесительной установки со скоростью, соответствующей максимальному выходному значению расхода смесителя.

Станция управления (модель EC-22ACD) (рис. 5) регистрирует данные с блендера и насосных агрегатов. В ней находятся рабочие места инженеров и операторов, которые осуществляют контроль и управление за операциями по гидроразрыву. Станция смонтирована на грузовом шасси с формулой привода 6x6 и имеет силовые агрегаты трансмиссию, на которых смонтированы предыдущие установки. Так же станция управления имеет силовую установку переменного тока или возможность подключения к местному источнику электропитания. В корпусе фургона для сбора данных имеются отдельные отапливаемые и вентилируемые помещения диспетчерской и лаборатории. Станция может управлять шестнадцатью насосами с интеллектуальными системами управления (IPC), четырьмя насосами, не оборудованными системами IPC, и системами дозирования химикатов. Система сбора данных обеспечивает передачу параметров в реальном времени в программу анализа проведения ГРП. В ОАО «Сургутнефтегаз» используется программное обеспечение FRACPRO, предназначенное для моделирования процесса ГРП.

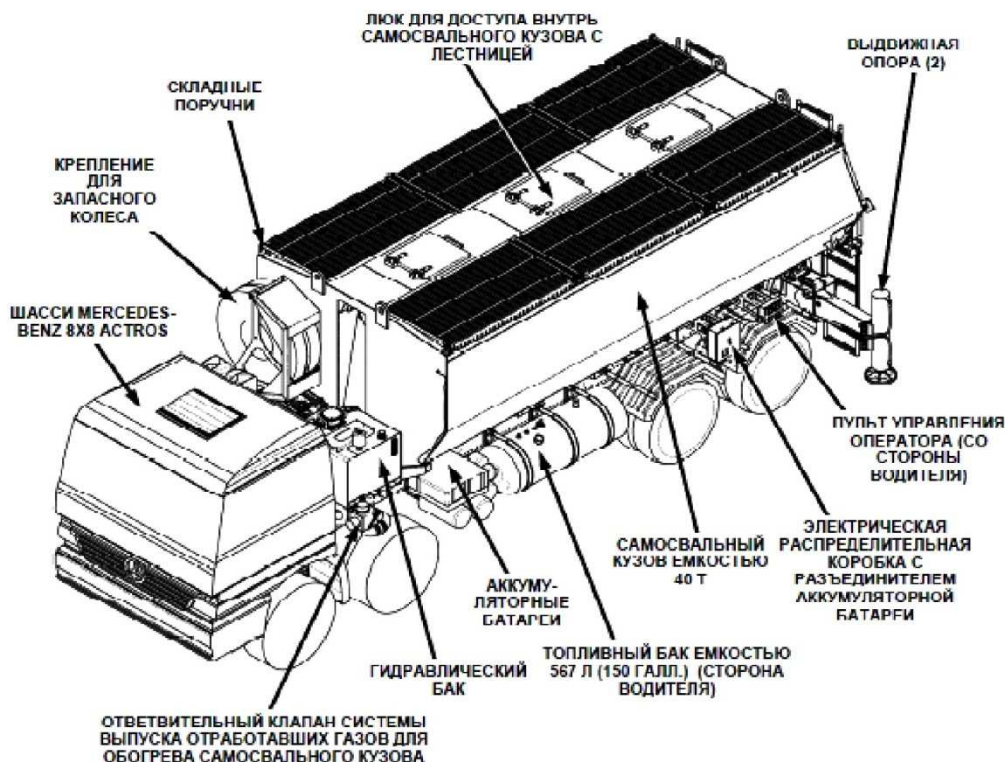


Рисунок 4 – Установка транспортировки пропелланта

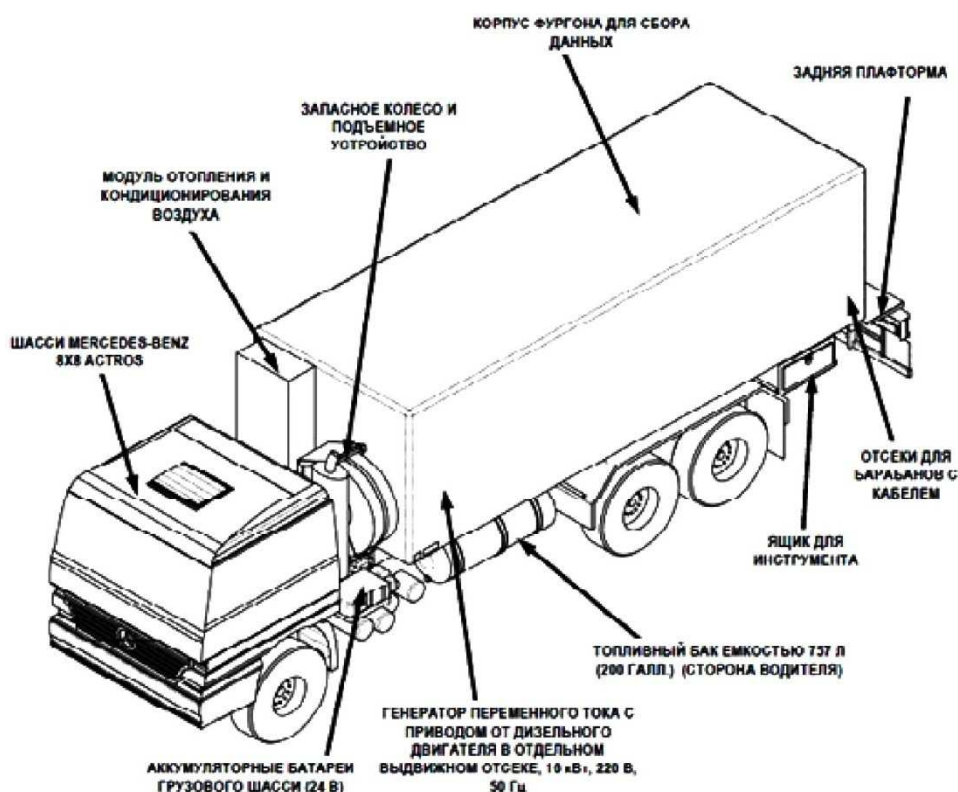


Рисунок 5 – Станция управления

Установка блока манифольдов (рис. 6) предназначена для перевозки опорной рамы манифольда и установки её на месте выполнения работ. Установка манифольда, смонтированная на грузовом шасси с формулой привода 8x8/4, включает агрегаты аналогичные для предыдущих установок. Модель IC-320 имеет платформу для опорной рамы манифольда и гидравлический кран «Сорташ» со складной стрелой смонтированы на установке.

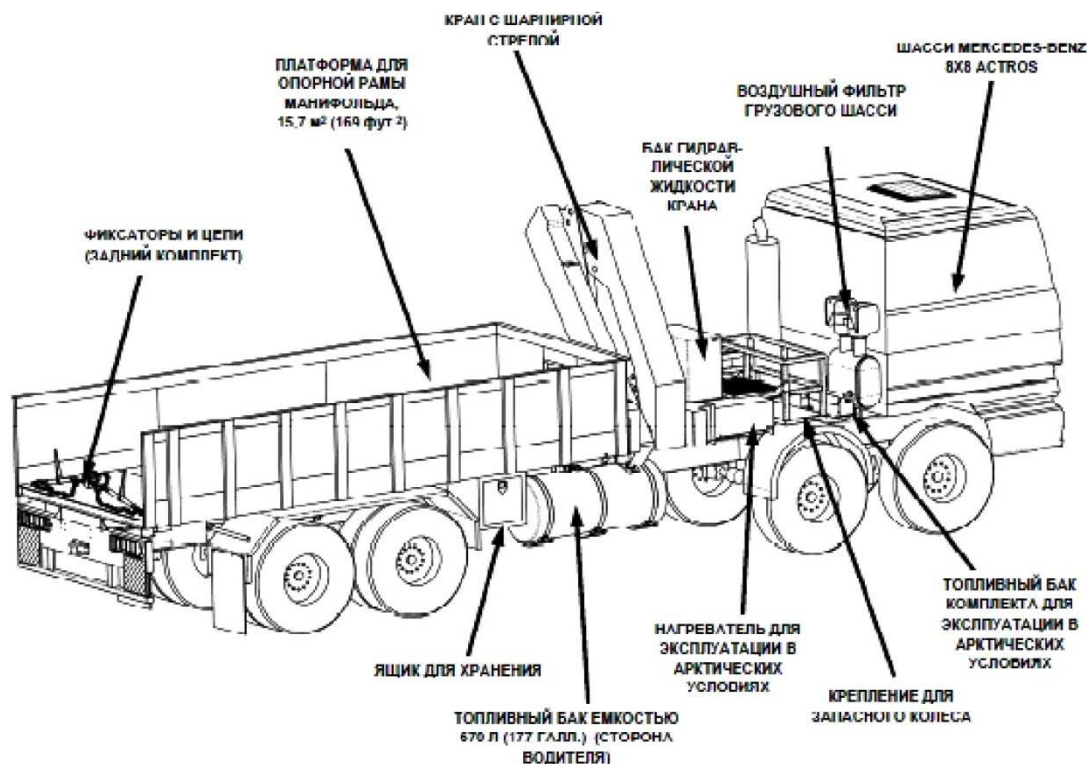


Рисунок 6 – Установка манифольдов

CC5-CAS – машина химических добавок представлена на рисунке 7.

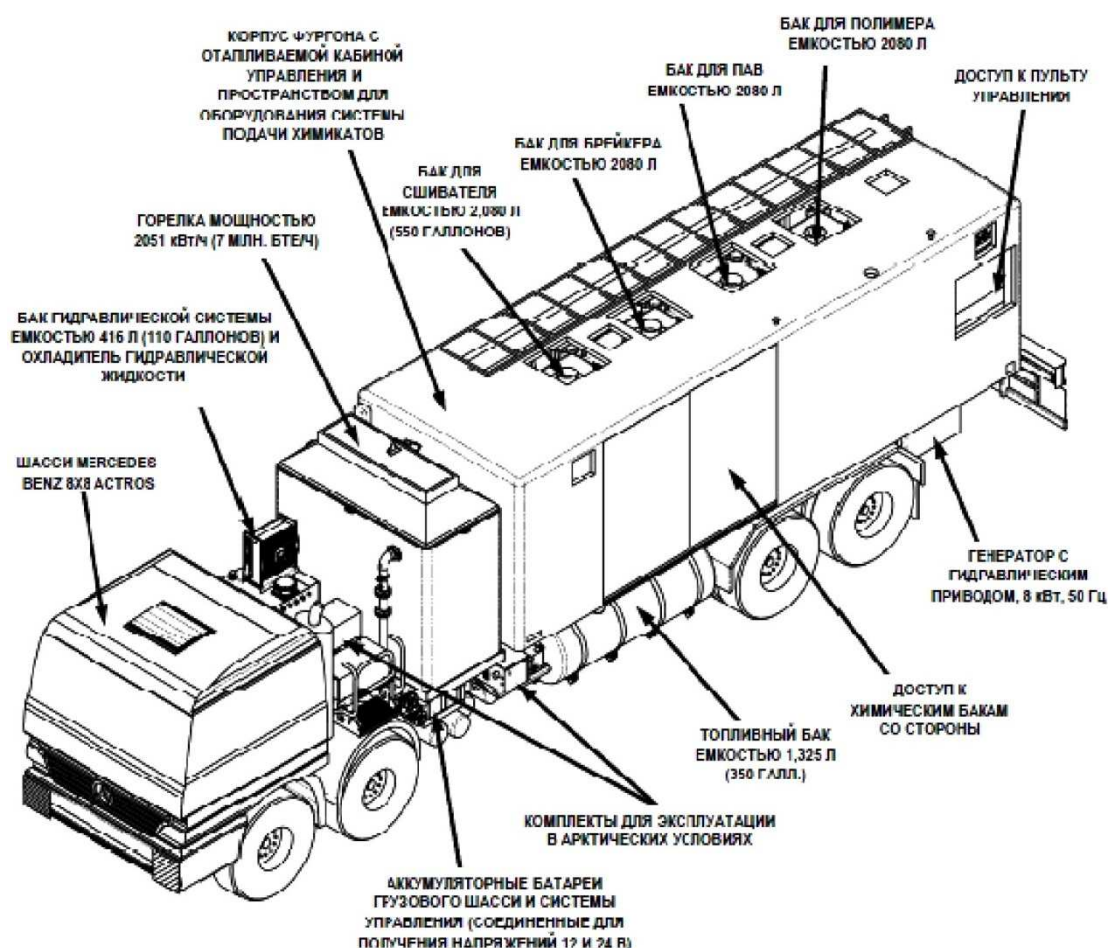


Рисунок 7 – Система дозирования химикатов

Система дозирования химикатов (рис. 7) СС5-CAS (машина химических добавок) имеет емкость 8320 л и применяется для транспортировки и закачивания жидких химикатов. Установка смонтирована на грузовом шасси, которое имеет колесную формулу 8x8 и сдвоенную ось усиленного типа. Двигатель и трансмиссия установлены как на предыдущих установках. Имеет несколько гидравлических баков с емкостями по 2080 л (для ПАВ, полимеров, сшивателя), гидравлические насосы, систему нагрева жидкости для гидроразрыва, расходомеры и автоматические контроллеры. В корпусе фургона находится отопливаемая кабина управления.

На месте проведения работ применяется установка гидратации НС301, которую используют для перемешивания и гидратации полимерных гелей, жидких и сухих химикатов и базовых жидкостей. А также может использоваться вспомогательная специализированная техника (ЦА-320, вакуумный насос).

Принципиальная схема расстановки техники при гидроразрыве пласта представлена на рисунке 8.

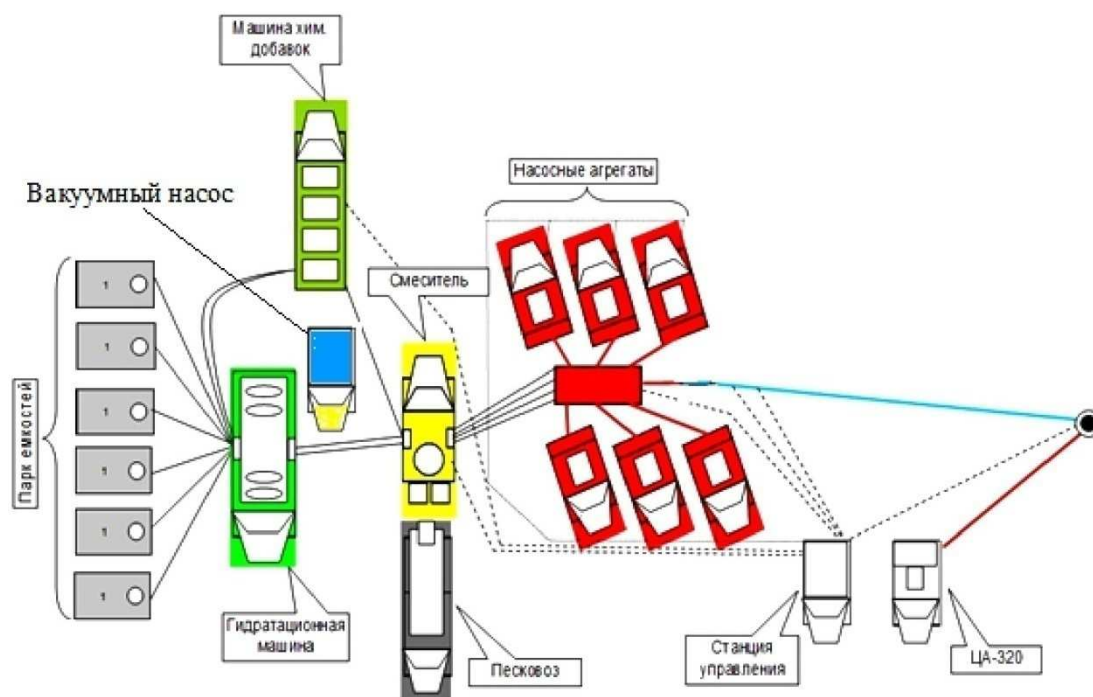


Рисунок 8 – Схема расстановки техники ГРП

Технология многосекционного ГРП

Многосекционный ГРП – это операция ГРП с предварительным спуском в скважину компоновки подземного оборудования, состоящую из фрак-портов, посадочных седел для шаров-активаторов и гидромеханических пакеров. Последовательное непрерывное проведение нескольких этапов ГРП в продуктивном горизонте.

Так, в 2012 году были проведены первые работы по многосекционному ГРП в горизонтальных стволах скважин (рис. 9). Данная технология позволила обеспечивать наиболее полный охват всего горизонтального участка, а именно равномерное и точное распределение проппанта по всей протяженности ствола и, как следствие, увеличение нефтеотдачи.

Технология многосекционного ГРП доказала свою высокую эффективность и необходимость применения её на месторождениях со сложным геологическим строением. С каждым годом количество операций МС ГРП неуклонно растет, на ноябрь 2016 года в ОАО «Сургутнефтегаз» произведено 88 операции МС ГРП, запланировано 117 операций МС ГРП.

МС ГРП применяется как на вновь пробуренных скважинах, так и на скважинах после ЗБС. Конструкция скважин для реализации данного метода, как правило, предусматривает спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивного пласта и после-

дующее закрепление продуктивного пласта спуском хвостовика. На вновь бурящихся скважинах крепление продуктивного пласта происходит спуском нецементируемого хвостовика с разобщением интервалов ствола гидромеханическими пакерами (рис. 10).

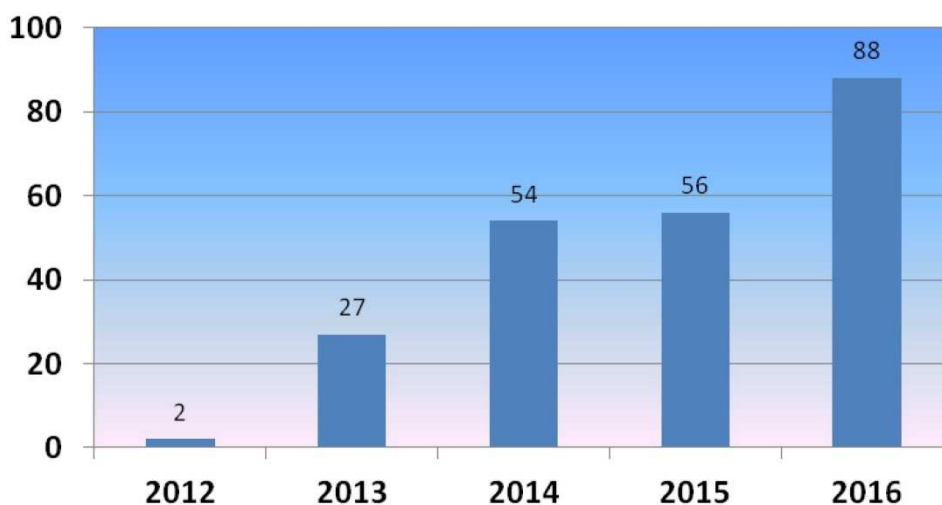


Рисунок 9 – Количество выполненных МС ГРП с 2012 года

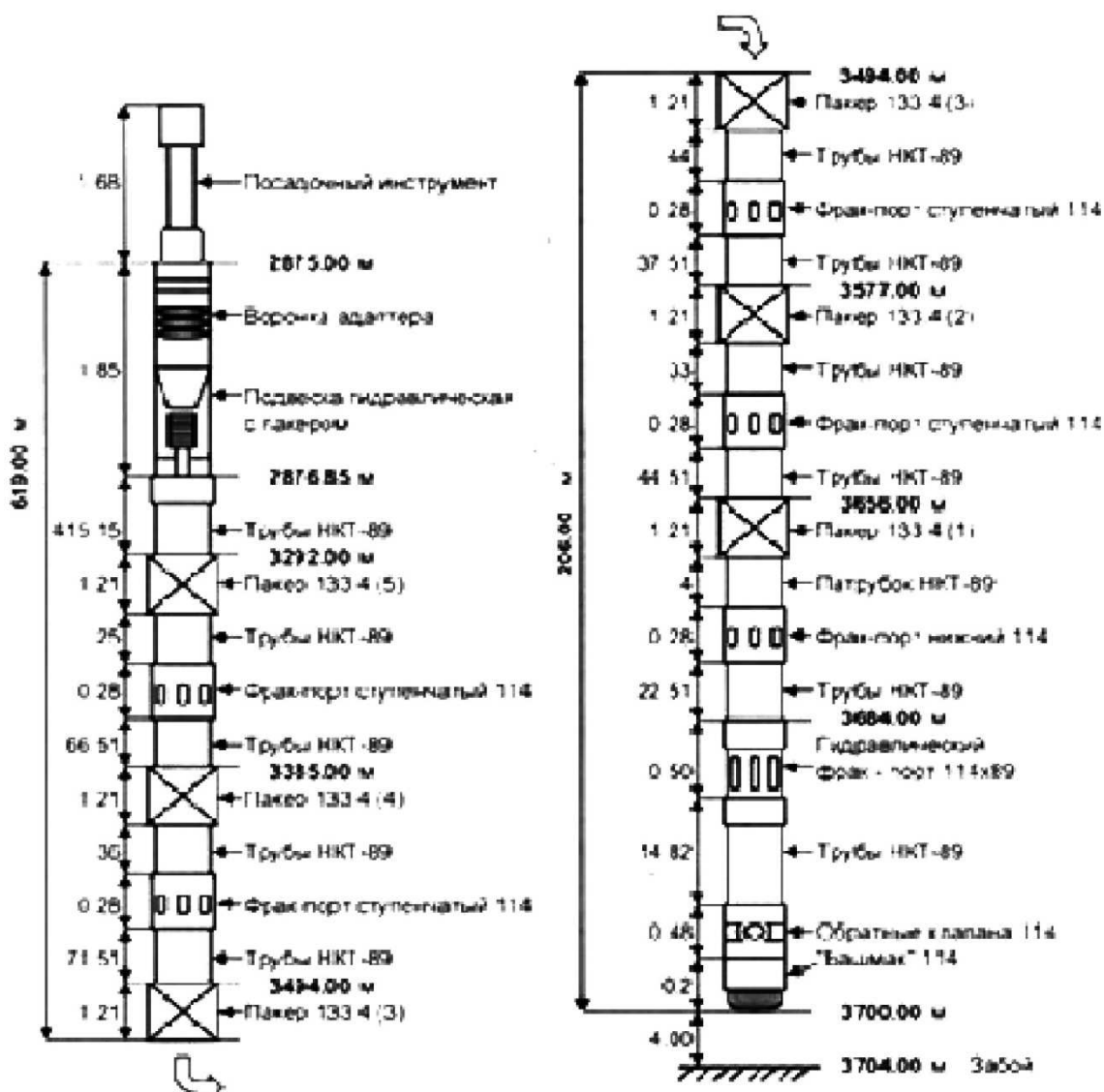


Рисунок 10 – Схема компоновок МС ГРП компании «GeoTrend»

Компоновка хвостовика при этом следующая:

- башмак;
- обратный клапан;
- гидравлический фрак-порт;
- гидромеханические пакера и фрак-порты, открываемые шарами;
- подвеска хвостовика, не цементируемая с пакером;
- воронка адаптера.

На боковых стволах скважин после ЗБС крепление продуктивного пласта происходит спуском цементируемого хвостовика с разобщением интервалов ствола гидромеханическими пакерами (рис. 11).

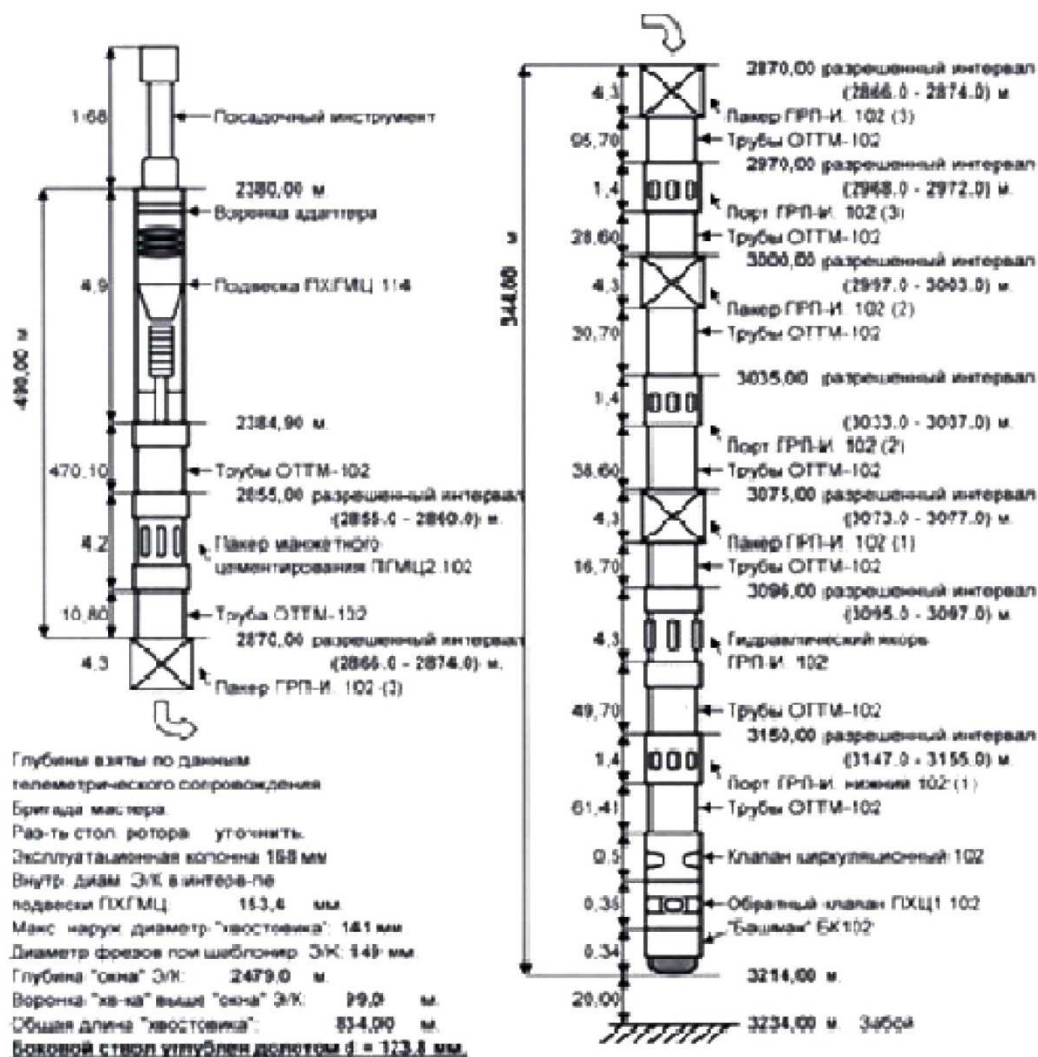


Рисунок 11 – Схема компоновок МС ГРП компании «Тяжпресмаш»

Компоновка хвостовика при этом следующая:

- башмак;
- обратный клапан;
- циркуляционный клапан;
- гидравлически открываемый фрак-порт;
- гидромеханические пакера и фрак-порты, открываемые шарами;
- пакер манжетного цементирования ПГМЦ (предназначен для проведения манжетного цементирования и надёжного разобщения фильтровой и цементируемой частей хвостовиков);
- подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ (предназначена для спуска, цементирования, подвески и герметизации хвостовиков);

• УГРХ устройство предназначено для герметизации затрубного пространства в хвостовике;

• воронка адаптера.

Для активации фрак-портов во время МС ГРП на вновь вводимых скважинах используются растворимые шары компании «GeoTrend». Активация происходит посредством сброса шара определённого типоразмера и посадки его в седло соответствующей муфты ГРП. После чего растворяются в соляных растворах, соляной кислоте, либо в скважинной продукции.

• шар обладает высокими прочностными свойствами;

• растворяется за несколько дней при повышении температуры в любом типе жидкости;

• размеры шаров от 41,4 до 69,9 мм;

• растворение шара происходит по окружности без рассыпания на части.

За счёт применения технологии растворимых шаров исключён этап их разбухания, либо установок кислотных ванн, которые ранее требовались при выполнении МС ГРП по обычной технологии с нерастворимыми шарами. Технология применения растворимых шаров сокращает время на освоение скважины после МС ГРП.

Произведен анализ основных параметров МС ГРП:

• количество стадий;

• количество тестовых ГРП;

• количество проппанта;

• отношение количество закаченной воды к проппанту.

Удельные параметры на одну стадию ГРП практически не меняются с 2012 года. Количество стадий МС ГРП на скважинах из бурения удерживается в районе 5–6 стадий, действующего фонда в районе с 2015 года в районе 3,5 стадии на одну операцию МС ГРП.

Удельная масса проппанта на скважинах вновь вводимого и действующего фондов за период 2016 года снизилась на стадию ГРП в целом на 10 тонн.

На рисунке 12 показана принципиальная схема подземного оборудования 4-стадийного ГРП.

С целью увеличения интенсификации добычи нефти предлагается рассмотреть возможность увеличения количества стадий операции МС ГРП.

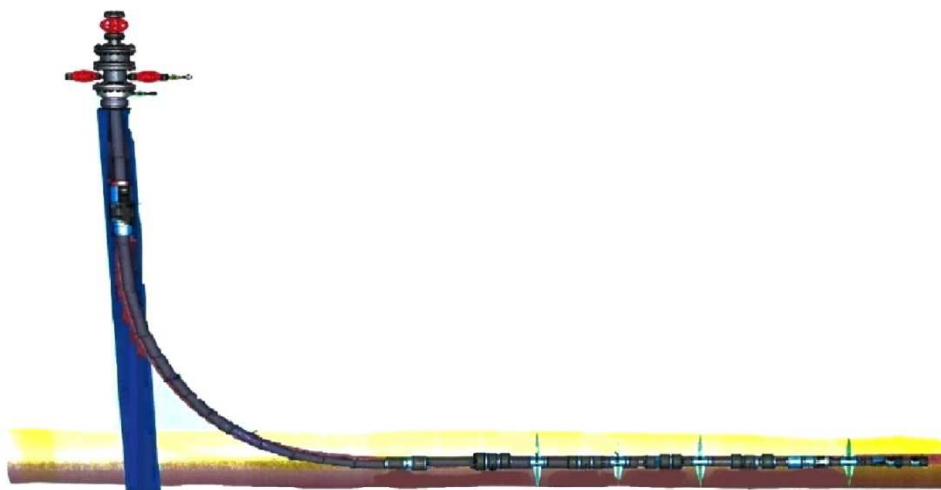


Рисунок 12 – Принципиальная схема подземного оборудования 4-стадийного ГРП

Снижение эффекта от МС ГРП в скважинах действующего фонда связанное с влиянием факторов риска, может быть компенсировано увеличением числа стадий ГРП и проведением исследований, с целью увеличения эффекта от ГРП.

МС ГРП на 5–6 стадий проводятся с 2012 года, но работы на 10–15 стадий не проводились. Одним из перспективных направлений совершенствования МС ГРП – это реализация «бесшаровой» технологии, которая позволит увеличить количество этап, а

значит объём трудноизвлекаемых запасов нефти в горизонтальной скважине. В качестве изолятора возможно использование селективных пакеров с «разрывными муфтами», и проведение МС ГРП с последовательной изоляцией стимулированных зон пакер-пробками. В этом случае количество стадий ГРП ограничивается лишь протяжённостью самой скважины и технико-экономическими расчётами.

Проведение работ по МС ГРП

Разделяют следующие этапы проведения работ по МС ГРП:

Этап планирования

На данном этапе НГДУ совместно с другими предприятиями определяют скважины, потенциально подходящие для использования технологии МС ГРП (с учётом получения максимальной эффективности от их работы и минимальным сроком окупаемости технологии МС ГРП). На основе данного подбора формируется «Программа подготовки скважин для зарезки удлинения и последующего проведения многосекционного ГРП».

Обеспечивается сбор полной и качественной информации: выкопировка из схемы разбуривания участка, структурный план, геологический разрез, текущее состояние разработки района проведения работ. Определяется первоочередное бурение ближайших наклонно-направленных скважин для изучения вскрываемого разреза перед началом бурения скважин под МС ГРП. Согласовывается перечень скважин под МС ГРП на планируемый квартал при формировании графика проведения КРБ на месторождениях Общества на планируемый квартал.

Этап строительства основного ствола скважины

На данном этапе НГДУ выдаёт «Подрядчику УБР» всю необходимую информацию для строительства скважины с определением параметров точек входа в проектный горизонт и других технических характеристик, необходимых для дальнейшего проведения в данных скважинах МС ГРП. «Подрядчик УБР» соблюдает все необходимые технологические параметры строительства скважины с учётом требований для дальнейшего забуривания «удлинения» и спуска оборудования под МС ГРП.

При бурении скважины совместно учитываются технические ограничения по спуску оснастки под проведение МС ГРП, проложение горизонтального участка выбирается приоритетно по направлению, позволяющему произвести забуривание «удлинения» ствола скважины в продуктивной части пласта с падением зенитного угла по проложению профиля. Выполняются инклинометрические измерения при бурении скважин не более 3 метров над забоем в соответствии с «Технологическим регламентом по проведению инклинометрических замеров с применением телеметрических систем». Выполняются расчёты траекторий ствола скважины на дальнейшее бурение и возможность забуривания «удлинения» ствола скважины с учётом фактического отклонения при бурении основного ствола скважины. При некачественном проведении замеров телесистемой произвести окончательный каротаж в открытом стволе, в обсаженном стволе скважины. До начала забуривания «удлинения» под МС ГРП в технической колонне необходимо выполнить комплекс геофизических исследований (ГИС) по оценке качества цементирования колонны (АКЦ, РК), при необходимости выполняются дополнительные методы ГИС.

Этап забуривания «удлинения» горизонтального участка ствола скважины

На данном этапе НГДУ выдаёт «Подрядчику УПНП и КРС» необходимую информацию для забуривания «удлинения» ствола скважины.

Осуществляется забуривание «удлинения» в соответствии с выданными НГДУ параметрами. Производится спуск и обсаживание «удлинения» скважины «хвостовиком» в соответствии с согласованными «Заказчиком» планом работ и схемой с указанием интервалов установки элементов оснастки (адаптера, труб, пакеров, обратных клапанов, центраторов, башмака), а также оборудования для проведения МС ГРП. Выполняется спуск и установка уплотнительного узла механического действия (далее по тексту – Стингер), установка и монтаж спецздвижки, опрессовка трубного и затрубного пространства. Минимизируется время простоя ствола скважины после окончания проведения работ по забуриванию «удлинения» до спуска «хвостовика» с оборудованием для проведения МС ГРП.

Подготовка ствола скважины для проведения МС ГРП

После завершения забуривания «удлинения» до проектного забоя перед началом работ по спуску компоновки с оборудованием для МС ГРП производится:

- скреперование интервала установки гидравлической подвески;
- проработка «удлинения» от башмака эксплуатационной колонны до глубины установки башмака компоновки с оборудованием для МС ГРП;
- шаблонировка открытого ствола компоновкой поставщика оборудования в соответствии с планом работ.

Проработка и шаблонировка открытого ствола производится оборудованием (фреза, райберы), диаметры которого превышают диаметры компоновки МС ГРП.

При спуске элементы оборудования для МС ГРП (башмак, гидравлические порты, гидромеханические пакера, подвеска) устанавливаются в интервалах согласно дополнительному плану работ на забуривание «удлинения» горизонтального участка ствола скважины. Трубы должны заполняться раствором через каждые 50–100 м без наворота верхнего привода. Спуск оборудования для МС ГРП производится плавно, без резких рывков и торможений. Спуск «хвостовика» производить только на бурильных трубах БТ-89. Запрещается доливать инструмент с навёрнутым верхним приводом во избежание срабатывания гидравлической подвески. Вращение инструмента при спуске компоновки для МС ГРП запрещается. Запрещается оставлять компоновку «хвостовика» в открытом (необсаженном) стволе без движения более 5 мин. За 20 м до башмака эксплуатационной колонны выполнить долив инструмента до устья. Замерить вес «хвостовика» и инструмента при ходе вверх-вниз. Данную операцию необходимо повторить при допуске компоновки до проектной глубины.

После спуска компоновки до планируемой глубины навернуть привод, включить циркуляцию, не превышая рекомендованного безопасного расхода. Вызвать циркуляцию в полном объёме, затем перевести скважину на солевой раствор. Сбросить шар 31,8 мм для активации забойного циркуляционного клапана. Прокачать шар расчётным объёмом до посадочного седла забойного циркуляционного клапана. Расход жидкости не должен превышать 0,5 м³/мин (давление при циркуляции не должно превышать 55 кгс/см²).

После посадки шара в седло:

- увеличивается дифференциальное давление в инструменте в соответствии с дополнительным планом работ, происходит закрытие забойного циркуляционного клапана;

- давление повышается до активации подвески «хвостовика» в соответствии с гидравлическим расчётом. Разгружается транспортная колонна на вес, указанный в гидравлическом расчёте, для проверки якорения компоновки в эксплуатационной колонне. Давление активации выдерживается в течение 5 мин.

При увеличении давления в трубах до расчётного, указанного в гидравлическом расчёте, происходит посадка пакеров.

Для активации верхнего пакера приподнимается подвесной инструмент на 4,0–4,5 м, для выхода из воронки торцевых упоров и приводится в действие пакер путём разгрузки транспортной колонны на 20–25 тонн, на верхний торец пакера. Опрессовывается верхний пакер по затрубному пространству не превышая максимального Ропр эксплуатационной колонны.

При спуске уплотнительного узла используются НКТ-89 мм с упорной резьбой. Собирается Стингер и производится его спуск на НКТ-89 мм. За 5–10 труб до воронки «хвостовика» фиксируется вес инструмента при ходе вверх-вниз и в неподвижном состоянии. Медленно продолжается спуск до воронки «хвостовика». Разгрузка 10 тонн веса НКТ на пакер зафиксированную резьбу уплотнительного элемента в ответной левой резьбе верхнего пакера. 10 тонн затяжки сверх собственного веса лифта НКТ будет доказательством надлежащей стыковки с пакером. Разгружается инструмент на 5 тонн для срабатывания защёлки. Натяжка инструмента на 2 тонн подтверждается, что защёлка сработала. Выполняется подгонка длины НКТ для последующей установки спецздвижки. Выполняется опрессовка затрубного пространства на допустимое Ропр эксплуатационной колонны в течение 5 мин. и герметичности уплотнительного узла.

Монтируется устьевое оборудование и готовится площадка для спецтехники ГРП.

Этап проведения МС ГРП

Операция по ГРП включает в себя:

- проведение тестового ГРП (при необходимости) и корректировка на его основе расчёта МС ГРП;
- последовательную закачку оторочек композиций химических реагентов и технологической жидкости в объёмах и на режимах, предусмотренных расчётом МС ГРП;
- закачку технологической жидкости ГРП – песконосителя с постепенным увеличением концентрации проппанта в соответствии с утверждённым расчётом проведения разрыва;
- нагнетание оторочки продувочной жидкостью с предварительным вводом шаров активации портов ГРП и изоляции интервалов предыдущих этапов, в объёме, обеспечивающем закачку геля с проппантом в пласт.

Непосредственно процесс перехода к следующей стадии включает в себя следующие действия:

- после остановки шнеков необходимо снизить расход жидкости до 2 м³/мин.;
- произвести запуск шара через манифольд запуска шаров;
- поднять расход до планового и произвести продавку геле-проппантовой смеси в пласт;
- за 3 м³ до плановой посадки шара снизить расход жидкости до 2 м³/мин.;
- получив подтверждение о посадке шара в посадочный узел, о чём свидетельствует интенсивное увеличение давления и последующая нормализация (открытие фрак-порта), повысить расход жидкости до планового и запустить программу следующего этапа МС ГРП.

При проведении МС ГРП производится непрерывная запись параметров режимов работы оборудования всех химических реагентов, применяемых при проведении ГРП, на электронные носители и бланки установленного формата.

По окончании работ с целью калибровки показаний расходомеров фиксируются остатки проппанта и объёма технологической жидкости.

После проведения МС ГРП по окончании закачки жидкости разрыва:

- закрывается устьевая задвижка;
- стравливается давление с линии манифольда;
- скважина оставляется на время, необходимое для распада геля (не менее 24 часов);
- остатки жидкости разрыва утилизируются.

Места и способы утилизации рабочей жидкости должны соответствовать требованиям законодательства в области охраны окружающей среды, проектам обустройства месторождений, имеющим положительное заключение экологической экспертизы, «Типовому регламенту по утилизации технологических жидкостей и растворов химреагентов, применяемых на различных стадиях при зарезке и бурении боковых стволов».

Этап освоения и запуска скважины

Этап освоения и запуска скважины включает в себя:

- отработка скважины с целью отбора технологической жидкости, закачанной при ГРП до получения признаков пластового флюида, подъёма шаров;
- освоение скважины, извлечение (разбуривание) шаров ГРП с привлечением бригады капитального ремонта скважин с установкой «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки;
- подъём Стингера, спуск погружного промыслового оборудования.

После полного распада геля (24 часа) производится отработка скважины через штуцерную камеру диаметром 4–10 мм на технологическую ёмкость. Линия стравливания (отрабочная) оборудуется байпасной линией, предназначенной для улавливания шаров ГРП.

В процессе отработки фиксируется устьевое (буферное) давление, объём и состав скважинной жидкости, количество поднятых на поверхность шаров.

В случае устойчивого фонтанирования скважины при устьевом давлении на 30 % и более превышающем давление в нефтяном коллекторе при обводнённости менее 70 % и отсутствии в жидкости признаков неразрушенного геля ГРП скважина запускается в систему нефтесбора в режиме фонтанирования в независимости от количества поднятых на поверхность шаров ГРП.

При не выходе скважины на режим фонтанирования или его прекращении, и наличии шаров ГРП в секциях хвостовика, освоение скважины производится с привлечением бригад капитального ремонта скважин с установками «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки.

Спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта азрированной жидкостью до глубины фрак-порта с неизвлечённым шаром ГРП. В промывочную жидкость добавляется понизитель трения металл-металл. При аномальном поглощении скважины, для получения устойчивой циркуляции и обеспечения полного подъёма проппанта и шаров на поверхность могут использоваться вязко-упругие смеси. Скважина промывается до выхода чистой промывочной жидкости. Непрерывная труба поднимается из скважины. При выходе шаров ГРП (за «пером») промывка скважины повторяется до следующего фрак-порта.

При невыходе шаров ГРП (за «пером») при азрированной промывке освоение скважины производится со спуском спецловителя на ГНКТ. Производится 1,2 цикла освоения скважины по ГНКТ газификационной установкой. Производится допуск спецловителя с вызовом притока скважины пенной системой до глубины установки первого фрак-порта. При наличии шаров ГРП в спецловителе спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта азрированной жидкостью до глубины фрак-порта с не извлечённым шаром ГРП. При условии извлечения всех шаров спускается «перо» диаметром 38–44 мм до глубины установки последнего фрак-порта для окончательной промывки скважины с отбором проб на КВЧ.

Анализ результатов проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

Результаты проведения МС ГРП пласта ЮС₂¹ в 19 скважинах Русскинского месторождения за период 2013–2016 годов приведены в таблице 2 (номера скважин в таблице условные, так как указание результатов МС ГРП с указанием реальных скважин могут составлять производственную тайну НГДУ «Комсомольскнефть»).

Таблица 2 – Результаты проведения МС ГРП пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

№ скважины	Этап	Режимы работы скважин									Проппант, тонн
		до ГРП			Параметры на дату запуска			Параметры на текущую дату			
		Q _ж , м ³ /сут.	% обв.	Q _н , тонн/сут.	Q _ж , м ³ /сут.	% обв.	Q _н , тонн/сут.	Q _ж , м ³ /сут.	% обв.	Q _н , тонн/сут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5	из бурения			107	54	42,37	38	82	5,90	230,0
2	5	из бурения			57	20	39,16	97	78	18,50	127,0
3	5	из бурения			142	72	34,77	127	88	13,10	125,0
4	5	из бурения			163	46	76,39	56	33	32,90	240,0
5	5	из бурения			110	33	63,64	115	45	55,90	270,0
6	5	из бурения			115	38	60,70	66	27	42,40	150,0
7	5	из бурения			123	45	57,90	62	57	23,50	188,5
8	5	из бурения			108	41	54,90	130	93	7,59	150,0
9	5	из бурения			77	86	8,98	25	44	12,43	143,7
10	5	из бурения			59	40	30,66	28	51	11,95	210,0
11	5	из бурения			82	23	54,26	53	26	34,28	101,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	6	из бурения			120	40	63,14	66	42	33,34	210,0
13	5	из бурения			160	18	115,10	65	23	43,66	175,0
14	5	из бурения			102	51	44,30	69	69	54,70	210,0
15	3	27,73	70,93	8,06	79	80	13,38	57	65	17,69	150,0
16	3	16,52	98,65	0,22	68	44	32,98	48	62	16,07	120,0
17	3	26,52	77,81	5,72	66	39	34,60	28	25	18,34	130,0
18	3	11,43	27,33	4,73	68	31	41,10	52	33	30,78	105,0
19	3	17,49	64,81	6,51	103	89	9,90	38	60	13,33	115,0

По данным таблицы, начиная с 2013 года МС ГРП выполнен в 14 скважинах из бурения (новые скважины с удлинением горизонтального ствола) и в 5 скважинах после проводки бокового ствола. Для проведения этих работ в скважину спускали компоновки (стингер), состоящие из 3 фрак-портов (для скважин после проводки бокового ствола) и 5–6 фрак-портов (для новых горизонтальных скважин). Объём закачанного проппанта варьирует от 101,5 до 270 тонн. После проведения МС ГРП у скважин имелся дебит по жидкости от 57 до 163 м³/сут., по нефти от 8,98 до 115,1 тонн/сут. и процент обводнённости от 18 до 89 %. Проанализировав эти результаты и выполнив расчёт основных параметров МС ГРП, будет возможно сделать общий анализ эффективности проведения МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения.

В связи с тем, что нефтенасыщенные пласты юрских отложений представлены алевролитами, заглинизированными песчаниками, глинами с низкими коллекторскими свойствами, и обычными методами обработок призабойных зон пластов (СКО, ГКО, ПАВ, УОС, ТГХВ) освоить и добиться хорошего притока для дальнейшей эксплуатации практически невозможно, поэтому было принято решение о производстве работ по гидроразрыву пластов как наиболее эффективному методу интенсификации добычи нефти.

На начальном этапе освоения наклонно-направленных скважин и горизонтальных боковых стволов применялся и применяется в настоящее время многообъёмный стандартный ГРП. Как правило, после освоения скважины и спуска подземного оборудования начальный дебит по нефти составлял в среднем 9–10 тонн/сут. В процессе дальнейшей эксплуатации производительность скважин снижается, и средний дебит по нефти составляет 2–3 тонн/сут.

В последнее время для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти пласта ЮС₂¹ разработали и стали использовать новую технологию многосекционного ГРП. В зависимости от количества портов значительно увеличивается количество трещин в коллекторе и, как следствие, увеличивается объём закачанного проппанта. После освоения скважины эксплуатируются установками ЭЦН.

Работы по МС ГРП выполнены с успешностью 100 %.

Исходя из нефтенасыщенности пласта ЮС₂¹ (см. табл. 1), ожидали получить приток с низким процентом обводнённости. Однако, как видно из режимов работы скважин (см. табл. 2), получен дебит скважин с высоким содержанием воды. В процессе дальнейшей эксплуатации скважин в большинстве случаев процент обводнённости увеличился и, как следствие, уменьшался дебит нефти.

Причиной обводнённости продукции по геофизическим исследованиям в одной скважине выявлен заколонный переток из вышележащего горизонта ЮС₁ из-за некачественного цементирования эксплуатационной колонны. Высокое содержание воды в остальных скважинах также возможно обусловлено поступлением воды из нижележащего горизонта ЮС₂² по причине нарушения глинистой перемычки после проведённого ГРП.

Расчёт основных параметров МС ГРП

Для выполнения расчёта возьмём из таблицы 2 скважину с условным номером 5. Для расчёта используем исходные данные, приведённые в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчёта основных параметров ГРП

Глубина скважины $L_{скв}$, м	2860
Длина скважины $L'_{скв}$, м	3630
Количество фрак-портов	5
Начальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	28,6
Эффективная нефтенасыщенная толщина h , м	5,8
Средняя плотность вышележащих пород ρ_n , кг/м ³	2600
Темп закачки Q , м ³ /с	0,0486
Плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жп}$, кг/м ³	930
Вязкость жидкости-песконосителя μ , Па·с	0,2
Коэффициент Пуассона ν	0,3
Средняя концентрация проппанта в смеси C_n , кг/м ³	600
Плотность проппанта $\rho_{лес}$, кг/м ³	1600
Диаметр НКТ (внешний / внутренний), мм	88,9 / 75,9
Количество закачиваемого проппанта Q_n , тонн	270 – всего, 55 – на один фрак-порт
Объём закачиваемой жидкости $V_{ж}$, м ³	150 – на один фрак-порт
Насосный агрегат	FC 2251

Имея исходные данные, выполним расчёт основных параметров ГРП:

1. Рассчитаем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{ев} = \rho_n \cdot g \cdot L_{скв} \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где $L_{скв}$ – глубина скважины, м; ρ_n – среднее значение плотности породы, залегающей от поверхности до подошвы пласта, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с.

$$P_{ев} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2860 \cdot 10^{-6} = 72,9 \text{ МПа.}$$

2. Принимая $\nu = 0,3$, рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{ез} = P_{ев} \cdot \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2-0,3$).

$$P_{ез} = 72,9 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 31,2 \text{ МПа.}$$

3. Зная составляющие горного давления, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{заб}}{P_{ез}} \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{ез}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1-\nu^2)^2 \cdot P_{ез} \cdot V_{ж}}, \quad (3)$$

где E – модуль упругости пород ($E = 10^5$ Па); Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; μ – вязкость жидкости разрыва, Па·с; $V_{ж}$ – объём закачиваемой жидкости, м³.

$$\frac{P_{заб}}{P_{ез}} \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{ез}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot 10^{10} \cdot 0,0468 \cdot 0,2}{(1-0,3^2)^2 \cdot 31,2 \cdot 10^6 \cdot 150} = 0,127,$$

отсюда $P_{заб} = 46,9$ МПа.

4. Определим объёмную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_H = \frac{\frac{C_n}{\rho_{\text{пес}}}}{\frac{C_n}{\rho_{\text{пес}}} + 1}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{пес}}$ – плотность песка, кг/см³; C_n – средняя концентрация песка в 1 м³ жидкости.

$$\beta_H = \frac{\frac{600}{1600}}{\frac{600}{1600} + 1} = 0,273.$$

5. Рассчитаем плотность жидкости-песконосителя с песком:

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} \cdot (1 - \beta_H) + \rho_{\text{пес}} \cdot \beta_H, \quad (5)$$

где $\rho'_{\text{жп}}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³.

$$\rho_{\text{жп}} = 930 \cdot (1 - 0,273) + 1600 \cdot 0,273 = 1112,9 \text{ кг/м}^3.$$

6. Рассчитаем вязкость жидкости-песконосителя с песком:

$$\mu_{\text{жп}} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_H), \quad (6)$$

где μ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

$$\mu_{\text{жп}} = 0,2 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,273) = 0,476 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

7. Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{жп}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{жп}}}; \quad (7)$$

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 0,0486 \cdot 1112,9}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,476} = 1907,1.$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления получаем равным:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}; \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{64}{1907,1} = 0,034.$$

9. Рассчитаем потери на трение:

$$P_{\text{тр}} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L'_{\text{скв}} \cdot \rho_{\text{жп}}}{(\pi^2 \cdot d^2)}, \quad (9)$$

где $L'_{\text{скв}}$ – длина скважины, м; d – внутренний диаметр НКТ, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

$$P_{\text{тр}} = \frac{8 \cdot 0,034 \cdot 0,0486^2 \cdot 3630 \cdot 1112,9}{(3,14^2 \cdot 0,0759^2)} = 4,5 \text{ МПа}.$$

10. Учитывая то, что при значении $\text{Re} > 200$ значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P'_{\text{тр}} = 1,52 \cdot P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 4,5 = 6,8 \text{ МПа}. \quad (10)$$

11. Рассчитаем давление на устье, развиваемое при закачке жидкости-песконосителя:

$$P_y = P_{заб} - \rho_{жл} \cdot g \cdot L_c + P'_{мп}; \quad (11)$$

$$P_y = 46,9 - 1112,9 \cdot 9,81 \cdot 2860 \cdot 10^{-6} + 6,8 = 22,5 \text{ МПа.}$$

12. Насосный агрегат FC-2251 развивает рабочее давление 40 МПа, а рабочий расход 0,017 м³/с, следовательно, необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot K_{мс})} + 2, \quad (12)$$

где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; $K_{мс}$ – коэффициент технического состояния агрегата (при закачке в НКТ); при проведении МС ГРП необходимы большие объёмы закачки жидкости, поэтому добавляется 2 запасных агрегата.

$$N = \frac{22,5 \cdot 0,0486}{(40 \cdot 0,017 \cdot 0,8)} + 2 = 2,01 + 2 \approx 5 \text{ шт.}$$

13. Определим объём продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot d^2 \cdot L'_{скв}; \quad (13)$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 3630 = 16,4 \text{ м}^3.$$

14. Рассчитаем объём жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{жр} = \frac{55000}{600} = 91,7 \text{ м}^3. \quad (14)$$

15. Суммарное время работы одного агрегата:

$$t = \frac{(V_{жр} + V_n)}{Q_p}; \quad (15)$$

$$t = \frac{(91,7 + 16,4)}{0,017} = 6359 \text{ с} = 1 \text{ час } 45 \text{ мин. } 36 \text{ с.}$$

Расчёт размеров трещин

1. Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{мп} = \sqrt{\frac{V_{жр} \cdot 10^5}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_{гг})}}, \quad (16)$$

где h – эффективная нефтенасыщенная толщина.

$$L_{мп} = \sqrt{\frac{91,7 \cdot 10^5}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 5,8 \cdot (46,9 - 31,2)}} = 98,7 \text{ м.}$$

2. Определим раскрытость трещины:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{мп} \cdot (P_{заб} - P_{гг})}{10^5}; \quad (17)$$

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 98,7 \cdot (46,9 - 31,2)}{10^5} = 0,018 \text{ м} \approx 1,8 \text{ см.}$$

На рисунках 13 и 14 изображены графики реальных параметров ГРП по скважине с условным номером 5.

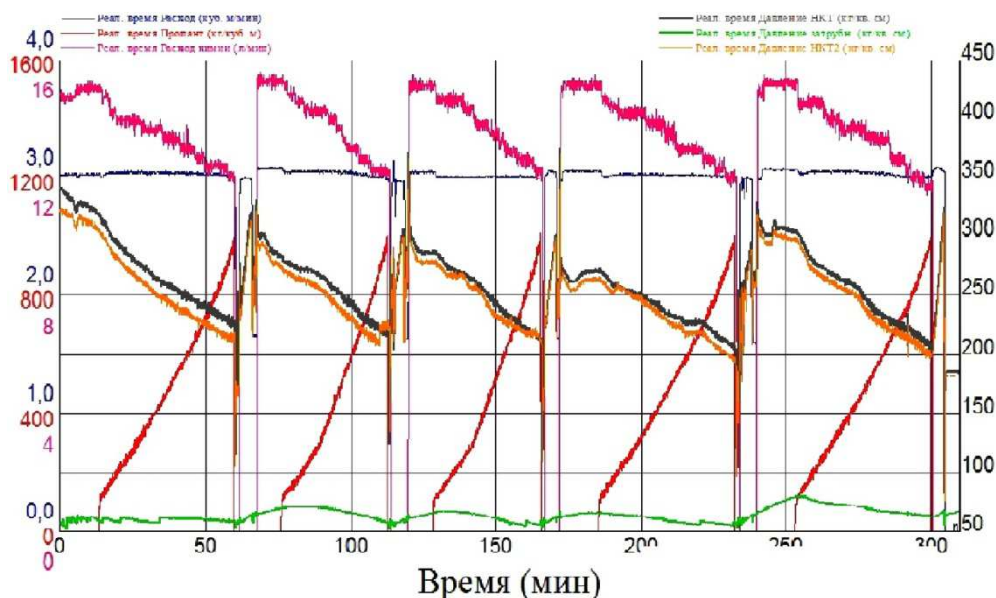


Рисунок 13 – График основных параметров МС ГРП

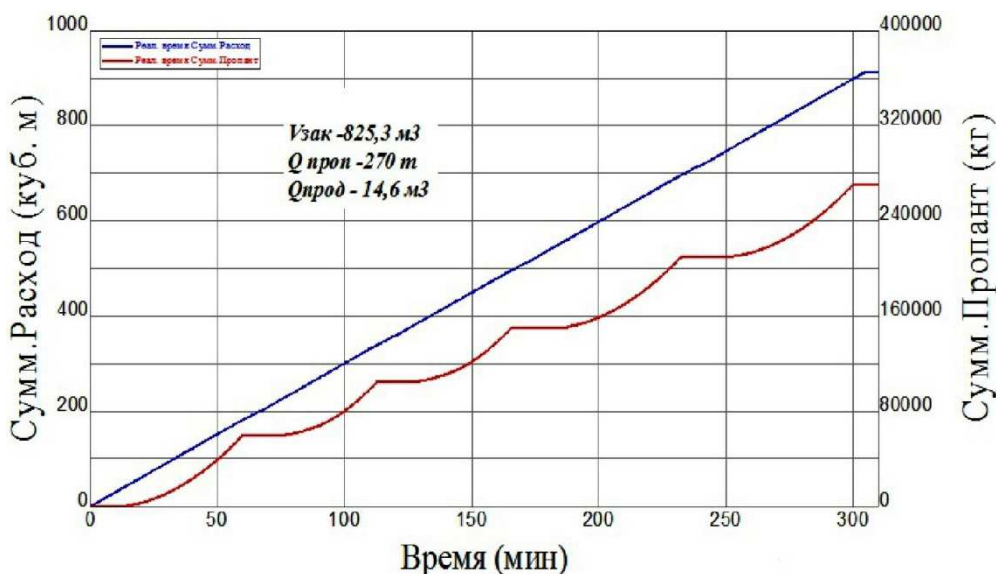


Рисунок 14 – График расхода жидкости-песконосителя и пропантанта

В таблице 4 приведены ожидаемые и фактические режимы работы скважины под условным номером 5.

Таблица 4 – Режимы работы скважины

Режим	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	Q_n , тонн/сут.	Обводнённость, %
Ожидаемый	50	30,7	30
Фактический на дату запуска	123	57,9	45
Фактический на текущую дату	62	23,5	57

Дополнительная добыча нефти после проведения МС ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q_{доп} = q \cdot t_{эф}, \quad (18)$$

где q – дебит по нефти после воздействия, тонн/сут.; $t_{эф}$ – время технологического эффекта (350 сут.).

$$\Delta Q_{дол} = 57,9 \cdot 350 = 20265 \text{ тонн.}$$

Расчёт экономической эффективности МС ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения

По принятым и фактическим данным эффект после проведения МС ГРП в рассматриваемой скважине под условным номером 5 будет сохраняться на протяжении 350 сут. и дебит скважины по нефти будет составлять 57,9 тонн/сут. Затраты на проведение МС ГРП примем равными 75 млн руб. – это усреднённое значение в условиях ОАО «Сургутнефтегаз» (стоимость компоновки МС ГРП производства «GeoTrend» около 60 млн руб.). Предоставить точные данные о стоимости работ по МС ГРП в статье невозможно, так как их значения являются коммерческой тайной. В эти значения могут входить стоимость всех используемых агрегатов, оборудования, норма начисления амортизации на них, стоимость применяемых материалов, сведения о заработной плате рабочих и инженеров, и прочие необходимые данные.

По выполненным экономическим расчётам можно сделать вывод, что в результате проведения работ по многосекционному гидроразрыву пласта в течение 350 дней поток денежной наличности компании увеличится на 110,7 млн руб., при этом срок окупаемости составит 72 дня. Таким образом, применение многостадийного гидроразрыва пласта на примере объекта ЮС₂¹ Русскинского месторождения показывает высокую эффективность.

Литература:

1. Дополнение к проекту разработки Русскинского месторождения, выполнен ТО «СургутНИПИнефть» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 16.06.2009 г. № 1172).
2. Технологический регламент по порядку подготовки и проведения работ по гидравлическому разрыву пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2015. – 88 с.
3. Временный регламент на проведение многосекционного гидравлического разрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2015. – 19 с.
4. Охране труда при проведении технологического контроля над гидроразрывом пласта : инструкция № ИОТВ-061-07. – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. – 64 с.
5. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н. и др. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа : Атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпилемана. – Екатеринбург : Издат. Наука Сервис, 2006. – 288 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 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., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : Издательство Недр, 1999. – 212 с.
13. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Издательство Недр, 1986. – 165 с.
14. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю₁ Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>

15. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Сабанчинском нефтяном месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>
16. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта Когалымского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/4-20
17. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 11. – С. 62–66.
18. Балакиров Ю.А., Буркинский И.Б. Совершенствование технологии гидравлического разрыва пластов // Время колтюбинга. – 2016. – № 1. – С. 44–47.
19. Виноградова И.А. Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – № 5–6. – С. 29–34.
20. Гнездов А.В. О точности расчётов параметров трещин при гидроразрыве пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 3. – С. 95–97.
21. Дашкевич Д.В., Шальская С.В. Арутюнов Т.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮВ₁ Верхне-Колик-Ёганского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 250–274.
22. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 24–25.
23. Казбулатов И.Г., Рубцова А.В., Волянская В.В. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 93–95.
24. Малышев А.Г. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 46–52.
25. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // ГеоИнжиниринг. – 2006. – № 2. – С. 88–91.
26. Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 4. – С. 9–14.
27. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
28. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду Мартинью Лимбин Батишта, Очередыко Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 128–151.
29. Патент № 2507389. Способ гидравлического разрыва пласта / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок. – Заявка № 2012133791. Приоритет изобретения 07 августа 2012 г. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 февраля 2014 г. Срок действия патента истекает 07 августа 2032 г. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Кубанский государственный технологический университет» (ФГБОУ ВО «КубГТУ»).
30. База данных Гидравлический разрыв пласта / Д.Г. Антониади, Т.В. Арутюнов, О.В. Савенок. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 2015620282. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

References:

1. Addition to the project of development of the Russkinsky field, it is executed THAT Surgut-NIPIneft (the TsKR Rosnedra protocol across KhMAO-Yugra from 6/16/2009 No. 1172).
2. Production schedules in the order of preparation and work on a hydraulic rupture of layers on fields of JSC Surgutneftegas. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2015. – 88 p.
3. Temporary regulations on carrying out a multisection hydraulic rupture of layers on fields of JSC Surgutneftegas. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2015. – 19 p.
4. To labor protection when carrying out technological control over layer hydraulic fracturing : instruction No. IOTV-061-07. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2012. – 64 p.

5. Akhpatelov E.A., Volkov V. A., Goncharova V.N., etc. Geology and oil-and-gas content of Khanty-Mansi Autonomous Okrug : Atlas / Scientific analytical center of rational subsurface use of V.I. Szpilman. – Yekaterinburg : To publish. Science Service, 2006. – 288 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 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., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. 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. – T. 1–4.
10. 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.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lvov : Spol, 2018. – 476 p.
12. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of development of oil and gas fields with application of hydraulic fracturing. – M. : Publishing house Nedra, 1999. – 212 p.
13. Usachyov P.M. Hydraulic fracturing. – M. : Publishing house Nedra, 1986. – 165 p.
14. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of technology of carrying out hydraulic fracturing in the conditions of an object Yu₁ of the Snow field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>
15. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of efficiency of hydraulic fracturing of layer on the Sabanchinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>
16. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of efficiency of carrying out hydraulic fracturing of the Kogalym field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL : vs.n.esrae.ru/4-20
17. Afanasyev I.S., Nikitin A.N., Latypov I.D., Haidar A.M., Borisov G.A. Forecast of geometry of a crack of hydraulic fracturing of layer // Oil economy, 2009. – No. 11. – P. 62–66.
18. Balakirov Yu.A., Burkin'sky I.B. Improvement of technology of a hydraulic rupture of layers // Kolyubing time. – 2016. – No. 1. – P. 44–47.
19. Vinogradova I.A. Results of use of GRP technology for decrease in risk of uncontrollable water manifestations on fields of Western Siberia // Oil. Gas. Innovations. – 2009. – No. 5–6. – P. 29–34.
20. Gnezdov A.B. About the accuracy of calculations of parameters of cracks at layer hydraulic fracturing // the Mountain information and analytical bulletin. – 2010. – No. 3. – P. 95–97.
21. Dashkevich D.V., Shalskaya S.V. Arutyunov T.V. Tekhnik and technology of carrying out hydraulic fracturing of YuV₁ of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 250–274.
22. Zhdanov S.A., Konstantinov S.V. Design and application of hydraulic fracturing of layer in the system of wells // Oil economy. – 1995. – No. 9. – P. 24–25.
23. Kazbulatov I.G., Rubtsova A.V., Volyanskaya V.V. Multistage hydraulic fracturing of layer in horizontal wells // Oil economy. – 2014. – No. 9. – P. 93–95.
24. Malyshev A.G. The analysis of technology of carrying out GRP on fields of JSC Surgutneftegas // Oil economy. – 1997. – No. 9. – P. 46–52.
25. Savenok O.V., Kusov G.V. Increase in efficiency of a gazokondensatootdacha with the help of hydraulic fracturing of layer on the New and Urengoy gas-condensate field // Geoinzhiniring. – 2006. – No. 2. – P. 88–91.
26. Shkandratov V.V., Shalamova V.I., Experience of application of multizonal GRP in horizontal wells // TsKR Rosnedra Bulletin. – 2012. – No. 4. – P. 9–14.
27. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.
28. Yakovlev A.L., Kusov G.V., Machado Martinyu Limbin Batishta, Ocheredko T.B. The analysis of efficiency of application of GRP on the Elnikovskiy oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 128–151.

29. Patent No. 2507389. Way of hydraulic fracturing / E.P. Zaporozhets, N.A. Shostak, D.G. Antoniadi, O.V. Savenok. – Application No. 2012133791. Invention priority on August 07, 2012. It is registered in the State register of inventions of the Russian Federation on February 20, 2014. Period of validity of the patent expires on August 07, 2032. Patent holder: Federal state-funded educational institution of the highest professional education «Kuban state technological university» (FGBOOU WAUGH «KubGTU»).

30. Antoniadi Hydraulic fracturing / D.G. database, T.V. Arutyunov, O.V. Savenok. – Certificate on the state registration of the database No. 2015620811. Application No. 2015620282. Date of receipt on March 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on May 25, 2015.

УДК 622.243.27

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН В НГДУ «ЛЯНТОРНЕФТЬ»
МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE RESTORATION
OF A DORMANT WELL STOCK IN OIL AND GAS PRODUCTION
DEPARTMENT «LYANTORNEFT» BY THE METHOD OF SIDETRACKING**

Вылков Николай Фёдорович

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. Серьёзной проблемой для нефтегазовой отрасли является низкий объём капитальных вложений в строительство новых скважин. Фонд бездействующих и малодобитных скважин из года в год увеличивается. В настоящее время в России простаивает свыше 40000 скважин. Например, удельный вес бездействующего фонда скважин в Западной Сибири составляет более четверти всех скважин. Аналогичная тенденция роста числа бездействующих и малодобитных скважин присуща другим нефтегазодобывающим регионам страны. Поэтому в настоящее время основным направлением деятельности нефтегазодобывающих предприятий становится ремонт старых скважин. Перспективным методом является восстановление бездействующих или увеличение дебита работающих скважин путём бурения бокового наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны. Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, а также более продуктивных зон пласта.

Ключевые слова: фонд скважин с боковыми стволами; обоснование профиля скважин с боковыми стволами; требования к выбору скважин для бурения боковых стволов; подготовительные работы к бурению боковых стволов; технология резки боковых стволов; профиль проводки боковых стволов; конструкция боковых стволов; бурение боковых стволов.

Vylkov Nikolay Fedorovich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Kusov Gennady Vladimirovich

graduate student,
North-Caucasian Federal University

Annotation. A serious problem for the oil and gas industry is the low volume of capital investments in the construction of new wells. The fund of inactive and low-yield wells is increasing year by year. Currently, more than 40,000 wells are idle in Russia. For example, the proportion of inactive well stock in Western Siberia is more than a quarter of all wells. A similar trend of growth in the number of inactive and low-yield wells is inherent in other oil and gas producing regions of the country. Therefore, at present, repair of old wells becomes the main activity of oil and gas producing enterprises. A promising method is to restore inactive or increase the flow rate of working wells by drilling a lateral inclined or horizontal trunk from a cut out section of a casing production column. Drilling sidetracks makes it possible to increase the flow rate of the old well by opening layers that were previously considered unprofitable or missed, as well as more productive zones of the formation.

Keywords: well stock with sidetracks; substantiation of the profile of wells with lateral trunks; requirements for the selection of wells for drilling sidetracks; preparatory work for sidetrack drilling; technology of sidetracking; profile of the sidetracks wiring; construction of sidetracks; sidetrack drilling.

Анализ фонда скважин с боковыми стволами

В настоящее время на 01.01.2017 г. в НГДУ «Лянторнефть» боковые стволы пробурены в 229 скважинах. Первая скважина в НГДУ «Лянторнефть» с боковым стволом № 3952 куст 433 была запущена 6 июля 1998 года. Из-за технологических особенностей бурения боковых стволов, а в основном пока из-за отсутствия надёжного скважинного оборудования для раздельной эксплуатации нескольких стволов бурится только один ствол с ликвидацией забоя старой скважины. В связи с этим бурение боковых стволов проведено только в аварийных, высокообводнённых и низкодобитных скважинах. При этом отрабатываются три технологии проводки скважин по пласту:

вертикальная или наклонно-направленная (6 скважин), пологая до 60° (70 скважин) и горизонтальная (110 скважин).

Ввод в эксплуатацию боковых стволов в большинстве случаев оказал положительное влияние на работу окружающих добывающих скважин из-за увеличения скорости фильтрации флюидов на участке пласта и, тем самым, вызвал подключение к разработке застойных участков и доотмыв части остаточной нефти.

Таким образом, за счёт эксплуатации 229 боковых стволов в период январь 1998 года – декабрь 2016 года НГДУ «Лянторнефть» дополнительно добыло 51,415 тыс. тонн нефти.

Обоснование профиля скважин с боковыми стволами

С целью вовлечения в активную разработку запасов нефти, блокируемых водными или газовыми конусами, а также создание в межскважинных зонах дополнительных воронок депрессий для создания обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или водяную зоны пласта, предлагается бурение боковых стволов.

Основными требованиями к проходке горизонтальных боковых стволов являются:

- вскрытие кровли пласта в 90–110 м от основного ствола;
- проходка по горизонтали 50–100 м с колебанием по вертикали +/- 3 м;
- горизонтальная часть ствола должна проходить не менее, чем в 2–4 м от ГНК

и ВНК;

- качество цементирования заколонного пространства второго ствола в интервале от устья зарезки – 2 м ниже кровли пласта, цементирование горизонтальной части ствола с последующей перфорацией или спуском фильтров решается перед началом бурения;

- направление горизонтальной части ствола определяется в процессе проектирования бурения с учётом текущего состояния выработки пласта;

- отсечение первого ствола цементным мостом от эксплуатации определяется либо непосредственно перед началом бурения второго ствола, либо после его испытания.

Выбор скважины для забуривания второго ствола определяется состоянием эксплуатации скважины (обводнённость продукции, причина обводнения или дебитами по жидкости), остаточными запасами, технологической эффективностью применяемых методов воздействия, текущей нефтенасыщенностью пласта и его строением. При выборе варианта расстановки скважин с ответвляющимися стволами исходим из того, чтобы при эксплуатации второго ствола скважины добыча нефти достигла не менее 10–12 тыс. тонн до обводнённости продукции 95 %. При таких нижних исходных показателях рентабельность эксплуатации таких скважин соответствует эксплуатации среднепродуктивной залежи (средний дебит по нефти 20 тонн/сут.).

Основными критериями выбора скважин со вторыми стволами являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная контактная с водой толщина пласта не менее 6 м;
- нефтенасыщенная контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.

В данный момент боковые стволы скважин, пробуренные на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», имеют различные типы профилей, их классифицируют по следующим признакам:

- 1) горизонтальные стволы – максимальный угол превышает 65°;
- 2) пологие стволы – максимальный угол в пределах 48–65°;
- 3) наклонно-направленные стволы – менее 48°, пробуренные по заданной траектории с использованием телеметрических систем;
- 4) не ориентируемые стволы навигационного сопровождения системами.

Требования к выбору скважин для бурения боковых стволов

Перед тем, как начать работы по зарезке и бурению наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов (БС) скважин с целью интенсификации системы раз-

работки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений, разрабатывается регламент.

Все виды работы по строительству БС представляются следующими основными этапами:

- выбор основных стволов для заданных скважин;
- выбор интервала вырезания «окна» в эксплуатационной колонне;
- расчёт профиля скважины;
- вырезание «окна» в эксплуатационной колонне;
- бурение бокового ствола;
- обсаживание пробуренного ствола эксплуатационной колонны;
- работы по освоению скважины.

При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо исходить из текущих характеристик эксплуатации скважины, технического состояния эксплуатационной колонны, качества её крепления, фактического пространственного положения ствола скважины:

- эксплуатационная колонна должна быть опрессована на 100 атм. в течение 30 мин., падение давления не более 5 атм., эксплуатационная колонна должна быть опрессована снижением уровня;

- необходимо провести гироскопическую инклинометрию.

При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями:

- пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности (величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины, определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола), максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя обусловливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- допустимая величина разности азимутальных направлений основного ствола и бокового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;

- траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин;

- поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводнённых и бездействующих скважин для резки боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

Подготовительные работы к бурению боковых стволов

Бурению боковых стволов предшествует пуск гироскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и интервала эксплуатационного объекта.

Осуществляется глушение скважины солевым раствором.

Производятся монтаж бурового оборудования (подъёмника, циркуляционной системы и обвязки), демонтаж фонтанной арматуры.

Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схеме оборудования устья и производится опрессовка.

Выполняется подъём внутрискважинного оборудования.

С целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и возможных участков сужения проводятся её шаблонирование. Для обеспечения свободного спуска клин-отклонителя и компоновок для фрезерования «окна» осуществляется шаблонирование эксплуатационной колонны шаблоном, имеющим следующие размеры:

$$D_w = 122 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 139 \text{ мм;}$$

$$D_w = 126 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 146 \text{ мм;}$$

$$D_w = 144 \text{ мм для эксплуатационной колонны } 168 \text{ мм;}$$

$$L_w = 6 \text{ м,}$$

где D_w – диаметр шаблона; L_w – длина шаблона.

При необходимости обсадная колонна прорабатывается компоновкой фрез до свободного прохождения, для скважин старше 15 лет проводится ГФФ, СТДТ.

Проводятся геофизические работы по определению глубины забоя с записью локатора муфт (ЛМ) и оценки качества цементирования камня (ОЦК). На основании данных ЛМ и ОЦК и с учётом результатов предварительного профилирования БС определяется интервал забуривания бокового ствола. При выборе интервала забуривания место зарезки БС выбирается по возможности ближе к забою основного ствола. В случае низкого качества цементного камня за эксплуатационной колонной или его отсутствие проводятся работы по повторному цементированию затрубного пространства эксплуатационной колонны в интервале забуривания с предварительным перфорированием её для закачки тампонажного раствора. Работы по повторному цементированию могут проводиться после установки клин-отклонителя и вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.

Выполняется установка на забое ликвидационного моста. Подготовка ствола скважины к установке ликвидационного моста осуществляется в порядке, установленном руководящими документами. Изоляционные работы проводятся с выполнением действующих правил и инструкций. При экономической целесообразности возможно совмещение установки изоляционного и технологического мостов. После установки ликвидационного моста эксплуатационная колонна опрессовывается.

Для зарезки бокового ствола с помощью отклоняющего клина (клин-отклонителя) устанавливается технологический цементный мост, который может быть создан закачкой цементного раствора. При этом верхняя часть моста располагается выше муфты обсадной колонны в соответствии с инструкцией по эксплуатации клин-отклонителя. Взрывной пакер рекомендуется использовать для повышения надёжности цементного моста перед его установкой.

Для установки цементных мостов рекомендуется применение специальных тампонажных составов, обеспечивающих повышения их физико-механических свойств.

Перед спуском взрывпакера эксплуатационная колонна в зоне установки цементного моста очищается скребком, а скважина промывается в течение одного цикла.

После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) определяется верх цементного моста. При необходимости мост разбуривается до требуемой глубины, эксплуатационная колонна опрессовывается на давление, согласованное с НГДУ. При отрицательных результатах опрессовки эксплуатационной колонны выясняется причина, и принимаются меры к ликвидации негерметичности.

Технология зарезки боковых стволов

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна».

В скважину спускается клин-отклонитель диаметром 114–115 мм (как отечественного, так и зарубежного производства) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Технические характеристики клин-отклонителей для 146 мм и 168 мм колонн даны в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика клин-отклонителя

Диаметр клина, мм	Длина, мм	Угол наклона плоскости, град	Масса, кг	Форма клина
115	4270	2,5	210	плоский
136	6000	1,5	490	плоский

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах + 90 градусов по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки для предотвращения выпадания клин-отклонителя.

В вертикальных скважинах установка клин-отклонителя должна производиться в направлении проектного азимута зарезки бокового ствола.

Ориентирование клин-отклонителя может осуществляться с помощью телесистемы или гироскопа. Рекомендуется осуществлять ориентирование клин-отклонителя с помощью гироскопа и вырезать «окно» в обсадной колонне без дополнительной СПО.

Компоновка низа бурильной колонны для ориентирования клин-отклонителя и вырезания окна за один рейс включает в себя:

- клин-отклонитель;
- оконный фрез;
- два арбузных фреза;
- патрубок под гироскоп;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- бурильные трубы СБТ-73.

В том случае, если ориентирование клин-отклонителя осуществлялось с помощью телесистемы, то после установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Для эксплуатационной колонны диаметром 146 мм компоновка включает:

- стартовый фрез диаметром 124 мм;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- бурильные трубы СБТ-73.

Осуществляется вскрытие «окна» в обсадной колонне ротором. Параметры режима фрезерования следующие:

- нагрузка на фрезер 5 кН;
- частота вращения ротора 60–80 об/мин.;
- производительность насоса 0,012–0,014 м³/с.

В дальнейшем при необходимости нагрузку можно увеличить до 8 кН. Фрезерование прекращается после проходки 0,5–0,6 м. При этом особое внимание следует уделять фрезерованию проушины, находящейся на наконечнике отклонителя.

После этого требуется проработать профрезерованный интервал и промыть скважину в течение двух циклов, поднять стартовый фрез из скважины, собрать компоновку.

Спустить в скважину данную компоновку. За 10 м до входа в прорезанное «окно» скорость спуска не должна превышать 0,1 м/с.

Перед началом фрезерования произвести промывку в течение одного цикла.

Проработать прорезанное «окно». Начать фрезерование при нагрузке не более 5 кН с возможным кратковременным увеличением нагрузки до 30 кН. Фрезеровать на глубину 5 м. При этом следует контролировать величину крутящего момента. При наличии подклинок необходимо приподнять инструмент и проработать данный интервал. После завершения процесса фрезерования проработать пройденный интервал и несколько раз поднять и опустить фрезеры для очистки «окна». Затем извлечь компоновку из скважины.

Собрать компоновку для дальнейшего фрезерования колонны:

- оконный фрез диаметром 124 мм;
- колонный и арбузный фрезер диаметром 124 мм;
- спиральные ТБТ – 4 шт.;
- СБТ-73 – до устья.

Спустить данную компоновку в скважину. Начать фрезерование в прежнем режиме. Отрыв от забоя производить через каждые 15 минут работы фрезера. Фрезерование прекратить после 2–5 м проходки. Общая длина фрезерования должна составлять не менее 7 м (в зависимости от длины клин-отклонителя). Несколько раз проработать пройденный интервал до исчезновения подклинок инструмента.

Промывку произвести в течение двух циклов с выравниванием параметров раствора. Для лучшего выноса металлической стружки прокачать высоковязкую пачку раствора в объёме 500 л при подаче насоса 0,012–0,016 м³/с. В том случае, если фрезерование обсадной колонны осуществлялось на биополимерном растворе, прокачивание высоковязкой пачки раствора не обязательно. После этого извлечь компоновку из

скважины. В случае необходимости (зарезка бокового ствола в песчаниках, отсутствие цементного камня за эксплуатационной колонной и др.) производится цементирование клин-отклонителя после второго фрезерования.

Вблизи от схода с клин-отклонителя происходит соскок фрезера с разрушаемой поверхности и выход в открытый ствол. Если при этом жёсткость компоновки недостаточна, образуется уступ, препятствующий в дальнейшем свободному входу долота в новый ствол. В таком случае при калибровке «окна» надо принять меры по увеличению жёсткости компоновки фрезерования и своевременному снятию образовавшегося уступа в районе схода с клин-отклонителя.

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста. Клин-отклонитель рекомендуется типа КОП-115 (для колонны диаметром 146 мм) производства ООО «БИТТехника» или неизвлекаемый отклонитель компании «EVI-Weatherford» типа «Н» диаметром 114,3 мм.

По данным геофизических исследований скважины выбирается расположение зоны фрезерования, по возможности в плотных устойчивых глинисто-алевролитовых отложениях.

Реальная необходимая длина зоны фрезерования определяется ожидаемой интенсивностью набора кривизны бокового ствола.

Забуривание бокового ствола с цементного моста осуществляется двигателем-отклонителем диаметром 106 мм (127 мм). Забуривание бокового ствола с применением отклоняющих устройств должно проводиться по программе, включающей выбор геометрических размеров КНБК для обеспечения задаваемой интенсивности искривления нового ствола и автоматизированный расчёт проходимости компоновки через прямолинейный участок ствола скважины. Вырезание части эксплуатационной колонны можно осуществлять универсальным вырезающим устройством «УВУ», разработкой ВНИИБТ, секционным фрезерным инструментом фирмы «Grant International» и т.п.

Вырезание участка эксплуатационной колонны производится в два этапа:

- 1) прорезание эксплуатационной колонны;
- 2) фрезерование эксплуатационной колонны.

Прорезание эксплуатационной колонны осуществляется при вращении бурильной колонны ротором с частотой 60–70 мин.⁻¹, расходе промывочной жидкости 0,01–0,012 м³/с и перепаде давления 4–5 МПа в течение 20–30 мин. без подачи инструмента, а затем с подачей инструмента при осевой нагрузке на резцы в пределах 5–15 кН.

Фрезерование колонны производится при осевой нагрузке 15–40 кН, частоте вращения 60–70 мин.⁻¹, перепаде давления 14–16 МПа и расходе 0,012–0,014 м³/с. Перед подъёмом устройства рекомендуется промыть скважину в течение двух циклов. При необходимости заменить резцы и продолжить фрезерование.

Технические характеристики УВУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики УВУ

Диаметр, мм		Масса устройства, кг	Длина, мм	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка на резцы, тонн
корпуса	по раскрытым резцам				
УВУ-114					
114	175	120	1860 ± 10	3-88	4
УВУ-168-А					
138	212 ± 2,3	168 ± 8	1926 ± 11	3-88	4

Профиль проводки боковых стволов

Одним из условий эффективности разработки месторождения БС является качественное проектирование их траектории.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих определений комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

Типы профилей делятся на две группы. К первой относятся профили обычного типа, представляющие кривую линию, расположенную в одной плоскости; ко второй – профили пространственного типа, представляющие пространственную кривую линию.

Основными составляющими элементами профиля наклонно-направленного бокового ствола являются следующие участки: набор, стабилизация, уменьшение зенитного угла. Сочетание трёх этих видов интервалов приводит к широкому разнообразию проектных профилей (от двухинтервального и более).

Возможен профиль, содержащий участок набора зенитного угла с помощью отклонителя, участок набора зенитного угла с пониженной интенсивностью при помощи неориентируемых компоновок, участок стабилизации зенитного угла и участок регулируемого или естественного снижения зенитного угла.

При отклонениях от основного ствола до 300 м в зависимости от глубины залегания продуктивного пласта возможно проектирование бурения боковых стволов по трёхинтервальному профилю, содержащему вертикальный участок (основной ствол), участок набора зенитного угла и участок естественного снижения угла (или стабилизации).

Все рассмотренные выше виды профиля проектируются в одной плоскости, т.е. являются плоскими. При проводке БС в сложных горно-геологических условиях, когда геологические факторы оказывают значительное воздействие на траекторию БС, используют профили пространственного типа, предусматривающие участок с естественно изменяющимся зенитным углом и азимутом. Проектирование такого профиля предполагает расчёт координат места зарезки БС относительно координат проектной точки забоя с использованием выявленных закономерностей зенитного угла и азимутного искривления скважины, либо забуривания участка начального искривления отклонителем в азимуте, учитывающим закономерности естественного искривления скважины при дальнейшем бурении.

При определении профиля БС следует руководствоваться возможностью его выполнения, т.е. соответствие современному уровню техники и технологии, а также оптимальному сочетанию входных и выходных параметров.

При проектировании БС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Требования к исходным данным, необходимым для проектирования бокового ствола:

- достоверность пространственного положения эксплуатационной колонны;
- достоверность положения эксплуатационного объекта;
- оценка погрешностей расчёта определяемых параметров трассы БС на основе технической точности измерительных систем, статистических расчётов;
- достаточная степень свободы варьирования значений входных параметров для сходимости оптимизационной процедуры построения траектории БС. Основные исходные параметры должны быть отражены в техническом задании на составление проектной документации на строительство БС.

Минимальный отход точки входа в пласт от вертикальной проекции точки забуривания ограничивается максимально допустимой интенсивностью искривления и величиной зенитного угла в месте забуривания.

Конструкция боковых стволов

БС проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами с диаметром 146 мм и 168 мм. Для боковых стволов рекомендуются обсадные трубы потайных колонн («хвостовиков») диаметром 88,9 мм, 101,6 мм и 110 мм (114,3 мм) соответственно. Размеры обсадных труб приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Размер обсадных труб

Диаметр трубы, мм		Диаметр муфты, мм	
наружный	внутренний	наружный	внутренний
88,9	76,0	107	76
101,6	88,6	110	90
110,0	97,0	117	98,5
114,3	99,6	127	101,1

Боковой ствол может быть представлен тремя вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- 1) открытого типа со спуском фильтров для горизонтальных скважин (ФГС);
- 2) открытого типа с комплексом регулируемого разобщения интервалов горизонтального забоя (многopakерной системой);
- 3) закрытого типа со сплошным цементированием «хвостовика», включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера (ПДМ) или пакера-манжеты и манжетное цементирование. При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование «хвостовика» в одну ступень.

Заканчивание БС предусматривает обсаживание пробуренного ствола «хвостовиком» с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном клиновом устройстве с пакером. Вверх «хвостовика» должен находиться в эксплуатационной колонне основного ствола выше зоны фрезерования.

В случае открытого эксплуатационного забоя «хвостовик» включает:

- посадочный адаптер;
- подвеску «хвостовика»;
- обсадные трубы;
- пакер с муфтой манжетного цементирования или пакер-манжету;
- фильтры (ФГС) или комплекс регулируемого разобщения (многopakерную систему);
- центраторы;
- башмак.

В случае закрытого эксплуатационного забоя конструкция «хвостовика» следующая:

- посадочный адаптер;
- подвесное устройство;
- обсадные трубы;
- центраторы;
- стоп-кольцо;
- обратный клапан;
- перфорированный патрубок;
- башмак.

После проработки ствола скважины и сборки «хвостовика» вместе с посадочным устройством и разъединителем производится спуск колонны на бурильных трубах.

При достижении башмаком «хвостовика» интервала забуривания осуществляется промежуточная промывка.

При достижении требуемой глубины (забоя) осуществляются подвеска и разгрузка «хвостовика» в эксплуатационной колонне с помощью клинового устройства. Разгрузкой и натяжкой на вес «хвостовика» проверяется фиксация его клиновой подвеской.

Затем производится рассоединение бурильной колонны с «хвостовиком» путём её вращения. При необходимости эту операцию можно выполнять после окончания цементирования.

После отсоединения установочного инструмента от «хвостовика» осуществляются закачка и затверждение расчётного количества цементного раствора.

Перед тампонажным раствором закачивается буферная жидкость. В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать техническую воду с добавкой 0,2 % НТФ, а также ПАВ в количестве 0,6 %.

«Хвостовик» крепится цементным раствором с плотностью не менее 1800 кг/м³ или материалом, соответствующим ему по всем параметрам качества. Тампонажный раствор рекомендуется обрабатывать реагентом «Tylose E-29651» из расчёта 0,25–0,30 % реагента от массы сухого цемента или другими понизителями водоотдачи. При приготовлении цементного раствора обязательно применять осреднительную ёмкость. В качестве перспективных тампонажных растворов для крепления рекомендуются составы на базе направляющих добавок.

Процесс цементирования осуществляется с использованием компонентов продавочных пробок, обеспечивающих качество и надёжность технологического процесса крепления и раскрытия пакерующих элементов в случае эксплуатационного забоя БГС открытого типа (ПДМ, многопакерная система и т.п.), в соответствии с инструкциями применяемых технических средств и технологий.

После окончания цементирования посадочный инструмент поднимается до выхода из сальникового узла, и скважина промывается выше верха «хвостовика».

После промывки скважины от цементного раствора приводится в действие пакерующий элемент подвески «хвостовика».

Ниже рассчитано крепление хвостовика скважины № 2182 куст 371 с использованием разъединителя ТГС-101,3 «УДОЛ»:

Исходные данные:

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк}$	168 мм
Толщина стенок	8,94×7,32×10,6 мм
Диаметр хвостовика	101,6 мм
Толщина стенки	6,5 мм
Диаметр СБТ	73 мм
Длина СБТ	2020 м
Толщина стенки	9,19 мм
Текущий забой	2326 м
Длина открытого ствола	256 м
Длина хвостовика	306 м
Диаметр открытого ствола	123,8 мм
Длина цементируемой части хвостовика	267 м

1. Спустить в скважину компоновку низа хвостовика, собранную в следующей последовательности:

- башмак ТГС-106,1;
- обсадная труба 101,6 ОТТО длиной 11 м (1 шт.);
- перфорированный фильтр диаметром 101,6 мм, длиной 30–33 м с отверстиями 8 мм, расположенными по спирали (3 шт.);
- перевёрнутый обратный клапан «УДОЛ»;
- манжетный переводник МП-102 в интервале 2290–2285 м;
- перфорированный патрубок диаметром 101,6 мм и длиной 0,5 м;
- обратный клапан «УДОЛ»;
- стоп-кольцо.

2. Спустить компоновку низа в скважину и посадить на клинья.

3. Начать спуск обсадной колонны диаметром 101,6 мм. Долив произвести после установки обратных клапанов через 200 м колонны и всех труб. Все резьбы герметизируются лентой ФУМ.

4. Пружинный фонарь установить над манжетой и под разъединителем.

5. Собрать в голове хвостовика разъединительное устройство «УДОЛ». При завороте устройства запрещается вращать лево-правый переводник. Залить воронку отработанным маслом.

6. Начать спуск хвостовика на СБТ. Скорость спуска не более 0,5 м/с.

7. В процессе спуска хвостовика необходимо производить долив через каждые 250 м спущенных СБТ.

8. За два часа до начала цементной заливки произвести расстановку и обвязку цементирующей техники.

9. Спуск прекратить, не доходя до забоя 5 м, определиться с замером труб. Замерить и записать вес инструмента при ходе вверх и вниз.

10. Посадить компоновку на текущий забой с промывкой (посадка 30 кН). Определиться с мерой инструмента, используя подгоночные патрубки, добиться захода муфты квадрата в ротор при разгрузке хвостовика на забой – не более 1 м.

11. Промыть скважину в течение 1 цикла.

12. Разгрузить хвостовик на забой на вес хвостовика.

13. Начать отворот в левом переводнике. Число оборотов не менее 25 с учётом пружины инструмента.

14. Приподнять инструмент не более чем на 3 м, убедиться в потере веса хвостовика.

15. Посадить СБТ на клинья.

16. Отвернуть квадрат.

17. Установить в цементирующую головку верхнюю продавочную пробку.

18. Навернуть цементирующую головку, предварительно проверив её исправность.

19. Смонтировать шарнирную линию общей длиной не менее 6 м.

20. Присоединить к головке линию цементирования.

21. Опрессовать линию цементирования на 18 МПа.

22. Приготовить цементирующий раствор в расчётном количестве с добавлением замедлителя схватывания.

23. Закачать буферную жидкость 3 м^3 – раствор плотностью 1020 кг/м^3 с 0,1 % ПАВ.

24. Закачать расчётный объём цементного раствора.

25. Закрыть кран линии цементирования на цементирующей головке.

26. Сразу же открыть центральный кран цементирующей головки и отпустить верхнюю цементирующую пробку вслед за цементом.

27. Незамедлительно начать прокачку продавочной жидкости с максимально возможным расходом, догоняя цемент.

28. Прокачав 90 % расчётного объёма первой порции продавочной жидкости, снизить производительность агрегата и на пониженной скорости прокачать до появления роста давления.

29. Повышением давления добиться срезки штифтов нижней цементирующей пробки.

30. Прокачать вторую расчётную порцию продавочной жидкости. Последние 200 л прокачать на пониженной скорости, лова «СТОП». Запрещается повышать расчётное количество второй порции продавки более чем на 100 л.

31. При возрастании давления на 5 МПа выше текущего остановить продавку. Отсутствие падения давления укажет на герметичность стоп-кольца и обсадной колонны.

32. Сбросить давление, добиваясь закрытия обратных клапанов. Отсутствие перетока из гусака агрегата укажет на герметичность клапанов.

33. Повысить давление в трубах до 6 МПа. Поднять инструмент до выхода пакера из воронки. Падение давления укажет на отсоединение от хвостовика.

34. Общее время работы с пункта 22 по пункт 33 включительно не должно превышать 75 % от времени схватывания цементного раствора.

35. Начать вымыв излишков цементного раствора из скважины с производительностью не менее 8 л/с.

36. По окончании вымыва цемента поднять 5 свечей ОЗЦ.

Бурение боковых стволов

Выбор породоразрушающего инструмента и гидравлического забойного двигателя осуществляется с учётом физико-механических свойств горных пород.

Тип долота выбирается в зависимости от твёрдости и абразивности разбуриваемых пород. Горные породы Западной Сибири, в том числе района нефтяных залежей ОАО «Сургутнефтегаз», представлены чередованием глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников. В таблице 4 приведены сводные результаты испытаний горных по-

род на твёрдость методом вдавливания штампа на одноосное сжатие и абразивность в интервале глубин 691–3087 м. В таблице 5 представлены категории твёрдости пород.

Таблица 4 – Сводные результаты испытаний горных пород в интервале глубин 691–3087 м

Горная порода	Твёрдость, МПа	Предел текучести, МПа	Показатель абразивности, мг/мин.	Класс абразивности
Глина	–	0,6–2,4	2–10	I–II
Аргиллиты	4,4–21,0	3,0–18,2	2–18	I–III
Алевролиты	2,9–18,2	2,1–16,4	2–30	I–IV
Песчаники	1,4–23,4	0,9–21,3	10–165	111–VIII

Таблица 5 – Твёрдость горных пород

Наименование горных пород	Категория твёрдости пород
Аргиллиты	V
Песчаники и алевролиты с карбонатно-глинистым цементом	VI
Песчаники и алевролиты с глинистым цементом	V
Алевритовые глины	IV

В таблице 6 приведены рекомендуемые области применения породоразрушающего инструмента по категориям твёрдости и абразивности.

Таблица 6 – Область применения породоразрушающего инструмента по твёрдости и абразивности

Тип долота	Категория твёрдости пород	Категория абразивности пород
МЗ	III–IV	IV–V
МС	III–IV	III–IV
МСЗ	IV–V	V–VI
С	III–IV	IV–V
СЗ	IV–V	V–VI

Разбивка геологического разреза месторождений на характерные интервалы буримости приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Интервалы буримости

Номер интервала	I	II	III
Интервал, м	400–1160	1160–2020	2020–2800
Категория породы по промышленной классификации	М, МС	МС, С	С
Стратиграфический разрез, от – до	люлинворская – верхнепокурская	нижнепокурская – вартовская	мегионская – тюменская

С целью обеспечения условий качественного крепления «хвостовика» и, прежде всего, в интервале залегания водогазонасыщенных пластов, рекомендуется в случае необходимости перед спуском «хвостовика» производить расширение бокового ствола гидравлическим подвижным расширителем РРГ-114/146 (Уфимское НПП «Азимут») или осуществлять бурение с одновременным расширением бокового ствола скважины бицентричным долотом У-120×142 SR-544 (У-144×160 SR-544).

Выбор типоразмера гидравлического забойного двигателя осуществляется, исходя из физико-механических свойств разбуриваемых пород и требуемого момента на валу для их разрушения.

Диаметр СБТ выбираются 73 мм и 89 мм, а УБТ (гладкостенных или спиральных) равными 89 мм и 108 мм соответственно для скважин с обсадными колоннами диаметром 146 мм и 168 мм.

Компоновки низа бурильной колонны (КНБК) выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля бокового ствола с учётом беспрепятственного прохождения их в различных интервалах ствола скважины. На рисунке 1а дана типичная компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла скважины. Роторная компоновка для набора зенитного угла требует прогиба утяжелённой бурильной трубы между первым и вторым центраторами. Прогиб приводит к наклону долота и созданию боковой силы на долоте, направленной в сторону верхней стенки ствола. Интенсивность набора зенитного угла для этой компоновки увеличивается с увеличением расстояния между первым и вторым центраторами. По мере увеличения расстояния между центраторами будет увеличиваться прогиб бурильной трубы, тем самым, увеличивая наклон долота и боковую силу на долоте (рис. 2). Когда прогиб утяжелённых бурильных труб увеличится до того, что они коснутся нижней стенки скважины, наклон долота и боковая сила на долоте достигнут своих максимальных значений; что даст максимальную интенсивность набора зенитного угла этой компоновки. Увеличение расстояния между центраторами сверх этого расстояния приведёт к увеличению длины контакта между утяжелёнными бурильными трубами и стенкой скважины. Дальнейшего увеличения интенсивности набора зенитного угла не произойдёт. Вообще говоря, утяжелённые трубы будут прогибаться, касаясь стенки скважины в том случае, когда расстояние между центраторами больше 18 м. Величина прогиба будет также зависеть от диаметра скважины по сравнению с диаметром утяжелённой бурильной трубы, диаметра центраторов по отношению к диаметру скважины и нагрузки на долото.

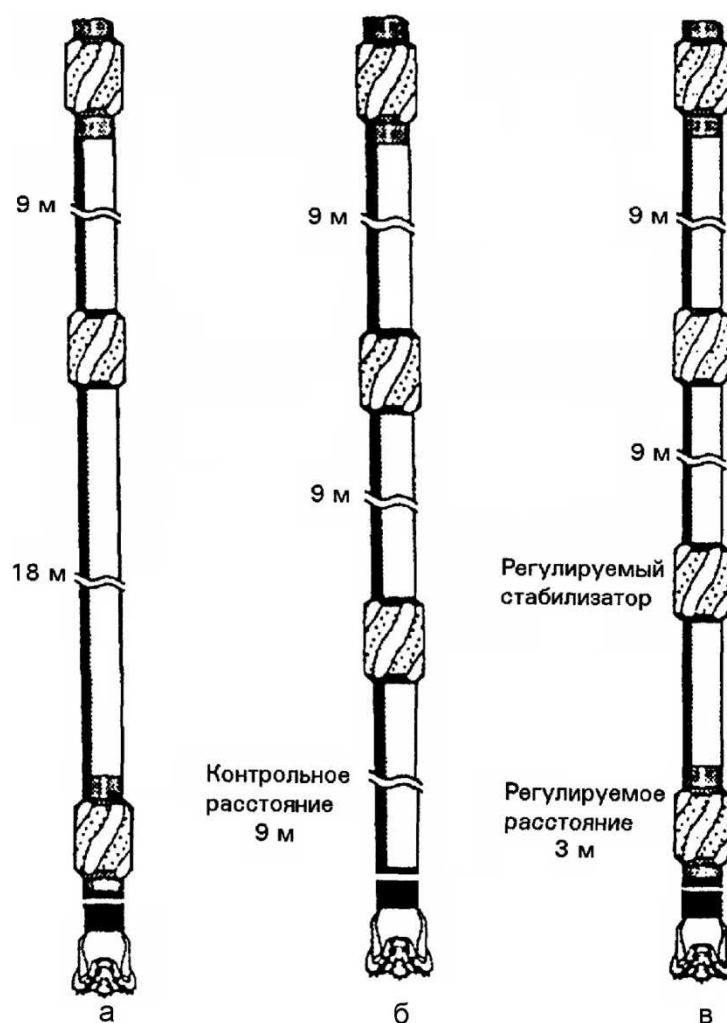


Рисунок 1 – Компоновки низа бурильной колонны:

- а – типовая компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла;
- б – типовая маятниковая компоновка, или компоновка для участков падения зенитного угла;
- в – увеличение расстояния между первым и вторым центраторами

На рисунке 1б показана типовая маятниковая компоновка, или компоновка для участка падения зенитного угла. Роторная компоновка для изменения зенитного угла требует, по крайней мере, одного центратора, но часто включает три центратора. Интенсивность падения зенитного угла для этой компоновки регулируется путём:

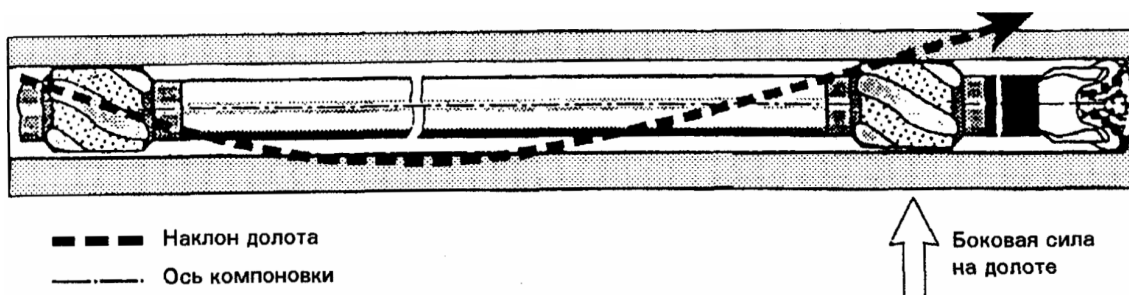


Рисунок 2 – Схема действия боковой силы на долоте

- Изменения расстояния между долотом и первым центратором. Если расстояние между долотом и первым центратором увеличивается, сила тяжести прижимает долото к нижней стенке скважины, увеличивая направленные вниз наклон долота и боковую силу на долоте. Если расстояние между долотом и первым центратором слишком велико, долото начнёт изгибаться вверх и интенсивность падения зенитного угла достигнет максимума. Обычно расстояние между долотом и первым центратором будет примерно 9 м. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от диаметра скважины относительно диаметра утяжелённых бурильных труб и диаметра центратора и нагрузки на долото.

- Увеличения расстояния между вторым и третьим центраторами. Это расстояние должно быть достаточно большим, чтобы дать возможность образоваться прогибу утяжелённых бурильных труб, что позволит утяжелённым бурильным трубам между первым и вторым центраторами изогнуться вверх (рис. 1в). Если расстояние между первым и вторым центраторами слишком велико, утяжелённые бурильные трубы будут прогибаться к нижней стенке скважины вместо того, чтобы изгибаться вверх. Это приведёт к формированию компоновки для увеличения зенитного угла вместо компоновки для уменьшения зенитного угла. Вообще расстояние между первым и вторым центраторами должно быть 9 м, а расстояние между вторым и третьим центраторами должно быть примерно 18 м. Интенсивность падения зенитного угла для компоновки достигнет максимума в том случае, когда расстояние между вторым и третьим центраторами позволит утяжелённым бурильным трубам провиснуть и коснуться стенки скважины. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от нагрузки на долото и диаметра центраторов и утяжелённых бурильных труб относительно диаметра скважины.

- Уменьшения диаметра первого центратора. Его эффект будет небольшим по сравнению с двумя первыми факторами. Влияние диаметра центратора будет зависеть от диаметра центратора и утяжелённых бурильных труб относительно диаметра скважины и нагрузки на долото.

С целью снижения вероятности возникновения осложнения в процессе бурения в связи с проворачиванием компоновки ротором и с учётом опыта бурения горизонтальных скважин диаметром 215,9 мм на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» ТБТ предлагается устанавливать согласно расчётам программы PLANIT. При бурении горизонтального участка ТБТ ставить вслед за забойным двигателем нецелесообразно.

Для скважин с обсадной колонной диаметром 146 мм рекомендуются следующие компоновки:

- при выходе из колонны, бурении интервалов набора параметров кривизны, бурении горизонтального участка: долото III 124 СЗ-ЦАУ R-204, винтовой забойный двигатель ДО-106, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-73 – остальное;

- при бурении интервала стабилизации: долото III 124 СЗ-ЦАУ R-204, винтовой забойный двигатель ДО-106 со стабилизирующим элементом, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-73, ТБТ общей длиной 50–100 м, СБТ-73 – остальное;

- при проработке БГС: райбер диаметром 118 мм, калибратор диаметром 123,8 мм, расчётное количество СБТ-73, ТБТ общей длиной 50–100 м, СБТ-73 – остальное.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм рекомендуются следующие компоновки:

- при выходе из колонны, бурении интервалов набора параметров кривизны, бурении горизонтального участка: долото III 144 СЗ ГАУ R-203, винтовой забойный двигатель ДО-106, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное;

- при бурении интервала стабилизации: долото III 144 СЗ ГАУ R-203, винтовой забойный двигатель ДО-106 со стабилизирующим элементом, безопасный переводник, обратный клапан, телеметрическая система, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное;

- при проработке БС: райбер диаметром 130 мм, калибратор диаметром 144 мм, расчётное количество СБТ-89, ТБТ общей длиной 25–50 м, СБТ-89 – остальное.

Режимы и технология бурения наклонно-направленного и горизонтального участков ствола скважины рекомендуются следующие:

- расход бурового раствора выбирается из условий качественной очистки ствола скважины, а также в зависимости от энергетической характеристики гидравлического забойного двигателя (табл. 8).

Минимально необходимая (критическая) скорость восходящего потока определена в соответствии с рекомендациями.

Таблица 8 – Рекомендуемый расход бурового раствора

Расход бурового раствора, л/с	Диаметр колонны, мм				Тип забойного двигателя
	146		168		
	Диаметр стальных бурильных труб, мм				
	73		89		
	Скорость восходящего потока, м/с				
	минимальная	расчётная	минимальная	расчётная	
6–10	0,9	1,1	0,9	0,9	ДО-106
15,0	–	–	0,9	1,3	Д1-127

Осевая нагрузка на долото должна обеспечивать получение максимальной механической скорости и не превышать максимально допустимую величину для данных типоразмеров долот (табл. 9). Техническая характеристика насосной системы установки «Cardwell» фирмы «Gardner Denver» приведена в таблице 10.

Таблица 9 – Рекомендуемые типоразмеры долот

Диаметр обсадной колонны, мм		Типоразмер долота	Допустимая нагрузка, тонн
наружный	внутренний		
146	126–132	III 120,6 СЗ-ЦАУ R-173	9
		III 124 СЗ-ЦАУ R-204	11
		У-120×142 SR-544	8
		III 123,8 SRT-20	11
		III 123,8 SRT-1	8,5
168	150–154	III 144 СЗ-ГАУ R-203	14
		У-120×142 SR-544	8
		У-144×160 SR-544	9,5

Таблица 10 – Насосная система установки «Cardwell» фирмы «Gardner Denver»

Диаметр цилиндрических втулок, мм	Число двойных ходов в минуту	Допустимое давление, МПа	Производительность, м ³ /с
102	50	28,1	0,00412
	100	24,3	0,00822
	150	16,2	0,01233
	175	14,1	0,01438
127	50	28,1	0,00643
	100	15,6	0,01287
	150	10,4	0,01930
	175	8,9	0,02252
152	50	27,1	0,00926
	100	10,8	0,01853
	150	7,2	0,02779
	175	6,2	0,03242

В качестве очистного оборудования предлагается использовать вибросито, илоотделитель или импортные ситогидроциклонные установки.

Технология бурения интервала набора параметров кривизны и горизонтального участков БС рекомендуется следующая:

- спустить компоновку, предназначенную для выхода из колонны, на 5–10 м ниже прорезанного интервала и восстановить циркуляцию промывочной жидкости при малой подаче насоса;
- в процессе промывки скважины сделать замер параметров бурового раствора и в случае их отклонения от проектных значений произвести обработку химическими реагентами;
- при прохождении «окна» с целью недопущения заклинивания бурильного инструмента следить за его посадками;
- произвести ориентирование двигателя-отклонителя с помощью телеметрической системы;
- приработать долото в течение 5–15 мин. с нагрузкой 5 кН и продолжить дальнейшее углубление скважины.

После отхода от основного ствола скважины на 3–4 м перед каждым очередным наращиванием бурильного инструмента для устранения возможных осложнений, уступов, посадок и затяжек провести проработку пробуренного интервала с вращением ротора. Если фактическая интенсивность набора параметров кривизны превышает проектную, необходимо чередование ориентировочного и неориентировочного (с вращением ротора 50–60 мин.⁻¹) режимов бурения. При этом угол перекоса забойного двигателя не должен превышать 1 град. 40 мин.

Допускается бурение участков стабилизации и горизонтального забойным двигателем с углом перекоса 1 град. 40 мин. (с вращением ротора 50–80 мин.⁻¹). При этом в случае необходимости корректируются параметры кривизны.

Это позволяет сформировать плавную траекторию ствола скважины, а также улучшить вымывание шлама и снизить вероятность возникновения осложнений.

При завершении долбления ствол скважины промывается в течение одного цикла с одновременным расхаживанием бурильного инструмента на длину ведущей трубы и выравниванием параметров бурового раствора до проектных значений.

После достижения проектного забоя скважина прорабатывается от интервала забуривания до забоя компоновкой, включающей райбер диаметром 118 мм, калибратор диаметром 123,8 мм, расчётное количество СБТ-73, ТБТ-89, СБТ-73 – остальное с одновременным вращением ротора со скоростью не более 80 мин.⁻¹.

В случае необходимости при проработке бокового ствола допускается установка в КНБК двух калибраторов.

С целью недопущения забуривания нового ствола при проработке инструмент подаётся непрерывно с равномерной нагрузкой 20–30 кН. Скорость проработки устанавливается в зависимости от сложности прорабатываемого интервала. Перед спуском бурильного инструмента проверяется качество сборки забойного двигателя согласно правилам его эксплуатации.

При каждой смене долота производится его тщательный осмотр. Проверяются шаблонами наружные диаметры калибрующих и стабилизирующих элементов КНБК. При необходимости производят смену с последующей проработкой интервала последующего долбления.

В процессе углубления скважины постоянно ведётся наблюдение за количеством выносимого шлама. В случае прекращения выноса шлама или уменьшения его количества углубление забоя необходимо прекратить, а скважину промыть в течение одного цикла с расхаживанием инструмента.

В случае появления посадок или затяжек бурильного инструмента при проведении спускоподъёмных операций (СПО) необходимо проработать зоны сужения до их полного устранения. Особое внимание уделять прохождению компоновки низа бурильной колонны интервала забуривания.

Запрещается оставлять бурильный инструмент в скважине без движения и циркуляции более 5 мин.

Перед спуском «хвостовика» после проработки ствола скважину промыть в течение двух циклов с выравниванием параметров бурового раствора до проектного значения.

Промывочные жидкости

При бурении БС к технологии промывки предъявляются следующие требования:

- способность промывочной жидкости к выносу на поверхность металлических опилок (стружки) во время фрезерования секции («окна») в обсадной колонне;
- сохранение устойчивости ствола скважины;
- обеспечения выноса шлама и недопущение прихвата бурильного инструмента;
- создание крутящего момента ГЗД;
- сохранение коллекторских свойств при вскрытии и бурении продуктивного пласта;
- экологическая безопасность применяемых растворов и химреагентов.

Промывка при строительстве БС разделяется на несколько этапов, включающих:

- глушение скважины солевым раствором;
- вырезание секции («окна») в обсадной колонне на солевом растворе;
- забуривание и бурение бокового ствола до горизонтального участка;
- бурение эксплуатационного горизонтального участка.

При вырезании секции колонны расход промывочной жидкости должен составлять 10–15 м³/с. В процессе вырезания с целью выноса металлических опилок (стружки) фрезерования колонны рекомендуется приостанавливать через каждые 1,0–1,5 м. Для качественной очистки промывочной жидкости в компоновку бурильного инструмента необходимо включать металлошламоуловитель. В циркуляционной системе обязательно устанавливать магнитный уловитель металлических стружек.

При смене КНБК перед подъёмом инструмента, а также после завершения вырезания секции («окна») рекомендуется производить промывку скважины в течение 2 циклов. Для полной очистки забоя от обломков цемента, металлических опилок и выбуренной породы предлагается прокачивать 0,5 м пачки промывочной жидкости с условной вязкостью 80–90 с. Высоковязкая пачка раствора приготавливается из КМЦ и полиакриламида.

Для нейтрализации действия цемента жидкость обрабатывается кальцинированной содой в количестве 0,2 % от объёма раствора.

Очистка скважины от шлама определяется в основном двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком в поверхностной системе достаточно иметь динамическое напряжение сдвига, не приводящее к заметному улучшению очистки скважины от шлама. Погрешность в

оценке диаметра скважины и размера шлама может приводить к серьёзным ошибкам при оценке выносящей способности раствора и достаточности его структурно-механических показателей.

Общими рекомендациями по поддержанию ламинарности потока в интервалах наклонного участка скважины можно считать:

- относительно высокое начальное статическое сопротивление сдвигу, обеспечивающее суспензирование шлама в статических условиях;
- высокие реологические свойства при низкой скорости сдвига, обуславливающие качественную очистку кольцевого пространства ствола скважины.

При забурировании и бурении бокового ствола до продуктивного пласта могут быть рекомендованы рецептуры буровых растворов на основе:

- солевого раствора;
- КМЦ + ГКЖ + смазочная добавка (СИБ-ЭСТ);
- акриловых полимеров Poly-Кем-D + КМЦ + НТФ.

Приготовление бурового раствора на основе КМЦ + ГКЖ:

– свойства раствора:	
плотность, кг/м ³	1000–1240
условная вязкость, с	25–30
водоотдача, см ³ /30 мин.	5–8
СНС 1/10, дПа	12–60/27–90
рН	8–9

Приготовление рецептуры бурового раствора с использованием акриловых полимеров:

– свойства раствора:	
плотность, кг/м ³	100–1140
условная вязкость, с	25–27
водоотдача, см ³ /30 мин.	< 6
СНС 1/10, дПа	10–15/15–20

При необходимости плотность бурового раствора повышается путём ввода утяжелителя (карбонатного наполнителя, мела и т.п.) либо увеличением концентрации солей.

Для вскрытия и бурения продуктивных горизонтальных участков рекомендуются растворы на основе биополимерных систем (например, IKF, FLO-PRO и т.п.)

Биополимерная система ИКАРБ, имеющая в своём составе ХВ-полимер, обеспечивает высокий уровень сохранения коллекторских свойств. Компоненты системы подобраны особым образом, что позволяет получить растворы с минимальной фильтрацией и уникальными реологическими свойствами. При высоких градиентах сдвига (истечение из насадок долота, движение в гидроциклонах и т.д.) эффективная вязкость остаётся минимальной. Подобные реологические свойства позволяют раствору полностью выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтальной частей ствола скважины.

Соли щелочноземельных металлов, входящие в состав раствора, придают ему ингибирующие свойства. Концентрация и тип соли подбирается таким образом, чтобы обеспечить нужную ингибирующую способность фильтрата.

Применение в данной системе мраморной крошки (фракционный состав подбирается с учётом коллекторских свойств пласта) в сочетании с высокомолекулярными полимерами способствует созданию на стенках скважины тонкой малопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению фильтрата раствора на большую глубину.

Состав системы (кг/м ³):	
ХВ-полимер	2,5
РАС XL/R	3,5
ИКР	8
карбонатный утяжелитель	100
каустическая сода	1
ИКЛУБ	2,5
ИКФАК	1

Показатели бурового раствора:	
плотность, кг/м ³	1080–1120
условная вязкость, с	25–35
водоотдача, см ³ /30 мин.	4–6
пластическая вязкость, сПз	10–15
динамическое напряжение сдвига, дПа	50–80
pH	8,5–10,5

В качестве дополнительного варианта рекомендуется ингибирующая полимерная система ЭКОФЛЮИД, имеющая в основе реагенты ИКДЖЕЛЬ, ИКР-Н в сочетании с хлористым калием.

Состав системы (кг/м ³):	
ИКДЖЕЛЬ	20
ИКР-Н	20
ИККАРБ 50/75	75
КСІ	50
ИКРОС	3
Каустик	4

Показатели бурового раствора:	
плотность, кг/м ³	1050
ДНС, дПа	80
СНС, дПа	40/60
водоотдача, см ³ /30 мин.	4
pH	9

Для получения достаточной и достоверной геофизической информации бурения интервала входа в коридор допуска и наклонного участка БС осуществляется с применением буровых ингибированных (в том числе и минерализованных) растворов, обеспечивающих надёжную работу электрических методов геофизических исследований.

Очистка бурового раствора осуществляется оборудованием, входящим в состав циркуляционных систем, например, НЦ-1, НЦ-2, НЦ-3 и др., а также импортных.

Расчёт проводки бокового ствола с телеметрическим сопровождением на скважине № 3569 куст № 420

Проектные данные:	
Глубина пласта по вертикали	2092,16 м
Амплитуда ствола ротора	66,87 м
Абсолютная отметка кровли пласта	2025,29 м
Параметры «окна»:	
глубина резки	2127,0 м
зенитный угол	30,62 град.
азимут	209,65 град.
Параметры цели:	
смещение	866 м
дирекционный угол	202,7 град.
зенитный угол входа в пласт	55 град.
глубина цели по вертикали	2025,29 град.
Длина участка бурения после входа в пласт	100 м
Магнитное отклонение	17,7 град

Выполняемые работы:

1. Выполнить расстановку оборудования телеметрической партии на кустовой площадке, установить и закрепить датчики давления, глубины и выключатель «мёртвого конца» на буровой установке.

2. Каждый спуск телеметрической системы в скважины производить при достижении проектных параметров бурового раствора согласно плану работ буровой бригады и отсутствию в буровом стволе металлической стружки.

3. Ориентированная установка клин-отклонителя выполняется следующей компоновкой:

- клиновый отклонитель;
- центратор клина-отклонителя;
- телеметрическое оборудование.

Установить отклонитель на 90 град. влево относительно направления ствола скважины на глубине 2133 м.

4. Ориентированное бурение второго ствола скважины с телеметрической системой выполнить в соответствии с проектным профилем.

5. Бурение выполнять компоновкой:

- долото 123,8 мм;
- калибратор У-123,8 КС;
- забойный двигатель ДО-106 с углом перекоса 1 град.;
- безопасный переводник;
- телеметрическая система;
- СБТ до устья.

6. При проводке бокового ствола после каждого замера выполнять проверку сходимости проектного и фактического профилей, а также полученных данных в программах PC DWD и PLUTO (PLANIT).

7. При недоборе интенсивности в интервалах набора кривизны по согласованию с начальником ИТС и мастером бригады бурения произвести замену забойного двигателя на двигатель с большим углом перекоса.

8. В зависимости от фактического профиля второго ствола допускается изменение интервалов набора кривизны и стабилизации по согласованию с геологической службой УЗСБ.

Интенсивность пространственного искривления выражается в градусах на 10,00 м. Отход был вычислен по азимуту 199,949° (Ист.) на основе вычислений минимальной кривизны. На измеренной глубине 2559,22 м смещение забоя равно 783,53 м, азимут 199,949° (Ист.).

Смещение цели – 866 м;

Дирекционный угол – 203,7 град.;

Глубина кровли пласта АС10 по вертикали (абс.) – 2025,29 м;

Глубина цели по вертикали (абс.) – 2030 м;

Глубина конечной точки по вертикали (абс.) – 2047,36 м;

Угол входа в пласт – 80 град.

Технология вскрытия продуктивного пласта

Одним из основных условий эффективности бурения БС является применение методов вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающих сохранение естественного состояния коллектора и, следовательно, потенциальных добывающих возможностей скважин.

В процессе вскрытия продуктивных пластов бурением производится снижение их естественной проницаемости в результате взаимодействия с буровыми растворами. Степень воздействия факторов, влияющих на ухудшение естественных коллекторских свойств пласта, различна и зависит от физико-химических свойств бурового раствора, пластового флюида, перепада давления в системе «скважина – пласт», коллекторских свойств продуктивного пласта, его литологической характеристики и времени воздействия раствора.

На фильтрационные характеристики коллектора оказывают влияние следующие факторы:

- закупоривание поровых каналов дисперсной фазой растворов и шламом выбуренной породы;
- набухание и диспергирование глинистых минералов, содержащихся в коллекторе;
- тип глинистого минерала, степень его дисперсности, природообменных катионов и свойства фильтра;

- сужения поровых каналов вследствие образования абсорбционно-гидратных слоёв;
- образование в коллекторе устойчивых эмульсий или газовых дисперсий;
- образование твёрдых нерастворимых осадков в результате химического взаимодействия фильтрата и компонентов растворов с пластовыми флюидами;
- миграция твёрдых частиц, отрывающихся от поверхности поровых каналов под воздействием фильтратов растворов, по каналам пласта и сужение их проходного сечения при осаждении частиц;
- продолжительность вскрытия продуктивного пласта;
- количество проникшей в пласт воды.

В настоящее время все существующие типы буровых растворов в большей или меньшей степени ухудшают коллекторские свойства в призабойной зоне пласта (ПЗП). Возможно несколько способов управления процессом формирования ПЗП:

- 1) сохранение естественного состояния ПЗП (вскрытия продуктивного пласта на депрессии или на равновесии);
- 2) изоляция призабойной зоны, которая преодолевается перфорацией;
- 3) временная изоляция, которая затем разрушается (механическим или химическим способом).

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность механической скорости бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью.

Наиболее перспективными для вскрытия продуктивного пласта в настоящее время являются растворы на основе биополимерных систем (например, IKF, FLO-PRO и т.п.).

Вскрытие продуктивного пласта должно проводиться в короткие сроки с минимально возможными по времени промывками. Количество СПО должно быть минимальным, наилучшим является вскрытие пласта за одно долбление. Скорость спуска бурильной колонны (не более 1 м/с) должна предотвращать возникновение дополнительных колебаний гидродинамических давлений.

На величину зоны проникновения фильтрата в пласт оказывает влияние перепад между пластовым и забойным давлениями, который при различных технологических операциях может изменяться от минимального (при статических условиях) до максимального (в процессе спускоподъёмных операций или при интенсивной промывке скважины).

Минимальная плотность бурового раствора при бурении в условиях репрессии на пласт определена требованиями безопасности и зависит от глубины скважины, вида флюида во вскрываемых пластах и коэффициента аномальности пластового давления. Условия разбуривания разнообразны, и для каждой конкретной скважины минимальная плотность рассчитывается с учётом текущей ситуации.

Снижение репрессии на пласт обеспечивает повышение производительности скважин и позволяет вскрыть продуктивную толщу с минимальным нарушением коллекторских свойств продуктивного пласта.

В целом при рекомендации того или иного бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта следует исходить из того, что степень снижения проницаемости пласта зависит от состава и свойства фильтрата, характеристик коллектора и должна определяться экспериментальными исследованиями в условиях, близких к пластовым.

Существенное влияние на качественное вскрытие участка продуктивного пласта оказывает выбор типа профиля и его фактическая траектория в нефтенасыщенной части залежи.

В продуктивных пластах (однородных и неоднородных) небольшой толщины (10–15 м) целесообразно вписывание горизонтального участка в среднем по толщине части пласта по траектории, параллельной кровле и подошве пласта.

В продуктивных пластах мощностью более 20 м проводка горизонтального участка может быть осуществлена также по выпуклому профилю.

Пласты целесообразно вскрывать волнообразно, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надёжной изоляции об-

садными трубами с цементированием. Вскрытие пласта параллельным или пологонаклонным стволом может оказаться нецелесообразно.

Волнообразный профиль рекомендуется применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, при переслаивании песчаников с глинами эффективнее пересекать продуктивный пласт пологонаклонным горизонтальным стволом от кровли до его подошвы.

Протяжённость и форму горизонтального участка следует уточнять по мере накопления статистического материала и выявления степени точности работы КНБК для локальных участков месторождения.

Заканчивание скважин

Основным вариантом заканчивания БС является создание эксплуатационного забоя открытого типа. В скважину спускается хвостовик с пакерующим элементом (пакером типа ПДМ, надувным пакером, манжетой и т.п.) и фильтровой частью в интервале эксплуатационного горизонтального забоя.

Пакерующий элемент устанавливается над кровлей продуктивного пласта, обеспечивая возможность крепления «хвостовика» и изоляции вышележащих проницаемых горизонтов, включая водогазоносные пласты, а также сохранность эксплуатационного объекта от воздействия цементного раствора.

Фильтровая часть «хвостовика» может быть щелевой (перфорированной).

Расстановка фильтров рассчитывается, исходя из коллекторских свойств эксплуатационного объекта и обеспечения необходимой пропускной способности гидродинамических каналов, в соответствии с потенциальной продуктивностью пласта.

Фильтрующие элементы «хвостовика» центрируются жёсткими центраторами соответствующего размера. В интервале пакерующего элемента с целью обеспечения качества крепления колонны устанавливаются центраторы турбулизирующего типа.

Фильтровая часть оборудуется специальными заглушками, обеспечивающими герметичность фильтровой части и возможность осуществления технологических промывок во время спуска «хвостовика».

В интервале продуктивного пласта помещаются специальные перфорационные среды (ИЭР и др.), обеспечивающие предотвращение загрязнения эксплуатационного забоя в процессе заканчивания скважин. Перфорационная среда заканчивается в интервал продуктивного пласта в процессе цементирования «хвостовика».

Рекомендуемые составы перфорационных жидкостей приведены ниже:

– состав перфорационных сред:

1) КПС-1 (% , объём.):

водный раствор хлористого натрия – 96,5 %;

реагент СПК – 3,5 %.

2) КПС-1М (% , вес.):

водный раствор хлористого натрия – 97 %;

ПАВ (сульфонат, РАС, ПКД) – 1 %;

нитрилтриметилфосфатная кислота (НТФ) – 2 %.

3) КПС-2 (% , объём.):

гликоль – 75 %;

соляная кислота (конц. 20–24 %) – 10 %;

ортофосфорная кислота (конц. 70–100 %) – 15 %.

4) ИЭР (% , объём.):

нефть – 52–36 %;

водный раствор хлористого кальция плотностью 1300 кг/м³ – 43–59 %;

эмультап – 3 %;

ГКЖ-10 – 2 %.

После спуска подвески и крепления «хвостовика» производится разбуривание пробки муфты манжетного цементирования и сбивание заглушек на ФГС-101,6 мм с применением малогабаритных объёмных двигателей Д1-154, Д-75, Д-43, установки «гибкая труба» или комбинированной компоновки бурильных (насосно-компрессорных) труб.

Размеры бурильных труб для проведения технологических операций в «хвостовике» диаметром 101,6 мм приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Размеры бурильных труб

Типоразмер замка	Диаметр ниппеля и муфты, мм		Диаметр трубы, мм		Толщина стенки, мм
	наружный	наименьший внутренний	наружный	внутренней высадки	
3-50	65	28	50	28	5,5
ЗП-86-44	86	44	60	44	7,11

В случае, когда горные породы являются устойчивыми, применяется конструкция эксплуатационного забоя открытого типа. Конпоновка «хвостовика» при данной конструкции забоя включает следующие элементы:

- надувной пакер гидравлического действия, устанавливаемый над кровлей продуктивного пласта;
- расчётное количество обсадных труб;
- подвесное устройство гидравлического действия и механический пакер, устанавливаемый на 50 м выше вырезанного «окна».

При бурении нескольких боковых стволов из одной скважины для подвески и крепления «хвостовиков» применяется внутрискважинное оборудование фирмы «Baker Hughes».

При необходимости, обусловленной геолого-физическими характеристиками пласта, условиями его залегания, неизбежностью или высокой степенью вероятности пересечения водогазоносных горизонтов, создаётся конструкция эксплуатационного забоя закрытого типа.

Осуществляется сплошное цементирование «хвостовика». В интервале эксплуатационного забоя, а также водогазоносных пластов «хвостовик» обязательно цементируется.

После ОЗЦ производится промывка забоя скважины и при необходимости замена жидкости в скважине. Осуществляется необходимый комплекс геофизических исследований, после чего проводится подготовка к вторичному вскрытию пласта. Устье скважины оборудуется малогабаритным превентором и опрессовывается совместно с колонной.

Закачка перфорационной среды (КНС-1, КНС-1М) возможна в процессе цементирования «хвостовика» или в процессе освоения при промывке забоя перед вторичным вскрытием пласта.

Объём перфорационной среды выбирается из условия заполнения «хвостовика» на 100–150 м выше интервала перфорации. Вторичное вскрытие пласта производится малогабаритными перфораторами типа ПРК-42С, ПКР-54С, ПКТ-50, ПКТ-73 на «гибкой трубе» или на насосно-компрессорных трубах, жёстком геофизическом кабеле. Рекомендуется перфорацию осуществлять в условиях депрессии на пласт. Плотность перфорации зависит от геолого-физической характеристики продуктивного пласта и характеристик перфораторов.

Вызов притока производится пенной системой или методом компрессирования азотной установки ПАКК-9/160, свабированием, УГАС с обязательным проведением гидродинамических исследований скважин.

По согласованию с геологической службой НГДУ вызов притока допускается производить механизированным способом.

Величина депрессии на пласт выбирается с учётом конкретных геолого-физических характеристик пласта, степени загрязнения его в процессе вскрытия и ограничений по допустимому перепаду давления в зоне эксплуатации объекта.

В начальный период эксплуатации (в течение 6 месяцев) рекомендуется осуществлять гидродинамические исследования БС на установившемся и нестационарном режимах течения жидкости с целью определения гидродинамических параметров пласта (продуктивности, гидропроводности), оценки состояния околоствольной зоны продуктивного пласта, сопротивлений в фильтре скважины (скин-фактора).

По результатам этих исследований определяется влияние технологических параметров заканчивания скважин на добычные возможности эксплуатационного объекта и производится корректировка применяемой технологии.

Эффективность восстановления скважин методом бурения бокового ствола в НГДУ «Лянторнефть»

Зарезка и бурение боковых стволов применяется на обводнённых и бездействующих скважинах с целью интенсификации системы разработки месторождения и вовлечения недренлируемых запасов нефти. Технологическая эффективность бурения вторых стволов приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Основные показатели скважин с боковыми стволами

Год запуска	Количество	Среднесуточная добыча			Добыча с начала запуска, тонн / Всего на 1 скважину	Полный цикл бурения, час
		$Q_{ж}, м^3/сут. /$ Всего на 1 скважину	$Q_{н}, тонн/сут. /$ Всего на 1 скважину	обводнённость, %		
2011	4	296 / 74	37,9 / 9,5	85,6	68558 / 17140	1194,1
2012	13	1029 / 103	150,8 / 15,1	83,5	213310 / 16408	1340,8
2013	29	2165 / 75	145,2 / 5,0	92,5	214991 / 7413	1467,7
2014	59	2690 / 46	341,4 / 5,8	85,7	435472 / 7381	1430,4
2015	60	3176 / 53	601,4 / 10,0	78,7	411598 / 6860	1464,0
2016	64	3186 / 50	849,4 / 13,3	70,0	162798 / 2544	1321,1
Всего	229	56	9,5	81,0	1506727 / 6580	

Из таблицы видно, что на 01.01.2017 г. добыча составила 1506,727 тыс. тонн.

Метод бурения боковых стволов применяется для реанимации бездействующего фонда скважин и интенсификации добычи нефти. Он позволяет пополнить действующий фонд скважин, улучшить состояние разработки. Этот способ используется на участках, где бурение новых скважин нерентабельно.

Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Лянторского месторождения. – Исполнитель Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» Сургут, 2008. – Т. 1. – Кн. 1.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Лянторского месторождения. – Исполнитель Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» Сургут, 2008. – Т. 1. – Кн. 4.
3. Инструкция по охране труда при зарезке второго ствола в обсаженной эксплуатационной колонне. – Сургут : ОАО «Сургутнефтегаз», 2009.
4. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство Недра, 2000. – 262 с.
5. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000–2004. – Т. 1–6.
6. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 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. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство Недр, 1997. – 648 с.
16. 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.
17. 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.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.
19. Эффективность восстановления скважин методом бурения боковых стволов в НГДУ «Лянторнефть». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bd68a4c43a88521206d36_0.html
20. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99.
21. Вализада Башир Ахмад, Очередыко Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере 302–303 залежей Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 226–249.
22. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В., Мусафири Норманн. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2.

References:

1. Addition to the technological scheme of development of Lyantor field. – Performer Tyumen office SurgutNIPIneft Surgut, 2008. – Т. 1. – Book 1.
2. Addition to the technological scheme of development of Lyantor field. – Performer Tyumen office SurgutNIPIneft Surgut, 2008. – Т. 1. – Book 4.
3. The instruction for labor protection at kickoff of the second trunk in the surrounded operational column. – Surgut : JSC Surgutneftegas, 2009.
4. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – М. : Publishing house Nedra, 2000. – 262 p.
5. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation: the handbook in 6 volumes. – М. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000–2004. – Т. 1–6.
6. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p
7. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 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. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 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. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodky K.M., Sultanov B.Z. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under the editorship of. A.G. Kalinina. – M. : Publishing house Subsoil, 1997. – 648 p.
16. 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 : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
17. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.
18. 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. – Novocherkassk : Face publishing house, 2016. – 290 p.
19. Efficiency of restoration of wells by method of drilling of side trunks in NGDU Lyantorneft. – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bd68a4c43a88521206d36_0.html
20. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 73–99.
21. Valizada Bashir Ahmad, Ocheredko T.B. Application of horizontal wells for increase in efficiency of development of fields on the example of 302–303 deposits of the Romash-kinsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 226–249.
22. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V., Musafiri Normann. Assessment of prospects of drilling of side horizontal trunks and improvement of system of development on a turneysky object of the Chernovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 2.

УДК 622.276.63

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
КАРСОВАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**INTENSIFICATION OF CURRENT OIL PRODUCTION
IN THE DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS
OF THE KARSOVAYSKOYE FIELD**

Цыбух Павел Николаевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Шальская Светлана Васильевна

начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований
Производственного Филиала «Кубаньгазгеофизика»,
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ эффективности разработки карбонатных коллекторов Карсовайского месторождения с целью интенсификации текущей добычи нефти и, в конечном счёте, повышения коэффициента извлечения нефти. Представлены результаты обоснования необходимости изменения конструкции двух новых (проектных) скважин на башкирском ярусе Карсовайского месторождения с наклонно-направленных на горизонтальные стволы. Дальнейшее разобщение продуктивных интервалов при помощи набухающих пакеров и последующее освоение при помощи поинтервальных большеобъёмных обработок призабойных зон (большеобъёмных солянокислотных обработок) позволяет значительно увеличить начальные дебиты скважин, рентабельность освоения остаточных запасов и в итоге увеличить коэффициент нефтеизвлечения.

Ключевые слова: поинтервальная большеобъёмная обработка призабойных зон (ПБСКО); большеобъёмная солянокислотная обработка; обоснование проведения ПБСКО в горизонтальных скважинах; проектирование ПБСКО в горизонтальных скважинах; выбор участка для проведения ПБСКО в горизонтальных скважинах; определение технологической эффективности; определение экономической эффективности.

Tsybukh Pavel Nikolaevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

Head of the Control and Interpretation
Methodical Party
of Field and Geophysical Research
of the Production
Branch «Kubangazgeofizika»,
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
sv010478@mail.ru

Annotation. The article analyzes the effectiveness of the development of carbonate reservoirs of the Karsovayskoye field with the aim of intensifying current oil production and, ultimately, increasing the oil recovery factor. The results of the justification for the necessity to change the design of two new (design) wells on the Bashkirian stage of the Karsovayskoye field from obliquely directed to horizontal trunks are presented. Further separation of productive intervals by means of swellable packers and subsequent mastering by means of intermittent large-scale treatments of bottomhole zones (large-scale hydrochloric acid treatments) allows to significantly increase initial well rates, profitability of development of residual reserves and, as a result, increase the oil recovery factor.

Keywords: intermittent large-volume processing of bottom-hole zones; large-volume hydrochloric acid treatment; justification of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; design of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; selection of a site for conducting of intermittent large-volume processing of bottom-hole zones in horizontal wells; determination of technological efficiency; determination of economic efficiency.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Карсовайское месторождение находится на территории Балезинского и Кезского районов Удмуртской Республики, в 40 км восточнее г. Глазова и в 25 км северо-восточнее п. Балезино. Непосредственно на площади месторождения расположены населённые пункты Демино, Мокино, Коршуново, Верхнее Люкино и др.

Месторождение открыто в 1977 году, введено в промышленную разработку на основании технологической схемы разработки, составленной в 2009 году. Пробная эксплуатация залежей месторождения осуществлялась в период с 1998 по 2008 гг.

В соответствии с «Технологической схемой разработки Карсовайского газонефтяного месторождения Удмуртской республики» в промышленной эксплуатации находятся два объекта разработки:

- 1) Касимовско-Мячковско-Подоло-Каширский объект;
- 2) Верейско-Башкирский объект.

До 2006 года на месторождении осуществлялась пробная эксплуатация разведочных скважин в соответствии с лицензионными соглашениями и «Планами пробной эксплуатации разведочных скважин №№ 1432, 1434, 1436, 1439, 1441, 1442 и 1443». В период с 2006 по 2008 гг. в соответствии с проектом пробной эксплуатации месторождения начато опережающее бурение 12-ти скважин с целью изучения режима работы залежи и установления оптимального режима работы скважин. В 2007 году пробурены скважины №№ 1, 2, 5, 6 и 133 в районе скважины № 1443; в 2008 году скважины №№ 7, 8, 9, 10, 11 и 12 в районе скважины № 1441 и скважина № 134 в районе скважины № 1443.

Месторождение находится на начальной стадии разработки, осуществляется плановое разбуривание залежи верейско-башкирского объекта в соответствии с «Технологической схемой разработки». В 2011 году введено из бурения 29 скважин, включая поисковую скважину № 401П. С начала освоения месторождения в добыче нефти участвовало 77 скважин, в том числе 74 скважины на верейско-башкирском объекте и 8 скважин на касимовско-мячковско-подоло-каширском объекте (скважины №№ 14, 67 и 84 работали только на касимовско-мячковско-подоло-каширском объекте), закачка воды осуществлялась в 9 скважинах на верейско-башкирском объекте. Месторождение полностью недоразбурено. Таким образом, в целом проектный эксплуатационный фонд реализован на 23 % по категории $C_1 + C_2$. Под закачкой находилось около 56 % от пробуренных нагнетательных скважин.

По состоянию на 01.01.2017 г. в целом по месторождению добыто 595,0 тыс. тонн нефти, текущий КИН 0,014, отбор от НИЗ 4,7 %, накопленная добыча жидкости составила 775,9 тыс. тонн, накопленная закачка составляет 195,1 тыс. м³. Всего на месторождении пробурено 79 скважин, из них 69 числятся в добывающем фонде скважин, 9 в нагнетательном фонде и 1 скважина № 385Р в консервации. В данной скважине при освоении пластов В-II и В-III верейского горизонта получена пластовая вода с плёнкой нефти, в результате чего принято решение о ликвидации заколонного перетока, которое оказалось неудачным (по данным ГИС вскрыто 3,6 м эффективной нефтенасыщенной толщины). При освоении и опробовании пластов вышележащего объекта также получены неудовлетворительные результаты по причине заколонных перетоков и низкой продуктивности интервалов.

Разработка Карсовайского месторождения ведётся в соответствии с «Технологической схемой разработки Карсовайского газонефтяного месторождения Удмуртской республики», составленной в 2009 году, и в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Карсовайского месторождения», составленного в 2012 году. Выделено два эксплуатационных объекта – верейско-башкирский и касимовско-подоло-каширский.

Разбуривание верейско-башкирского объекта осуществляется самостоятельной сеткой скважин по обращённой семиточечной системе с расстоянием между скважинами 400 м.

Система ППД находится на начальном периоде формирования (с 2010 года). Закачка осуществляется с забором воды из специальных водозаборных скважин с водоносных пластов башкирского яруса (A_{4-4} , A_{4-5}) и подачей непосредственно в нагнетательные скважины.

Месторождение на первой стадии разработки. Текущее состояние разработки позволяет сделать выводы, что реализованная система разработки для геологических условий месторождения в целом эффективна и обеспечивает довольно высокие темпы разработки и нефтеотдачу.

Анализ применённых на Карсовайском месторождении технических решений для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

Рациональная разработка нефтяных месторождений включает применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти и беспре-

ребойную работу подземного оборудования. Призабойная зона скважины (ПЗС) подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе её разработки. Через ПЗС проходит весь объём жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за всё время его разработки.

Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии. От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приёмистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта, при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию её забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС. Однако нередко в процессе эксплуатации скважины проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной, естественной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых частиц, смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д. В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС. Под воздействием на призабойную зону пластов предполагается комплекс осуществляемых в скважинах работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в непосредственной близости от скважины.

За последние 5 лет на Карсовайском месторождении было проведено 42 геолого-технических мероприятия (ГТМ) на добывающих и 11 мероприятий на нагнетательных скважинах. За анализируемый период суммарная дополнительная добыча нефти от мероприятий составила 22,1 тыс. тонн или 4,7 % от всей добычи по месторождению, средний прирост дебита составил 5,1 тонн/сут. С учётом переходящих эффектов от ГТМ прошлых лет дополнительно добыто 57,4 тыс. тонн нефти или 12,3 % от общей добычи за период. Дополнительная закачка воды в результате ГТМ на нагнетательных скважинах составила 68,8 тыс. м³ (по итогам в год проведения ГТМ) со средним приростом приёмистости скважин 59 м³/сут.

Структура добычи нефти в целом по месторождению за последние 5 лет с выделением дополнительно добытой нефти за счёт ГТМ графически отображена на рисунке 1.

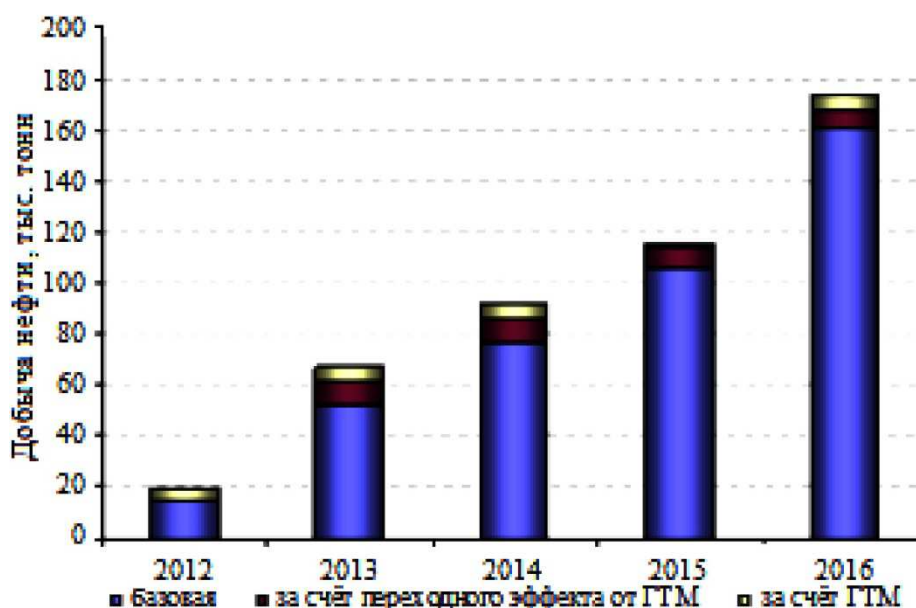


Рисунок 1 – Структура добычи нефти на Карсовайском месторождении

Из графика видно, что на стадии разбуривания месторождения при растущей базовой добыче дополнительно добытая за счёт ГТМ нефть (с учётом переходящего эффекта) особого влияния на годовую добычу не оказывает.

Среди применяемых технологий отмечены:

- перфорационные работы;
- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- ввод боковых стволов;
- перевод скважин на другие объекты.

По количеству лидерами являются мероприятия, связанные с перфорационными работами (23 мероприятия, что составляет 54,8 % от общего количества ГТМ), и на эти мероприятия приходится 55 % дополнительно добытой нефти. Наиболее эффективными оказались РИР (8,8 тонн/сут. при средней эффективности ГТМ по месторождению 5,1 тонн/сут). Далее по эффективности идут мероприятия по вводу БС и ГРП. Низкоэффективными оказались ОПЗ и переводы на другой горизонт. Оптимизация глубинно-насосного оборудования (ГНО) проводилась во время выполнения других видов ГТМ, поэтому по ней эффективность и дополнительная добыча отдельно не выделены.

Анализ выработки запасов нефти

Анализ выработки запасов по месторождению в целом выполнен на запасы, числящиеся на государственном балансе. Так, на месторождении выделено 3 поднятия – Карсовайское, Южно-Карсовайское и Хомяковское поднятия, включающие пласты верейского горизонта и башкирского яруса, рассматриваемые в качестве единого объекта разработки. Также на Карсовайском поднятии выделены в самостоятельный объект разработки пласты касимовского яруса и мячковского, подольского и каширского горизонтов. На текущую дату из залежей верейско-башкирского объекта добыто 527,2 тыс. тонн нефти, что соответствует текущему КИН 0,014 и 4,7 % отбора от НИЗ. Из залежей Касимовско-Мячковско-Подоло-Каширского объекта добыто 67,8 тыс. тонн нефти, что соответствует текущему КИН 0,009 и 3,5 % от НИЗ при значении среднегодовой обводнённости, равной 15,4 (табл. 1 и рис. 2).

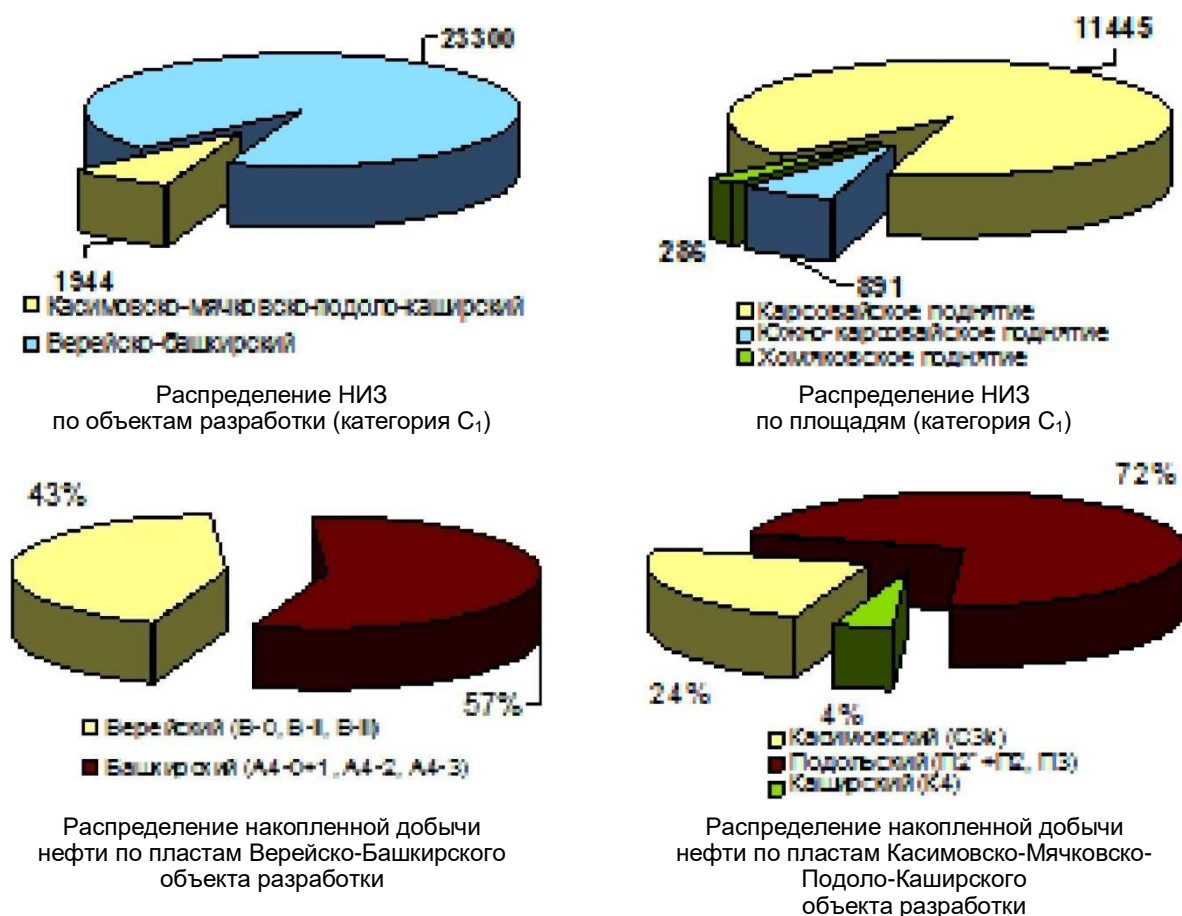


Рисунок 2

Таблица 1 – Сводная таблица запасов нефти по пластам 3 поднятий Карсовайского месторождения

Объект разработки, пласт	Категория	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Текущие геологические запасы нефти, тыс. т.	Текущие извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	Накопленная добыча нефти, тыс. т.	Отбор от НИЗ, %	Текущий КИН, д.ед
Карсовайское поднятие								
Касимовский (С3к)	C1	463	123	447	107	16	13,0	0,035
	C2	406	107	406	107	0	0,0	0,000
Мячковский (С2 тс-П)	C1	805	205	805	205	0	0,0	0,000
	C2	3010	730	3010	730	0	0,0	0,000
Подольский (П2+П2, П3)	C1	5782	1564	5733	1515	49	3,1	0,008
	C2	9554	2340	9554	2340	0	0,0	0,000
Каширский (К4)	C1	304	52	301	49	3	5,8	0,010
	C2	2107	464	2107	464	0	0,0	0,000
Верейский (В-0, В-П, В-Ш)	C1	13428	3834	13202	3608	226	5,9	0,017
	C2	11788	3390	11788	3390	0	0,0	0,000
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2} , А _{4,3})	C1	18806	5667	18518	5379	288	5,1	0,015
	C2	8515	2453	8515	2453	0	0,0	0,000
Южно-карсовайское поднятие								
Верейский (В-П, В-Ш)	C1	1536	322	1533	319	3	0,9	0,002
	C2	2029	430	2029	430	0	0,0	0,000
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2})	C1	1927	569	1917	559	10	1,8	0,005
	C2	1793	560	1793	560	0	0,0	0,000
Хомяковское поднятие								
Верейский (В-П, В-Ш)	C1	664	187	664	187	0	-	-
	C2	1203	340	1203	340	0	-	-
Башкирский (А _{4,0+1} , А _{4,2})	C1	331	99	331	99	0	-	-
	C2	591	177	591	177	0	-	-
В целом по месторождению	C1	44046	12622	43451	12027	595	4,7	0,014
	C2	40996	10991	40996	10991	0	0,0	0,000

Выбор и обоснование проведения поинтервальных большеобъёмных солянокислотных обработок в горизонтальных стволах для интенсификации добычи нефти

Перспективным направлением повышения эффективности разработки месторождения с учётом накопленного опыта на месторождениях УР следует считать более широкое применение методов увеличения нефтеотдачи, которые применимы для геолого-физических условий Карсвайского месторождения.

Основные из них:

- проведение комплекса обработок призабойной зоны скважин (ОПЗ / БОПЗ), в т.ч. кислотных обработок призабойных зон скважин различных модификаций (СКО / БСКО);
- одновременно-раздельная добыча жидкости (ОРД);
- одновременно-раздельная закачка жидкости в пласт (ОРЗ);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- щелевая перфорация, дострелы;
- форсирование отбора жидкости путём оптимизации работы ГНО;
- ввод боковых стволов (БС);
- переход скважины на другой горизонт (ПСДГ);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- ремонтно-изоляционные работы по отключению выработанных обводнённых пластов традиционными и новыми методами.

В настоящей статье нами рассмотрена возможность и рассчитан экономический эффект от изменения конструкции двух новых (проектных) скважин на башкирском ярусе Карсвайского месторождения с наклонно-направленных на горизонтальные скважины с дальнейшим разобщением набухающими пакерами продуктивных интервалов пласта и последующим освоением при помощи поинтервального БОПЗ (БСКО) с целью повышения эффективности разработки месторождения.

Так как в масштабах ПАО «Роснефть» отсутствует опыт проведения поинтервальных БОПЗ (БСКО) в горизонтальных стволах, далее будет проведён анализ эффективности проведения БОПЗ и отдельно анализ эффективности применения ГС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Горизонтальные скважины

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты извлечения её из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Опыт эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин, а также боковых горизонтальных стволов в отработанных, нерентабельных скважинах у нас в стране и за рубежом показывает, что горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы позволяют:

- 1) повышать нефтеизвлечение из недр за счёт увеличения площади фильтрации и интенсификации перетоков нефти и газа из залежи, а также за счёт повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- 2) значительно повышать дебиты нефти и газа в сравнении с вертикальными скважинами за счёт увеличения площади фильтрации;
- 3) продлевать безводный или малообводнённый период нефтяных скважин;
- 4) восстанавливать продуктивность месторождений на поздней стадии разработки;
- 5) в бездействующих и малодебитных скважинах не только восстанавливать, но и значительно увеличивать по сравнению с первоначальным (при вводе месторождений в разработку) дебит нефти;
- 6) снижать объёмы бурения скважин при вводе в разработку нефтяных и газовых месторождений;
- 7) снижать объёмы капитальных вложений, особенно в заболоченных и залеженных местах.

Применение ГС и БГС позволяет:

- 1) существенно повысить рентабельность капитальных вложений добывающих предприятий;
- 2) значительно увеличить период «незаводнённой» эксплуатации, снизить депрессию на пласт;

- 3) сократить простаивающий фонд скважин, ввести в эффективную промышленную эксплуатацию забалансовые запасы;
- 4) вести разведку и эксплуатацию месторождений в природоохранных зонах;
- 5) не допустить израсходования ранее разведанных запасов;
- 6) ввести в эффективную промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемые запасы.

Отечественная и мировая практика показала, что применение этих методов позволяет увеличить дебиты скважин в 3–8 раз и вывести простаивающий фонд скважин на рентабельный уровень добычи.

Средний дебит ГС по ОАО «Удмуртнефть» превышает 7 тонн/сут., при этом дебит скважин до бурения ГС не превышал 0,2–0,5 тонн/сут.

Максимальная добыча нефти из ГС получена из турнейской залежи Мишкинского месторождения – 671,2 тыс. тонн, что составляет около 70 % общей добычи из ГС. Объект характеризуется наибольшим технологическим эффектом, средний дебит скважин 14,4 тонн/сут. При этом есть скважины 60 тонн/сут.

Высокой эффективностью характеризуется эксплуатация ГС на Ончугинском месторождении. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации составляет 13,7 тонн/сут., накопленная добыча нефти 51,5 тыс. тонн.

В результате эксплуатации 8 горизонтальных скважин на Южно-Киенгопском месторождении добыто 113 тыс. тонн нефти (12 % общей добычи из ГС). Средний дебит скважин составил 10,1 тонн/сут.

Несколько ниже эффекты по Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского и Гремихинскому месторождениям. Продуктивность скважин изменяется от 6,0 до 8,6 тонн/сут.

Из боковых горизонтальных стволов добыча нефти за весь период эксплуатации составила 738 тыс. тонн. Основные объёмы добычи приходятся на скважины Мишкинского (368 тыс. тонн), Чутырско-Киенгопского (127 тыс. тонн), Гремихинского (72 тыс. тонн) и Ельниковского (51 тыс. тонн) месторождений.

Большеобъёмные СКО

В период с 2012–2016 гг. на объектах компании ОАО «Удмуртнефть» было проведено 30 скважин/мероприятий БСКО.

Эффективность и выбор наиболее оптимального метода воздействия были ранжированы по следующим критериям:

- дебит нефти (Q_n , тонн/сут.), дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут.), обводнённость (W , %) – до проведения ГТМ;
- дебит нефти (Q_n , тонн/сут.), дебит жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут.), обводнённость (W , %) – после проведения ГТМ;
- средний прирост дебита нефти (Q_n , тонн/сут.);
- коэффициент успешности проведённого мероприятия ($K_{усп}$, %);
- причины недостижения планируемых показателей;
- средняя удельная добыча нефти на одну скважину за период, равный одному году;
- динамика темпа падения дебита нефти по объектам разработки.

В таблице 2 представлена информация о проведённых мероприятиях, текущих и планируемых показателях, а также об объектах, на которых проводили обработку. Исходя из этого, при проведении БСКО были рассчитаны следующие параметры: средний Q_n – 12 тонн/сут., обводнённость снизилась на 8 %, средний прирост дебита нефти – 5,9 тонн/сут. Успешность проведения БСКО – 73 %. Основная причина недостижения планируемых показателей – рост обводнённости. Средняя удельная добыча нефти на 1 скважину – 4326 тонн.

На сегодняшний день в ОАО «Удмуртнефть» наибольшее количество запасов сосредоточено в верейских и башкирских залежах.

На рисунке 3 представлена динамика прироста дебита нефти после проведения большеобъёмных солянокислотных обработок (БСКО) по объектам разработки. На рисунке 4 показана продолжительность эффекта после проведения БСКО. Данные результаты были получены на основе ранее проведённого анализа за 2013–2015 гг.

Таблица 2 – Основные показатели работы скважин после проведения большеобъёмных солянокислотных обработок (БСКО)

Месторождение	№ скважины	Объект для ГТМ	Плановые параметры			Фактические параметры		
			дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	обводнёность, %	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	обводнёность, %
Мишкинское	2428	башкирский, верейский	12,9	45,0	68	12,9	36,0	60
Мишкинское	3018	башкирский	8,3	38,0	76	11,0	19,0	35
Мишкинское	2436	верейский	9,2	26,0	61	18,9	27,0	22
Гремихинское	685	верейский	10,4	13,0	13	11,3	16,0	24
Гремихинское	519	верейский	9,4	14,4	29	8,7	12,4	24
Еселейское	4324	верейский	9,2	14,0	27	6,9	9,0	14
Еселейское	4146	верейский	11,8	28,0	53	11,5	16,0	19
Котовское	213	подоло-каширо-верейский	16,0	20,8	13	20,5	29,0	20
Красногорское	2422	верейский	11,2	27,3	54	12,6	26,1	45
Мишкинское	375	турнейский	10,6	31,0	63	6,1	39,0	83
Мишкинское	591	турнейский	8,9	24,0	60	8,9	242,0	96
Лозюкско-Зуринское	674	верейско-башкирский	10,7	12,9	5	10,9	17,0	27
Кезское	3351	верейско-башкирский	14,5	27,7	40	14,8	20,0	15
Михайловское	673	верейско-башкирский	19,0	30,0	28	6,5	12,0	38
Лозюкско-Зуринское	1005	башкирский	12,8	28,5	48	5,8	10,0	33
Красногорское	2704	верейский	9,0	16,0	36	9,3	20,0	47
Михайловское	640	верейско-башкирский	12,8	18,8	22	7,8	16,0	44
Чугьское	1842	башкирский	9,6	15,1	27	9,7	13,0	15
Киенгопское	1553	башкирский	20,1	25,0	10	13,7	18,0	15
Киенгопское	890	башкирский	16,6	37,0	50	17,7	47,0	58
Чугьское	55	башкирский	13,4	29,4	48	13,6	17,0	9
Гремихинское	564	верейский	10,1	13,0	15	7,7	10,4	19
Гремихинское	309	верейский	9,3	12,0	15	9,3	13,0	22
Котовское	210	подоло-каширо-верейский	10,1	49,7	77	11,0	25,0	50
Мишкинское	2447	верейский	14,5	35,0	54	14,5	19,0	15
Мишкинское	2448	верейский	9,2	28,0	64	16,0	35,0	49
Мишкинское	2379	верейский	13,3	36,0	59	15,8	22,0	20
Киенгопское	892	башкирский	16,4	35,0	48	9,2	13,0	21
Чугьское	884	башкирский	15,5	26,2	33	16,7	26,0	27
Красногорское	2520	верейский	14,2	19,0	15	21,3	25,0	3

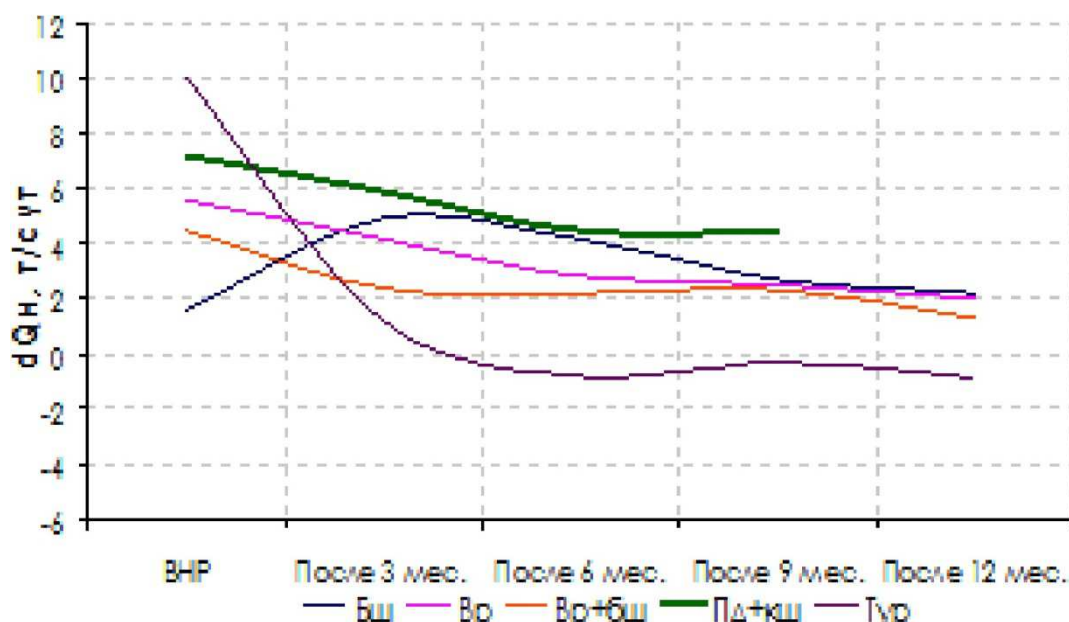


Рисунок 3 – Динамика прироста дебита нефти после БСКО по объектам Карсовайского месторождения

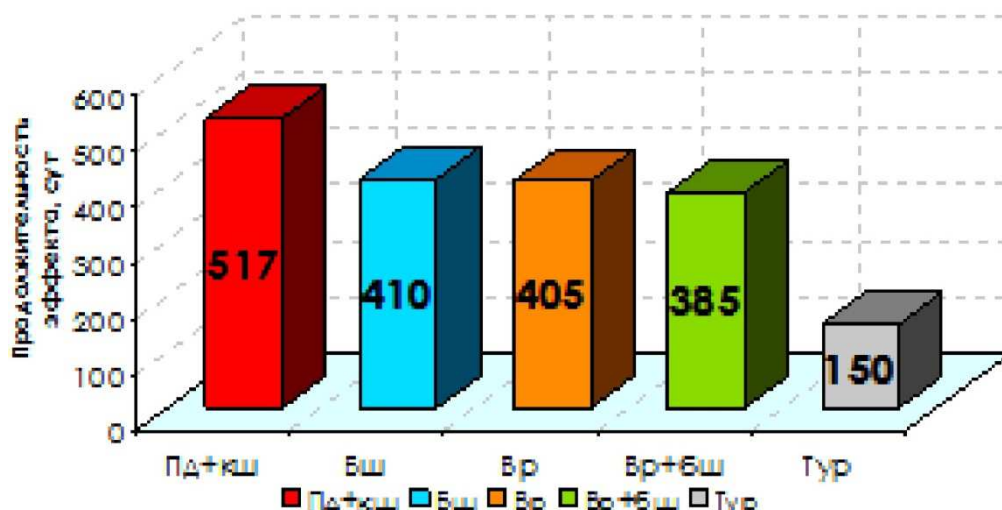


Рисунок 4 – Продолжительность эффекта после проведения БСКО

Оценив эффективность эксплуатации ГС и проведение БСКО на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», для достижения максимального эффекта очевидным техническим решением является совмещение описанных технологий интенсификации добычи нефти.

В отношении Карсовайского нефтяного месторождения бурение ГС и проведение в них поинтервальных большеобъемных обработок призабойных зон (ПБОПЗ) позволит решить следующие задачи:

- 1) повысить рентабельность капитальных вложений;
- 2) увеличить период «незаводнённой» эксплуатации за счёт снижения депрессии на пласт;
- 3) вовлечь в разработку целики нефти, увеличивая тем самым КИН;
- 4) повысить удельную эффективность в сравнении с вертикальными скважинами за счёт увеличения площади фильтрации;
- 5) повысить нефтеизвлечение из недр за счёт увеличения площади фильтрации и интенсификации перетоков нефти из залежи, а также за счёт повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- 6) снизить объёмы бурения скважин при вводе в разработку Карсовайского месторождения.

Проектирование ПБСКО в горизонтальных скважинах для реализации на Карсовайском месторождении

Выбор участка для проведения ПБСКО в ГС

Учитывая сложный геологический разрез Карсовайского месторождения, состоящий из множества расчленённых неоднородных пропластков в башкирском и верейском объектах, а также наличие обширной газовой шапки, с целью увеличения эффективности бурения предлагается изменить конструкцию проектных скважин с наклонно-направленных на горизонтальные. При этом горизонтальные стволы запланировать в подгазовых районах месторождения с проводкой только в башкирском объекте. Верейский объект в данном случае в разработку не вовлекается, т.к. является газонасыщенным. Особенностью данной технологии является заканчивание горизонтального ствола со спуском фильтра-хвостовика в кровлю башкирского объекта с разобщением продуктивных интервалов с помощью набухающих пакеров для последующих поинтервальных обработок по технологии БОПЗ.

Накопленный опыт бурения горизонтальных скважин позволил определить основные геологические и технологические критерии для их размещения в пределах башкирского объекта Карсовайского месторождения и параметры ствола, гарантирующие получение эффекта. При выборе участков залежи, планируемых к бурению горизонтальных скважин, учитывались следующие критерии.

Геологические:

- 1) эффективная нефтенасыщенная толщина не менее 3 м;
- 2) наличие непроницаемого экрана (уплотняющей пачки пород) между нефтенасыщенными или газонасыщенными коллекторами;
- 3) возможность формирования горизонтального ствола в верхней части нефтенасыщенного пласта на максимальном удалении от ВНК;
- 4) общая длина горизонтального ствола не менее 200 м (учитывая большую расчленённость башкирского объекта, эффективная длина, приходящая на нефтенасыщенные интервалы, составит около 100–150 м);
- 5) наличие в верейском объекте газовой шапки, которая обеспечит газонапорный режим вытеснения нефти, при этом при освоении башкирского объекта вертикальными скважинами за счёт низких фильтрационно-емкостных свойств пласта не достигается рентабельный дебит.

Технологические (учитывая, что Карсовайское месторождение находится на стадии разбурирования, все пункты данного критерия удовлетворяются):

- 1) степень выработанности запасов;
- 2) текущие пластовые и забойные давления;
- 3) дебиты скважин на перспективных участках залежи;
- 4) обводнённость продукции;
- 5) плотность сетки скважин;
- 6) текущее состояние разработки объекта в целом.

Технические:

- 1) возможность спуска в горизонтальный ствол хвостовика диаметром 114 мм с набухающими пакерами;
- 2) возможность поинтервальной кислотной обработки через двухпакерную компоновку по технологии БОПЗ через НКТ диаметром 73 мм;
- 3) отсутствие зон осложнений, наличие качественного цементирования хвостовика.

Экономические:

- 1) минимизация затрат на бурение ГС как временных, так и финансовых;
- 2) минимальный срок окупаемости вложенных средств;
- 3) высокая рентабельность бурения ГС.

Проектирование технологического решения

В качестве способа повышения эффективности разработки неоднородных пластов башкирского объекта и повышения нефтеотдачи предлагается выделить участок для проводки горизонтального ствола. Исходя из описанных критериев, бурение ГС по данной технологии предлагается в центральной части Карсовайского месторождения, имеющей обширную газовую шапку в верейском объекте. При этом пробуренные наклонные скважины ввиду ухудшенных свойств башкирского объекта не обеспечивают проектный дебит.

Технология проведения предлагаемого метода интенсификации добычи и геолого-физические условия применения технологий приведены ниже. Главное преимущество ГС с поинтервальной обработкой БОПЗ состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии в пласте. Данная технология предпочтительна для разработки месторождений, имеющих низкую проницаемость или естественную трещиноватость, тонкослоистые коллекторы или многослойные залежи.

В случае тонкослоистых продуктивных интервалов, многослойных залежей или пластов с неоднородным строением располагающиеся в вертикальной плоскости горизонтальные скважины увеличивают свои дебиты и степень извлечения из залежи за счёт установления связей между несколькими продуктивными интервалами, характеризующимися различными коэффициентами анизотропии, разделёнными вертикальными барьерами или зонами резкого либо постепенного ухудшения проницаемости.

Предлагается к внедрению бурение горизонтальных скважин на башкирский объект Карсовайского месторождения. Опытно-промышленные испытания технологии запланированы во второй половине 2018 года с кустовой площадки № 17 на скважинах №№ 187 и 188, проектные профили которых показаны на рисунках 5 и 6 соответственно. Схема размещения горизонтальных скважин приведена на рисунке 7.

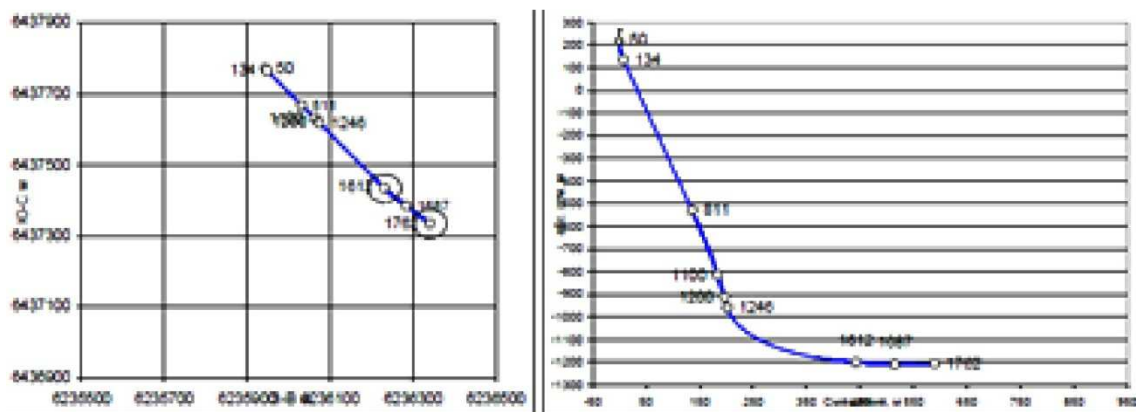
Проектный профиль скважины № 187Г

Целевая точка Т1 (а.о.) м	-1200.0	Координаты устья (С)	6437770.8
Целевая точка Т3 (а.о.) м	-1207.0	(В)	6236943.3
Азимут от устья до Т1 град (магн)	125.03	Координаты Т1 (С)	6437434.4
Смещение от устья до Т1, м	442.35	(В)	6236230.5
Азимут от устья до Т3 гр (магн)	123.15	Координаты Т3 (С)	6437334.7
Смещение от устья до Т3, м	590.23	(В)	6236341.0
Азимут от Т1 до Т3 гр (магн)	117.57		
Смещение от Т1 до Т3, м	148.82		
Азимут от Т0 до Т1 гр (магн)	125.03		
Смещение от Т0 до Т1	442.35	Угол входа в пласт, град	79.1
Радиус прогиб допустим, м	40.0	Длина горизонтального участка, м	150.0
Абсолютная глубина ротора, м	268.6	Длина бокового ствола, м	1762.1
Малитное склонение, град	14.5	Азимут построения магн, град	125.027

Параметры траектории			Параметры кривизны			Координаты от устья по азимуту			Комментарии
Глубина	Зенит	Азимут	Истинная	Истинная	Угол	X	Y	Z	
м	град	град	прогр	зенит	опл	м	м	м	
50	0.0	125.0	0.00	0.00	548	0.0	0.0	50.0	Начало набора угла
134	10.9	125.0	1.30	1.30	0	8.0	0.0	133.5	набор угла
801	10.9	125.0	0.00	0.00	580	134.4	0.0	788.8	Кунгурско-Артемский квл
811	10.9	125.0	0.00	0.00	580	136.3	0.0	798.4	Бащмак коллектора
961	9.4	125.0	0.10	-0.10	580	162.7	0.0	946.0	ЦМ
1100	8.0	125.0	0.10	-0.10	580	183.8	0.0	1083.3	Начало ГНО
1188	7.2	125.0	0.10	-0.10	580	195.2	0.0	1188.8	Переход на раствор
1200	7.0	125.0	0.10	-0.10	580	196.9	0.0	1182.4	Конец ГНО
1246	6.6	125.0	0.10	-0.10	580	202.3	0.0	1227.9	Начало набора угла
1566	73.7	125.0	2.10	2.10	0	396.9	0.0	1458.6	Привалка
1591	79.1	125.0	2.10	2.10	0	421.6	0.0	1464.6	Бащмак ОК
1612	79.1	125.0	0.00	0.00	580	442.3	0.0	1468.6	T1
1653	79.1	116.4	2.1	0.00	270	482.3	-3.0	1476.3	0.00
1687	90.0	116.4	3.2	3.20	0	515.9	-8.1	1479.6	T2
1700	93.3	116.4	2.6	2.60	0	528.6	-10.0	1479.2	0.00
1762	93.3	116.4	0.0	0.00	580	589.9	-19.3	1475.6	T3, забой

Параметры траектории			Параметры кривизны			Условные координаты			Комментарии
Глубина	Зенит	Вариационный	Истинная	Истинная	Угол	С-Ю	З-В	а.о.	
м	град	угол	прогр	зенит	опл	X	Y	м	
50	0.0	139.5	0.00	0.00	548	6437770.8	6236943.3	218.6	Начало набора угла
134	10.9	139.5	1.30	1.30	0	6437764.8	6236948.5	135.1	набор угла
801	10.9	139.5	0.00	0.00	580	6437668.6	6236830.5	-520.0	Кунгурско-Артемский квл
811	10.9	139.5	0.00	0.00	580	6437667.2	6236831.8	-529.8	Бащмак коллектора
961	9.4	139.5	0.10	-0.10	580	6437647.0	62368049.0	-877.5	ЦМ
1100	8.0	139.5	0.10	-0.10	580	6437631.0	62368662.6	-814.7	Начало ГНО
1188	7.2	139.5	0.10	-0.10	580	6437622.4	62368070.0	-900.0	Переход на раствор
1200	7.0	139.5	0.10	-0.10	580	6437621.1	62368071.1	-913.8	Конец ГНО
1246	6.6	139.5	0.10	-0.10	580	6437616.9	62368074.7	-959.3	Начало набора угла
1566	73.7	139.5	2.10	2.10	0	6437489.0	6236201.0	-1190.0	Привалка
1591	79.1	139.5	2.10	2.10	0	6437480.2	6236217.1	-1196.0	Бащмак ОК
1612	79.1	139.5	0.00	0.00	580	6437434.4	6236230.5	-1200.0	T1
1653	79.1	130.9	2.07	0.00	270	6437408.0	6236258.8	-1207.7	
1687	90.0	130.9	3.20	3.20	0	6437383.8	6236284.4	-1211.0	T2
1700	93.3	130.9	2.60	2.60	0	6437375.3	6236294.1	-1210.6	
1762	93.3	130.9	0.00	0.00	580	6437334.7	6236341.0	-1207.0	T3, забой

Рисунок 5 – Проектный профиль скважины № 187



Продолжение рисунка 5

Проектный профиль скважины № 188Г

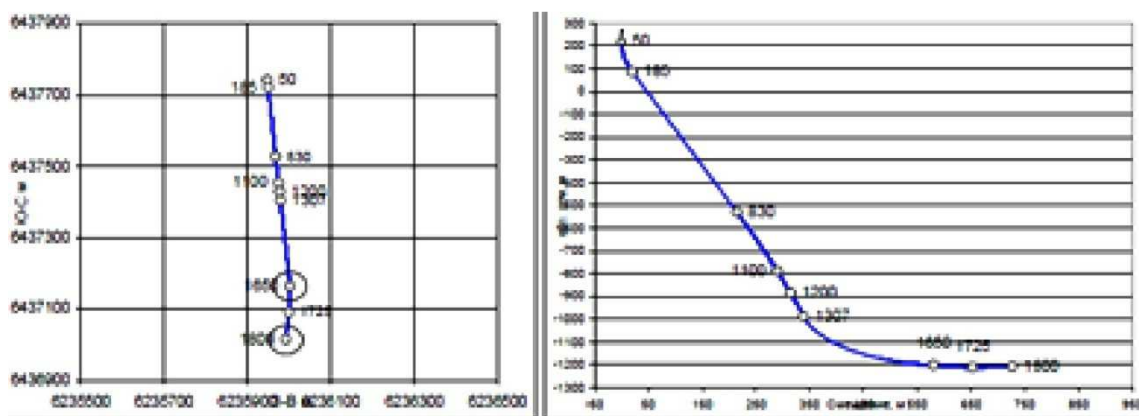
Целевая точка T1 (а.о.) м	-1202.0
Целевая точка T3 (а.о.) м	-1209.0
Азимут от устья до T1 град (магн)	160.20
Смещение от устья до T1, м	579.91
Азимут от устья до T3 гр. (магн)	162.08
Смещение от устья до T3, м	729.52
Азимут от T1 до T3 гр. (магн)	169.31
Смещение от T1 до T3, м	151.13
Азимут от T0 до T1 гр. (магн)	160.20
Смещение от T0 до T1	579.91
Радиус круга допуска, м	40.0
Альтитуда стола ротора, м	268.6
Магнитное склонение, град	14.5

Координаты устья (С)	6437741.2
(В)	6235948.2
Координаты T1 (С)	6437163.8
(В)	6236001.9
Координаты T3 (С)	6437013.0
(у.п.овые) (В)	6235991.9
Угол входа в пласт, град	79.9
Длина горизонтального участка, м	150.0
Длина бокового ствола, м	1799.6
Азимут построения магн, град	160.199

Параметры траектории			Параметры кривизны			Координаты от устья по азимуту			Комментарий
Глубина м	Зенит град	Азимут (магн) град	Истинс простр град/м	Истинс зенит град/м	Угол откл град	X м	Y м	Z м	
50	0.0	160.2	0.00	0.00	145	0.0	0.0	50.0	Начало набора угла
185	17.5	160.2	1.30	1.30	0	20.4	0.0	182.6	Набор угла
820	17.5	160.2	0.00	0.00	180	211.6	0.0	788.6	Курсово-Арктический
830	17.5	160.2	0.00	0.00	180	214.6	0.0	798.1	Бошмак кондуктора
960	16.0	160.2	0.10	-0.10	180	257.8	0.0	941.7	ЦМ
1100	14.8	160.2	0.10	-0.10	180	289.7	0.0	1057.3	Начало ГНО
1200	13.8	160.2	0.10	-0.10	180	314.4	0.0	1154.2	Конец ГНО
1215	13.7	160.2	0.10	-0.10	180	317.9	0.0	1168.8	Переход на раствор
1307	12.7	160.2	0.10	-0.10	180	338.9	0.0	1258.1	Начало набора угла
1600	74.3	160.2	2.10	2.10	0	531.1	0.0	1460.6	Привалка
1627	79.9	160.2	2.10	2.10	0	557.3	0.0	1466.6	Бошмак ОК
1650	79.9	160.2	0.00	0.00	180	579.9	0.0	1470.6	T1
1695	79.9	170.8	2.3	0.00	90	624.2	4.1	1478.5	0.00
1725	90.0	170.8	3.4	3.38	0	653.3	9.6	1481.1	T2
1734	92.9	170.8	3.0	3.00	0	662.7	11.3	1480.8	0.00
1800	92.9	170.8	0.0	0.00	180	726.9	23.3	1477.6	T3, забой

Параметры траектории			Параметры кривизны			Угловые координаты			Комментарий
Глубина м	Зенит град	Дирекционный угол град	Истинс простр град/м	Истинс зенит град/м	Угол откл град	С-Ю X м	З-В Y м	а.о. Z м	
50	0.0	174.7	0.00	0.00	145	6437741.2	6235948.2	218.6	Начало набора угла
185	17.5	174.7	1.30	1.30	0	6437720.9	6235950.1	86.0	Набор угла
820	17.5	174.7	0.00	0.00	180	6437530.6	6235967.8	-520.0	Курсово-Арктический
830	17.5	174.7	0.00	0.00	180	6437527.6	6235968.0	-529.5	Бошмак кондуктора
960	16.0	174.7	0.10	-0.10	180	6437484.5	6235972.1	-673.2	ЦМ
1100	14.8	174.7	0.10	-0.10	180	6437452.8	6235975.0	-788.8	Начало ГНО
1200	13.8	174.7	0.10	-0.10	180	6437426.2	6235977.3	-885.7	Конец ГНО
1215	13.7	174.7	0.10	-0.10	180	6437424.7	6235977.6	-900.0	Переход на раствор
1307	12.7	174.7	0.10	-0.10	180	6437403.8	6235979.6	-989.5	Начало набора угла
1600	74.3	174.7	2.10	2.10	0	6437212.4	6235997.4	-1192.0	Привалка
1627	79.9	174.7	2.10	2.10	0	6437186.3	6235999.8	-1198.0	Бошмак ОК
1650	79.9	174.7	0.00	0.00	180	6437183.8	6236001.9	-1202.0	T1
1695	79.9	185.2	2.30	0.00	90	6437119.3	6236001.9	-1209.9	
1725	90.0	185.2	3.38	3.38	0	6437089.8	6235999.2	-1212.5	T2
1734	92.9	185.2	3.00	3.00	0	6437080.3	6235998.3	-1212.3	
1800	92.9	185.2	0.00	0.00	180	6437015.2	6235992.3	-1209.0	T3, забой

Рисунок 6 – Проектный профиль скважины № 188



Продолжение рисунка 6

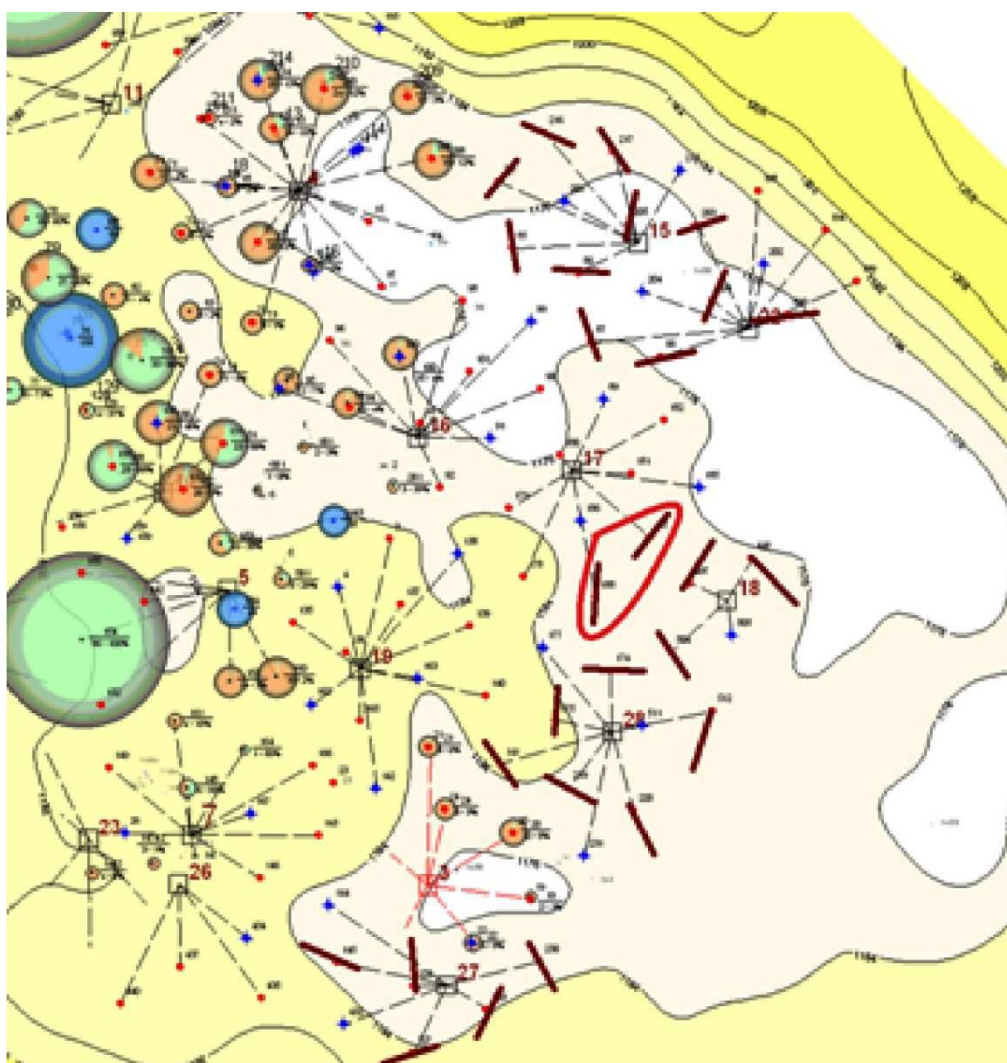


Рисунок 7 – Схема размещения горизонтальных скважин

Сама технология бурения горизонтального ствола будет производиться по стандартной схеме (рис. 8). Основной наклонный ствол планируется пробурить до подошвенной части A_{4-3} башкирского объекта без вскрытия ВНК. Затем с целью определения интервалов коллекторов будет прописан промежуточный каротаж. После уточнения абсолютных отметок кровли башкирских пластов (A_{4-1} , A_{4-2} и A_{4-3}) горизонтальный ствол будет проведён по скорректированному профилю. После заключительного каротажа будет спущен фильтрованный хвостовик с набухающими пакерами, при этом в интервалах коллекторов необходимо сориентировать фильтрованную часть хвостовика

вика, а в интервалах глинистых перемычек – глухие трубы хвостовика с набухающими пакерами. В дальнейшем эти пакера набухнут и разобьют продуктивные пласты башкирского объекта. После чего будет выполнен этап освоения, включающий в себя несколько поинтервальных солянокислотных обработок в горизонтальном стволе при помощи БОПЗ через двухпакерную компоновку.

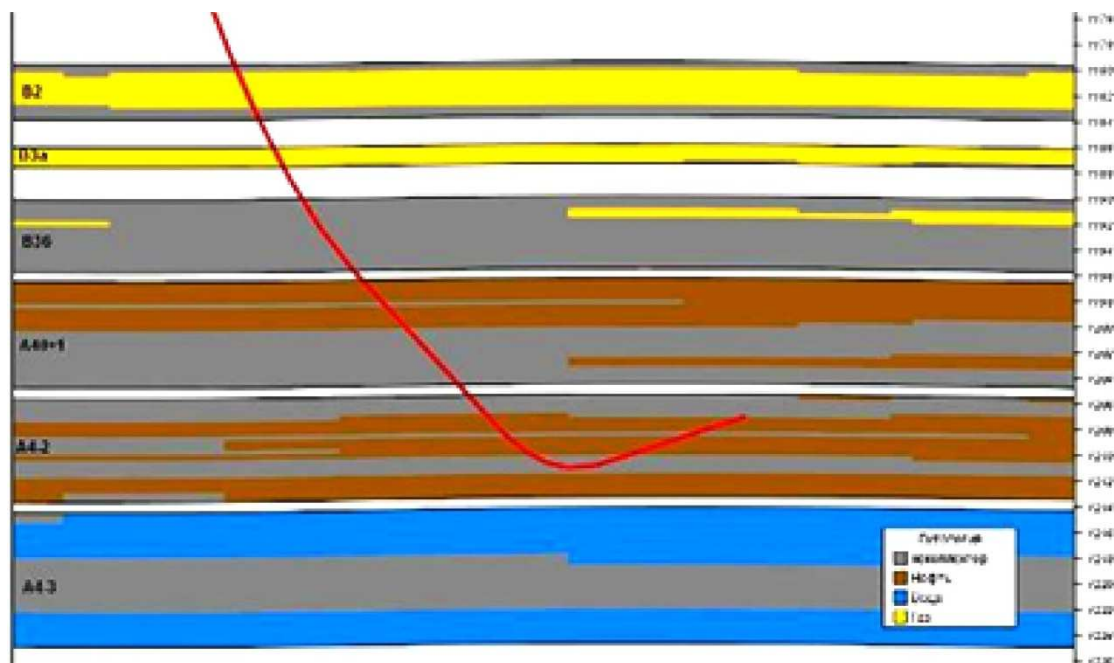


Рисунок 8 – Проектный профиль горизонтального ствола скважины

Состав реагента и его количество для проведения ПБСКО в ГС

Предлагаемый состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) предназначен для кислотной обработки нефтедобывающих (КСПЭО-2(2ВЛ)) и нагнетательных (КСПЭО-2Н) скважин в карбонатных коллекторах и позволяет существенно снизить влияние отрицательных факторов, имеющих место при СКО, и тем самым повысить эффективность и успешность кислотных обработок.

В качестве основы используются растворы соляной кислоты регламентированной по содержанию плавиковой кислоты с добавкой модификаторов МК-2 (МК-В марки К) для добывающих и МК-Н для нагнетательных скважин, представляющих собой смесь поверхностно-активных веществ в строго определённом соотношении.

Кислотный состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) предназначен для проведения работ по интенсификации притока нефти из продуктивного пласта нефтедобывающих скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах путём кислотной обработки.

КСПЭО-2ВЛ содержит замедлитель и обладает в 10 раз меньшей скоростью реакции по сравнению с кислотными составами, не содержащими замедлителей, а также повышенной стабилизирующей способностью в отношении ионов железа. Применение состава позволяет увеличить радиус активного охвата пласта кислотным воздействием и эффективно предотвратить выпадение железосодержащих вторичных осадков в течение всего времени реакции кислотного состава с породой, а также после его нейтрализации.

Кислотный состав КСПЭО-2ВЛ:

- совместим с нефтью, способствует удалению (выносу) связанной воды из ПЗП, что способствует более эффективному восстановлению её проницаемости;
- имеет высокую диспергирующую способность в отношении АСПО.

Состав выпускается (в товарном виде) под маркой «А» и «Б».

КСПЭО-2(2Н) марки «А» представляет собой состав, полностью готовый к проведению СКО.

КСПЭО-2(Н) марки «Б» представляет собой состав с концентрацией HCl 20–24 %, который разбавляется пресной водой непосредственно на скважине или перед транспортировкой до концентрации 10–12 %.

Состав КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) обладает следующими преимуществами по сравнению с соляной кислотой:

- высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого (менее 0,03 мН/м) межфазного натяжения на границе КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) – нефть;

- эффективное предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий, приводивших к осложнениям при освоении скважин после обработки соляной кислотой вплоть до отсутствия притока нефти.

Анализ лабораторных исследований, проведённых в ОАО «ПермНИПИнефть», показал, что вязкие устойчивые эмульсии пластовой нефти с соляной кислотой образуют все (без исключения) исследованные нефти различных месторождений Пермского края.

При использовании КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н) нефтекислотные эмульсии не образуются даже при наличии минерализованной воды с плотностью 1,18–1,19 г/см³ и продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой. После отстаивания нефть имеет те же параметры, что и до обработки её КСПЭО-2(2ВЛ)(2Н).

Количество кислоты для закачки рассчитывалось, исходя из величины интервалов перфорации и их количества. Расчёт количества кислоты выполнен для каждой из скважин и составляет 135 м³/скв.

Предполагаемая конструкция скважин

Эффективность строительства горизонтальных скважин с последующим поинтервальным БОПЗ определяется правильным выбором проектных решений по геологическому обоснованию их проектных параметров, соответствующим технологии заканчивания и геолого-технологическим условиям.

Рассмотрим основные этапы строительства горизонтальной скважины по данной технологии на примере скважины № 188 Карсовайского месторождения (рис. 9):

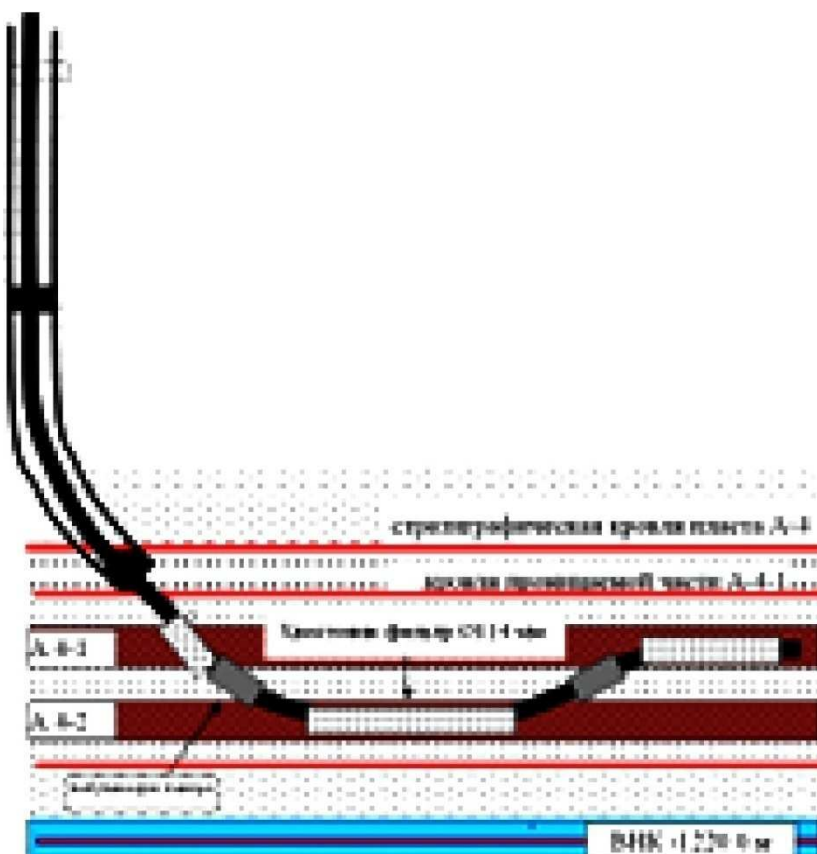


Рисунок 9 – Конструкция горизонтального ствола с набухающими пакерами

- бурение основного наклонного ствола до абсолютной глубины 1210 м, без вскрытия ВНС;
 - проведение промежуточного каротажа;
 - бурение основного горизонтального ствола длиной до глубины 1800 м по стандартной технологии по пласту А₄;
 - спуск хвостовика 114 мм осуществляется в пласт А₄ с перекрытием интервала неустойчивых глин глухими трубами с набухающими пакерами (часть основного ствола в пределах продуктивной части пласта А₄ перекрывается фильтром);
 - цементирование хвостовика;
 - перевод скважины на среду набухания (как правило, нефть), демонтаж буровой, при этом пакера разбухнут и примут рабочее состояние.
- Предлагаемая конструкция скважины № 188:
- кондуктор – 245 мм, на глубину 830,0 м, подъём цемента 10 м до устья;
 - эксплуатационная колонна – 146 мм, на глубину 1627 м, подъём цемента до устья;
 - сплошное сцепление цементного камня с колонной;
 - проектный коридор бурения.
- Горизонтальный ствол на пласт А₄:
- точка входа в пласт – 1650 м;
 - забой – 1800 м:
 - азимут бурения в продуктивном пласте А₄ – 170,8 градусов;
 - проектная длина бокового ствола по пласту А₄ – 150 м;
 - эксплуатационный горизонт – башкирский.

Определение технологической эффективности при реализации ПБСКО в горизонтальных скважинах

Исходные данные для определения технологической эффективности ПБСКО в ГС

Для определения технологической эффективности необходимы следующие данные:

- радиус контура питания;
- пластовое давление;
- глубина кровли пласта;
- глубина подошвы пласта;
- давление насыщения;
- газовый фактор;
- плотность нефти и воды в поверхностных условиях;
- вязкость нефти и воды;
- объёмный коэффициент нефти и воды;
- удлинение;
- радиус скважины;
- глубина спуска ГНО;
- глубина верхних и нижних дыр перфорации;
- плотность перфорации;
- фазировка;
- радиус и длина перфорационных каналов;
- затрубное, буферное, линейное давления;
- текущий дебит жидкости, нефти, обводнённости;
- динамический уровень;
- забойное давление;
- эффективная мощность пласта;
- проницаемость, пористость, нефтенасыщенность коллектора;
- объём и концентрация закачиваемой кислоты;
- остаточные извлекаемые запасы.

На основании этих данных производится предполагаемый расчёт дебита нефти, жидкости и обводнённости.

Выбор метода определения технологической эффективности

Технологическая эффективность проведения БСКО определяется по приросту дебита нефти после выхода скважины на режим. Как правило, время выхода скважины на режим после бурения и проведения ПБСКО варьируется от 2 до 8 дней. После происходит мониторинг показателей добычи обработанных скважин в течение года, прослеживается темп падения добычи нефти.

Геологический потенциал работы скважин после проведения БСКО рассчитывался с помощью модели в программном комплексе «Eclipse» компании «Schlumberger».

Сравнение технологических показателей проектируемого технического решения с утверждённым вариантом

При проведении ПБСКО на горизонтальных скважинах №№ 187 и 188 Карсовайского месторождения расчётный суммарный прирост запускных дебитов составляет 24,6 тонн/сут., расчётная продолжительность эффекта – более 15 лет, начальный дебит после ПБОПЗ в ГС 32,2 тонн/сут., до обработки – 7,6 тонн/сут. Дополнительная добыча от предлагаемой технологии за первый год – 5168 тонн, за 15 лет дополнительная добыча составит 78206 тонн.

Основные технологические показатели (добыча нефти, добыча жидкости и накопленная добыча) сравниваемых технологий (наклонно-направленные скважины и ГС с ПБСКО) по годам представлены в таблицах 3–5.

Таким образом, можно констатировать, что проектные уровни показателей разработки верейско-башкирского объекта за последние 5 лет в целом выполняются, а уровни добычи нефти поддерживаются в основном за счёт ввода новых добывающих и нагнетательных скважин.

Изменение конструкции двух проектных наклонно-направленных скважин на горизонтальные стволы и освоение при помощи ПБОПЗ даёт общий прирост нефти 78,206 тыс. тонн за 15 лет эксплуатации.

Определение экономической эффективности при проведении ПБСКО в ГС на Карсовайском месторождении

Повышение нефтеотдачи с применением ГС и освоением при помощи ПБОПЗ на сегодняшний день один из самых эффективных методов увеличения дебитов скважин и увеличения добычи нефти месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Главными принципами определения эффективности являются:

- рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла;
- моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта;
- учёт фактора времени.

В соответствии с РД 153-39-007-96 показателями для экономической эффективности проектируемого решения являются:

- прибыль от реализации;
- период окупаемости вложенных средств;
- эксплуатационные затраты.

Проведём сравнение технико-экономических показателей проведения ПБСКО в ГС с утверждённым вариантом. В таблице 6 приведены основные показатели экономической эффективности проекта.

Сопоставляя полученные технико-экономические показатели, достигнутые в результате изменения конструкции проектных скважин №№ 187 и 188 на горизонтальные стволы и освоении новых скважин при помощи поинтервальных большеобъёмных работок призабойной зоны пласта, с утверждённым вариантом, можно сказать, что по сравнению с наклонно-направленными скважинами предлагаемая технология даёт:

- в 4 раза большую добычу нефти (по двум проектным скважинам);
- повышение коэффициентов охвата и конечного извлечения нефти;
- примерно в 4 раза большую прибыль по сравнению с эксплуатацией наклонно-направленных скважин.

Таблица 3 – Сравнение технологических показателей по скважине № 187

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³
2018	4,5	4,6	720	741	19,1	27,2	3892	5539	14,6	22,6	3,2	4,8
2019	3,7	4,0	1119	1190	13,7	23,7	4747	8223	10,0	19,7	3,6	7,0
2020	3,1	3,3	1077	1165	12,9	23,2	4491	8078	9,8	19,9	3,4	6,9
2021	2,6	2,8	764	837	12,5	22,8	4336	7903	9,9	20,0	3,6	7,1
2022	2,1	2,4	592	656	12,0	22,3	4172	7734	9,9	19,9	3,6	7,1
2023	1,8	2,0	484	540	11,0	21,1	3816	7330	9,2	19,2	3,3	6,8
2024	1,5	1,6	409	460	9,7	19,6	3364	6819	8,2	18,0	3,0	6,4
2025	1,2	1,4	355	401	8,8	18,7	3067	6470	7,6	17,3	2,7	6,1
2026	1,0	1,1	313	355	8,5	18,3	2937	6328	7,5	17,1	2,6	6,0
2027	0,8	1,0	280	319	8,3	18,0	2873	6251	7,5	17,1	2,6	5,9
2028	0,7	0,8	253	290	8,0	17,6	2786	6115	7,3	16,8	2,5	5,8
2029	0,6	0,7	231	266	7,7	17,0	2669	5903	7,1	16,4	2,4	5,6
2030	0,5	0,5	213	245	7,3	16,3	2514	5660	6,8	15,8	2,3	5,4
2031	0,4	0,5	197	228	7,0	15,8	2420	5490	6,6	15,4	2,2	5,3
2032	0,3	0,4	183	213	6,3	14,2	2190	4922	6,0	13,8	2,0	4,7

Таблица 4 – Сравнение технологических показателей по скважине № 188

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча жидкости, м ³
2018	3,1	3,2	660	679	13,1	19,1	2656	3881	10,0	15,9	2,0	3,2
2019	2,9	3,0	814	866	10,1	17,0	3519	5904	7,3	14,0	2,7	5,0
2020	2,7	2,9	974	1054	9,7	16,6	3372	5769	7,0	13,6	2,4	4,7
2021	2,6	2,9	691	757	9,4	16,2	3261	5626	6,8	13,3	2,6	4,9
2022	2,6	2,8	536	593	9,0	15,8	3125	5471	6,5	12,9	2,6	4,9
2023	2,5	2,8	438	489	8,7	15,4	3007	5353	6,2	12,6	2,6	4,9
2024	2,5	2,8	370	416	8,4	15,3	2917	5305	5,9	12,5	2,5	4,9
2025	2,4	2,7	321	362	8,0	15,0	2790	5206	5,6	12,3	2,5	4,8
2026	2,4	2,7	283	321	7,7	14,8	2684	5136	5,4	12,1	2,4	4,8
2027	2,3	2,7	253	289	7,5	14,5	2589	5046	5,1	11,9	2,3	4,8
2028	2,3	2,6	229	262	7,1	14,1	2485	4900	4,8	11,5	2,3	4,6
2029	2,3	2,6	209	240	6,9	13,7	2389	4733	4,6	11,0	2,2	4,5
2030	2,3	2,6	192	222	6,7	13,4	2328	4636	4,5	10,8	2,1	4,4
2031	2,2	2,6	178	206	6,5	13,1	2267	4547	4,3	10,5	2,1	4,3
2032	2,2	2,6	166	192	5,9	11,5	2045	4007	3,7	9,0	1,9	3,8

Таблица 5 – Сравнение технологических показателей (суммарно)

Год	ННС				ГС после БОПЗ				Технологический эффект			
	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, м ³ /сут.	добыча нефти, тонн	добыча жидкости, м ³
2018	7,6	7,8	1380,0	1420,7	32,2	46,3	6548,0	9419,7	24,6	38,5	5,2	8,0
2019	6,6	7,0	1933,6	2055,4	23,8	40,7	8266,0	14127,7	17,3	33,7	6,3	12,1
2020	5,8	6,3	2050,2	2219,4	22,6	39,8	7863,0	13847,2	16,8	33,5	5,8	11,6
2021	5,2	5,7	1454,7	1594,9	21,9	39,0	7597,0	13530,0	16,7	33,3	6,1	11,9
2022	4,7	5,2	1128,3	1249,3	21,0	38,1	7297,0	13204,7	16,4	32,9	6,2	12,0
2023	4,3	4,8	921,9	1028,9	19,7	36,6	6823,0	12682,7	15,4	31,8	5,9	11,7
2024	3,9	4,4	779,5	875,7	18,1	34,9	6281,0	12123,5	14,1	30,5	5,5	11,2
2025	3,6	4,1	675,2	762,9	16,9	33,7	5857,0	11675,6	13,3	29,6	5,2	10,9
2026	3,4	3,8	595,6	676,3	16,2	33,1	5621,0	11464,2	12,8	29,2	5,0	10,8
2027	3,2	3,6	532,8	607,7	15,8	32,6	5462,0	11297,1	12,6	29,0	4,9	10,7
2028	3,0	3,4	481,9	551,9	15,2	31,7	5271,0	11015,6	12,2	28,2	4,8	10,5
2029	2,9	3,3	440,0	505,7	14,6	30,7	5058,0	10636,1	11,7	27,4	4,6	10,1
2030	2,7	3,1	404,7	466,8	14,0	29,7	4842,0	10296,7	11,2	26,5	4,4	9,8
2031	2,6	3,0	374,7	433,5	13,5	28,9	4687,0	10037,0	10,9	25,9	4,3	9,6
2032	2,5	2,9	348,9	404,8	12,2	25,7	4235,0	8928,7	9,6	22,7	3,9	8,5

Таблица 6 – Экономическая эффективность проведения ПБСКО в ГС

№№ n/n	Показатели	Кол-во
1	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	78,295
2	Выручка, млн руб.	666,0
3	Капитальные вложения, млн руб.	60,0
4	Эксплуатационные затраты, млн руб.	86,1
5	Прибыль от реализации, млн руб.	249,7
6	Чистая прибыль, млн руб.	201,5
7	Чистый дисконтированный доход, млн руб.	88,7
8	Доход государства, млн руб.	380,0

Таким образом, при дополнительной добыче нефти порядка 78 тыс. тонн чистая прибыль предприятия составляет 201,5 млн руб., доход государства – 380,0 млн руб., чистый дисконтированный доход 88,7 млн руб.

Заключение

В статье рассмотрено внедрение технологии интенсификации добычи нефти на верейско-башкирском объекте Карсовайского месторождения при помощи изменения конструкции новых (проектных) скважин с наклонно-направленных на горизонтальные и освоения их с применением технологии поинтервальной большеобъемной обработки призабойной зоны.

Проведение ПБОПЗ в горизонтальных стволах в ОАО «Удмуртнефть» и ПАО «НК «Роснефть» с уверенностью можно назвать новым направлением в области разработки месторождений, поскольку опыта проведения данной технологии в Компании ещё не было. Теоретические вопросы, касающиеся проектирования и анализа разработки месторождений с применением данной технологии, являются весьма актуальными.

Увеличение начальных дебитов добывающих скважин Карсовайского месторождения возможно благодаря описанной в статье технологии.

Применение технологии вскрытия продуктивного пласта ГС является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности и реанимации скважин, повышения темпов отборов нефти, увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, а проведение поинтервальной БСКО позволяет увеличить площадь фильтрации на каждом продуктивном интервале пласта, что также приведёт к росту дебитов нефти.

В результате проведения анализа эффективности бурения ГС с проведением поинтервальных БОПЗ видно, что экономический эффект достигается, в первую очередь, за счёт увеличения дебита скважины.

Таким образом, бурение ГС с последующим проведением в них поинтервальных БОПЗ позволяет значительно увеличить начальные дебиты скважин, рентабельность освоения остаточных запасов и в итоге увеличить коэффициент нефтеизвлечения.

Приведён расчёт технологической эффективности при реализации проектируемого решения и расчёт экономической эффективности от внедрения проектируемого решения.

Поскольку проект обеспечивает интенсификацию добычи нефти, увеличивает коэффициент нефтеизвлечения и приносит экономическую выгоду, следовательно, этот проект является жизнеспособным.

Литература:

1. Подготовка методик расчёта и апробация показателей разработки с применением горизонтальных скважин : Отчёт о НИР. – Ижевск : ЗАО «УдмуртНИПИнефть», 1998. – 73 с.
2. Техничко-экономическое обоснование разработки низкопродуктивных залежей ОАО «Удмуртнефть». – Ижевск : ЗАО «УдмуртНИПИнефть», 2000.

3. Анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства горизонтальных скважин и горизонтальных стволов в республике Удмуртия, критерии применения горизонтальных скважин и горизонтальных стволов : Отчёт ООО «Геотех». – Ижевск, 2001.
4. Савельев В.А., Струкова Н.А., Берлин А.Р. Эффективность горизонтального бурения на месторождениях УР : Отчёт. – Ижевск, 2003.
5. Технологическая схема разработки Карсвайского месторождения. – Ижевск : ЗАО «ИННЦ», 2010. – 339 с.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Карсвайского месторождения. – Ижевск : ЗАО «ИННЦ», 2012. – 415 с.
7. Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин : РД 39-0147275-057-2000. – Уфа, 2000.
8. 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.
9. 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.
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 «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
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. Гапонова Л.М., Казанцев П.Ю., Шилов А.В. Факторы, определяющие целесообразность проведения кислотного ГРП. – Тюмень, 2003.
14. Никитин А.Н. Анализ эффективности применения технологии БСКО с ограничением водопритока (технический совет по СНТ). – Москва, 2006.
15. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов Карсвайского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac79a5d53b89421206d27_0.html
16. Важинский Ф.И. Вероятностный подход к вопросам образования и развития трещин при кислотном гидроразрыве пласта и БСКО // Тезисы докладов XXXVI научной конференции студентов и молодых учёных ВУЗов Южного Федерального округа. – Краснодар, 2008.
17. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
18. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // 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. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
20. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АС-ПО // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
21. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.
22. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302–303 Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.

23. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

24. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское 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. 1. – С. 76–87. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-76-87.pdf>

25. Патент РФ № 2097536. Способ разработки неоднородной многопластовой нефтяной залежи / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, М.И. Дацик, Р.Т. Шайхутдинов, А.А. Просвирин. – Заявка № 97100023/03. Дата подачи заявки: 05.01.1997 г. Дата публикации: 27.11.1997 г.

26. Патент РФ № 2082880. Способ кислотной обработки нефтяного пласта / Г.А. Орлов, Р.Х. Муслимов, И.Г. Юсупов, М.Х. Мусабинов. – Заявка № 5061250/03. Дата подачи заявки: 02.09.1992 г. Дата публикации: 27.06.1997 г.

References:

1. Preparation of calculation procedures and approbation of indicators of development with application of horizontal wells : Report on research. – Izhevsk : CJSC Udmurtneft, 1998. – 73 p.

2. Feasibility study on development of low-productive deposits of JSC Udmurtneft. – Izhevsk : CJSC Udmurtneft, 2000.

3. The analysis of mining-and-geological conditions, the equipment, technology and efficiency of construction of horizontal wells and horizontal trunks in the Republic of Udmurtia, criterion of application of horizontal wells and horizontal trunks : Report of LLC Geotekh. – Izhevsk, 2001.

4. Savelyev V.A., Strukova N.A., Berlin A.R. Effektivnost of horizontal drilling on UR fields : Report. – Izhevsk, 2003.

5. Technological scheme of development of the Karsovaysky field. – Izhevsk : CJSC INNTs, 2010. – 339 p.

6. Addition to the technological scheme of development of the Karsovaysky field. – Izhevsk : CJSC INNTs, 2012. – 415 p.

7. Methodical guide to design, construction and operation of additional (side) trunks of wells : RD 39-0147275-057-2000. – Ufa, 2000.

8. 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.

9. 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.

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., 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. Gaponova L.M., Kazantsev P.Yu., Shilov A.V. The factors defining expediency of carrying out acid GRP. – Tyumen, 2003.

14. Nikitin A.N. The analysis of efficiency of use of BSKO technology with water inflow restriction (technical council for N-CGP). – Moscow, 2006.

15. Increase in efficiency of development of carbonate collectors of the Karsovaysky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ac79a5d53b89421206d27_0.html

16. Vazhinsky F.I. Probabilistic approach to questions of education and development of cracks at acid hydraulic fracturing of layer and BSKO // Theses of reports of the XXXVI scientific conference of students and young scientists of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS of the Southern Federal District. – Krasnodar, 2008.

17. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.

18. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.

19. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : 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. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

20. 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 with the EXPERT POE // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.

21. Kassem Mohammed Yahya Hassan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of works on acid processing of carbonate layers of the Peter and Paul field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 189–207.

22. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302–303 Romashinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.

23. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

24. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Definition of settlement indicators of process of salt and acid processing in the well No. 23 of the Southern Shapkinsky field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : 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. – P.1. – P. 76–87. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-76-87.pdf>

25. Patent of the Russian Federation No. 2097536. Way of development of the non-uniform multibedded oil pool / V.I. Kudinov, E.I. Bogomolny, M.I. Datsik, R.T. Shaykhutdinov, A.A. Prosvirin. – Application No. 97100023/03. Date of application: 1/5/1997 Date of the publication: 11/27/1997.

26. Patent of the Russian Federation No. 2082880. Way of acid processing of oil layer / G.A. Orlov, R.H. Muslimov, I.G. Yusupov, M.H. Musabirov. – Application No. 5061250/03. Date of application: 9/2/1992 Date of the publication: 6/27/1997.

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ
ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМОТЛОР**

**TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF SIDETRACKING
ON THE SAMOTLOR FIELD**

Савченко Андрей Валерьевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха филиала,
ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. Зарезку боковых стволов проводят в три этапа. На первом этапе бурение боковых стволов проводится в аварийных скважинах с целью возврата их в эксплуатацию и в высокообводнённых скважинах за счёт заколонных перетоков и образования конусов обводнения, где другие методы снижения обводнённости не дали результатов. На втором этапе проводится зарезка боковых стволов в слабовыработанных зонах пластов с целью довыработки запасов и интенсификации добычи нефти. Третий этап бурения боковых стволов предусматривается в скважинах низкопродуктивных зон пластов с сохранением первоначального ствола. Этот этап бурения боковых стволов будет начат после отработки технологии одновременной регулируемой эксплуатации нескольких стволов в одной скважине. В статье рассматривается технология восстановления скважин методом бурения бокового ствола на Самотлорском месторождении, а также применяемое оборудование и проводимые геофизические работы.

Ключевые слова: понятие и цели зарезки бокового ствола скважины; выбор скважин для бурения боковых стволов; выбор способа зарезки бокового ствола скважины; выбор интервала зарезки второго ствола скважины; техника и технология бурения дополнительного ствола; профиль боковых горизонтальных стволов; экономическая эффективность зарезки боковых стволов.

Savchenko Andrey Valerievich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy chief of department of the branch,
LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field department
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. The sidetracks are cut in three stages. At the first stage, sidetracks are drilled in emergency wells in order to return them to operation and in high-watered wells due to clogged overflows and the formation of watering cones where other methods of reducing water cut have not yielded results. At the second stage, sidetracking is carried out in weakly developed zones of strata in order to further develop reserves and intensify oil production. The third stage of sidetrack drilling is envisaged in the wells of low-productive zones of strata with preservation of the original trunk. This stage of sidetrack drilling will be started after the development of the technology of simultaneous controlled operation of several trunks in one well. The article deals with the technology of well recovery by the method of sidetrack drilling at the Samotlor field, as well as the equipment used and the geophysical work carried out.

Keywords: concept and purpose of sidetracking; selection of boreholes for sidetrack drilling; selection of the method of sidetracking; selection of the interval for cutting a second wellbore; technology and technology of drilling an additional trunk; profile of lateral horizontal trunks; economic efficiency of sidetracking.

**Теоретические аспекты зарезки боковых стволов
на нефтегазовом месторождении**

Понятие и цели зарезки бокового ствола скважины

Одна из основных причин бездействия скважин – авария, т.е. прекращение технологических процессов, вызванное поломками, прихватом инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования с последующим оставлением их на забое.

Значительный объём работ при ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах занимает фрезерование аварийных металлических предметов с последующим их извлечением. Это наиболее распространённый и трудоёмкий процесс, зачастую приводящий к экономической нецелесообразности продолжения работ, тем самым, выводя скважину в бездействующий фонд. В последние годы в отечественной

и зарубежной практике применяется способ возвращения скважин в эксплуатацию после тяжёлых и малоэффективных ремонтов с помощью зарезки боковых стволов.

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путём бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на её освоение.

Впервые бурение второго ствола в нашей стране было осуществлено в 1936 году. Следует подчеркнуть, что эффективность таких работ была не очень высока по различным причинам и, в первую очередь, из-за низкой эффективности инструментов, техники и технологии. Из-за отсутствия технических средств в настоящее время простаивают более 40 тысяч нефтяных скважин – это более 20 % всего фонда скважин.

Зарезка второго ствола стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост нефтедобычи на месторождениях, разрабатываемых ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ». В значительной степени это объясняется тем, что на разрабатываемых месторождениях накопился фонд аварийных, высокообводнённых, малодебитных скважин, требуемых существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводнённой или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учётом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины. При этом можно выделить следующие цели зарезки:

1. Вывод скважин из бездействия.
2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта, характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям.

4. Снижение обводнённости продукции. В высокообводнённых пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удаётся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жёстких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удаётся надёжно изолировать обводнённые интервалы пласта, поэтому зарезка бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Применяемые техника и технологии, а также способы отбора скважин при проведении зарезки боковых стволов

Критерии отбора и классификация скважин для их восстановления путём бурения вторых стволов

Основными критериями выбора скважин с ответвляющимся стволом являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная, контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная, контактная с водой толщина не менее 6 м;
- нефтенасыщенная, контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.

Ограничения при отборе

Геологические ограничения:

- скважины, требующие для глушения утяжелённую жидкость с удельным весом более 1,30 г/см³;
- скважины с начальным дебитом, не обеспечивающим самоокупаемость работ с учётом рентабельности;
- скважины с прогнозным объёмом добычи, не обеспечивающим самоокупаемость работ с учётом рентабельности.

Поверхностные ограничения (сезонные):

- скважины, расположенные в пойме рек, к которым нет дорог;
- отсутствие электроэнергии, работы можно производить только с дизель-электростанцией.

Ограничение по параметрам скважины:

- профиль скважины имеет кривизну, не позволяющую производить работы по зарезке второго ствола (интенсивность кривизны более 5° на 10 м);
- наличие в скважине металлических пластырей или манжетов из труб выше предполагаемой точки зарезки второго ствола (максимальная глубина вырезки «окна» на 400 м выше кровли пласта);
- текущий искусственный забой, не позволяющий производить зарезку второго ствола (выше кровли пласта более 400 м).

Классификация аварийных скважин

По характеру вскрытия:

Вертикальное вскрытие пласта:

- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации без учёта азимута направления нового ствола со смещением до 100 м;

- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации с учётом азимута направления нового ствола со смещением более 100 м.

Вскрытие пласта горизонтальным стволом:

- в пластах с однородной литологией или расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м и с сектором направления бурения более 15° по азимуту;
- в пластах с однородной или неоднородной литологией и расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м.

По способу заканчивания:

- хвостовик с полным цементированием;
- хвостовик-фильтр и цементирование выше фильтра;
- хвостовик-фильтр с изоляцией пакерами.

Принципиальный подход к выбору скважин для бурения боковых стволов и оценки эффективности их эксплуатации

Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, должен проводиться с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей. Однако в настоящее время ни по одному месторождению, разрабатываемому ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ», не создано ни одной постоянно действующей модели, позволяющей учитывать влияние на разработку перечисленных выше факторов. В связи с этим в ближайшие 2–3 года выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, будет в основном проводиться обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;
- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам-кандидатам;
- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;
- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимальной допускаемой депрессии;
- обоснование перспектив применения методов воздействия на пласт, включая ГРП;
- оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;
- технико-экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Оценка характера выработки запасов нефти методами ГИС на участках предполагаемого бурения боковых стволов основывается на имеющейся геофизической информации и анализе результатов исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин.

По результатам анализа выявляется механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи (при возможности с определением коэффициента текущей нефтенасыщенности); устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины-кандидата; наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн и т.д.

Во всех скважинах с повторным вскрытием боковым стволом ранее дренируемого ею пласта необходимо провести дополнительные исследования, если они ранее не проводились, по определению профиля притока, установлению источника обводнения и технического состояния эксплуатационной колонны (термометрией, термокондуктивной расходомерией, плотнометрией, резистивиметрией, стационарным нейтронным методом при остановке скважины с задавкой солевого раствора САТ).

При наличии в районе предполагаемого бурения второго ствола транзитных скважин НГДУ организует проведение дополнительных исследований по определению текущей нефтенасыщенности в неперфорированной колонне в интервале пласта методом сейсмического (СК) или широкополосного акустического каротажа (АКШ).

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается три типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная.

В первую очередь рассматривается возможность вертикально-наклонного бурения с зенитным углом проходки пласта менее 60° . Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводнённых, чистонефтяных монолитных зонах залежей с проницаемостью коллекторов более 30 мкм^2 .

В водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по продуктивному пласту с длиной горизонтальной части при стандартной сетке скважин 100–200 м на расстоянии не менее 3–4 м от плоскостей газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контактов (ВНК).

В чистонефтяных высокозаводнённых зонах предпочтение также отдаётся горизонтальной проходке по слабовыработанному интервалу пласта. В случае, когда определение поинтервальной выработки пласта невозможно, рекомендуется предварительная (пилотная) вертикальная или наклонная проходка интервала пласта, по результатам исследования которого геофизическими и гидродинамическими методами даётся заключение о сохранении такой проводки ствола по пласту или предложение бурения горизонтальной или пологой его части по слабовыработанному интервалу. В комплекс исследований входят стандартный каротаж АМ-0.5 и каротаж методом самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, инклинометрия, резистометрия.

По результатам геофизических и гидродинамических исследований делается заключение о необходимости поинтервального цементирования заколонного пространства. При толщине пласта менее 4 м более эффективной является пологая (более 60°) проходка с пересечением всей нефтенасыщенной толщины пласта.

В низкопродуктивных чистонефтяных зонах залежей предпочтение отдаётся пологой проходке по пласту с учётом в последующем проведения направленного гидро разрыва пласта (ГРП) с отходом от забоя основного ствола на 150–300 м при стандартной плотности сетки скважин при возможности с сохранением основного ствола. При условии непроведения в последующем направленного ГРП и низкой выработки запасов более эффективной является горизонтальная проходка по пласту с длиной горизонтальной части до 300 м. Для сохранения фильтрационных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) рекомендуется первичное вскрытие проводить на депрессии или равновесии, а интервал пласта не цементировать, а обсаживать щелевым фильтром, т.к. цементирование заколонного пространства в интервале низкопроницаемого неоднородного пласта, как правило, ведёт к снижению продуктивности скважины в 1,5–5,0 раз.

Для сведения к минимуму влияния интерференции точка вскрытия пласта при стандартной плотности сетки скважин должна быть по радиусу не ближе, чем в 50 м от основного ствола. При этом забой бокового ствола должен находиться на расстоянии не менее 200 м от забоя окружающих добывающих скважин. В низкопродуктивных пластах допускается приближение забоя бокового ствола к забою нагнетательной скважины на расстояние до 250 м, а в пластах с повышенной продуктивностью – до 350 м. Направление проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола между окружающими добывающими скважинами должно предусматривать в последующем бурение боковых стволов из других скважин. Азимутальное направление и тип профиля горизонтального участка определяются зональной и послойной выработкой запасов нефти, учитывающей продуктивность скважин и текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в их зонах дренирования.

Выделяются три конструкции забоя:

- 1) зацементированная до забоя сплошная эксплуатационная колонна;
- 2) интервал пласта обсажен щелевым фильтром;
- 3) поинтервальное цементирование интервала пласта (комбинированная конструкция – зацементированные и обсаженные щелевым фильтром интервалы пласта).

Как известно из практики, основное влияние на продуктивность, особенно в низкопроницаемых залежах, оказывает цементирование заколонного пространства скважин в интервале пласта, в которых дебит может быть ниже в 1,5–5,0 раз, чем в скважинах, обсаженных щелевым фильтром или с открытым забоем. Поэтому наиболее эффективной является обсадка интервала щелевым фильтром, исключающим разрушение призабойной зоны пласта. Однако в случае вскрытия высокозаводнённого участка пласта, когда он представлен чередованием промытых водой с повышенной проницаемостью и частично промытых водой с пониженной проницаемостью прослоев, эффективность эксплуатации бокового ствола будет определяться степенью изоляции водопромытых интервалов пласта. В этом случае по результатам исследований (возможно бурение «пилотного» ствола) должно проводиться поинтервальное или полное цементирование заколонного пространства в зависимости от вида проходки по пласту (горизонтальной, пологой, вертикально-наклонной) и особенностей строения пласта.

В низкопродуктивных слабозаводнённых зонах залежей конструкция забоя должна позволять проведение ГРП. Гидроразрыв пласта проводится только при пологой и вертикально-наклонной проходке пласта. При выборе боковых стволов для проведения ГРП используются геолого-физические критерии, применяемые для обычных скважин с учётом конструкции забоя.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высокозаводнённых участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны.

Выбор способа зарезки бокового ствола скважины

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста.

При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приёмом, чем фрезерование секции обсадной колонны по следующим причинам:

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательнее иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объём фрезеруемого металла в 4–6 раза меньше, чем при фрезеровании секции колонны.

5. Зарезка второго ствола при использовании клина гарантирована на 100 %, так как осуществляется одновременно с вырезом окна. В случае фрезерования секции обсадной колонны зарезка второго ствола является отдельной операцией, и её успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов:

- длины фрезерования секции;
- качества установленного цементного моста;
- типа и крепости пород в интервале зарезки;
- типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином, надёжнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъёмных операциях и вращении бурильной колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении. В случае фрезерования секции второй ствол чаще всего забурируется произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны.

Выбор интервала зарезки второго ствола скважины

При выборе интервала зарезки второго ствола скважины руководствуются следующими критериями:

- глубиной от устья до верхнего края залегания аварийного оборудования, исходя из этого, второй ствол забуривают на 30–50 м выше верхнего края аварийного оборудования;
- наличием в месте предполагаемой зарезки одной эксплуатационной колонны;
- наличием цементного кольца за обсадной колонной, его качеством;
- устойчивостью стенок скважины и минимальной твёрдостью горных пород, для этого лучше всего подходят глинистые пропластки;
- максимальной интенсивностью искривления ствола скважины выше интервала забуривания (она не должна превышать 2-3° на 10 м);
- глубиной нахождения муфт эксплуатационной колонны в интервале предполагаемого выреза;
- герметичностью эксплуатационной колонны в предполагаемом интервале;
- глубиной кровли продуктивного пласта;
- отклонением нового ствола от вертикали;
- радиусом искривления в интервале набора зенитного угла;
- глубиной текущего забоя.

На основании всего вышеперечисленного выбирают интервал и проектируют профиль скважины для зарезки второго ствола.

Забуривание второго ствола скважины через щелевидный вырез в эксплуатационной колонне

Забуривание через щелевидный вырез в колонне проводят в 3 этапа:

- 1) устанавливают клиновое отклонитель;
- 2) фрезеруют вырез в колонне;
- 3) забуривают дополнительный ствол.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители (рис. 1). Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании выреза получили стационарные клиновые устройства. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчётной глубине путём установки на цементный мост (на металлический забой), созданный специально спущенной колонной насосно-компрессорных труб, или на стыке муфтового соединения обсадной колонны.

Многообразие конструкций клиновых устройств связано с отсутствием надёжного отклоняющего инструмента для забуривания дополнительных стволов в обсажен-

ных скважинах через щелевидные вырезы. Наиболее сложные аварии связаны с поворотами отклоняющего клина вокруг оси скважины или с отходом верхнего козырька клина от стенки обсадной трубы. При забурировании дополнительного ствола из выреза уменьшенной длины бурильная колонна ломается. Сложные аварии обычно ликвидировать не удаётся. В таких случаях все операции по вырезанию окна в колонне повторяются заново.

Отклоняющий инструмент ориентируют путём визированного спуска или ориентирования на забое. Для этого используют данные об азимуте в интервале забурирования нового ствола.

Ввиду спуска отклоняющего инструмента на трубах малых диаметров (73 и 89 мм) пользуются гироскопическими инклинометрами диаметром 50 и 36 мм.

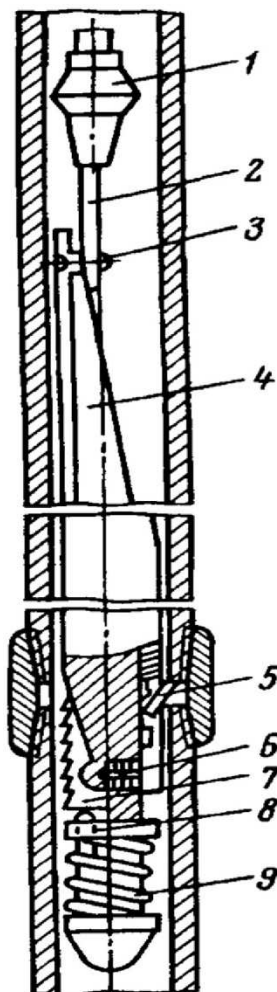


Рисунок 1 – Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб:

1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защёлка;
6 – фиксатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют райберы различных типов. Наиболее распространены райберы типа фрезер-райбер (ФРС) № 1, 2 и 3. Основным райбером № 1 прорезывают отверстие в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют.

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в Азербайджанском государственном научно-исследовательском и проектно-институте нефтяной промышленности (АзНИПИнефти), является универсальным, так как позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН представлена на рисунке 2.

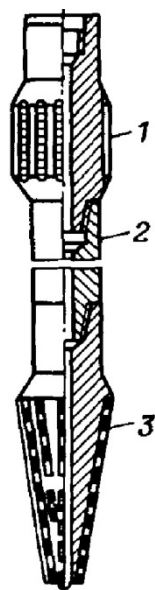


Рисунок 2 – Райбер РЦН конструкции АзНИПИнефти:
1 – верхний райбер; 2 – переводник; 3 – нижний райбер

Райбер состоит из двух рабочих элементов, соединённых между собой переводником 2. Нижний рабочий райбер 3, имеющий форму усечённого конуса, прорезает колонну, а верхний райбер 1, имеющий цилиндрическую форму, калибрует вырез. Нормальный ряд райберов типа РЦН разработан для обсадных колонн диаметрами 141, 146 и 168 мм. Режущие элементы райберов армируются пластинами твёрдого сплава марок ВК8, Т17К12, Т5К12В. В райберах малого диаметра, когда окружная скорость невелика, могут быть использованы быстрорежущие стали.

Райберы, как правило, армируются осколками карбида вольфрама, что даёт возможность после сработки повторно направлять рабочие поверхности инструмента. Ряд фирм выпускает для получения выреза в обсадной колонне алмазные фрезы, которые используют в сочетании с фрезой цилиндрической формы, расположенной выше. Применение таких фрез на глубине свыше 3000 м в колоннах из высокопрочной стали марки Р-110 позволяет сократить число спускоподъёмных операций не менее чем на два рейса для получения одного полноразмерного выреза.

Забуривание второго ствола скважины в интервале сплошного выреза обсадной колонны роторным способом

Образование сплошного выреза в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. При роторном способе забуривания могут быть использованы отклоняющие клиновые инструменты, устанавливаемые на цементный забой и фиксируемые в нижней части.

Образование сплошного выреза ослабляет обсадную колонну, поэтому область выреза необходимо дополнительно закреплять цементированием участка скважины, включающего ослабленный интервал. Наличие цементного моста позволяет забуривать дополнительный ствол без применения стационарных отклонителей. Наибольшее распространение для забуривания дополнительных стволов получили съёмные клинья (уипстоки) и шарнирные отклонители, конструкция которых показана на рисунке 3.

Съёмный клин (рис. 3а) устанавливают на забой, предварительно образованный разбуриванием цементного камня. Отклоняющий инструмент в виде уипстока и направляющей трубы с шарошечным долотом уменьшенного диаметра спускают до искусственного забоя и забуривают новый ствол.

Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Шарнирный отклонитель (рис. 3б) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Для этого предварительно подготавливают забой в цементном мосте. Ввиду малой точности ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забуривании дополнительного ствола в произвольном направлении.

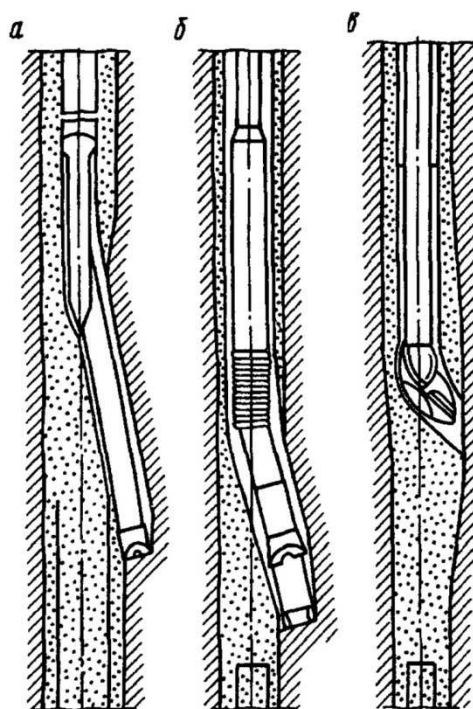


Рисунок 3 – Забуривание дополнительного ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

После образования нового направления необходимо проработать интервал забуривания расширителем для снятия уступов.

В мягких породах при забуривании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рис. 3в). Долбящее долото имеет скошенные лопасти.

При ударах долотом по забой, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или шарнирного отклонителя.

Техника и технология бурения дополнительного ствола из вырезанного участка обсадной колонны с забойными двигателями

Бурение дополнительного наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной колонны – эффективный способ восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин.

Основным разработчиком технических средств и технологии бурения дополнительного ствола по данной схеме в нашей стране является Научно-производственное объединение «Буровая техника» – ВНИИБТ, специалисты которого проводят исследования в указанной области с 60-х годов прошлого столетия. На начальном этапе разработки технологии для забуривания дополнительного ствола с цементного моста использовались турбинные отклонители ОТ-127 и ОТ2Ш-127 (табл. 1) с одним (переводник с углом перекоса 2°) и двумя перекосами осей (два искривления корпуса 2° и 1°).

Таблица 1 – Техническая характеристика турбинных отклонителей малого диаметра

Шифр отклонителя	ОТ-127	ОТ2Ш-127
Максимальная мощность турбины, кВт	13,0 / 20,5	18,4 / 29,4
Крутящий момент при наибольшей мощности, Н м	165 / 220	240 / 320
Частота вращения вала, мин	760 / 885	–
Перепад давления при наибольшей мощности, МПа	2,5 / 3,4	3,6 / 4,9
Число ступеней турбины	–	92 / 132

Примечание: в числителе при расходе 12 л/с, в знаменателе при расходе 14 л/с

Технология забуривания дополнительного ствола с помощью турбинных отклонителей через сплошной вырез в обсадной колонне не имеет особых отличий от известного способа отклонения скважины от заданного направления, так как забуривание производится с цементного моста. После выреза участка обсадной колонны интервал промывают для удаления металлической стружки и цементируют с таким расчётом, чтобы верхняя отметка цементного камня была выше верхней части выреза на 10–15 м. Затем цементный мост разбуривают до верхней части выреза.

Учитывая необходимость контроля процесса забуривания нового ствола по шламу, буровой раствор полностью заменяют или тщательно очищают. Для забуривания в интервал выреза опускают отклоняющую компоновку и ориентируют в проектном направлении визированием с поверхности при спуске.

В начале забуривания нагрузку на долото выдерживают в пределах 0,5 тонн. Для повторного фрезерования стенки скважины инструмент периодически отрывают от забоя на 0,2–0,5 м в зависимости от твёрдости цементного камня и породы и вновь подают на забой скважины. В ходе забуривания осевую нагрузку постепенно увеличивают и доводят до проектной.

Успешность забуривания контролируется периодическим отбором шлама и его анализом по составу. Считается, что долото полностью вошло в породу, когда в шламе не будет цементной фракции. После углубления скважины в породу на 8–10 м отклонитель поднимают и измеряют зенитный угол и азимут скважины.

Забуривание считается законченным, если дополнительный ствол получил проектное направление.

Основная цель технологии забуривания заключается в формировании нового направленного ствола скважины в пределах вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны.

Ориентирование отклонителя

Устройство для определения положения отклонителя в стволе скважины должно иметь гироскопический датчик азимута, так как ориентирование производится в обсадной колонне, т.е. в магнитной среде.

Гироскопические инклинометры ИГ-36, ИГ-50 предназначены для измерения зенитного угла и азимута наклонной скважины как в обсаженном, так и в открытом стволе. Основные параметры по ним приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика инклинометров

Тип инклинометра	Г-50	Г-36
Диаметр зонда, мм	0	6
Длина зонда, мм	040	950
Избыточное проверочное давление, МПа	5	5
Диапазон измерения, градус зенитного угла азимута	0-60 0-360	0-60 0-360
Точность измерения зенитного угла, градус	± 0,5	± 0,5
Минимальный зенитный угол для измерения азимута, градус	2	2
Максимально допустимая температура при измерении, °С	60	70

Гироскопический инклинометр ИГ-36 (рис. 4) чешского производства является модификацией ранее выпускавшихся инклинометров ИГ-70 и ИГ-50.

Зенитный угол и азимут считываются с соответствующих шкал пульта управления. Деления на шкалах нанесены равномерно. Всеми функциями прибора управляют с помощью пульта, в том числе и поочерёдным подключением цепей зенитного угла и азимута. При переключении одновременно с подключением цепей в скважинном приборе прижимаются щетки. Прижатие щеток только в момент измерения способствует значительному увеличению точности. В корпусе 1, находящемся в скважине 10, расположены устройство измерения зенитного угла с двумя карданными рамками и гироскопическая система. Наружная рамка 2 с эксцентричным грузиком 5 устанавливает ось

вращения измерительного прибора реохорда зенитного угла 3 перпендикулярно к апсидальной плоскости. Реохорд 3 при наклоне поворачивается под действием грузика 4. Съём сигнала осуществляется щеткой 11. Реохорд азимута 6, жёстко связанный с наружной рамкой 2, поворачивается одновременно с её поворотом.

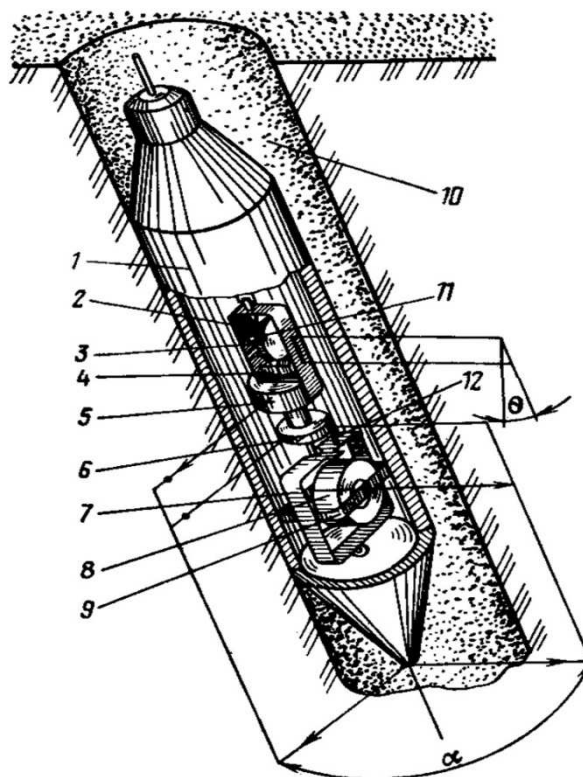


Рисунок 4 – Измерительная часть скважинного прибора инклинометра ИГ-36

Ниже устройства измерения зенитного угла расположена гироскопическая система. Её основой является гироскоп 8 в кардановом подвесе с внутренним кольцом 9 и наружным кольцом 7. Ось вращения гироскопа – горизонтальная. Сохраняя в пространстве направление главной оси, гироскоп 8 стабилизирует в определённом положении систему кардановых колец (рамок) 7 и 9, а также механически закреплённую на наружном кардановом кольце щетку 12 реохорда азимута 6. Азимут определяется по величине относительного разворота щетки 12 и реохорда 6.

Приведённый выше способ определения азимута обеспечивает необходимую точность только при наличии небольшого зенитного угла. С увеличением последнего растёт так называемая карданная ошибка, вносящая погрешность в показания азимута и являющаяся методической ошибкой. Инклинометр ИГ-36 имеет специальное устройство компенсации карданной ошибки, вносящее поправку в показания прибора. Это устройство расположено в пульте управления.

Точность измерения азимута трудно выразить простой и однозначной зависимостью, так как на неё влияет множество внешних факторов. По точности измерение азимута можно разбить на три диапазона в зависимости от величины зенитного угла. При нулевом зенитном угле прибор оказывается нечувствительным по направлению. С увеличением зенитного угла заметно растёт чувствительность прибора. Практически порог чувствительности находится в пределах 2° зенитного угла. При зенитном угле $2-4^\circ$ на точность прибора влияет плохая чувствительность маятникового устройства наружной рамки. Диапазон зенитных углов $4-25^\circ$ – самый благоприятный для измерения азимута. При зенитных углах от 25 до 40° и более возникают очень неблагоприятные условия для работы гироскопической части прибора. С увеличением зенитного угла уменьшается устойчивость гироскопической системы, а в условиях, когда ось скважинного прибора занимает параллельное оси гироскопа положение, последний полностью теряет устойчивость.

Спуск прибора в скважину рекомендуется проводить со скоростью 1–2 м/с. В точке замера прибор останавливают не менее чем на 5 секунд. Измерение проводят при спуске. Каждый раз фиксируется время, когда проводился замер на данной глубине. При подъёме скважинного прибора делают контрольные измерения в тех же самых точках, что и при спуске, а также фиксируется время замера.

Профиль боковых горизонтальных стволов (БГС)

Одним из условий эффективности разработки месторождения БГС является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выбора типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении и оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БГС.

При определении профиля БГС следует руководствоваться:

- возможностью его выполнения, т.е. соответствием современному уровню техники и технологии;
- оптимальным сочетанием входных и выходных параметров.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Если зенитный угол составляет 55–75°, скважина считается пологой, если 75–97° – горизонтальной.

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Данные по профилю бокового ствола из наклонно-направленной скважины указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Профиль бокового ствола из наклонно-направленной скважины

Номер интервала	1	2	3	4
Вид интервала	набор	стабилизация	набор	горизонтальный участок
Интервал по вертикали, м				
от	1870,5	1899,9	2024,4	2151,9
до	1899,9	2024,4	2151,9	2157,3
Длина интервала по вертикали, м	29,4	124,5	127,5	200,0
Зенитный угол, град.				
в начале интервала	2,81	3	22,19	85
в конце интервала	3	22,19	85	83,38
Интенсивность изменения зенитного угла, град./10 м	0,73	3	3	0
Радиус искривления, м	573,0	164,0		164,0
Горизонтальное отклонение, м				
за интервал	184,92	27,71	67,51	200,0
общее	184,92	212,63	280,14	480,0
Длина бокового ствола, м				
интервала	30,0	132,0	221,0	200,0
общая	30,0	162,0	383,0	583,0
Длина по стволу скважины, м	1915	2047	2268	2468

Четырёхинтервальный профиль бокового ствола из точки вырезки «окна» показан на рисунке 5.

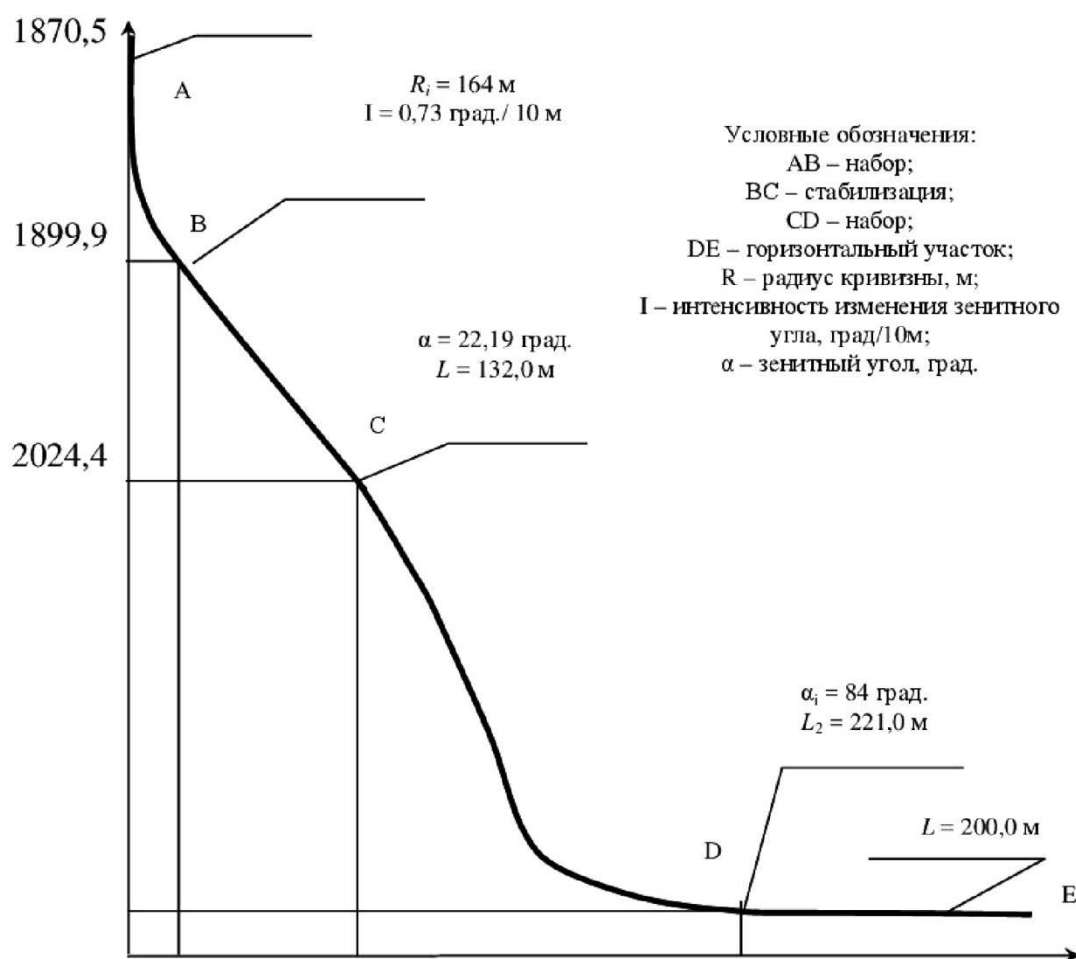


Рисунок 5 – Четырёхинтервальный профиль бокового ствола из точки вырезки «окна»: зенитный угол в интервале вырезки «окна» 2,6°; допустимая пространственная интенсивность 3 рад/10 м

Характеристика и анализ фонда скважин Самотлорского месторождения

Самотлорское месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В непосредственной близости к рассматриваемому месторождению располагаются разрабатываемые Аганское (с запада), Мало-Черногорское (с северо-востока), Лорьеганское (с востока), Мыхпайское (с юга) месторождения (рис. 6).

Анализ фонда скважин Самотлорского месторождения

На 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 15301 скважина, что составляет 80 % от проектного фонда. Добывающих скважин 11718, из которых в категории действующих лишь 6590. Значителен фонд бездействующих скважин – 3490, а также высок обводнённый фонд – 1995 скважин, переводимых в категорию контрольно-пьезометрических, которые осложняют разработку месторождения, отрицательным образом влияя на динамику отборов нефти и жидкости.

Влияние темпов отбора жидкости и снижение использования пробуренного фонда скважин на динамику добычи проявляется самым непосредственным образом. В 1981 году достигнут максимум в добыче нефти при отборе 32,3 % от утверждённых извлекаемых запасов и обводнённости продукции 32,5 %. Месторождение вступило в стадию снижающейся добычи нефти. Темпы падения добычи нефти особенно значительны в периоды 1981–82 и 1984–85 гг. Именно тогда объёмы наращиваемой жидкости были минимальными.

Месторождение находится на стадии падающей добычи нефти. Максимальная добыча нефти в объёме 154,8 млн тонн была достигнута в 1980 году. В 1981 году была

добыта миллиардная тонна нефти. Интенсивная добыча, которая продолжалась и в последующие годы, привела к тому, что нефтеносные пласты стали обводняться, и добыча нефти постепенно снижалась. Отбор в 1986 году составил 109,9 млн тонн, в 1987 – 98,9 млн тонн, в 1989 – 86,9 млн тонн, в 1996 году было добыто лишь 16,74 млн тонн нефти.

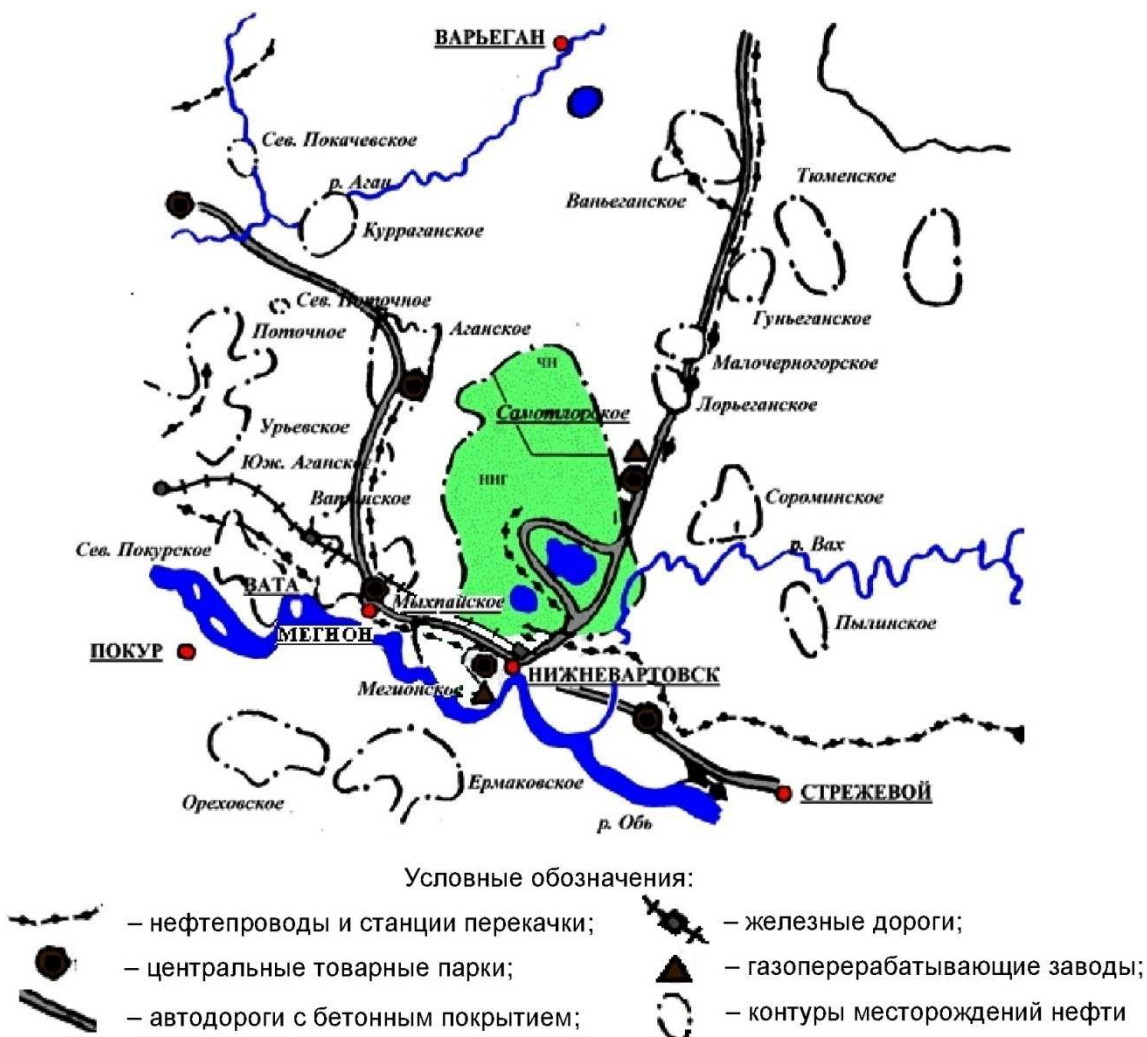


Рисунок 6 – Обзорная карта месторождений нефти и газа Нижневартовского района

Состояние пробуренного фонда скважин на сегодняшний день показано в таблице 4.

Таблица 4 – Состояние пробуренного фонда скважин Самотлорского месторождения на 01.01.2017 г.

Фонд скважин	Категория скважин	По месторождению
1	2	3
Добывающие	Всего на балансе НГДУ	11786
	В т. ч действующие	6640
	Из них фонтанные	361
	ЭЦН	3513
	ШГН	1578
	Газлифт	1188
	В т.ч. бездействующие	3524
	В т.ч. освоения	47

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Нагнетательные	Всего на балансе НГДУ	2923
	В т.ч. действующие	1212
	В т.ч. бездействующие	1195
	В освоении под закачку	47
	Ликвидировано	608
	В консервации	486
	Контрольно-пьезометрические	1495
	Всего пробурено	15301

Фонд добывающих скважин характеризуется высокой долей механизированных скважин и значительной изношенностью оборудования. Это приводит к возрастанию количества таких аварий, как обрыв глубинно-насосного оборудования, НКТ, заклинивания оборудования внутри ствола скважины, смещение и смятие обсадной колонны, заколонная циркуляция (табл. 5).

Таблица 5 – Распределение бездействующего фонда добывающих скважин Самотлорского месторождения по причинам простоя на 01.01.2017 г.

Причина простоя	% от общего числа скважин
Полёт ЭЦН (НКТ)	31,1
Посторонний предмет на забое	3,6
Высокая обводнённость	9
Смена насоса	20
Негерметичность эксплуатационной колонны	8,5
Отсутствие циркуляции	15,1
Отсутствие притока	12,7

Численность скважин, простаивающих по причинам аварийных отказов, имеет тенденцию к неуклонному возрастанию по причине интенсивного роста обводнённости продукции скважин и соответствующего увеличения механизированного фонда, старения эксплуатационного фонда, а также из-за отставания производительности ремонтных служб от темпа пополнения фонда аварийных скважин.

Существующими на данный момент методами ловильных работ, требующими значительных материальных и финансовых затрат, зачастую не удаётся извлечь аварийное оборудование из скважины на поверхность, т.е. они оказываются неэффективными (безуспешными). Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путём зарезки вторых стволов из существующего ствола, из точки текущего забоя. При этом такое решение зачастую является как единственное приемлемое в технологическом отношении и наиболее эффективным методом возврата скважин в эксплуатацию.

Также зарезка второго ствола (ЗВС) позволяет вскрыть ту часть разреза пласта, которая содержит наибольшую «концентрацию» остаточных запасов нефти (довыработка запасов нефти из заводнённых по подошве пластов путём зарезки вторых стволов в кровлю), и произвести бурение многозабойных скважин с вовлечением дополнительных запасов нефти в нерентабельных для самостоятельного разбуривания пластах. При этом ЗВС скважины является одним из самых сложных, но наиболее эффективных видов капитального ремонта скважин (КРС).

Методология работы с простаивающими скважинами заключается в следующем:

- при наличии остаточных запасов нефти в районе данной скважины проведение операции по зарезке второго ствола в направлении наибольшей концентрации остаточных запасов нефти (величина ОИЗ по данному объекту должна быть достаточной, чтобы за счёт последующей добычи нефти затраты на проведение ЗВС окупались); на части таких скважин целесообразно проведение работ по зарезке горизонтальных стволов;

- при отсутствии ОИЗ, достаточных, чтобы окупить работы по ЗВС, перевод скважин на вышезалегающие объекты либо зарезка второго ствола на нижезалегающие пласты (выбирается наиболее экономически выгодный вариант);

- если в продуктивном разрезе скважины нет потенциальных объектов для проведения вышеупомянутых работ – скважина должна быть ликвидирована.

Около 150 скважин (20 % неработающего фонда) по состоянию на конец 2016 года находились в ожидании проведения текущего ремонта, связанного со сменой насоса. Очевидно, что этот фонд в ближайшее время будет запущен в работу.

Приблизительно 130 скважин (12,7 %) ожидают проведения операции по вызову притока. Основную часть этих скважин не удалось освоить после глушения, проведённого перед выполнением ремонтных работ. На части таких скважин, расположенных в низкопроницаемых зонах пластов, запланировано проведение операций по гидравлическому разрыву пласта.

39,6 % неработающего фонда скважин ожидает ликвидации по техническим причинам (смещение или негерметичность эксплуатационной колонны, полёт на забой НКТ и пр.).

Результаты проведённого анализа позволяют заключить, что пробуренный фонд скважин Самотлорского месторождения обладает определёнными резервами улучшения показателей их использования и эксплуатации. Основными направлениями по работе с фондом скважин на месторождении должны стать:

- сокращение неработающего фонда путём планирования и осуществления адресных мероприятий по бездействующим скважинам (улучшение выработки остаточных запасов, восстановление системы разработки, учёт многопластового характера месторождения);

- оптимизация эксплуатации действующего фонда (выбор оптимальных режимов работы скважинного оборудования и пласта, воздействие на призабойную зону и пласт с целью снижения обводнённости продукции, комплексное сочетание ремонтных работ и воздействия на пласт);

- широкое внедрение новых технологий, позволяющих повысить эффективность использования фонда (зарезка дополнительных горизонтальных стволов, внедрение в больших объёмах потокоотклоняющих МУН).

Техника и технология зарезки боковых стволов на Самотлорском месторождении

Подъёмная установка

Мобильная буровая установка МБУ-125 предназначена для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин. Условная глубина бурения скважин – 2700 м (при бурении колонной 28 кг/м).

Установка состоит из следующих блоков:

- подъёмный блок на полноприводном шасси БАЗ-69099 повышенной грузоподъёмности;

- мобильный блок бурового основания и приёмных мостков на трёхосном прицепе ОЗТП84701 А.

Технические характеристики подъёмного блока показаны в таблице 6, комплектующее оборудование приведено в таблице 7.

Таблица 6 – Технические характеристики подъёмного блока

1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	1226 (125)
Привод механизмов	ходовой двигатель шасси ЯМЗ-8424
Мощность привода, кВт (лс)	330 (450)
Вышка:	
расстояние от земли до оси кронблока, мм	37000
длина поднимаемой свечи, мм	24000

Продолжение таблицы 6

1	2
Емкость магазинов полатей верхового, м:	
бурильные трубы диаметром 114 и 127 мм	2700
бурильные трубы диаметром 73 и 89 мм	3000
Талевая система:	
оснастка	4x5
диаметр талевого каната, мм	28
Лебёдка буровая:	
тяговое усилие, кН (тс)	191 (19,5)
скорость подъёма талевого блока, м/с	0,15–1,5
Гидродинамический тормоз:	
включение	оперативное, дисковой пневматической муфтой
скорость спуска крюкоблока с грузом массой 75 тонн, м/с	0,9
Вспомогательная гидроприводная лебёдка:	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	29,5 (3)
Манифольд (стояк с буровым рукавом):	
проходное сечение, мм	76
рабочее давление, МПа (кг/см ²)	19,6 (200)
Аварийный электропривод:	
мощность электродвигателя, кВт	30
скорость подъёма крюкоблока при допускаемой нагрузке, м/мин.	0,8
наибольшая скорость подъёма крюкоблока, м/мин.	2,9
Освещение, В	220 (аварийное 24) взрывозащищённое
Габаритные размеры подъёмного блока (транспорт.), мм	28000x100x4500
Масса подъёмного блока в транспортном положении, кг	60000

Таблица 7 – Комплектуемое оборудование

Буровой ротор РУП560:		
привод	механический	гидравлический
проходное отверстие, мм	560	560
допускаемая нагрузка на стол и клиньевой захват, кН (тс)	1226 (125)	1226 (125)
приводная мощность, кВт (л.с.)	180 (240)	120 (160)
наибольший крутящий момент, кН·м (кг·м)	20 (2000)	16 (1600)
наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	2,5 (150)	1,66 (100)
Вертлюг буровой ВБ125:		
допускаемая нагрузка, кН (тс)	1226 (125)	
диаметр проходного отверстия, мм	75	
наибольшая частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	6 (360)	
диаметр каротажного кабеля, мм	8,11	
Блок бурового основания и мостков:		
расстояние от земли до подроторных балок, мм	4500	
допускаемая нагрузка, кН (тс)	1226 (125)	

Технические средства

Кроме подъёмной установки, в технологическом процессе проводки второго ствола скважины применяются ещё разнообразное оборудование и механизмы. Перечислим основные из них:

- прицеп-мастерская вагонного типа (в оборудование, установленное на прицепе, входят: мастерская и склад для хранения ручного инструмента; бытовое помеще-

ние для мастера вместе с откидной кроватью и шкафами для буровых журналов; навес хранения инструмента для ловильных и спускоподъёмных операций);

- сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор с номинальным проходным отверстием диаметром 179 мм (рабочее давление 20 МПа, габаритные размеры 1461×502×470 мм, вес 930 кг);

- секционный стеллаж для труб смонтирован на колёсах;

- каретка свободного конца трубы представляет из себя прочную раму на четырёх колёсах, монтируется на мостках и защищает концы НКТ и бурильный инструмент при скольжении вверх и вниз по мосткам;

- прицеп с трёхсекционным резервуаром для бурового раствора объёмом 21,4 м³;

- вибросито одинарное двухпалубное, оборудованное 3,75 кВт (5 л.с.), 50 Гц;

- пескоотделитель с одним 305 мм конусом, 3,25 л/с и насадками различного диаметра;

- смесительная воронка низкого давления – 152 мм высокоскоростная, в комплекте с 50,8 мм насадкой трубкой Вентури, воронкой, столом для мешков, 152 мм дроссельным клапаном, смонтированным на основании (расчётная производительность – 8 мешков барита в минуту и 4 мешка геля в минуту при напоре на входе 24 м);

- 3 перемешивателя бурового раствора;

- 3 центробежных насоса производства «Mission», тип «W»;

- трансмиссия автоматическая (гидравлическая) «Allison» (муфты многодискового исполнения, масляное охлаждение, гидравлический привод, самокоррекция на нормальный износ);

- органы управления буровым насосом состоят из установленного пневмопереключателя «Wabco» для трансмиссии «Allison». Пульт управления на удалении 15,24 м от насосной установки вместе с ручным дросселем, воздушным манометром, шлангами длиной 15,24 м и рамы на салазках для установки блока управления и шлангов для транспортировки.

Устьевое и скважинное оборудование, применяемое на Самотлорском месторождении

Согласно руководству по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири (РД 39-1-1007-84) для повышения эффективности эксплуатации скважин рекомендуется профиль, в котором угол наклона ствола в интервале работы оборудования ограничивается 20°, а интенсивность искривления не более 3° на 100 м. При соблюдении этих требований при бурении скважины создаются благоприятные условия эксплуатации электронасосных и штанговых насосных установок.

Для строительства боковых стволов на предприятиях ведётся анализ состояния техники и технологии бурения боковых стволов на месторождении, определяющий наиболее лучшие показатели использования того или иного вида бурового оборудования и технологии зарезки боковых стволов.

Предназначение устьевого оборудования следующее:

- 1) герметизация затрубного пространства, внутренней полости НКТ;

- 2) отвод продукции скважины;

- 3) подвешивание колонны НКТ;

- 4) для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

Для реализации проектных решений в области техники и технологии использовалось следующее оборудование:

1. Для скважин, оборудованных ЭЦН:

- устьевая арматура АФК1Э-65-140 (ГОСТ 13846-84);

- НКТ диаметром 60 мм марки «Д», «К» (ГОСТ 633-80);

- электроцентробежные насосные установки серии УЭЦНМ в модульном исполнении (ТУ-26-06-1486-89) производительностью 50 м³/сут.

2. Для скважин, оборудованных ШГН:

- ШГН типа СШН с диаметром плунжера 28-68 мм, вставные (ОСТ 26-16-06-86);

- станки-качалки типа СКД-6, СКД-8 (ОСТ 26-16-08-87);

- НКТ диаметром 60, 75, 89 мм (ГОСТ 633-80);
 - штанги диаметром 19, 22, 25 мм (ГОСТ 13877-80).
3. Для скважин, оборудованных УЭДН:
- устьевая арматура АФК1Э-65-140;
 - НКТ диаметром 60 мм марки «Д» (ГОСТ 633-80);
 - электродиафрагменные насосные установки производительностью 4–16 м³/сут (УЭД9-000РЭ).

Подбор УЭЦН производился по РД 39-1-390-80 «Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам», подбор УШГН по РД 39-1-289-79 «Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы ШГНУ».

Расчёт НКТ производится согласно РД 39-1-306-03 «Инструкция по расчёту насосно-компрессорных труб».

Применяемый инструмент

Кроме оборудования и механизмов, применяемых в процессе резки второго ствола, в комплект также входят и поставляются разнообразные инструменты.

Инструмент для выполнения СПО:

- элеваторы корпусного типа с центральной защёлкой под углом 18°, для стальных бурительных труб диаметром 73 мм с высаженными наружу концами;
- спайдер с воздушным управлением производства «Oil Country» в комплекте с удерживающим ручным ключом и челюстями размеров от 60 до 89 мм;
- комплект элеваторов с центральной защёлкой для НКТ от 60 до 89 мм и для НКТ с высаженными концами;
- комплект ключей для свинчивания НКТ и бурительной трубы от 60 до 89 мм.

Ловильный инструмент для проведения аварийно-восстановительных работ в скважинах:

- овершоты наружного диаметра 119 мм с 73 мм гладкопроходным муфтовым соединением размерами защёлок от 60 до 89 мм;
- корзиночные и спиральные захваты для овершотов с защёлками от 60 до 89 мм;
- роторные фрезы от 120 до 144 мм;
- направляющие вкладыши роторного стола и предохранительные переводники различного диаметра;
- цилиндрическая фреза с мелким углублением к центру лицевой поверхности (наружный диаметр 120 мм).

Упсток

НПП «Горизонт» разработало и запатентовало устройство для многоствольного бурения скважин, сущность которого заключается в использовании профильного перекрывателя в качестве проходного якоря без внесения существенных изменений в остальные элементы устройств. Применение специальных якорей и пакеров, предусматривающихся при традиционных технологиях, занимает кольцевое пространство между их корпусами и эксплуатационной колонной. В условиях малого проходного размера эксплуатационной колонны и необходимости применения компоновок с обеспечением транспортировочных зазоров внутренние размеры корпусов посадочных устройств оказываются чрезвычайно малыми, не позволяющими проводить работы ниже этих устройств.

Применение профильного перекрывателя в качестве проходного якоря позволило обеспечить максимальное проходное отверстие при оптимальном транспортном размере. В устройстве, в отличие от аналогов, не происходит существенной потери диаметра в якоря, а потери происходят в посадочной втулке, представляющей собой полу трубу с косым верхним (перовидным) срезом и шпоночным пазом, начинающимся от основания паза. Внутреннее отверстие ограничивается транспортным диаметром компоновки и толщиной стенки втулки. Верхняя часть устройства представляет собой ответную посадочную втулку с направляющей шпонкой, устройства регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, обеспечивающих требуемую глубину точки резки относительно якоря. Устройство может быть выполнено любого диаметра по размеру ствола скважины (рис. 7).

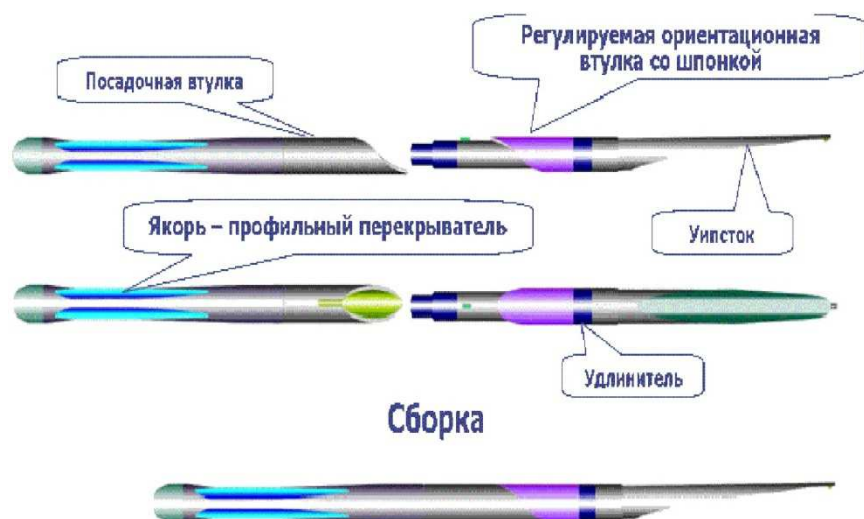


Рисунок 7 – Установка ориентированного уипстока в эксплуатационной колонне для бурения бокового ствола (нескольких стволов)

Для ориентированной установки уипстока в эксплуатационной колонне производятся следующие операции:

1. Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину, состоящей из якоря (профильная труба), закреплённого на нём патрубка с ориентационным пазом и направляющим пером, разъединительного устройства (например, на срезных штифтах, цанговое, резьбовое), устройства ориентации (телесистема для ориентированного бурения, гироскоп), технологического инструмента.
2. Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузки надёжность крепежа.
3. Отсоединение компоновки и поднятие технологического инструмента.
4. Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом.
5. С помощью поворотного механизма уипстока выставляется необходимое положение клина относительно шпонки.
6. Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.
7. После выполнения работ по вырезке технологического окна и бурения бокового ствола производится извлечение уипстока из скважины.
8. В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола «хвостовиком».
9. Производится вырезание верхней части «хвостовика» и извлечение уипстока.
10. Для бурения следующего бокового ствола рабочий уипсток ставится в скважине выше с помощью удлинителя, сориентировав его в заданном направлении.
11. Операции повторяются для необходимого числа боковых стволов.
12. Восстановление проходимости эксплуатационной колонны в якоря осуществляется после бурения и крепления всех запланированных боковых стволов путём непосредственного разбуривания резьбовой пробки и башмака.
13. Возможно бурение с одного уровня нескольких боковых стволов, меняя положение уипстока относительно направляющей шпонки.
14. В процессе эксплуатации многоствольной скважины появляется возможность избирательного ведения работ по всем стволам за счёт временной установки ремонтного уипстока напротив необходимого бокового ствола и последующего его извлечения после проведения работ, меняя его местоположение.

Примечание: уипсток и райбера могут быть поставлены с размерами под требуемую колонну, с соблюдением зарезки по технологии производителя. В данном случае предлагается только оригинальный способ заякоривания без потери основного ствола, возможность извлечения уипстока, а также возможность ориентированной установки уипстока и многоствольное бурение.

Как можно увидеть из краткого описания устройства, его применение может позволить производить зарезку боковых стволов точно по требуемому направлению с любой глубины. Применение его возможно как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвлённо-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Помимо того преимущества, что не теряется основной ствол и зарезка происходит сразу в требуемом направлении, даже несмотря на большие материальные затраты по сравнению с зарезкой боковых стволов из вырезанных участков, при проведении опытных работ отмечено снижение затрат на выполнение работ в связи с сокращением сроков их выполнения.

Однако наибольший эффект ожидается при бурении многоствольных и разветвлённо-горизонтальных скважин, так как устройство и технология будут применяться не только при бурении, но также при избирательном проведении геофизических исследований и воздействии в процессе эксплуатации.

Компоновка фрезеров для забуривания боковых стволов

Данная компоновка предназначена для зарезки боковых стволов из обсадных колонн диаметрами 146, 168 и 245 мм с клиновыми отклонителями с углами наклона 2,0–2,5°. Состоит из оконного и расширяющего фрезеров (рис. 8). Торец оконного фрезера армируется режущими твердосплавными пластинами, корпуса фрезеров – металлокерамической композицией.

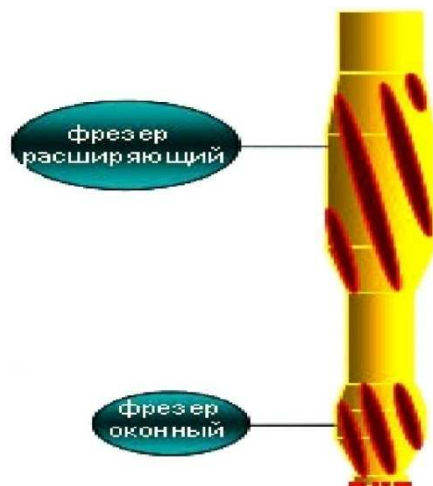


Рисунок 8 – Фрезер для забуривания боковых стволов

Преимущество фрезера заключается в том, что он позволяет за один рейс без последующего расширения вскрыть окно в обсадной колонне и пробурить короткий ствол под КНБК в мягких и средних по твердости породах в течение 5–10 часов. Благодаря реставрации допускается многократное использование путём замены торца и подпайки корпусов металлокерамической композицией.

Литература:

1. Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения : отчёт. – Нижневартовск, 2012.
2. Геологические отчёты НГДУ «Самотлорнефть». – Нижневартовск, 2012.
3. Технологические схемы разработки Самотлорского, Мегионского, Аганского месторождений. Самотлорское месторождение (заключительный отчёт). – Нижневартовск, 2011.
4. Классификатор ремонтных работ в скважинах : РД 153-39.0-083-01. – Москва, 2001.
5. Технологический регламент на бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин : РД 5753490-030-2001. – Тюмень, 2001.
6. Правила ведения ремонтных работ в скважинах : РД 153-39-023-03. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2003.
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : ПБ-08-124-03. – М. : Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Ростехнадзора России», 2003.

8. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство Недра, 2000. – 262 с.
9. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000-2004. – Т. 1–6.
10. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
11. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
20. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С., Гейхман М.Г., Инюшин Н.В. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учебное пособие; под ред. Г.П. Зозули. – М. : Издательский центр Академия, 2009. – 176 с.
21. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство Недра, 1997. – 648 с.
22. 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.
23. 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.
24. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.
25. Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти в ООО «РУ-Энерджи КРС-МГ». – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635b2ad78b4c43a89421316d36_0.html
26. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99.
27. Вализада Башир Ахмад, Очередыко Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере 302–303 залежей Ромашкинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 226–249.
28. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В., Мусафири Норманн. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2.

References:

1. The specified project of development of Samotlor field : report. – Nizhnevartovsk, 2012.
2. Geological reports of NGDU Samotlorneft. – Nizhnevartovsk, 2012.
3. Technological schemes of development of Samotlorsky, Megion, Agansky fields. Samotlor field (final report). – Nizhnevartovsk, 2011.
4. The qualifier of repair work in wells : RD 153-39.0-083-01. – Moscow, 2001.

5. Production schedules on drilling of the inclined directed and horizontal side trunks of wells : RD 5753490-030-2001. – Tyumen, 2001.
6. Rules of conducting repair work in wells : RD 153-39-023-03. – Krasnodar : JSC NPO Burenije, 2003.
7. Safety rules for the oil and gas industry : PB-08-124-03. – M. : State unitary enterprise «Scientific and Technological Center on Safety in the Industry of Gostekhnadzor of Russia», 2003.
8. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house Nedra, 2000. – 262 p.
9. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation : the handbook in 6 volumes. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000-2004. – T. 1–6.
10. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p
11. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
14. 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.
15. 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.
16. 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. – T. 1–4.
17. 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.
18. 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.
19. Gilyazov R.M. Drilling of oil wells with side trunks. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2002. – 255 p.
20. Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Matiyeshin I.S., Geykhman M.G., Inyushin N.V. Features of oil and gas production from horizontal wells : manual; under the editorship of G.P. Zozuli. – M. : Publishing Academy center, 2009. – 176 p.
21. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodky K.M., Sultanov B.Z. Drilling of inclined and horizontal wells : reference book; under the editorship of. A.G. Kalinina. – M. : Publishing house Subsoil, 1997. – 648 p.
22. 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 : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
23. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
24. 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 : Face publishing house, 2016. – 290 p.
25. Increase in oil recovery of layers and an intensification of oil production in LLC RU-Energy KRS-MG. – URL: http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635b2ad78b4c43a89421316d36_0.html
26. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of development of the Samburgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 73–99.
27. Valizada Bashir Ahmad, Ocheredko T.B. Application of horizontal wells for increase in efficiency of development of fields on the example of 302–303 deposits of the Romash-kinsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 226–249.
28. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V., Musafiri Normann. Assessment of prospects of drilling of side horizontal trunks and improvement of system of development on a turneysky object of the Chernovsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 2.

УДК 622.14 + 622.276

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ДОРАЗВЕДКИ МНОГОПЛАСТОВОГО
ЮЖНО-УДМУРТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ
УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**EVALUATION OF THE PERSPECTIVES
OF ADDITIONAL EXPLORATION
OF THE MULTI-LAYERED YUZHNO-UDMURTSKOYE FIELD
ON THE BASIS OF THE UPDATE OF THE GEOLOGICAL MODEL
AND THE EXPERIMENTAL AND INDUSTRIAL DEVELOPMENT
OF OPERATIONAL OBJECTS**

Теплюк Андрей Михайлович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
andrey.1995.teplyuk@gmail.com

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 рассматривается доизучение многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели с усовершенствованием технологических процессов на всех этапах эксплуатации залежей нефти, с использованием мирового опыта и современных технологий разработки месторождений, строительства, бурения и эксплуатации скважин. Решались задачи уточнения геологических моделей залежей Южно-Удмуртского месторождения, определения фациального состава пород продуктивных горизонтов по данным фациального анализа, проведённого с помощью генетических каротажных моделей фаций (по кривым ПС и ГК). Определены максимальные уровни добычи нефти, жидкости и растворённого газа по геологической модели. Выполнен экономический анализ проектных решений по бурению дополнительной разведочной скважины, обоснован выбор рекомендуемого варианта пробной эксплуатации и представлена программа доразведки всего месторождения и дополнительных комплексных исследований по доизучению продуктивных пластов с целью пересчёта запасов УВ и создания новой геолого-технологической модели. Предложенная в статье программа работ, возможно, позволит правильно оценить добывные возможности Южно-Удмуртского месторождения.

Ключевые слова: изучение геологических особенностей залежей нефти; характеристика литологического состава; фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложе-

Teplyuk Andrei Mikhailovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
andrey.1995.teplyuk@gmail.com

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 examines the study of the multi-layered Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of refinement of the geological model with the improvement of technological processes at all stages of exploitation of oil deposits, using world experience and modern technologies for field development, construction, drilling and operation of wells. The tasks were to clarify the geological models of the deposits of the Yuzhno-Udmurtskoye field, to determine the facial composition of the productive horizon rocks from the data of facies analysis carried out with the help of genetic logging facies models (along the curves of the spontaneous polarization and gamma ray logging). The maximum levels of oil, liquid and dissolved gas extraction by the geological model are determined. An economic analysis of design solutions for the drilling of an additional exploratory well was made, the choice of the recommended trial operation option was justified, and the program for additional exploration of the entire field and additional comprehensive studies on the reservoir recovery studies to recalculate hydrocarbon reserves and create a new geological and technological model was presented. The proposed program of work, perhaps, will allow to correctly estimate the mining potential of the Yuzhno-Udmurtskoye field.

Keywords: study of the geological features of oil deposits; characteristics of lithological composition; filtration-capacitive properties of productive depo-

ний; геофизические исследования скважин; гидродинамические исследования скважин; фациальный состав коллекторских пластов; каротажные генетические модели фаций.

sits; well logging; hydrodynamic studies of wells; facies composition of reservoir layers; logging genetic models of facies.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Южно-Удмуртское нефтяное месторождение расположено на территории Пуровского района на границе Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области. Месторождение находится на значительном расстоянии от базовых населённых пунктов в 250 км к востоку от г. Ноябрьска и в 165 км от п. Вынгапуровский.

Месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему южную часть Удмуртского структурного мыса. Месторождение имеет небольшие размеры 6,5×8,0 км, с северо-востока осложнено тектоническим нарушением и недоизучено.

Нефтеперспективная структура на Южно-Удмуртском участке была выявлена в результате сейсморазведочных работ в 1990 году ПГО «Ямалгеофизика». Было околтурено и подготовлено к бурению Южно-Удмуртское локальное поднятие. Закартирована зона выклинивания пласта Ю₁^а. В своде Удмуртского вала выявлены участки возможного развития структурно-тектонических ловушек.

Южно-Удмуртское месторождение открыто в 1992 году скважиной № 708Р, пробуренной в присводовой части одноименного локального поднятия. На месторождении пробурены 3 скважины. Глубоким бурением изучены среднеюрские, меловые, палеоген-четвертичные отложения в интервале глубин 0–3100 м. Промышленная нефтеносность установлена в песчаных телах верхней части сиговской свиты (аналог васюганской) верхней юры (пласт Ю₁^а), глубина 2766–2771 м, и в нижней части усть-тазовской серии (пласт БП₂₂²), глубина 2719–2726 м. С учётом продуктивных характеристик, полученных в результате проведённых испытаний, на месторождении выделены два подсчётных объекта: залежь в пласте Ю₁^а и залежь в пласте БП₂₂².

Таким образом, сиговская свита и нижняя часть усть-тазовской серии являются базисными объектами разведки залежи и добычи нефти на Южно-Удмуртском месторождении.

Южно-Удмуртское месторождение характеризуется как сложнопостроенное. Выявленные залежи имеют сложное строение и, кроме структурного плана, контролируются литологическим и тектоническим факторами.

По состоянию на 01.01.2017 г. на балансе РГФ по месторождению числятся начальные запасы:

- по промышленной категории С₁: геологические – 1141 тыс. тонн, извлекаемые – 254 тыс. тонн;
- предварительно-оценённые С₂: геологические – 6418 тыс. тонн, извлекаемые – 896 тыс. тонн.

Всего по месторождению запасы нефти составляют: геологические – 7559 тыс. тонн, извлекаемые – 1150 тыс. тонн.

Изучение геологических особенностей залежей нефти

в баженовской (сиговской) свите верхней юры (Ю₁^а)

и нижней части ачимовского комплекса усть-тазовской серии (БП₂₂²)

на Южно-Удмуртском нефтяном месторождении

Характеристика литологического состава и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений и пород-покрышек

Ввиду недостаточности материалов или их полного отсутствия для представления фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов месторождения были использованы результаты исследований и экспериментов, на близлежащих Ярай-

нерском, Холмистом и Харампурском месторождениях, а также материалы переинтерпретации материалов ГИС и ГДИ скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения.

Совокупность данных, полученных по результатам геофизических, гидродинамических исследований и анализов керна, позволило составить представление о литологическом строении, петрофизических и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения.

Обоснование правильности привлечения материалов фильтрационно-емкостных свойств по соседним площадям

Возникают случаи, когда в малоизученном районе на новом месторождении не хватает данных по петрофизике и испытаниям продуктивных коллекторов и приходится использовать, например, петрофизические зависимости по коллекторам соседних месторождений, которые являются достаточно представительными и прошли апробацию при оценке коллекторов, в том числе и для подсчёта запасов.

В настоящий момент такое привлечение данных «старых» месторождений для изучения «новых» продуктивных коллекторов соседних месторождений производится с большой долей субъективности. Для более обоснованного решения этой проблемы необходима разработка системы критериев для достоверного выбора аналога коллекторов.

К таким критериям можно отнести следующее:

- 1) петрофизические свойства;
- 2) каротажная характеристика;
- 3) литологическая характеристика коллекторов;
- 4) комплексная оценка пород-покрышек (глинистых, плотностных);
- 5) характеристика пластовых флюидов, в том числе по данным ИПТ и ОПК;
- 6) сейсмические характеристики районов работ;
- 7) геологические особенности районов работ.

К вспомогательным критериям следует отнести территориальную близость сравниваемых месторождений.

Таким образом, чтобы обосновать (найти) аналог коллектора для малоизученного месторождения (когда базовые петрофизические зависимости не обеспечены достаточным количеством измерений на кернах) приходится исследовать и сравнивать значительный объём информации по сравниваемым месторождениям в соответствии с вышеуказанным перечнем геолого-геофизических свойств разреза.

Другого рода трудности возникают непосредственно при определении степени близости сравниваемых параметров или свойств исследуемых коллекторов (разрезов). Для тех свойств и параметров, которые бывают только описаны, их близость устанавливается с позиции «здравого смысла», когда суждения о сходстве принимаются во многом в зависимости от опыта и даже геологической интуиции интерпретатора. При этом получают ответы типа: «да» – «нет». Это больше относится к геологическим свойствам, сейсмическим и литологическим характеристикам сравниваемых объектов.

Для сравнения количественных параметров также используется их простое сопоставление, но в некоторых случаях применяют корреляционный анализ. Очевидно, что различие в величинах параметров сравниваемых коллекторов, не превышающее 20–30 %, как правило, является тем пределом, который свидетельствует о положительном суждении о наличии в качестве аналога, выбранного для сравнения коллектора. Конечно, по близости лишь одного какого-либо параметра сравниваемых коллекторов нельзя принимать суждение о наличии искомого аналога. На практике приходится устанавливать достаточную близость относительно друг друга комплекса (комбинации) параметров и свойств сравниваемых коллекторов различных месторождений.

Охарактеризованность пластов по данным ГИС, ГДИ и лабораторных исследований керна

Сразу же следует оговориться, что комплекс геофизических исследований, проведённый в скважине № 708Р, неполный. Результаты исследований были подвергнуты повторной обработке и переинтерпретации с использованием зависимостей, полученных по соседним месторождениям.

Выделение коллекторов выполнено по общепринятой методике по прямым качественным и косвенным признакам с использованием всего имеющегося комплекса ГИС. По микрозондам, каверномеру, ПС, ГК выделялись коллекторы, границы которых уточнялись по фокусированным методам.

Определение коэффициента пористости проводилось по обобщённой зависимости $K_n(\alpha_{nc})$ от абсолютной глубины на основе скорректированной по ядру зависимости $K_n(H_{a.o.})$.

Используя зависимость $K_n = f(\alpha_{nc})$, в результате экстраполяции линий связи в область чистых коллекторов ($\alpha_{nc} = 1$) и область граничного значения коллектора ($\alpha_{nc} = 0,3$) были получены значения минимальной (K_n^{\min}) и максимальной (K_n^{\max}) пористости и установлен диапазон изменения её с глубиной:

$$K_n^{\max} = 5,1512 \cdot X^6 - 71,902 \cdot X^5 + 408,81 \cdot X^4 - 1208,0 \cdot X^3 + 1952,4 \cdot X_2 - 1643,1 \cdot X + 597,09, \quad (1)$$

где $X = H_{a.o.} / 100$;

$$K_n^{\min} = 18,77 + 12,45 \cdot X - 9,82 \cdot X^2 + 1,66 \cdot X^3. \quad (2)$$

Следовательно:

$$K_n = K_n^{\min} + (K_n^{\max} - K_n^{\min}) \cdot (\alpha_{nc} - 0,3) / 0,7. \quad (3)$$

Таким образом, несмотря на литологическое различие пород (глинистые породы, песчаники и алевролиты) и условия их залегания, эта формула позволяет учесть закон необратимого изменения пористости с глубиной.

Для определения нефтегазонасыщенности были использованы обобщенные стандартные зависимости $P_n(K_n)$ и $P_n(K_e)$, используемые при расчёте подсчётных параметров на Харампурском месторождении.

По материалам переинтерпретации данных ГИС и ГДИ скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения продуктивные пласты БП₂₂² – ачимовской толщи и Ю₁^а – верхней юры характеризуются ухудшенными коллекторскими свойствами. По пласту БП₂₂² средняя пористость составила 19 %, проницаемость (по ГДИ) – 9,5 мД. В юрском пласте пористость и проницаемость (по ГДИ) составляют, соответственно, 15,7 % и 9,6 мД. Коэффициент удельной продуктивности по пласту БП₂₂² составил 0,054 м³/сут·м·атм., по пласту Ю₁^а – 0,0611 м³/сут·м·атм. Коэффициент гидропроводности – 10,7 Д·см/сПз (пласт БП₂₂²) и 3,3 Д·см/сПз (пласт Ю₁^а). Залежи нефти пластов Южно-Удмуртского месторождения недонасыщены, коэффициент нефтенасыщенности по пласту БП₂₂² составил 57 %, по Ю₁^а – 56 %.

Известно, что на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов оказывают влияние различные факторы, такие, как гранулометрический и минералогический состав горных пород, структура порового пространства и другие. Как свидетельствуют данные лабораторных исследований ядра, эти свойства довольно подробно изучены на соседних Ярайнерском (отложения ачимовской толщи) и Холмистом (юрские отложения) месторождениях.

Породы ачимовской толщи представлены песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми. Основными породообразующими минералами являются кварц (22,8–41,9 %) и полевые шпаты (42,3–47,9 %), второстепенными – обломки горных пород (11,3–19,1 %) и слюды (1,8–10,2 %). Размер обломков варьирует от 0,02 до 0,32 мм, при доминирующем содержании мелкопесчаной фракции (0,25–0,10) 63,9 %. Основным глинистым материалом цемента является хлорит. Система открытых пор име-

ет сложные неизометрические формы, поры часто оказываются изолированными вследствие блокирования уплотнившимися зернами пластичных пород, гидратированных слюд, глинистыми материалами. Решающее влияние на снижение степени сообщаемости поровых каналов и падение проницаемости оказывает повышенное содержание алевритовых и глинистых частиц, заполняющих поровое пространство. На фильтрационных свойствах отрицательно сказывается наличие микролинз алевролитов.

Юрские пласты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, глин с прослоями и линзами преимущественно карбонатных пород с включениями углистого и слюдистого материала. Цемент коллекторов глинистый, содержание каолинита в нём достигает 32 %. Невысокая пористость, плохая отсортированность обломочного материала, повышенное содержание глин обуславливает невысокие фильтрационно-емкостные свойства основной части пород пласта.

Яновстановская (баженовская) свита представлена в кровельной части битуминозными аргиллитами толщиной 5–8 м тёмно-серыми, иногда почти чёрными, крепкими, тонкоотмученными, грубоплитчатыми, с землистым изломом; алевролиты серые, участками известковистые, мелкозернистые с тонкой волнистой слоистостью за счёт углистого детрита. С кровельной частью свиты связан отражающий горизонт «Б» (киммеридж-волжский ярусы).

Свита является флюидоупором (покрышкой) для верхнеюрских отложений Ю₁^а. Мощность свиты в среднем составляет 22–46 м.

Усть-тазовская серия объединяет мощную толщу валанжин-готерив-баррем-апт-альб-сеноманских отложений, представленных континентальными и прибрежно-морскими осадками.

Нижняя часть свиты, представлена тёмно-серыми глинами, участками коричнево-серыми, в разной степени алевритистыми или песчанистыми, нередко комковатыми, в нижней части разреза более аргиллитоподобными, с волнистой, косою и линзовидной слоистостью, так же породы насыщены растительным детритом. Встречаются маломощные прослои крепких известковистых песчаников. Эта часть свиты образует неплохой флюидоупор для отложений пласта БП₂₂², который является продуктивным.

Для оценки фильтрационно-емкостных параметров предварительно было проведено подразделение всех изучавшихся образцов керна на представительные и не-представительные. К последней категории отнесены образцы со значениями пористости и проницаемости ниже значений нижних пределов коллекторских параметров для продуктивных пластов Ноябрьского региона (13 % по пористости и 1 мД по проницаемости).

В результате обработки данных лабораторных исследований средняя пористость и проницаемость по ачимовским пластам составила 19,1 % и 20,8 мД соответственно. По юрским отложениям пористость составила 15,2 %, проницаемость – 6,2 мД.

Таким образом, обобщая результаты исследований, можно сделать следующий вывод:

1. Геофизические и лабораторные исследования керна, характеризующие ФЕС пласта Ю₁^а, сопоставимы с данными ГДИ, чего нельзя сказать о пласте БП₂₂². Результаты ГДИ, полученные при опробовании пласта БП₂₂² в скважине № 708Р, более чем корректны, т.к. они согласуются с результатами региональных исследований отложений ачимовской толщи месторождений Ноябрьского региона (Ярайнерское, Вынгайинское, Вынгапуровское, Северо-Пямаляхское, Восточно-Пякутинское и др. месторождения).

2. Данные исследований ФЕС свидетельствуют об ухудшенных (низких) коллекторских свойствах продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а.

Фациальный состав коллекторских пластов и пород-покрышек продуктивных горизонтов по ГИС

Одним из наиболее важных факторов, обеспечивающих успех выделения песчаных тел – ловушек нефти и газа и установления их генезиса, является расчленение разреза продуктивных толщ и их детальная корреляция. Как правило, продуктивные

отложения, сложенные терригенными породами, не всегда содержат определенных остатков флоры и фауны, позволяющих проводить надёжное сопоставление разрезов, а ограниченный вынос керна в скважинах зачастую лишает возможности вообще применять палеонтологические методы для увязки продуктивных горизонтов между собой в пределах отдельных месторождений.

Региональные стратиграфические схемы, разработанные в пределах нефтегазоносных бассейнов, где основными стратиграфическими единицами, выделяемыми на основании изучения остатков фауны и флоры, являются ярусы, свиты, подсвиты и толщи, могут служить лишь, исходными пунктами для разработки более подробных локальных схем, в основу которых чаще всего бывают положены только литологические принципы корреляции. Эти схемы, охватывающие относительно небольшие интервалы разрезов (литологические пачки, ритмы, продуктивные горизонты), приобретают исключительно важное значение при поисках залежей нефти и газа в ловушках, связанных с выклиниванием песчаных пластов-коллекторов. Наиболее сложным и трудоёмким процессом является разработка таких схем для фациально невыдержанных отложений континентального, прибрежно-морского и дельтового генезиса, лишённых маркирующих горизонтов, в том числе и фаунистических. В этих случаях основным методом, позволяющим производить сопоставление разрезов продуктивных отложений, является выделение ритмов (циклитов) и их корреляция в пределах изучаемой площади. После этого внутри интервалов разреза откоррелированных циклитов сопоставляются однотипные литофации, определённые с помощью фациального анализа с использованием каротажных моделей фаций (главным образом электрометрических, но часто и по кривой гамма-каротажа). На последнем этапе проводится корреляция отдельных литотипов пород, находящихся в составе однотипных литофаций.

Теоретические представления по использованию каротажных генетических моделей фаций для целей фациального анализа терригенных отложений

При изучении фациальной природы песчаных тел методами ГИС наибольшей информативностью обладает метод потенциалов собственной поляризации (СП), однако могут использоваться и другие виды каротажа, такие как гамма-каротаж (ГК), метод кажущегося сопротивления (КС), нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж (НК), акустический (АК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) и другие.

Основным требованием применения метода ГИС для изучения песчаных пластов с помощью качественных каротажных генетических моделей терригенных фаций является связь формы каротажной кривой с изменением гранулометрического состава обломочного материала, пористости и содержание в породе глинистых частиц. При фациальной интерпретации материалов ГИС необходимо оценивать влияние на форму каротажных кривых не только седиментологических (гранулометрического состава, пористости, глинистости), но и мешающих факторов, к которым относятся:

- влияние минерализации пластовых вод;
- химического состава бурового раствора;
- характера проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт;
- соотношение диаметра скважины и мощности пласта;
- присутствия в прискважинной зоне пласта остаточной нефти;
- аппаратных погрешностей и др.

Если влияние мешающих факторов велико, то геофизик (геолог) должен решить вопрос о целесообразности использования каротажной кривой для целей фациального анализа.

Электрометрические модели фаций представляют собой определённой формы аномалии кривой ПС, образованные рядом элементов (знак отклонения кривой ПС, кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии и т.д.) Каждый такой элемент выполняет ту же функцию, что и первоначальные признаки при установлении генезиса осадка по естественным обнажениям скважин.

На рисунке 1 приведены качественные генетические каротажные модели терригенных фаций, для песчаных тел потокового (а), барового (б) происхождения и пляже-

вых отмелей (в). Отметим, что каждому типу фаций присущи только ей свойственные гидродинамическая активность водного потока и последовательность смены палеогидродинамических режимов во времени.

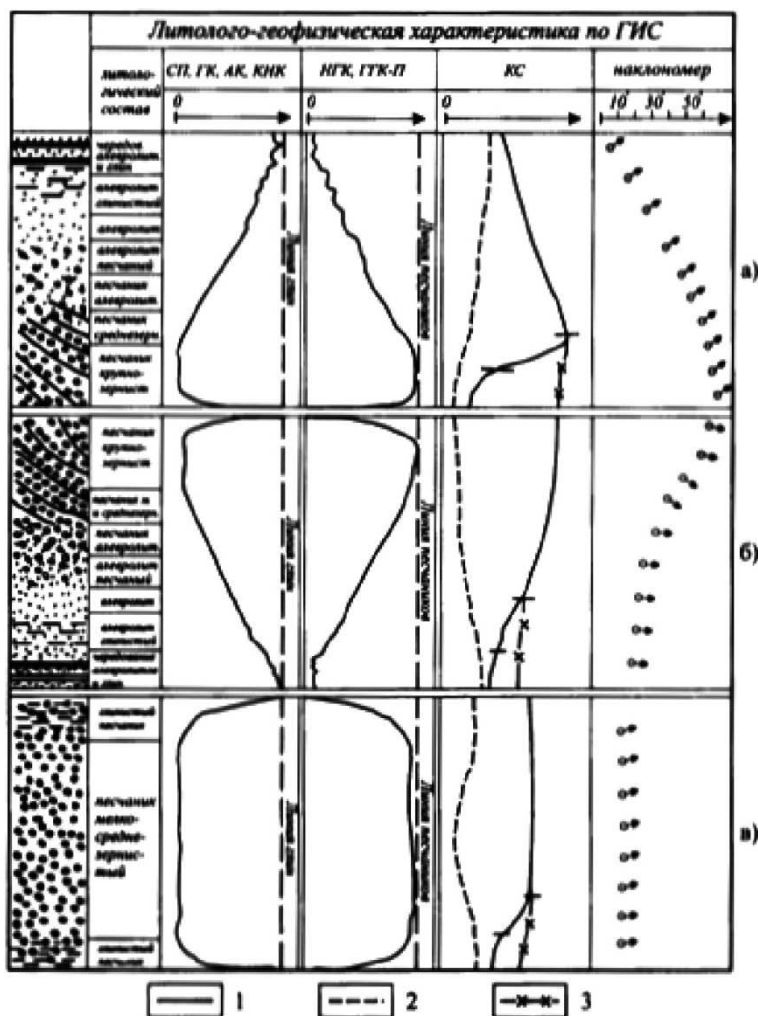


Рисунок 1 – Качественные каротажные генетические модели терригенных фаций для пластов потокового (а), барового генезиса (б) и пляжевых отмелей (в):
 1 – кривые КС для нефтенасыщенного пласта при наличии переходной зоны ВНК;
 2 – кривые КС для водонасыщенного пласта;
 3 – кривые КС нефтенасыщенного пласта без переходной зоны ВНК

Кроме того, нами для сравнения использовались каротажные генетические модели фаций, обоснование некоторых типов фаций которых состоит в следующем.

Фацция песков разливов

Электрометрическая модель фации песков разливов представляет собой группу аномалий, каждая из которых обладает небольшой шириной и имеет вид треугольника, расположенного в зоне значений $\delta_{пс}$, равных 0,5–0,4.

Кровельная линия, наклонная; подошвенная горизонтальная, прямая; наибольшие отрицательные отклонения кривой ПС отмечаются в нижней части аномалии. Для этой фации, так же как для всех речных отложений, характерно расположение более крупнозернистых осадков в нижней части песчаного тела. Вверх по разрезу размерность обломочных частиц несколько уменьшается.

При трансгрессивном залегании отложения этой фации перекрываются осадками внутренней части поймы, в случае регрессивного залегания – фациями береговых валов и русловыми отложениями меандрирующих рек либо вообще – уничтожаются. Появление электрометрических моделей этих фаций служит прямым признаком, ука-

зывают на скорое выклинивание песчаных осадков и замещение их глинистыми породами. По типу электрометрической модели эта фация имеет наибольшее сходство с фацией береговых валов, от которой отличается меньшей шириной отрицательных аномалий, меньшими значениями $\alpha_{пс}$, характерным групповым развитием и положением в генетическом ряду фаций. От вдольбереговых регрессивных баров, береговых валов и гребней штормовых волн модель этой фации отличается резко выраженной горизонтальной подошвенной линией, меньшими значениями $\delta_{пс}$ и иным сочетанием моделей покрывающих и подстилающих фаций.

Песчаные тела фации песков разливов в поперечном сечении представляют собой линзообразно-вогнутые резко асимметричные образования, у которых ширина во много раз превышает их мощность. Так, мощность их чаще всего равняется 1–3 м, а ширина достигает нескольких сотен метров. Верхняя и нижняя границы резкие, без следов размыва. В продольном сечении это пологие линзообразно-выпуклые образования протяжённостью в сотни и тысячи метров. Занимаемые этими телами площади (от единиц до десятков квадратных километров) имеют овальные очертания, располагаясь вдоль русла реки. Песчаные тела образованы мелкозернистыми глинистыми песками и тонко-косослоистыми алевролитами. Падение косых слоёв веерообразное по отношению к береговой линии (седиментационному простиранию).

Фация береговых валов

Осадки этой фации ограничивают внешний край речной поймы, отделяя её от русловых отложений. Электрометрическая модель берегового вала представляет собой вытянутый прямоугольный треугольник, образованный наклонной кровельной, зубчатой или рассечённой, и прямой горизонтальной подошвенной линиями и располагающийся своим острым углом в зоне отрицательных отклонений ПС. Максимальное значение $\delta_{пс}$, достигающее 0,6–0,5, приурочено к нижней части аномалии. С уменьшением динамической активности водной среды количество глинистого материала вверх по разрезу увеличивается. Ширина отдельных аномалий невелика (5–8 м), но для сложнопостроенных песчаных тел она может увеличиваться до 10–30 м и более.

Береговые валы при трансгрессии покрываются отложениями фации песков разливов или глинистыми осадками поймы. При регрессии они залегают на песках русловой отмели и настолько тесно с ними связаны, что их можно различить с большим трудом.

Отложения береговых валов крупных рек представлены мелкозернистыми песками. Наиболее грубые разности, приуроченные к нижней части вала, формировались в относительно высоких гидродинамических условиях. Подошва вала резкая, горизонтальная, без следов размыва, верхняя поверхность выпуклая. Электрометрическая модель береговых валов наиболее сходна с моделью фации песков разливов и отличается от неё несколько большей шириной аномалии и большими значениями $\alpha_{пс}$.

От электрометрических моделей фаций морских пляжей и прибрежных валов она отличается наличием горизонтальной подошвенной линии и меньшими значениями $\alpha_{пс}$. Кроме того, описываемая электрометрическая модель никогда не встречается в сочетании с моделями морских фаций. Поперечное сечение песчаного тела, образованного береговым валом, линзовидно-выпуклое асимметричное односторонне зубчатое, ширина его измеряется десятками метров. В продольном сечении оно пластообразно-выпуклое. Протяжённость валов вдоль русел колеблется в широких пределах – от сотен до тысяч метров.

В плане это узкие, линейно вытянутые, редко овальных очертаний песчаные тела, занимающие площадь до десятков квадратных километров. Пески, слагающие береговые валы, косослоистые, падение косых слоёв перпендикулярно к направлению русла реки и параллельно седиментационному простиранию. Органические остатки в песках отсутствуют.

Фация пляжа

Пляжи формируются на морском берегу в защищённых заливах и бухтах вдоль низких прибрежных равнин, полого наклонённых (5–10°) в сторону моря. Чем круче склон, тем грубее обломочный материал пляжа. Отложения пляжей в ископаемом со-

стоянии слабо изучены, в связи с этим и электрометрическая модель этой фации нуждается в уточнении. По нашим данным, она представляет собой два слившихся прямоугольных треугольника, остроугольные вершины которых располагаются в зоне отрицательных отклонений ПС. Значение $\delta_{лс}$ достигает 0,1–0,8, кровельная линия горизонтальная, осложнена зубчатостью; боковая линия отсутствует; подошвенная наклонная зубчатая, иногда рассечена. Ширина аномалий чаще всего 5–10 м. Наибольшее отрицательное отклонение кривой отмечается в верхней части аномалии.

Энергетический уровень среды формирования этих осадков очень высокий. Гидродинамическая активность в период образования песчаного тела носила прерывистый характер, всегда увеличиваясь в конечных стадиях его отложения. При трансгрессивном залегании пляжевые пески перекрываются отложениями забаровых лагун и баров, при регрессивном – аллювиальными отложениями. Если же песчаные пляжи в течение длительного времени подвергались деятельности ветра, то они могли быть в какой-то своей части переработаны и покрыты дюнами. Электрометрическая модель фации пляжей имеет сходство с моделью вдольбереговых регрессивных баров, от которой отличается главным образом меньшей шириной аномалии и иным набором перекрывающихся фаций.

В поперечном сечении песчаные тела пляжей имеют линзообразно-вогнутую ассиметричную форму. Ширина их составляет десятки и сотни метров. В продольном направлении песчаные тела имеют линзообразно-вогнутое, чаще симметричное сечение и простираются вдоль берега на десятки и сотни километров. Занимаемая площадь достигает десятков и сотен квадратных километров, представляя собой в плане линейно вытянутые полосы. Отложения пляжей, представленные хорошо окатанными, отсортированными песками, гравием или галькой, могут содержать в большом количестве как целые, так и битые раковины. Пески косослоистые, слоистость расположена перпендикулярно к седиментационному простиранию.

Результаты фацеального анализа продуктивных отложений по данным ГИС

Исследовав материалы ГИС всех скважин №№ 705Р, 708Р, 42 и 706Р, пробуренных на Южно-Удмуртской площади, были получены следующие результаты изучения фацеального состава продуктивного разреза скважин по каротажным моделям фаций (таблица 1). БГ₂₂²

Таблица 1 – Результаты фацеального анализа отложений продуктивного разреза по скважинам Южно-Удмуртского месторождения

№ скважины	Границы пластов	Фацеальный состав по каротажным генетическим моделям фаций (ПС, ГК)
1	2	3
705Р	2713–2741	Глина
	2741–2762	Песчаник пляжевый
	2762–2772 (БГ ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2772–2782	Глины
	2782–2792	Песчаник баровый
	2792–2837	Глины
	2837–2842 (Ю ₁ ³)	Песчаник баровый
	2842–2848	Глины
	2848–2863	Песчаник глинистый приливной равнины
	2863–2895	Глины
	2895–2901	Песчаник пляжевый
	2901–2915	Песчаник глинистый приливной равнины
2915–2921	Песчаник русловый	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
708P	2693–2705	Глины
	2705–2719	Песчаник пляжевый
	2719–2729 (БП ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2729–2733	Глины
	2733–2736	Песчаник баровый
	2736–2765	Глины
	2765–2773 (Ю ₁ ^а)	Песчаник баровый
	2773–2778	Глины
	2778–2787	Песчаник глинистый приливной равнины
	2787–2823	Глины
	2823–2827	Песчаник русловый
	2827–2847	Песчаник глинистый приливной равнины
	2847–2851	Песчаник русловый
42	2782–2796	Глины
	2796–2812	Песчаник пляжевый
	2812–2820 (БП ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2820–2825	Глины
	2825–2827	Песчаник баровый
	2827–2854	Глины
	2854–2864 (Ю ₁ ^а)	Песчаник баровый
	2864–2868	Глины
	2868–2878	Песчаник пляжевый
	2878–2915	Глины
	2915–2920	Песчаник русловый
	2920–2936	Песчаник глинистый приливной равнины
2936–2943	Песчаник русловый	
706P	2736–2743	Глины
	2743–2757	Песчаник баровый
	2757–2764 (БП ₂₂ ²)	Песчаник пляжевый
	2764–2766	Глины
	2766–2768	Песчаник баровый
	2768–2814	Глины
	2814–2823 (Ю ₁ ^а)	Песчаник пляжевый
	2823–2827	Глины
	2827–2841	Песчаник пляжевый
	2841–2868	Глины
	2868–2873	Песчаник русловый
	2873–2886	Песчаник глинистый приливной равнины
2886–2893	Песчаник русловый	

Так, в скважине № 705P выделяются фации береговых валов и фации песков разливов, которые разделяются между собой прослоями глинистых пород. В продуктивном разрезе скважины № 708P также прослеживаются фации береговых валов и фации песков разливов, которые, в свою очередь, переслаиваются с глинами. В скважине № 42, которая является пробно-эксплуатационной, выделяются фация береговых

валов, фация пляжей и фация песков разливов. В разведочной скважине № 706Р в интервале продуктивных горизонтов фации относятся к фациям береговых валов, пляжей и песков разливов.

На рисунке 2 показан геологический профиль с фациями по линии скважин №№ 705Р, 708Р, 42 и 706Р.

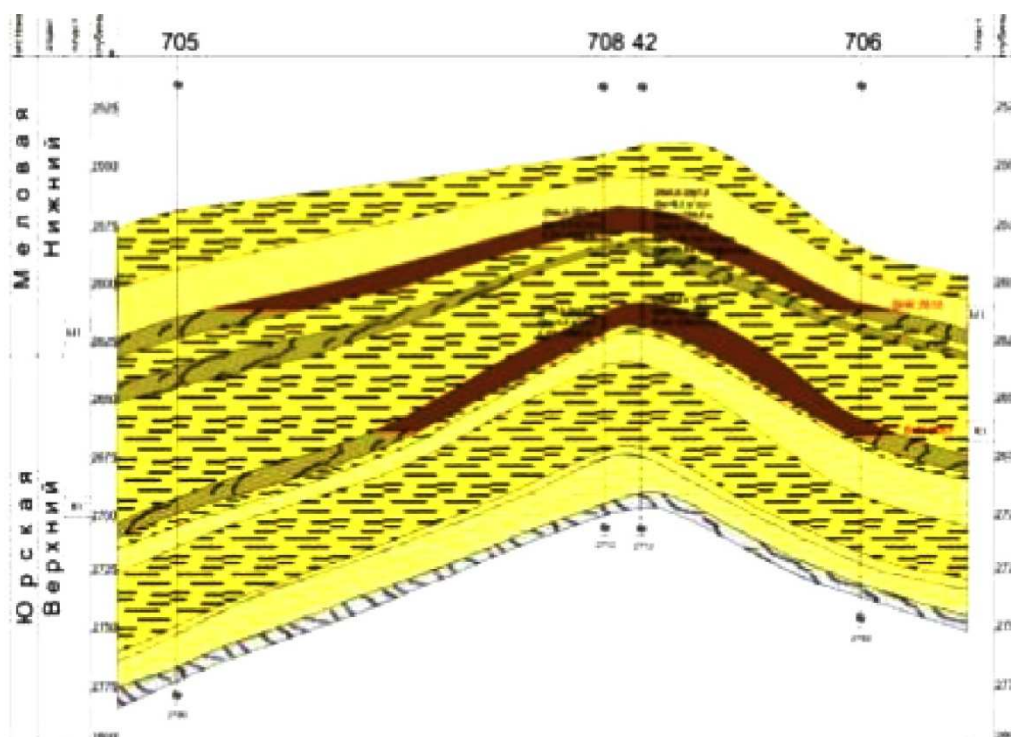


Рисунок 2 – Геологический профиль с фациями по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

Анализ зависимостей мощностей продуктивных коллекторов и покрышек с учётом фаций

Основные перспективы района в большей степени связаны с нижнемеловыми отложениями (усть-тазовская свита), в меньшей – с верхнеюрскими (васюганская свита). Большинство продуктивных пластов БП₂₂², БП₂₂¹ и БП₂₀ обладают хорошими коллекторскими свойствами и при наличии благоприятных литолого-фациальных и структурно-тектонических условий могут представлять нефтегазопромысловый интерес.

Ниже приведены характеристики перспективных нефтегазонасыщенных фаций пластов БП₂₂² и Ю₁^а.

Пласт БП₂₂²

В пласте БП₂₂² (2762–2772 м) на Южно-Удмуртской площади по электрическим каротажным методам (ПС) с использованием стандартных генетических каротажных моделей фаций выделена одна фация – песчаник баровый, который интерпретируется как береговой вал.

С точки зрения нефтеносности данная фация представляет наибольший интерес. Фация сложена преимущественно средне- и мелкозернистыми песчаниками. Покрышкой для пласта БП₂₂² служат глины, которые являются хорошим флюидоупором (покрышкой), т.к. распространены по всей площади залежи и имеют достаточно хорошую мощность, в частности, в сводовой части залежи. Что касается мощности самого пласта БП₂₂², то данный пласт также выдержан по всей площади залежи (по всему профилю разреза) и имеет среднюю мощность 10,8 м. Незначительные отклонения от средней мощности, а также изменения фаций наблюдаются в восточной части залежи –

по мощности на 1–3 м, а по фациям – установлен переход от песчаника барового к песчанику пляжевому.

Пласт Ю₁^а

В пласте Ю₁^а (2837–2842 м) выделяется одна фация – песчаник баровый по электрокаротажным методам. Несмотря на то, что данная фация сложена средне- и мелкозернистыми песчаниками, которые, в свою очередь, распространены в скважинах №№ 708Р и 42, она имеет значительную толщину перемычки 36 м, которая состоит из глин и отделяет его от пласта БП₂₂². Хотя эта перемычка достаточно хорошо выдержана по площади, данный пласт нельзя рассматривать как перспективный вдоль всей линии профиля в связи с его заглинизованностью в скважинах №№ 705Р и 706Р. Что касается мощности самого пласта Ю₁^а, то она увеличивается с запада на восток от 5–10 м соответственно вдоль рассматриваемой линии профиля скважин.

Анализ геологического обоснования эксплуатационных объектов

Эксплуатационный объект – один или несколько продуктивных пластов или часть слоистого продуктивного разреза, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин по самостоятельной технологической схеме.

Для выделения эксплуатационных объектов, в первую очередь, используются как геологические данные по месторождению, так и гидродинамические расчёты, а также технико-экономический анализ. Т.е. выделение эксплуатационных объектов производится на основе геолого-промыслового материала и обосновывается гидродинамическими расчётами с последующим технико-экономическим анализом этих расчётов, так как дробление продуктивного горизонта на большое число объектов и эксплуатация каждого из них самостоятельной сеткой скважин требует больших капитальных вложений и значительно увеличивает себестоимость нефти.

Основными геолого-промысловыми факторами, учитываемыми при выделении эксплуатационных объектов, являются:

- диапазон нефтегазоносности по разрезу;
- число продуктивных горизонтов (пластов);
- глубины залегания;
- мощность глинистых разделов и наличие зон слияния продуктивных пластов;
- положение ВНК по пластам, совпадение залежей в плане;
- литологическая характеристика;
- диапазон изменения коллекторских свойств, особенно проницаемости;
- различие типов залежей по горизонтам, пластам;
- свойства нефтей и газов по разрезу;
- режимы залежей и возможное их изменение;
- величины запасов нефти по пластам, горизонтам.

Каждый из этих факторов может быть решающим при выделении пластов, горизонтов месторождения в эксплуатационные объекты. Критериями, определяющими необходимость разделения продуктивных горизонтов на самостоятельные объекты эксплуатации, являются полное несовпадение залежей в плане и резкое различие свойств и качеств нефти.

Проанализировать в полной мере все эти геолого-промысловые факторы для условий Южно-Удмуртского месторождения не представляется возможным из-за слабой изученности данного месторождения.

Однако в нефтегазовой практике под эксплуатационным объектом понимают один или несколько продуктивных пластов месторождения, которые выделяют исходя из геолого-технических условий и экономических соображений для совместной разработки одной группы скважин. При этом для выделения эксплуатационных объектов разработки используют следующие критерии:

- между различными эксплуатационными объектами должны иметься надёжные гидродинамические экраны;
- между продуктивными пластами внутри эксплуатационного объекта не должно быть водоносных пластов.

В результате поисково-разведочных работ на Южно-Удмуртском месторождении были открыты две залежи нефти, одна из которых приурочена к отложениям ачимовской толщи (пласт БП₂₂²), вторая – к отложениям верхней части сиговской (васюганской) свиты (пласт Ю₁^а). Выявленные залежи имеют сложное строение и кроме структурного плана и зоной замещения (район скважин №№ 705Р и 706Р) на юго-западе контролируются тектоническим разломом на северо-востоке. В структурном плане залежи нефти пластов совпадают. Размеры – 6,5×8,0 км, высота 30 м. Водонефтяной контакт не вскрыт. По объёму числящихся запасов месторождение относится к числу мелких. Соотношение запасов категорий С₁ к С₂ составляет соответственно 15:85 %. Наиболее крупным является залежь нефти пласта БП₂₂², на долю которого приходится более 82 % балансовых запасов, а по количеству извлекаемых и того больше – 94 %. Пластовые давления близки к гидростатическому, пластовая температура +89–90 °С, т.е. аномалий не выявлено. Физико-химические свойства пласта БП₂₂² изучены по пробе, отобранной из скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения; по пласту Ю₁^а свойства пластовых флюидов приняты по аналогии с Чатылькинским месторождением. В целом физико-химические свойства пластовых флюидов близки к среднестатистическим параметрам пластовых флюидов Ноябрьского нефтегазового региона.

Литологическая характеристика, петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения охарактеризованы по аналогии с близлежащими разрабатываемыми месторождениями. Плохая отсортированность обломочного материала, повышенное содержание алевроитовых и глинистых частиц, заполняющих поровое пространство, отрицательно сказываются на фильтрационных свойствах пласта.

Для применения седиментолого-фациального моделирования к выбору эксплуатационных объектов необходимо было определить фациальный состав пород-коллекторов для ачимовских и юрских отложений, для чего были использованы, в основном, качественные каротажные генетические модели терригенных фаций (метод СП или ГК). Таким образом, в фациальном отношении в нижней части ачимовской толщи усть-тазовской серии были определены баровые песчаники (береговые валы) с относительно хорошей проницаемостью, что подтверждается данными опробования (здесь были получены притоки нефти дебитом 1,5–8,1 м³/сут.). К верхней юре (сиговской свите) приурочен продуктивный пласт Ю₁^а, который также образовался в субконтинентальных условиях и имеет идентичный характер. Приток нефти в данном пласте составил 2,1–4,4 м³/сут.

Краткая характеристика залежи пласта БП₂₂²

По данным скважины № 708Р пласт БП₂₂² вскрыт на абсолютных отметках кровли и подошвы 2565,4 м и 2571,6 м соответственно. Пласт имеет два проницаемых прося – 4,6 и 0,8 м. Толщина глинистой перемычки между ними составляет 0,8 м, т.е. эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,4 м; общая нефтенасыщенная толщина – 6,2 м; общая толщина пласта БП₂₂² – 10,8 м. Значения пористости по коллектору изменяются от 17,1 до 19,4 % при среднем значении 18,8 %. Проницаемость по ГИС изменяется от 24,0 до 87,32 мД, проницаемость по ГДИ – 9,5 мД.

Краткая характеристика залежи пласта Ю₁^а

Пласт Ю₁^а вскрыт на абсолютных отметках кровли и подошвы 2612,0 м и 2613,8 м соответственно (скважина № 708Р). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м; общая нефтенасыщенная толщина – 1,8 м; общая толщина пласта Ю₁^а – 8,3 м. ВНК не вскрыт. Значения пористости по коллектору изменяются от 15,0 до 16,2 % при среднем значении 15,7 %, проницаемость по ГИС изменяется от 5,6 до 13,25 мД, проницаемость по ГДИ – 9,6 мД.

Для обоснования эксплуатационных объектов на Южно-Удмуртском месторождении были построены графики начального пластового давления и пластовой температуры, которые проводились в широком интервале глубин от пласта ПК1-2 (1255 м) до пласта Ю₂ (2955 м), что позволило отследить изменение параметров давления и температуры по глубине (рис. 3). При построении графиков использовались данные ГДИС, проведённых в разведочных скважинах.

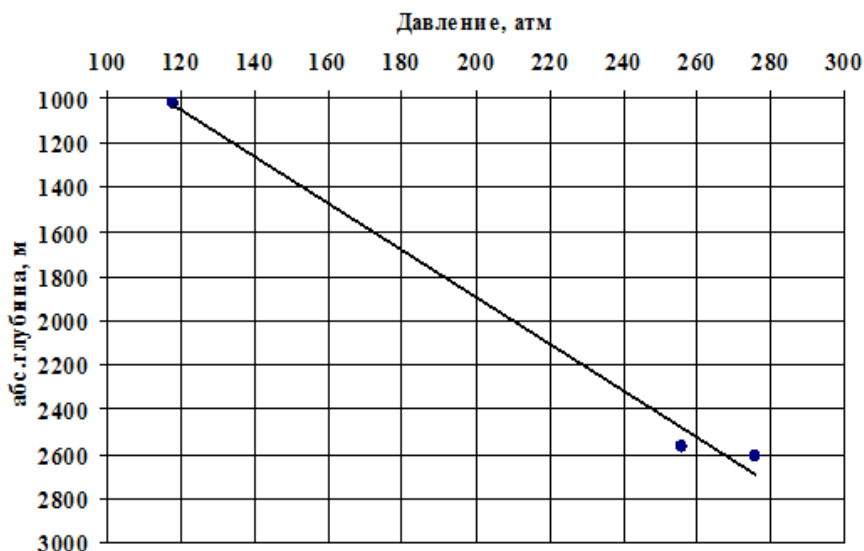


Рисунок 3 – График изменения пластового давления по глубине

Результаты анализа полученной зависимости начального пластового давления от глубины показывают, что давления в пластах ПК1-2, БП₂₂² и Ю₁^а соответствуют гидростатическому.

По Южно-Удмуртскому месторождению интервал глубин замера температуры охватывает объекты как юрской системы, так и нижнего-верхнего отделов меловой. В результате получена представительная статистическая совокупность замеров. Определённое графическим методом значение геотермической ступени составило 30,5 м/°С, и геотермического градиента – 3,3 °С/100 м. Закономерность изменения температуры с увеличением глубины графически представлена на рисунке 4.

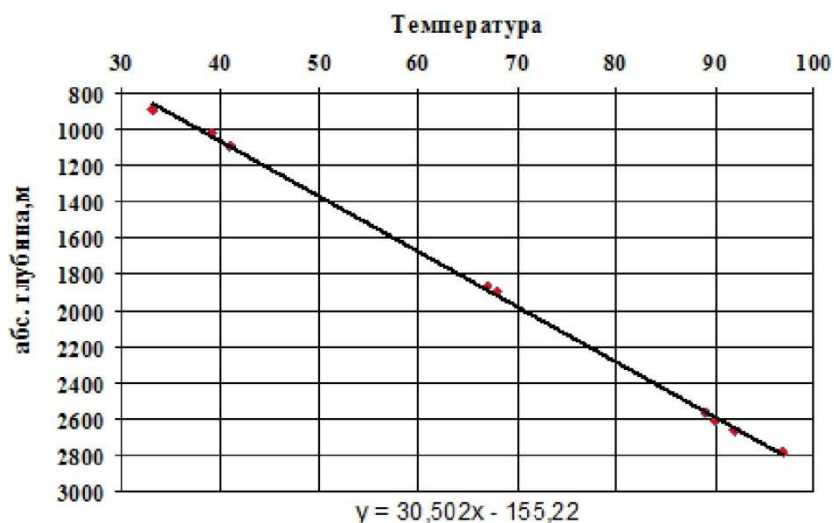


Рисунок 4 – График изменения пластовой температуры по глубине

По продуктивным пластам Южно-Удмуртского месторождения получены следующие первоначальные пластовые давления и температуры (табл. 2).

Таблица 2 – Начальные пластовые давления и температуры продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения

№№ n/n	Пласт	Глубины, м	Пластовое давление, атм.	Пластовая температура, °С
1	ПК1–2	1255–1264	118	39
2	ПК1–2	1187–1192		41
3	ПК21–22	2064–2067		67
4	ПК21–22	2038–2045		68
5	БП ₂₂ ²	2719–2729	256	89
6	Ю ₁ ^а	2765–2774	276	90
7	Ю1	2823–2828		92
8	Ю2	2955–2961		97

Добыча нефти на месторождении не велась, поэтому текущее пластовое давление и температура пласта соответствуют первоначальным параметрам.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а

Параметры	БП ₂₂ ²	Ю ₁ ^а
1	2	3
Средняя глубина залегания на абсолютной отметке, м	– 2565,4	– 2612
Тип залежи	структурно-литологический тектонически ограниченный	структурно-литологический тектонически ограниченный
Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	34820	34960
Средняя общая толщина, м	10,8	8,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,4	1,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	–
Пористость, %	18,8	15,7
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,57	0,56
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	–	–
Проницаемость по ГИС, мД	68,4	10
Проницаемость по ГДИ, мД	9,5	9,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,5	
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	
Начальная пластовая температура, °С	89	90
Начальное пластовое давление, МПа	25,8	27,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,48	0,52
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,701	0,709
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,815	0,816
Абсолютная отметка ВНК, м	–	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,316	1,362
Содержание серы в нефти, %	0,33	0,30
Содержание парафина в нефти, %	3,36	1,50
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,7	13,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Газосодержание нефти, м ³ /т	139,0	154,7
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,015	1,022
Средняя продуктивность, м ³ /сут · атм.	0,20	0,11
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн (на балансе РГФ)	6163	1396
в том числе по категории C ₁ /C ₂	940/5223	201/1195
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн (на балансе РГФ)	1080	70
в том числе по категории C ₁ /C ₂	244/836	10/60
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,175	0,050
в том числе по запасам категории C ₁ /C ₂	0,26/0,16	0,05/0,05

Оценка перспектив доразведки и опытно-промышленной разработки эксплуатационных объектов Южно-Удмуртского нефтяного месторождения

Основные направления доразведки Южно-Удмуртского месторождения

Южно-Удмуртское месторождение открыто в 1992 году поисковой скважиной № 708Р, пробуренной в сводовой части Южно-Удмуртского локального поднятия. По результатам геологоразведочных работ выявлены нефтеносные пласты БП₂₂² и Ю₁^а.

В 2007 году в сводовой части Южно-Удмуртского локального поднятия пробурена субвертикальная эксплуатационная скважина № 42. Бурение этой скважины позволило уточнить геологическое строение продуктивных пластов и определить перспективы нефтегазонасности нижней части сиговской (васюганской) свиты и ачимовского комплекса. Проектная глубина скважины № 42 с учётом вскрытия пласта Ю₂ составляла 2900 м, фактическая 2904,7 м, кровля пласта Ю₂ не вскрыта.

Глубинные и поверхностные пробы нефти были отобраны только из пласта БП₂₂². Из пласта Ю₁^а пробы флюидов не отбирались.

Скважина № 42 пробурена на месторождении с отбором керна в интервале 2761,61–2868,58, пройдено с отбором керна 58,94 м, фактический вынос керна составил 55,72 м или 94,5 %.

В 2002–2003 гг. с целью уточнения геологического строения Южно-Удмуртского месторождения проведены детализационные сейсморазведочные работы 2D.

Опыт проведения геологоразведочных работ свидетельствует о невозможности достоверного картирования объектов с макроблоковой структурой 2D, в связи с чем на рассматриваемом месторождении запланировано выполнение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объёме 85 км². Сейсморазведочные работы 3D позволят детально изучить геологическое строение месторождения, уточнить границы разрывных нарушений, оконтурить области распространения песчаных тел продуктивных пластов.

В период 2012–2014–2016 осуществляется доразведка и первоочередное обустройство месторождения.

С помощью построенных двухмерных геологических моделей в формате 2D в программном пакете Autosogг сделана корреляция продуктивных пластов (рис. 5) и перерасчёт извлекаемых запасов продуктивной части Южно-Удмуртского месторождения по пластам БП₂₂² и Ю₁^а, где был установлен водонефтяной контакт по методам ГИС (ГК и ИК). Прделанная работа в значительной степени увеличила запасы нефти по месторождению в целом с 7559 тыс. тонн до 27562 тыс. тонн (геологические) и с 1150 тыс. тонн до 3587 тыс. тонн (извлекаемые).

Согласно программе работ по освоению месторождения запланированы следующие виды работ:

- в 2019–2020 гг. проведение полевых сейсморазведочных работ 3D и обработка материалов;
- в 2021 г. интерпретация и построение сейсмогеологической модели;

- в 2022–2023 гг. уточнение геологического строения, определение местоположения и бурение 1 скважины с целью доразведки залежей и перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁;
- 2023 г. строительство межпромыслового нефтепровода до ДНС Холмистого месторождения, а также строительство моста через реку Толька;
- по этим обстоятельствам эксплуатационное бурение будет начато в 2024 г.

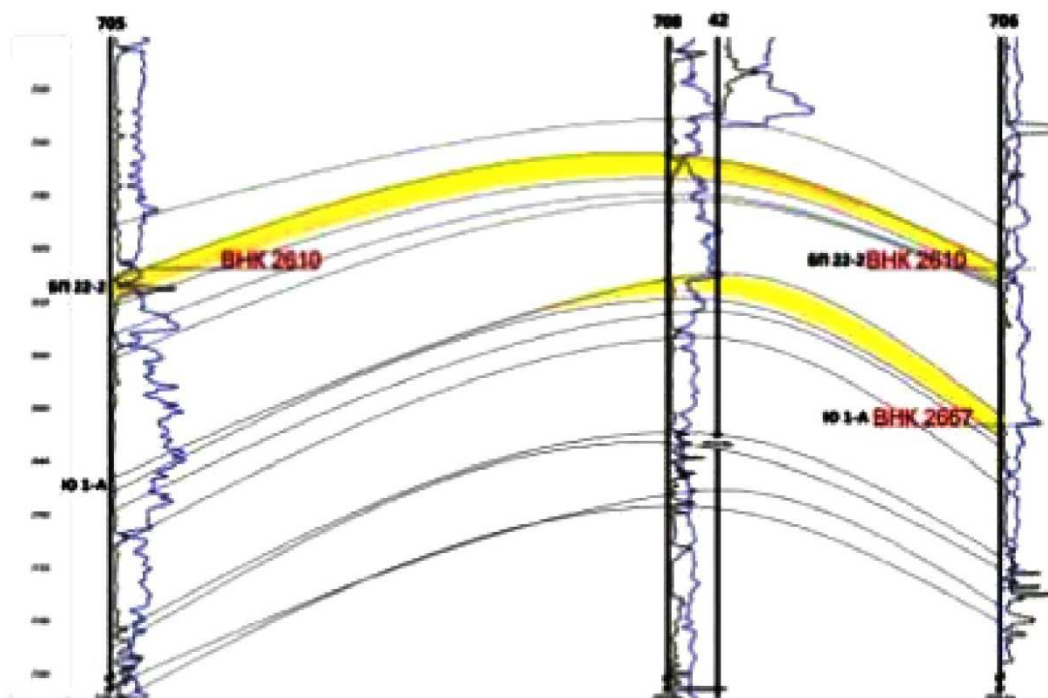


Рисунок 5 – Геологический профиль методов ГИС (ИК и ГЗ) по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

В период 2020–2021 гг. будет проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных работ 3D силами ОАО «Татнефтегеофизика – групп».

По результатам 3D-сеймики ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» в 2022–2023 гг. будет осуществлено бурение разведочной скважины № 1Р в контуре запасов категории С₂ со вскрытием юрских отложений.

Скважину следует проектировать на северо-западе месторождения между скважинами №№ 705 и 708 (рис. 6). Местоположение разведочной скважины необходимо уточнить по результатам интерпретации и обработки материалов сейсморазведки 3D. В процессе бурения этой скважины планируется выполнение расширенного комплекса ГИС, отбор керн в интервалах продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а, а также проведение опробования в открытом стволе с целью выявить песчаные тела с хорошей проницаемостью (т.е. русловые песчаники, отложения пляжей, баровые тела) и после их оконтуривания именно на них направить бурение новых разведочных скважин (лучше горизонтальных с длиной ствола 500–600 м). При испытании в колонне пластов БП₂₂² и Ю₁^а будут произведены гидродинамические исследования и сделан отбор глубинных проб нефти. Проектная глубина скважины №1Р 2830 м.

Результаты бурения разведочной скважины в сочетании с данными сейсморазведочных работ 3D позволят с высокой достоверностью оценить запасы УВ в интервалах всех установленных нефтегазосодержащих объектов, выполнить построение трёхмерных геологических и гидродинамических моделей. В конечном счёте, всё это призвано обеспечить извлечение из недр углеводородов, содержащихся в продуктивных пластах, с максимальным КИН при минимальных затратах.

В 2024 году на месторождении планируется начать эксплуатационное разбуривание участка ОПР. В период 2024–2028 гг. планируется пробурить на первоначальном участке ОПР 10 эксплуатационных скважин и по месторождению – 35. Проектом предусмотрена утилизация попутного газа 95 %.

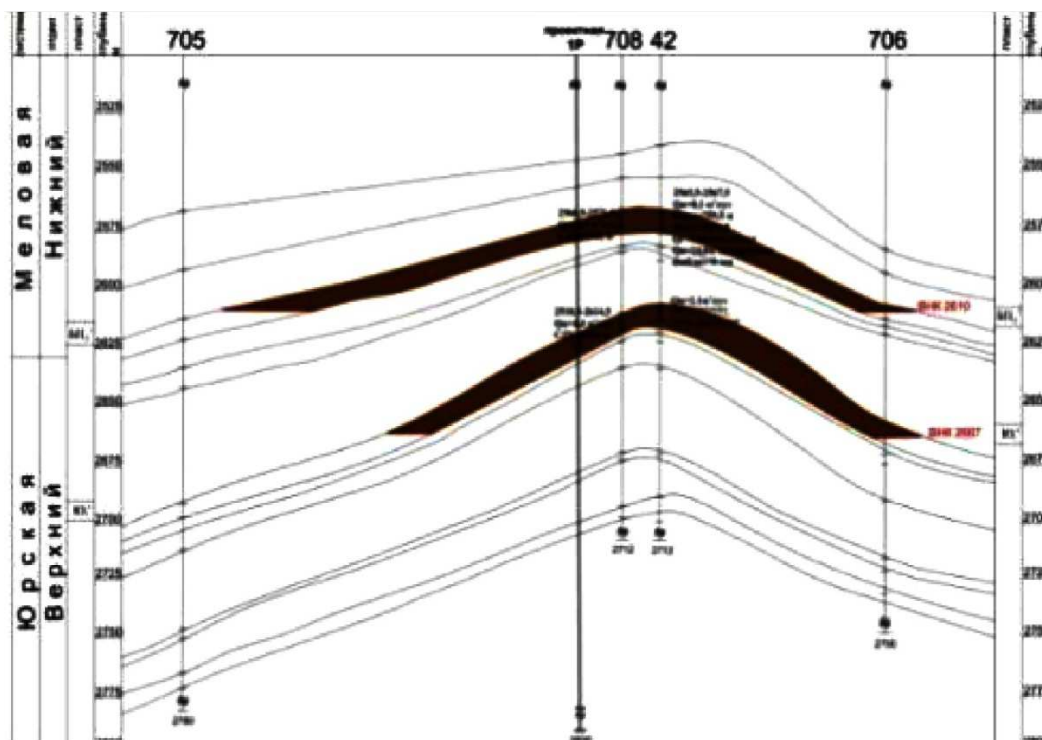


Рисунок 6 – Геологический профиль с ВНК и проектной скважиной №1Р по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

Рекомендуемая программа работ по проектным скважинам эксплуатационного фонда включает в себя обязательный комплекс исследований:

- выполнение обязательного комплекса ГИС и гидродинамических исследований во всех пробуренных скважинах;
- отбор и исследования керна по одной вертикальной скважине по стандартной и специальной методикам;
- отбор и исследования глубинных и устьевых проб пластовых флюидов.

По результатам доразведочных работ в 2020–2026 гг. будет уточнено геологическое строение месторождения и построена трёхмерная геолого-гидродинамическая модель для проведения подсчёта запасов УВ и ТЭО КИН в 2027 году, а по результатам проведения ОПР (2024–2028 гг.) в 2028 году составлен новый проектный документ.

Программа работ по доразведке приведена в таблице 4.

В таблице 5 приведена программа исследований керна.

Оценка рисков и повышение эффективности опытно-промышленной эксплуатации Южно-Удмуртского месторождения

Как известно, геологоразведочные работы на месторождениях Западной Сибири всегда отличались повышенной сложностью и капиталоемкостью. Как правило, вид лицензий по пользованию недрами на участках Западной Сибири – геологическое изучение недр и оценка выявленных месторождений УВ сырья, а также разведка и добыча УВ сырья на уже открытых месторождениях. Часто тип лицензии бывает совмещённый – на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья сроком на 20–25 лет. Вся эта деятельность связана с определёнными рисками, которые должны быть выявлены и минимизированы.

В общем, нефтегазовые компании при проведении ГРП на нефть и газ встречаются в основном с геологическими, рыночными, операционными, кредитными, юридическими и стратегическими рисками.

Рассмотрим некоторые риски, связанные геологоразведочными работами (ГРП). Основные проблемы здесь связаны с ошибками:

- оценки углеводородного потенциала осадочного бассейна:
 - ошибки, связанные с углеводородным потенциалом осадочного бассейна, возможны с небольшой вероятностью в связи с тем, что месторождение расположено на территории НГП Западная Сибирь, где на этой территории также расположено до 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата;

Таблица 4 – Программа работ по доразведке Южно-Удмуртского месторождения

Мероприятия	Виды работ	Сроки выполнения	Исполнители
Сейсмика 3D, обработка и интерпретация	85 кв. км	2019–2021 гг.	ОАО «ТНГ–групп», «Газпромнефть – НТЦ»
Бурение разведочных скважин по результатам интерпретации 3D–сейсмки	Одна разведочная скважина № 1Р	2022–2023 гг.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз»
Исследования комплексом ГИС (типовым для данного района)	Исследования стандартным комплексом ГИС по всему стволу и детальные в интервале продуктивных пластов	2022–2023 гг.	ОАО «ННГФ», ООО «Газпромнефть – НТЦ»
Исследования методом ВСП	Обработка материалов ВСП в разведочных и эксплуатационных вертикальных скважинах	2022–2025 гг.	ОАО «ННГФ», ООО «Газпромнефть – НТЦ»
Отбор керна	Продуктивные и перспективные пласты в разведочных и вертикальных эксплуатационных скважинах по 3–5 определений на 1 м керна	2022–2025 гг.	
Испытания в открытом стволе (КИИ)	Продуктивные и перспективные пласты в разведочных и вертикальных эксплуатационных скважинах	2022–2026 гг.	ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»
Испытания в колонне (КВУ, ПГИ, КВД, КПД)	Перспективные пласты в разведочных и продуктивных пласты в эксплуатационных скважинах	2022–2026 гг.	
Отбор и исследования глубинных проб (МДТ, СНДТ, ВПП–300)	По 3 пробы из каждого продуктивного и перспективных пластов	2022–2026 гг.	
Физико–химический анализ свойств нефти, газа, воды (РУТ свойства)	По 6 проб из каждого продуктивного и перспективных пластов	2022–2026 гг.	ОАО «Геоэкология», г. Тюмень,
Петрофизические исследования керна: – литологические характеристики; – ФЕС; – физические характеристики; – динамические характеристики (определение УЭС, ОП; коэффициентов вытеснения, остаточной нефтенасыщенности, капиллярметрия)	Разведочные скважины №№ 1Р и 2Р, а также 2 вертикальные эксплуатационные скважины (ачимовская толща, юрские отложения)	2022–2026 гг.	ОАО «СибНИИП», г. Тюмень
Уточнение геологического строения продуктивных пластов и месторождения	Построение трёхмерной геологической и гидродинамической модели	2025–2026 гг.	ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»
Оценка балансовых запасов УВ и нефтеотдачи продуктивных пластов	Подсчёт геологических и извлекаемых запасов углеводородов, составление ТЭО КИН	2027 г.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз», «Газпромнефть – НТЦ»
Промышленное освоение запасов УВ, определение уровня добычи нефти	Технологическая схема разработки месторождения	2028 г.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз», «Газпромнефть – НТЦ»

Таблица 5 – Программа исследований керна

№№ п/п	Вид исследования	Объём исследований на 1 скважину (метры/образцы)				
		БП ₂₂ ²	БП ₂₀₋₂₁	Ю ₁ ^а	Ю ₁	Ю ₂
1	Отбор керна, м	10/-	50/-	10/-	50/-	20/-
2	Изучение granulометрического состава пород, обр.	-/2-3		-/2-3		
3	Определение минералогического состава глинистой компоненты, обр.	-/2-3		-/2-3		
4	Изучение структуры порового пространства в шлифах (программа VideoТест), обр.	-/2-3		-/2-3		
5	Определение открытой пористости	-/3-5		-/3-5		
6	Определение эффективной пористости	-/3-5 на 1 м керна		-/3-5 на 1 м керна		
7	Определение проницаемости	-/3-5 на 1 м керна		-/3-5 на 1 м керна		
8	Определение начальной и остаточной нефтенасыщенности	-/3-5 на 1 м керна		-/3-5 на 1 м керна		
9	Определение коэффициента вытеснения	-/3-5 на 1 м керна		-/3-5 на 1 м керна		
10	Снятие капиллярных характеристик с использованием полупроницаемой мембраны, эксперимент	-/3-5		-/3-5		
11	Снятие кривых капиллярного давления методом центрифугирования, обр.	-/3-5		-/3-5		
12	Фазовые проницаемости ОФП	-/3-5		-/3-5		
13	Определение УЭС в термобарических условиях, экспериментов	-/2-3		-/2-3		
14	Определение УЭС в атмосферных условиях, обр.	-/2-3		-/2-3		
15	Содержание урана, тория, калия, м	-/2-3		-/2-3		
16	Снятие спектральной кривой ГК по всему массиву керна, м	-/2-3		-/2-3		
17	Расчёт показателя смачиваемости, обр.	-/2-3		-/2-3		
18	Изучение акустических и прочностных свойств пород, обр.	-/2-3		-/2-3		

- идентификации месторождения:
ошибки идентификации месторождения невозможны, так как на месторождении было пробурено 4 скважины, и был получен приток нефти, т.е. месторождение открыто и содержит два перспективных горизонта; также запланировано бурение одной типовой разведочной скважины № 1Р, с помощью которой необходимо получить дополнительную геологическую информацию (керна, опробование, границы месторождения);
- оценки углеводородного потенциала лицензионного участка (месторождения, горизонта):
ошибки оценки углеводородного потенциала лицензионного участка возможны в связи с неопределённым ВНК, ошибками в корреляции продуктивной части и малым количеством пробуренных скважин, но построенная 2D модель, кроме бурения, учитывает перечисленные ошибки, и результатом этой модели стал значительный для данного месторождения прирост запасов по категориям С1 и С2;
- в программе исследований по поиску и разведке месторождения и подсчёта запасов УВ:
ошибки в программе исследований по поиску и разведке горизонтов и подсчёта запасов возможны, и связаны они с ошибочной корреляцией и подсчётом запасов горизонтов БП22 и Ю1 в скважине № 706Р, так как при корреляции в скважине № 706Р в 2D модели был установлен ВНК; отсюда следует, что по генетическим методам ГИС (ИК и ГЗ) в скважине № 706Р присутствуют углеводороды, которые в свою очередь увеличили извлекаемые запасы и минимизировали ошибку подсчёта запасов;
- по проекту бурения скважин:
ошибки по проекту бурения возможны при реализации проекта разработки варианта 13а, но для минимизации ошибок, связанных с задачами, решаемыми бурением при ГРП, была спроектирована конструкция типовой разведочной скважины № 1Р; следовательно, если данную запланированную скважину удастся довести до проектной глубины 2830 м безаварийно, то вариант разработки 13а следует проектировать с учётом типовой конструкции скважины № 1Р;
- по проекту разработки месторождения УВ:
ошибки по проекту разработки возможны, но для анализа данных ошибок необходимы дополнительные геологические данные, т.к. месторождение недо-разведано.

Литература:

1. Проект пробной эксплуатации Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – Ноябрьск : ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2008.
2. Проект пробной эксплуатации Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – Ноябрьск : ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2010.
3. Регламент скважинных исследований компании. – Москва, 2004. – Ч. I: Гидродинамические исследования скважин. – Ч. II: Промыслово-геофизические исследования скважин при контроле разработки месторождений нефти и газа.
4. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39-007-96. – М. : Минтопэнерго РФ, ВНИИнефть, 1996.
5. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности : РД 08-254-98. – М. : Госгортехнадзор России, 1998.
6. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений : РД 153-39.0-109-01. – Москва, 2002.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
8. 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.

9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород : учебное пособие. – Томск : Издательство Томского государственного университета, 2002. – 484 с.
13. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Поляков Е.Е., Ахияров А.В., Ермолкин В.Е., Сысоева Е.Н. Седиментолого-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов. – М. : ВНИИгеосистем, 2010. – 288 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. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. – Москва – Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
16. 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.
17. 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.
18. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М. : Издательство Недра, 1988. – 303 с.
19. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
20. Оценка перспектив доразведки и опытно-промышленной разработки эксплуатационных объектов Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78b5d53a89421316d26_0.html
21. Ахияров В.Х. Методика выделения продуктивных коллекторов по каротажу в глинистых полимиктовых отложениях : Сборник: Геолого-промысловые методы изучения полимиктовых коллекторов Западной Сибири. – Тюмень, 1980.
22. Брусилковский А.И., Нугаева А.Н. Эффективный подход к описанию свойств пластовых углеводородных систем при планировании разработки нефтяных и газонефтяных залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – № 7 (июль). – С. 50–54.
23. 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.
24. Корсунь В.В. Геологические модели ловушек нефти и газа осадочного чехла Западной Сибири : Сборник статей «Гидродинамика в подсчёте запасов». – Тюмень : ЗапСибБурНИПИ, 1992.
25. Корсунь В.В. Неантиклинальные ловушки нефти в песчаных телах нижней части неокома и верхней юры Ноябрьского региона в связи с палеогеоморфологической моделью строения Западно-Сибирской плиты / Материалы конференции «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998.
26. База данных. Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» / И.А. Пахлян, О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Б.А. Арустамов. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.

References:

1. Project of test operation of the Southern Udmurt oil field. – Noyabrsk : GEONATIONAL JSC Sibneft-NNG, 2008.
2. Project of test operation of the Southern Udmurt oil field. – Noyabrsk : GEONATIONAL JSC Sibneft-NNG, 2010.
3. Regulations of borehole researches of the company. – Moscow, 2004. – P. I: Hydrodynamic well surveys. – P. II: Trade geophysical surveys of wells at control of development of oil and gas fields.
4. Regulations of drawing up design technological documents for development of oil and gas-oil fields : RD 153-39-007-96. – М. : Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, All-Russian Research Institute oil, 1996.

5. The instruction on prevention of gas and oil manifestations and open fountains at construction and repair of wells in the oil and gas industry : RD 08-254-98. – M. : State mining inspection of Russia, 1998.
6. Methodical instructions on an integration and staging of performance of geophysical, hydrodynamic and geochemical researches of oil and oil and gas fields: RD 153-39.0-109-01. – Moscow, 2002.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Vyltsan I.A. Facies and formation of sedimentary breeds : manual. – Tomsk : Publishing house of the Tomsk state university, 2002. – 484 p.
13. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Polyakov E.E., Akhiyarov A.V., Ermolkin V.E., Sysoyeva E.N. Sedimentologo-fatsialnoye modeling by search, exploration and production of congestions of hydrocarbons. – M. : Vniigeosistem, 2010. – 288 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 : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
15. Petersilye V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodical recommendations about calculation of geological reserves of oil and gas by a volume method. – Moscow – Tver : VNIGNI, NPTs «Tvergeofizika», 2003. – 261 p.
16. 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.
17. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
18. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. Oil-and-gas complexes of the West Siberian basin. – M. : Publishing house Subsoil, 1988. – 303 p.
19. 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.
20. Assessment of prospects of additional exploration and trial development of operational objects of the Southern Udmurt oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78b5d53a89421316d26_0.html
21. Akhiyarov V.H. A method of allocation of productive collectors of logging in clay polymictic deposits : Collection: Geological field methods of studying of polymictic collectors of Western Siberia. – Tyumen, 1980.
22. Brusilovsky A.I., Nugayeva A.N. Effective approach to the description of properties of bedded hydrocarbonic systems when planning development of oil and gas-oil pools // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – M. : VNIIOENG, 2005. – No. 7 (July). – P. 50–54.
23. 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 oil Engineer magazine. – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 3. – P. 33–37.
24. Korsun V.V. Geological models of traps of oil and gas of a sedimentary cover of Western Siberia : Collection of the articles «Hydrodynamics in Calculation of Stocks». – Tyumen : ZapCibBurNIPI, 1992.
25. Korsun V.V. Not anticlinal traps of oil in sandy bodies of the lower part of a neocoma and top Yura of the November region in connection with paleogeomorfologicheskyy model of a structure of the West Siberian plate / conference Materials «Increase in level of production of oil on fields of JSC «Noyabrskneftegaz». – M. : JSC VNIIOENG, 1998.
26. Database. Electronic and methodical complex «Interpretation of Results of Hydrodynamic Researches» / I.A. Pakhlyan, O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, B.A. Arustamov. – Certificate on the state registration of the database No. 2015621693. Application No. 2015621108. Date of receipt on August 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on November 25, 2015.

УДК 553.541 + 622.354.1

ИЗУЧЕННОСТЬ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ГАЗОНОСНЫХ СЛАНЦЕВ

STUDY OF THE RESOURCES OF SHALE GAS AND GAS-BEARING SHALES

Кочергин Максим Александрович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
kochergin.m13@gmail.com

Аннотация. XXI век уже давно прогнозируется, как век истощения основной части традиционных запасов ископаемого топлива и наступает время разработки нетрадиционных ресурсов углеводородов. Нетрадиционные ресурсы углеводородов означают ту часть ресурсов нефти и газа, подготовка и освоение которых нуждаются в разработке новых методов и способов выявления, разведки, добычи, переработки и транспорта. К основным нетрадиционным ресурсам природного газа относятся сланцевый газ, метан угольных пластов, газ в плотных песчаниках и др. Благодаря прогрессу в технологиях разработки и эксплуатации, эти ранее неизвлекаемые запасы теперь становятся извлекаемыми. Добыча углеводородов из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности сланцев для высвобождения нефти и газа из порового пространства практически единственным приёмом является разрушение пласта с помощью гидравлического разрыва. При этом низкая проницаемость и насыщенность пласта вынуждает разрушать пласт многократно.

Ключевые слова: история изучения газоносных сланцев; происхождение сланцевого газа; ресурсный потенциал сланцев в мире; уникальные особенности газоносных сланцев; особенности залегания и миграции сланцевого газа; особенности геологического строения баженовской свиты; современный опыт разработки баженовской свиты.

Kochergin Maxim Alexandrovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
kochergin.m13@gmail.com

Annotation. The XXI century has long been predicted as the century of exhausting the bulk of traditional fossil fuel reserves and it is time to develop unconventional hydrocarbon resources. Unconventional hydrocarbon resources mean that part of the oil and gas resources, the preparation and development of which require the development of new methods and methods of identification, exploration, extraction, processing and transport. The main non-traditional resources of natural gas are shale gas, coal bed methane, gas in dense sandstones, etc. Thanks to the progress in development and operation technologies, these previously unrecoverable reserves are now recoverable. The extraction of hydrocarbons from shale deposits has specific features. Due to the high density and strength of the shale for the release of oil and gas from the pore space, practically the only method is the fracture of the formation by hydraulic fracturing. At the same time, low permeability and saturation of the layer forces the formation to break many times.

Keywords: history of the study of gas-bearing shales; origin of shale gas; resource potential of shale in the world; unique features of gas-bearing shales; features of occurrence and migration of shale gas; features of the geological structure of the Bazhenov formation; modern experience in the development of the Bazhenov formation.

История изучения газоносных сланцев

О содержании в широко распространённых по всему миру сланцевых породах известно давно, однако до недавнего времени разработка большинства из них считалась нерентабельной. В 1976 году Моргантауновский центр энергетических исследований США (лаборатория государственного Бюро горного дела) начал Восточный проект сланцевого газа. Задачей проекта было изучить возможности извлечения газа из сланцев и других нетрадиционных источников с целью ослабления нефтяной зависимости страны. В проекте приняли участие такие гиганты американской науки, как национальные лаборатории в Лос-Аламосе, Ливерморе, Лоуренсовская и Сандийская лаборатории, а также многие университеты и частные компании.

Министерство энергетики США совместно с другими федеральными агентствами как на уровне штатов, так и на уровне всей страны, в течение 30 лет щедро финансировало отработку технологии. Именно с её помощью в 1977 году в Колорадо впервые был произведён массовый гидроразрыв пласта для извлечения газа. Помимо прямых инвестиций в размере 100 млн долларов в 1970–1980-х годах, министерство методически способствовало развитию технологий, которые обеспечили сегодняшний уровень производства сланцевого газа. Отцом сланцевой революции по праву считают Джорджа Митчелла, который сделал принципиальное для разработки газоносных сланцев открытие, соединив технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) и горизонтального бурения. Основными направлениями финансирования при этом бы-

ли сама по себе технология горизонтального бурения, совершенствование буровой техники, использование многозонального гидроразрыва пласта (ГРП) и реагентов на водной основе, снижающих поверхностное натяжение, а также создание методик для построения трёхмерных карт на основании микросейсмических данных.

Экспериментальными исследованиями газоносных сланцев, совершенствованием технологий разработки и эксплуатации, численным моделированием и прогнозированием показателей разработки газоносных сланцев занимались многие крупные учёные. К основным вкладам этих учёных в области разработки газоносных сланцев можно отнести:

- выявлены уникальные особенности газоносных сланцев и особенности залегания и миграции газа в сланцах;
- созданы модели для расчёта кажущейся проницаемости газоносных сланцев и подсчёта запасов сланцевого газа;
- разработаны модели фильтрации вблизи трещины ГРП методом конечных элементов;
- выявлены факторы, влияющие на разрываемость газоносных сланцев;
- разработаны различные математические и гидродинамические модели для описания сланцев и прогнозирования показателей разработки;
- выявлены закономерности влияния некоторых геолого-промысловых факторов на продуктивность газоносных сланцев;
- разработаны методики оценки характеристик месторождений и прогноза добычи и др.

В 1986 году впервые и опять же за государственный счёт был произведён успешный множественный гидроразрыв пласта. Даже сами американские энергетики отмечают, что без официальной поддержки правительства и вложений бюджетных средств этой технологии не было бы вообще, и не было бы сейчас на рынке США газа из сланцев. А чтобы активизировать работу по разработке сланцевых месторождений, были розданы десятки тысяч акров федеральных земель, введены налоговые льготы для фирм и компаний-разработчиков. Так, в соответствии со Статьей 29 Закона США о налогообложении сверхприбыли сырой нефти «Нетрадиционные виды топлива» производители газа из нетрадиционных источников с 1980 по 2002 г. получали льготы в размере около 18 долл./тыс. м³. За этот период добыча нетрадиционного газа выросла в четыре раза.

Всё это сделало добычу сланцевого газа в США привлекательным бизнесом. Сегодня добычей сланцевого газа занимается настолько много компаний, что даже в Америке никто не может назвать их точное количество. Они добывают газ из сланцев на значительной части территории США. Благодаря прогрессу в технологиях разработки и содействию в экономическом плане со стороны государства, производство сланцевого газа в США резко увеличивалось в последние годы (рис. 1). В 2014 году годовая добыча сланцевого газа в США достигла 381 млрд. м³, данная цифра в 100 раз больше годового производства сланцевого газа в 2007 году.



Рисунок 1 – Производство сланцевого газа в США (1979–2014 гг.)

Происхождение сланцевого газа

Под «сланцевым газом» понимается природный газ, диспергированный в низкопроницаемых горючих сланцах, т.е. газ, генерированный на соответствующих этапах преобразования органического вещества.

Газ, выделяемый из богатых органическим веществом сланцев, может быть биогенного и термогенного происхождения, а также смешанного или гибридного происхождения. Это зависит в основном от термической зрелости органического вещества сланцев. Термогенный газ генерируется из зрелых сланцев термогенным способом, т.е. при расщеплении (крекинге) органического вещества или вторичном крекинге (расщеплении) нефти; а биогенный газ выделяется из менее зрелых сланцев в результате биологического разложения (рис. 2).

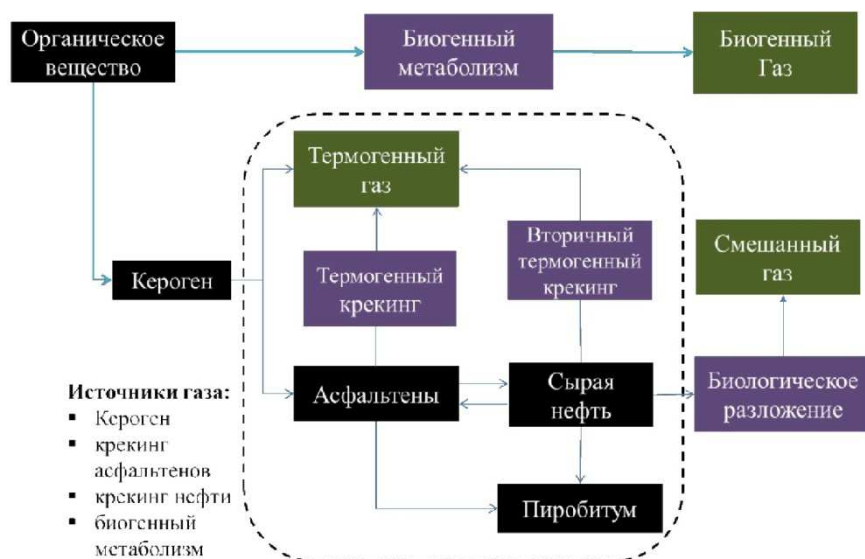


Рисунок 2 – Схематическая диаграмма происхождения сланцевого газа

Термическая зрелость органического вещества напрямую влияет на газоносность сланцев. Чем выше степень термической зрелости, тем благоприятнее для газового накопления и сбора. При прочих равных условиях более зрелое органическое вещество способно генерировать больше геологических ресурсов углеводородов, чем менее зрелое органическое вещество.

В результате дебит скважин, пробуренных в термогенных сланцах с высокой зрелостью, всегда выше дебита скважин, пробуренных в термогенных сланцах с низкой зрелостью или в биогенных сланцах.

Ресурсный потенциал сланцевого газа и нефти в мире

До настоящего времени достоверные и общепризнанные данные о мировых геологических ресурсах и разведанных запасах сланцевого газа и нефти отсутствуют, но по всемирным оценкам ресурсы сланцевого газа и нефти в недрах земли огромны.

По состоянию на конец 2013 года, международное энергетическое агентство (МЭА) произвело оценку ресурсов технически извлекаемых нетрадиционных запасов УВ в мире, включая сланцевый газ и нефть (рис. 3; табл. 1 и 2).

Нетрадиционные ресурсы углеводородов содержатся в коллекторах нетрадиционного геологического строения, наиболее яркими их представителями являются баженовская свита России, месторождения Баккен, Барнетт в США и другие сланцевые залежи мира.

Если же для коллекторов трудноизвлекаемых запасов, в том числе и для низкопроницаемых, структурный фактор играет значительную роль в формировании залежи, то для коллекторов нетрадиционных запасов он не важен. Главный фактор в этом случае – наличие нефтегазоматеринских глинистых пород, способных генерировать углеводороды из органического вещества (керогена). Данные породы выступают флюидопором для уже преобразованных битума, нефти и газа в региональном масштабе.

СПУСТЯ 20 ЛЕТ ПОСЛЕ ТОГО КАК ТЕХАССКИЙ НЕФТЕГАЗО-РАЗВЕДЧИК ДЖОРДЖ МИТЧЕЛЛ ПРОИЗВЕЛ ГИДРОРАЗРЫВ СЛАНЦЕВЫХ ПЛАСТОВ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ СОРЕВНЮЮТСЯ ЗА ДОСТУП К СЛАНЦЕВЫМ ЗАПАСАМ ПО ВСЕМУ МИРУ

ТОП запасов сланц. нефти* (млрд. баррелей)			ТОП запасов сланц. газа* (трлн. куб. футов)		
1	Россия	75	1	Китай	1,115
2	США	58	2	Аргентина	802
3	Китай	32	3	Алжир	707
4	Аргентина	27	4	США	665
5	Ливия	26	5	Канада	573

■ СЛАНЦЕВЫЕ ФОРМАЦИИ, СОДЕРЖАЩИЕ НЕФТЬ И ГАЗ, ПО СОСТОЯНИЮ НА МАЙ 2013

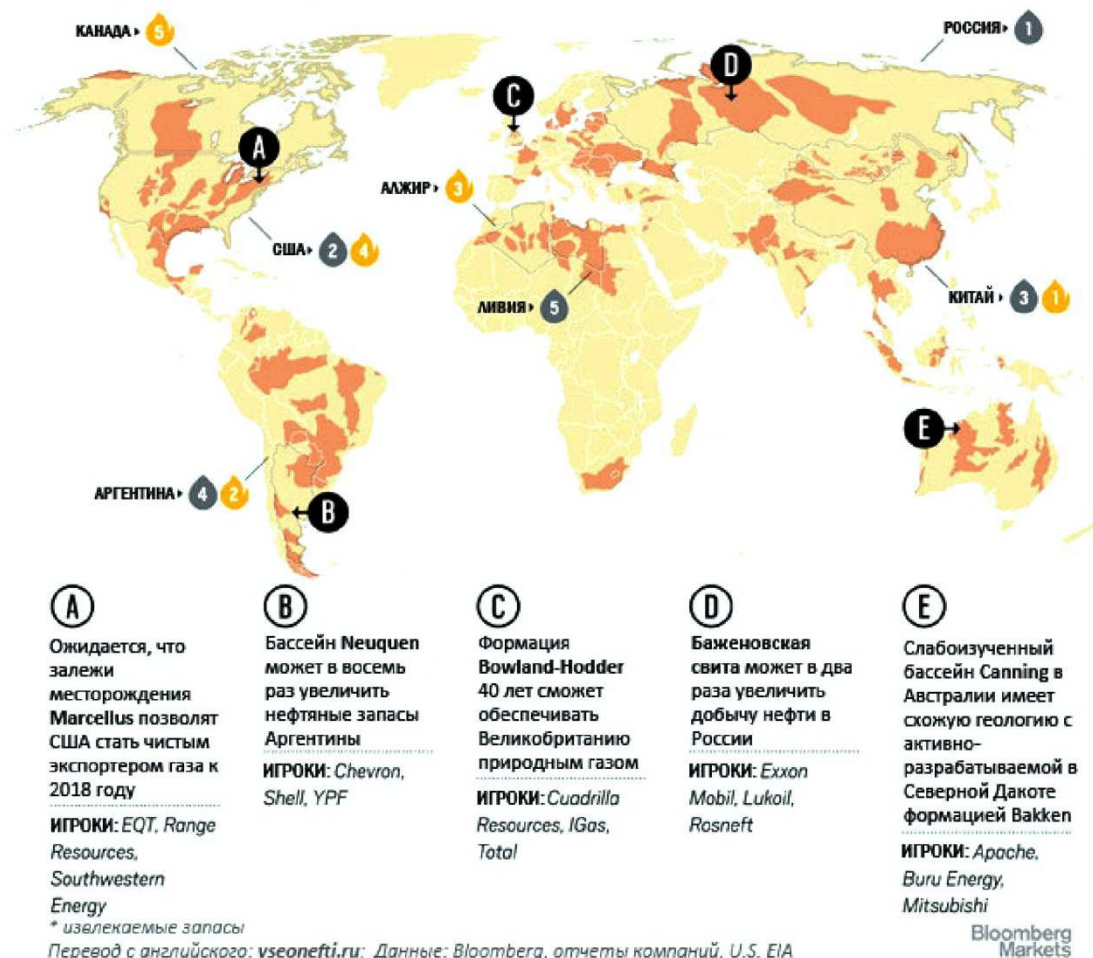


Рисунок 3 – Распределение сланцевых запасов

Таблица 1 – Распределение запасов сланцевого газа

Страна	Запасы сланцевого газа, млрд м ³	% к общему объёму
Китай	30 105	15 %
Аргентина	21 654	11 %
Алжир	19 089	10 %
США	17 955	9 %
Канада	15 471	8 %
Мексика	14 715	7 %
Австралия	11 799	6 %
ЮАР	10 530	5 %
Россия	7 695	4 %
Бразилия	6 615	3 %
Остальной мир	41 445	21 %
Весь мир	197 073	100 %

Таблица 2 – Распределение запасов сланцевой нефти

Страна	Запасы сланцевой нефти, млн тонн	% к общему объёму
Россия	10 230	22 %
США	7911	17 %
Китай	4365	9 %
Аргентина	3683	8 %
Ливия	3546	8 %
Венесуэла	1773	4 %
Мексика	1773	4 %
Пакистан	1228	3 %
Канада	1228	3 %
Индонезия	1091	2 %
Остальной мир	10 230	22 %
Весь мир	47 058	100 %

Однако неоднократно были зарегистрированы случаи миграции нефти в выше- и нижезалегающие низкопроницаемые пласты более традиционных геологических строений (ачимовская, абалакская, тюменская и другие свиты) по структурным нарушениям. Эти нарушения, скорее всего, являются результатом неотектонических процессов. Если рассматривать пустотное пространство, то в случае с низкопроницаемыми залежами оно по большей части представлено поровым объёмом с высокой открытой ёмкостью, а у нетрадиционных – это целая смесь, начиная от трещин и заканчивая нанопустотами с неравномерным распределением эффективного ёмкостного пространства. Всё это очень сильно осложняет понимание и возможность оценки гидродинамических параметров залежи. Поэтому оценить начальные геологические запасы по общепринятым методам не представляется возможным. Необходимо дополнительно учитывать условия осадконакопления, процент и степень зрелости органического вещества, а также другие характеристики, степень влияния которых пока плохо изучена. Если говорить о подсчёте начальных извлекаемых запасов, то здесь также необходим абсолютно иной подход, учитывающий степень тектонических деформаций, степень естественной трещиноватости, наличие подвижных углеводородов, геомеханические свойства и пр. Дополнительно к отличиям между рассматриваемыми типами коллекторов можно отнести возможность искусственной генерации углеводородов из керогена, наличие которого в низкопроницаемых коллекторах никогда не наблюдалось.

Большое количество дискуссий в последние годы было посвящено вопросу наличия аналогов баженовской свиты в мире. В первую очередь её пытались сравнивать с американскими сланцевыми месторождениями. Сравнив баженовскую свиту с несколькими сланцевыми месторождениями США (Баккен, Барнетт, Маркеллус, Вудфорд) по ряду параметров (возраст, тектонический тип бассейна, литологии, термальная зрелость керогена, пористость и др.), можно сделать выводы, что аналогов нет.

Итак, строение нетрадиционных коллекторов баженовской свиты отличается от низкопроницаемых коллекторов трудноизвлекаемых запасов, также баженовская свита не является прямым аналогом североамериканских сланцев. Несмотря на это, необходимо учитывать опыт разработки низкопроницаемых коллекторов, вытекающий из особенностей их геологического строения, поскольку и для баженовской свиты характерна низкая проницаемость продуктивных интервалов.

Уникальные особенности газоносных сланцев

Сланцы – плотно упакованные, тонкозернистые, обломочные осадочные породы, обладающие средним размером зерна менее 0,0625 мм. Эти породы практически непроницаемы для газа и имеют плитчатую структуру. Таким образом, сланцевый газ не может скапливаться в больших объёмах, он заперт в микротрещинах пород с очень низкими фильтрационными свойствами в отличие от традиционного природного газа.

В отличие от обычных глинистых сланцев, горючие сланцы содержат органическое вещество – кероген, похожий на уголь. Содержание и зрелость керогена являются

качественными показателями сланцев. К наиболее термически зрелым сланцам относят отложения «сухого газа» с керогеном типа III; менее термически зрелые сланцы относятся ко II типу (при добыче газ поступает с примесями конденсата). Менее зрелые сланцы с керогеном типа I являются нефтеносными, т.е. содержащими нефть в сланцевых отложениях. С учётом критериев термической зрелости большинство объектов поисково-разведочных работ на сланцевый газ сосредоточено в отложениях, чей геологический возраст начинается от ордовика и заканчивается концом пенсильванского периода (верхнего карбона).

Сланцевые толщи сильно отличаются от традиционных коллекторов нефти и газа, они обладают уникальными стратиграфическими характеристиками и фильтрационными свойствами. К существенным отличиям относятся:

- сланцы выступают одновременно и материнской породой, в которой происходит образование газа, и породой-коллектором, являющейся резервуаром для сланцевого газа;
- сланцы состоят из ультрасплошной матрицы и системы естественных трещин (матрица сланцев представляет собой плотные осадочные породы и имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства, газ почти не может мигрировать внутри матрицы; естественные трещины являются главными каналами миграции газа);
- пути залегания газа в сланцах также разнообразны и сложны;
- наноразмерная поровая структура (в газоносных сланцах широко развиты наноразмерные поры; особенная поровая структура предопределяет особенность фильтрации газа в сланцевых поровых пространствах) (рис. 4).

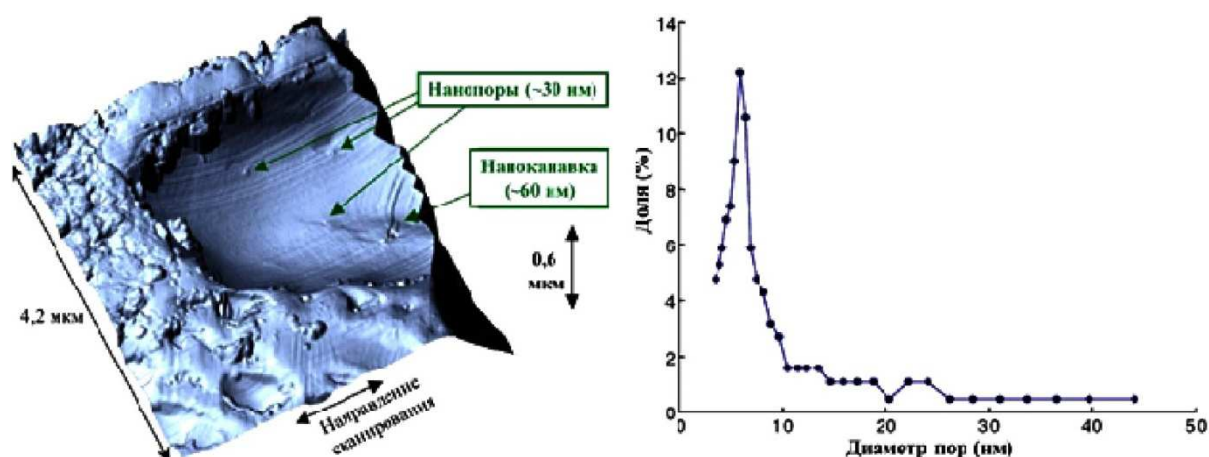


Рисунок 4 – Наноразмерные поры в сланцах и распределение размеров пор в сланцах Барнетт

Особенности залегания и миграции сланцевого газа в сланцевых толщах

Приток газа в плотных сланцевых толщах представляет собой многоплановый процесс, включающий десорбцию, диффузию и фильтрацию, не подчиняющуюся закону Дарси. И, соответственно, при освоении ресурсов сланцевого газа, как правило, работают четыре механизма (этапа) добычи (рис. 5):

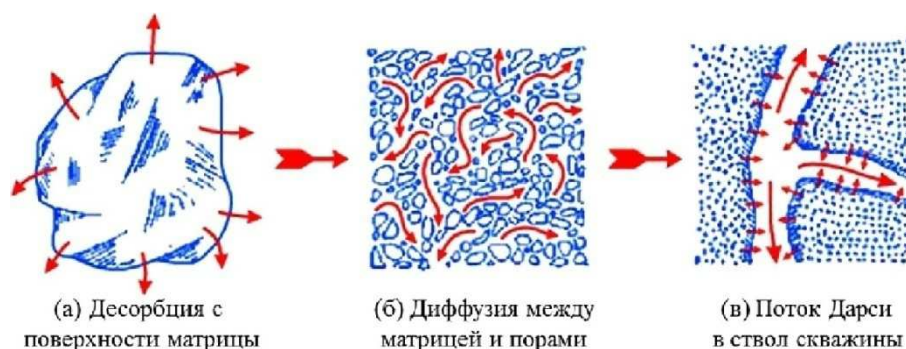


Рисунок 5 – Механизм формирования притока сланцевого газа

1. Приток свободного газа (извлечение свободного газа приводит к снижению пластового давления, вследствие чего адсорбированный газ начинает десорбировать).
2. Приток газа за счёт десорбции (рис. 5 а).
3. Приток газа за счёт диффузии (рис. 5 б).
4. Фильтрация газа из трещин в скважину (рис. 5 в).

Особенности геологического строения нетрадиционных коллекторов баженовской свиты

Вопреки тому, что отложения баженовской свиты с 60-х годов прошлого века рассматривались только как нефтегазоматеринские породы и к породам-коллекторам не относились и даже рассматривались как флюидоупор нефтегазонасыщенных комплексов, их продуктивность установлена на многих месторождениях. В настоящее время такие породы относят к нетрадиционным трещинным коллекторам, которые распространены не только в Западной Сибири в виде баженовской свиты и её аналогов, но и широко известны в других нефтегазоносных бассейнах.

Несмотря на полученные многочисленные притоки нефти из отложений баженовской свиты, освоение этого уникального объекта находится на начальной стадии. До сих пор плохо изучены закономерности распространения залежей и их строение. Кроме того, отсутствуют надёжные методы опробования пласта, что в ряде случаев приводит к отрицательному результату при испытании нефтенасыщенных участков свиты.

Оценкой перспектив поиска и разработки нетрадиционных породколлекторов в баженовской свите специалисты начали заниматься ещё в начале 80-х годов. В настоящее время интерес к баженовской свите только продолжает расти.

Впервые баженовскую свиту выделил Гурари Ф.Г. и заключил её в состав марьяновской свиты, высказав предположение о возможной насыщенности свиты нефтью. Также изначально считалось, что литология и разрез свиты характеризуются своей однородностью, но в наше время выделяют баженовскую, тутлеймскую и мулымьинскую свиты. Эти три свиты имеют некоторые отличия между собой по литологии и стратиграфии.

Битуминозные преимущественно глинистые отложения баженовской свиты и её аналоги занимают внутреннюю депрессионную зону Западно-Сибирской плиты и распространены на территории более 1 млн км² (рис. 6).

Кровля отложений баженовской свиты вскрыта на глубинах от 2100 до 3400 м. Глубина залегания кровли увеличивается к осевой зоне Мансийской синеклизы и на севере Западно-Сибирской плиты. Наиболее резкое изменение глубин от 2400 до 2700 м происходит в западной и северной частях Нижневартовского свода.

Мощность отложений баженовской свиты на большей части площади её распространения довольно стабильна и изменяется от 15 до 30 м. Увеличение мощности до 50–95 м отмечается на севере плиты в пределах Надымской и Танловской впадин и западного борта Уренгойско-Пуровского желоба. Наименьшие мощности (до 5 м) наблюдаются на отдельных локальных поднятиях Сургутского, Нижневартовского, Каймысовского сводов, Александровского и Демьянского мегавалов. Можно встретить и наличие аномальных разрезов (до 110 м), например, в разрезе Северо-Конитлоского месторождения. Появление таких высоких значений толщин баженовской свиты в литературе, скорее всего, вызваны условностью проведения её границ из-за нечёткого контакта с другими глинистыми свитами (мегионская, ачимовская и др.).

До недавнего времени считалось, что не существует методов прогнозирования коллекторов в баженовских отложениях. На сегодняшний день всё больше авторов в своих публикациях сообщают об определённых успехах в этом направлении. Так, например, появились публикации, посвящённые изучению строения и нефтегазоносности пограничных отложений мела и юры Юганского Приобья, в которых появление резервуара в баженовской свите объясняется наличием ограничивающих её сверху абалакскими аргиллитами, а снизу подачимовскими отложениями. Делаются выводы про экраны из нефтематеринских пород и показывается возможность формирования как простых структурных ловушек, так и сложных тектонически и литологически экранированных в ачимовско-баженовском комплексе (рис. 7). При анализе керна песчано-алевролитовых пластов отмечается наличие зон трещиноватости, дробление отдель-

ных слоёв, инъекционное продавливание одного типа пород в другой, но в тоже время радиоактивные битуминозные глины имеют выдержанную тонкослоистую структуру вне аномального разреза. Нефтенасыщенные эффективные толщины составляют от 8,4 до 18,2 м, проницаемость – $(0,5-40) \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость – 14,8–18,8 % по данным геофизических исследований скважин.

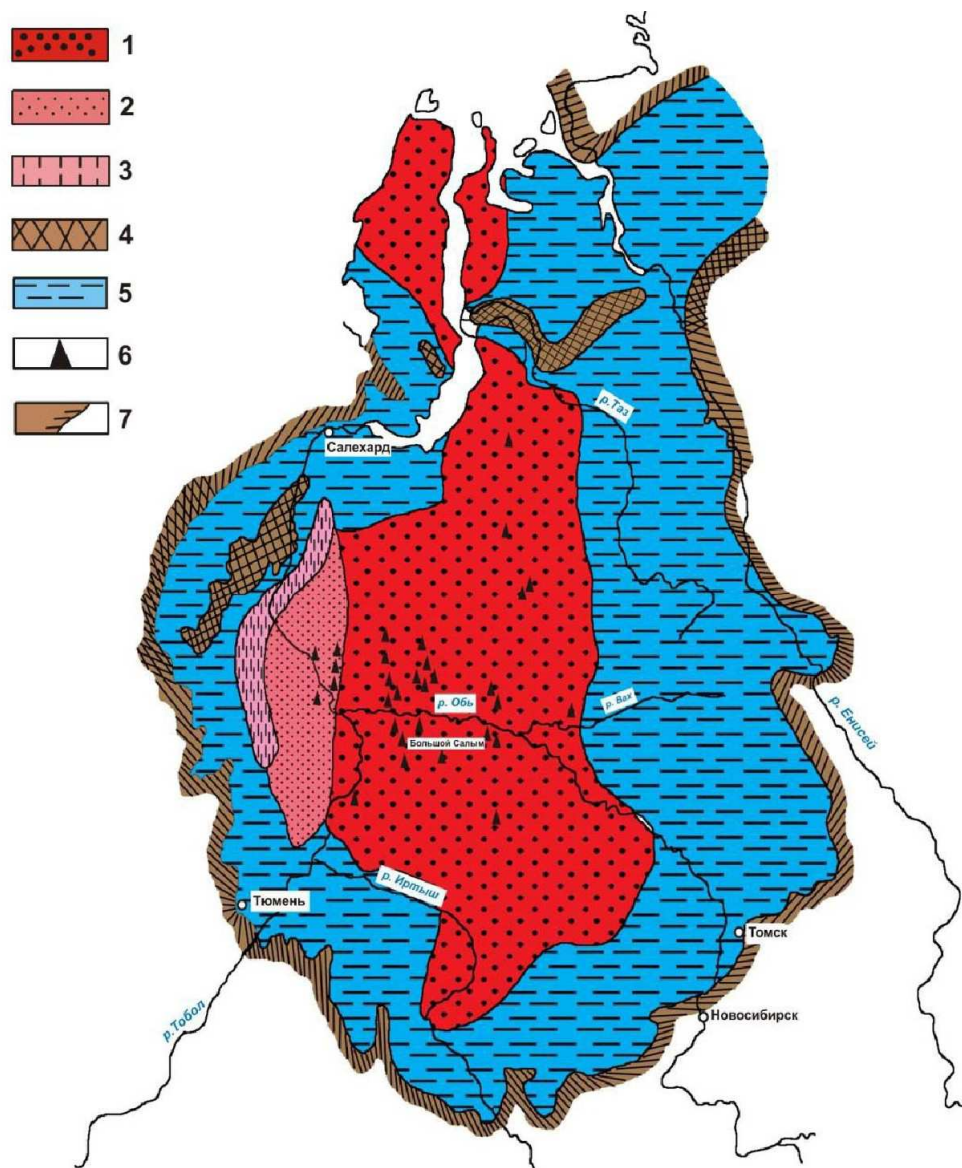


Рисунок 6 – Распространение битуминозных глинистых пород в Западной Сибири:
 1 – баженовская свита; 2 – тутлеймская свита; 3 – шаимская и игримская свиты;
 4 – участки отсутствия титон-нижнеготеривских отложений;
 5 – сероцветные аналоги титон-нижнеготеривских пород;
 6 – основные залежи нефти в битуминозных породах;
 7 – граница Западно-Сибирской мезо-кайнозойской нефтегазоносной провинции

Опираясь на многолетний накопленный опыт и подключая современные приборы и технологии для исследования в скважинах и изучения керн, геологи довольно точно выделяют ловушки УВ в сложнопостроенных залежах баженовской свиты. Однако не все из них оказываются продуктивными в промышленных масштабах, по-прежнему остаётся открытым вопрос оценки характера нефтеносности. Существует мнение, что виной низкому или отсутствующему дебиту является отсутствие качественных технологий вскрытия пласта.

На основе обширного количества лабораторных анализов специалисты МГУ выявили вторичные коллектора в пласте Ю₀ (порово-микрокавернозные, микропоро-

вые и трещино-каверновые) со следующими литотипами: кремнисто-глинистые породы, карбонатные породы «корреляционного слоя», глинистые силициты, силициты, карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные низкоглинистые породы, апорадиоляриевые карбонаты, карбонатно-глинистые силициты с переменным содержанием компонентов, кероген-кремнисто-глинистые породы.

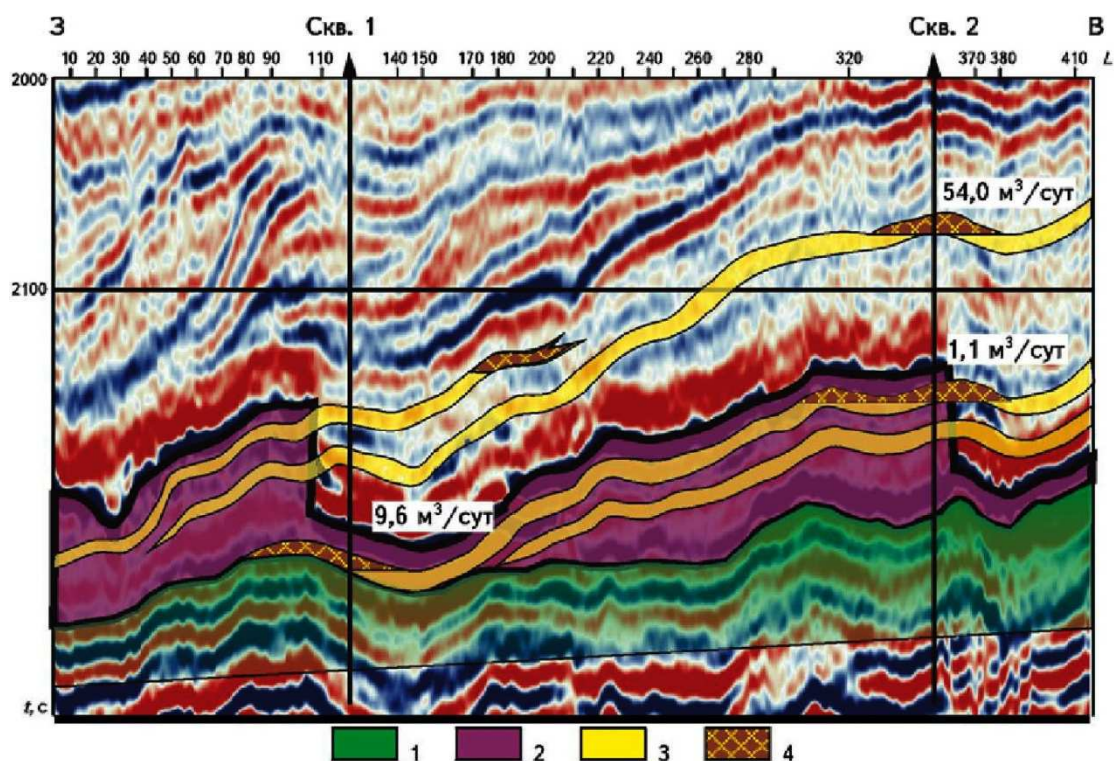


Рисунок 7 – Обобщённая закономерность распределения залежей нефти в ачимовско-баженовском комплексе отложений:
1 – георгиевская и васюганская свиты; 2 – зона развития баженовской свиты;
3 – ачимовские пласты; 4 – залежи нефти

Петрографические анализы керна показывают, что баженовской свите характерны следующие основные компоненты с количественным соотношением между ними: сапропелевое органическое вещество (22,5 %), глинистый (29,5 %) и алевролитовый материал (5 %), аутигенный, преимущественно органогенный кремнезём (29,5 %), доломит (7,5 %), кальцит (3,5 %) и пирит (2,5 %).

В результате анализа данных литологического состава баженовской свиты выделяются четыре основных литотипа, характеризующие баженовскую свиту:

1. Глинисто-кремнистые породы, обогащённые органическим веществом (ОВ), – слагают основную часть баженовской свиты (около 65 %). Тонкослоистые породы, сложенные биогенным кремнезёмом (до 50 %), глинами (до 30 %), остатками организмов с карбонатным скелетом (до 10 %): пористость пород колеблется в пределах от 6 до 8 %, а значения проницаемости составляют менее 0,01 мД.

2. Карбонатно-кремнистые породы, также обогащённые ОВ, – составляют около 15 % баженовской свиты. Это тонкослоистые породы, сложенные биогенным кремнезёмом (до 30 %), остатками кокколитофорид (до 25 %) и глинами (до 10 %). Породы этого литотипа характеризуются теми же значениями пористости и проницаемости, что и предыдущие.

3. Радиолариты – составляют около 15 % баженовской свиты. Породы, сложенные остатками радиоларий (до 90 %), с незначительной примесью глин (до 5 %). Породы могут быть по составу кремнистыми или замещёнными кальцитом и доломитом. Радиолариты характеризуются наибольшими значениями пористости (до 15 %) и проницаемости (может быть больше 1–5 мД) в объёме баженовской свиты.

4. Доломиты – составляют не более 5 % баженовской свиты. Породы, сложенные перекристаллизованным доломитом. В изученных скважинах пористость пород составляет до 6 %, проницаемость – менее 0,01 мД.

Следует отметить, что карбонатные породы, обладающие каверновой ёмкостью, тяготеют к подошвенной части (зона контакта с абалаком), кремнистые разности чаще всего встречаются в средней части баженовской свиты. Распределение остальных типов коллекторов по разрезу менее закономерно. В кровле свиты преобладает глинистая составляющая с увеличенным содержанием органического вещества (керогена).

Анализ связи распределения продуктивности с литолого-фациальной зональностью баженовской свиты показывает вторичность этого фактора в локальном плане, поскольку выделенные фациальные зоны имеют значительно большие площади, чем намечающиеся участки высокой продуктивности. Как правило, наиболее высокие дебиты отмечаются в скважинах, расположенных в зонах развития карбонатных пород, что связано, по-видимому, с развитием кавернозных коллекторов. С другой стороны, участки с повышенным содержанием в породах органического вещества, коррелирующие с их естественной радиоактивностью, менее продуктивны, что определяется, вероятно, повышенной пластичностью пород и их меньшей подверженностью к формированию трещинной ёмкости.

Таким образом, ключевым моментом в изучении отложений баженовской свиты является комплексный подход к исследованиям, при котором результаты, полученные разными методами, увязываются между собой и выстраиваются в единую картину, отражающую различные свойства объекта. Это позволяет достоверно и обоснованно разделить разрез толщи на продуктивные и непродуктивные отложения, локализовать коллекторы в разрезе, выявить отличия свойств коллекторов от неколлекторов. Эта информация необходима при постановке задачи для проведения сейсмического прогноза свойств свиты в межскважинном пространстве. Чем представлен коллектор в отложениях баженовской свиты и каков его генезис – до сих пор является дискуссионным вопросом. Отчасти это связано с тем, что баженовская свита на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна неоднородна, её состав и строение меняются в зависимости от условий осадконакопления и произошедших в толще постседиментационных преобразований, свой отпечаток накладывает также история тектонического развития территории, наличие тепловых аномалий и многое другое. Поэтому в каждом районе и на каждом месторождении очень важно выявлять индивидуальные особенности отложений баженовской свиты. Ведь именно от литологического состава и генезиса коллектора, его отличий от вмещающих пород зависит выбор методики и направленности геологоразведочных работ, а позднее – и разработки залежей углеводородов.

Современный опыт разработки баженовской свиты

На сегодняшний день в опытно-промышленной эксплуатации баженовской свиты участвует всего несколько отечественных компаний, в их число входят «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл» и «Газпром нефть», как в совместных проектах («Салым Петролеум Девелопмент Н.В. (СПД)»), так и в своих собственных.

Одной из основных причин, из-за которой многие компании отказываются от разработки баженовской свиты, является получение нестабильных притоков нефти в промышленных масштабах. Сомнения специалистов небезосновательны – по результатам бурения на Салымском месторождении ещё в советские времена около 30 % скважин баженовской свиты оказались «сухими». Постепенно выявилась и главная проблема – низкий КИН. В настоящее время для пласта Ю₀ баженовской свиты Салымского месторождения он составляет около 7 %. Что касается других компаний, то в компании «Сургутнефтегаз» на протяжении 30 лет было пробурено более 600 скважин, вскрывших баженовскую свиту. По результатам работ притоки нефти получены только в 63 % скважин (максимальные объёмы составляли до 300 тонн в сутки). По данным на май 2011 года, из баженовской свиты компания добыла свыше 1,2 млн тонн нефти, а за всё время эксплуатации планируется добыть более 5 млн. тонн.

Поскольку так и не найдено эффективной технологии вскрытия баженовских пластов, компании продолжают делать попытки в поиске таковой. Одним из примеров могут служить данные по Ульяновскому месторождению, которое разрабатывает компания «Сургутнефтегаз». По представленным материалам в открытом доступе на месторождении пробурено 6 скважин на объект Ю₀, из них 5 добывающих с горизонталь-

ным стволом и открытым забоем, 1 – поисковая. Пласт вскрывался с использованием биополимерного бурового раствора на минимальной репрессии. Из-за несовершенства выбранной технологии с использованием установки «непрерывная труба» полностью вскрыть залежь удалось только двумя скважинами. Это было не единственной проблемой, вскоре во время эксплуатации незакрепленные части горизонтальных стволов обрушились. Проведение операции ГРП в обрушенных стволах не дало никакого эффекта, а в обсаженных щелевым фильтром оказалось малоэффективным. Лучшую эффективность показали операции по углублению, ответвлению и бурению новых горизонтальных стволов, но и в них произошло обрушение ствола.

Обрушение пород в горизонтальных скважинах с открытым забоем также отмечается на Западно-Сахалинском месторождении. С целью повышения эффективности работы на этих скважинах пробурены наклонно-направленные боковые стволы. Также на данном объекте присутствуют ГС с использованием щелевых хвостовиков на забое и наклонная скважина с протяжённостью ствола порядка 70 метров по продуктивному пласту. Во всех скважинах проведены операции по гидравлическому разрыву пласта. Данное мероприятие не отличается высокой эффективностью. Только лишь в одной скважине получен высокий дебит (112 тонн/сут.), который вызван попаданием в высокопродуктивную зону с развитой системой естественных трещин. В первый год работы всех скважин дебит снижался на 10–50 %.

Наибольшее количество накопленной добычи (около 1,4 млн тонн) из Западно-Сибирских месторождений, на которых ведётся разработка баженовской свиты компанией «Сургутнефтегаз», приходится на Ай-Пимское. Добыча нефти ведётся с использованием горизонтальных скважин, многозабойных горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Как и в случае с предыдущими двумя месторождениями, анализ разработки показывает, что получение высоких дебитов на некоторых скважинах связано не с технологией вскрытия, а с попаданием в высокопродуктивные зоны с развитой сетью трещин и наличием АВПД. Отмечается, что специалисты компании считают перспективными направлениями в разработке баженовской свиты технологии:

- 1) прогноза каверно-трещинных зон;
- 2) заложения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и слабосцементированных участков продуктивных интервалов;
- 3) освоения и интенсификации притока нефти;
- 4) создания регулируемого образования обширной сети трещин;
- 5) ГРП с исключением выхода трещин за пределы пласта и кольматации природных трещин рабочим агентом.

Дочернее предприятие компании «Лукойл» активно занимается опытно-промышленной разработкой баженовской свиты на Средне-Назымском месторождении с 2007 года. С этого же года скважины стали эксплуатировать с применением электроцентробежных насосов. Накопленная добыча за 2012 год на месторождении составила 56,9 тыс. тонн нефти. Причём 35,7 % из них было добыто за счёт применения мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН). Также на месторождении тестируется термогазовый способ разработки залежей баженовской свиты.

«Классический» подход к разработке низкопроницаемых коллекторов заключался в повышении эффективности систем заводнения с использованием наклонно-направленных скважин. Данный вариант разработки не может быть реализован на баженовской свите, т.к. вскрывающие её скважины характеризуются отсутствием гидродинамической связи между собой. Тем не менее, из описанного опыта разработки интерес представляют горизонтальные скважины, гидроразрыв продуктивного пласта и применение системных обработок призабойной зоны пласта.

Исходя из анализа опыта разработки баженовской свиты, можно сделать вывод, что на сегодняшний день пробурено большое количество скважин, но по-прежнему остаются открытыми вопросы, касающиеся оптимальной конструкции скважин, технологий вскрытия и освоения пласта.

Современные тенденции заключаются в переходе к совершенно новым системам разработки с использованием горизонтальных скважин и гидравлического разрыва

пласта, комбинировании и последовательном применении нескольких технологий, направленных на повышение продуктивности нефтеотдающих пластов. Перспективным направлением являются предварительные обработки призабойной зоны пласта с целью повышения эффективности технологий интенсификации притока нефти из низкопроницаемых зон в уже пробуренных скважинах.

Литература:

1. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС₀ Салымского месторождения / Материалы VII Всероссийской конференции: «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 203–206.
2. Арутюнов Т.В. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 43–47.
3. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 4. – С. 39–51.
4. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮС₀) / Материалы II Всероссийской научно-практической конференции: «Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития» (19 января 2015 года). – Ростов-на-Дону : Профпресс, 2015. – С. 40–52.
5. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений / сборник статей Международной научно-практической конференции: «Фундаментальные проблемы науки» (23 января 2015 года). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САИНС, 2015. – С. 126–135.
6. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 3. – С. 266–271.
7. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 1. – С. 42–47.
8. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2015. – № 1. – С. 28–46.
9. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений / Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией: «Проблемы геологии и освоения недр» (6–10 апреля 2015 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Т. II. – С. 385–387.
10. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4. – С. 72–76.
11. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород / XIII Международная научно-практическая конференция: «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29–30 апреля 2015 года) // Ежемесячный научный журнал № 4 (13) / 2015. – Москва : Евразийский союз учёных, 2015. – Ч. 11. – С. 103–109.
12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных: «Новые технологии – нефтегазовому региону» (19–20 мая 2015 года). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 49–52.
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospettive di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 18–21.
15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы: «Фундаментальные и прикладные проблемы науки». – М. : РАН, 2015. – Т. 2. – С. 88–100.
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. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 25–28.
18. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию / Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: «Проблемы геологии и освоения недр» (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 68–70.
19. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Постановка задачи экспериментальных исследований глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2 (66). – С. 3–10.
20. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 38–41.
21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 34–39.
22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16»: «Технические и технологические системы» (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. 253–261.
23. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ применения технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском нефтяном месторождении / Материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17»: «Технические и технологические системы» (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. 217–230.
24. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование удельной поверхности сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4 (72). – С. 62–78.
25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Методология оценки запасов сланцевого газа / сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института: «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (09–10 февраля 2018 г.). – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ». – 2018. – Секция 3: «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа». – С. 127–129.
26. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 1 (73). – С. 3–12.

References:

1. Arutyunov T.V., Pozdnyak A.N., Savenok O.V. The prospects of development of slate oil on the example of YuS_0 layer of the Salym field / Materials VII of the All-Russian conference: «Problems of development of fields of hydrocarbonic and ore useful minerals» (on October 28–31, 2014). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2014. – P. 203–206.
2. Arutyunov T.V., Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies of industrial development of fields of hydrocarbons of slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 3. – P. 43–47.
3. Arutyunov T.V., Savenok O.V. A state, tendencies and the prospects of development of reserves of hydrocarbons from slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 4. – P. 39–51.
4. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Features of development of the Salym oil field (on the example of YuS_0 layer) / Materials II of the All-Russian scientific and practical conference: «Basic and applied researches in Russia: problems and prospects of development» (on January 19, 2015). – Rostov-on-Don: Professional press, 2015. – P. 40–52.
5. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects of development of fields of slate deposits / collection of articles of the International scientific and practical conference: «Fundamental problems of science» (on January 23, 2015). – Ufa : RIO MTsII OMEGA SAYNS, 2015. – P. 126–135.
6. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V., Mollayev Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – 2015. – No. 3. – P. 266–271.
7. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds // oil Engineer. – 2015. – No. 1. – P. 42–47.

8. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Research of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2015. – No. 1. – P. 28–46.
9. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of a structure of fields of slate deposits / Works of the XIX International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 70-year anniversary of the Victory of the Soviet people over fascist Germany: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 6-10, 2015). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2015. – T. II. – P. 385–387.
10. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – No. 4. – P. 72–76.
11. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of modeling of steam structure of slate breeds / XIII International scientific and practical conference: «Modern concepts of scientific research» (Russia, Moscow, on April 29–30, 2015) // Monthly scientific magazine No. 4 (13)/2015. – Moscow : Euroasian union of scientists, 2015. – Part 11. – P. 103-109..
12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Life cycle of an innovative product – slate gas / materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists: «New technologies – to the oil and gas region» (on May 19–20, 2015). – Tyumen : TSOGU, 2015. – T. 1. – P. 49–52.
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospettive di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Modeling of clay breeds with kollomorfný silicon dioxide // the oil Engineer. – 2015. – No. 2. – P. 18–21.
15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Assessment of parameters of pore space of clay breeds for the purpose of modeling of steam structure of slate deposits // Materials of the X International symposium devoted to the 70 anniversary of the Victory: «Fundamental and applied problems of science». – M. : RAS, 2015. – T. 2. – P. 88–100.
16. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // Environment protection in an oil and gas complex. –2015. – No. 9. – P. 39–42.
17. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of methodology of preparation of examples of clay and siliceous breeds taking into account factors of heterogeneity and uncertainty // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – No. 10. – P. 25–28.
18. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of extraction of slate gas and influence on Ecology / Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – T. II. – P. 68–70.
19. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Problem definition of pilot studies of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2016. – No. 2 (66). – P. 3–10.
20. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Pilot studies of clay and siliceous slate breeds from the point of view of ability of creation of new surfaces // the Scientific and technical bulletin of JSC Rosneft. – 2016. – No. 2. – P. 38–41.
21. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Theoretical research of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // oil Engineer. – 2016. – No. 3. – P. 34–39.
22. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference: «Technical and technological systems» (on November 24–26, 2016); FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – P. 253–261.
23. Arutyunov T.V., Savenok O.V. The analysis of use of technology of thermogas influence on the Average and Nazymisky oil field / Materials of the ninth International scientific TTS-17 conference: «Technical and technological systems» (on November 22–24, 2017) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – P. 217–230.
24. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of a specific surface of slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2017. – No. 4 (72). – P. 62–78.
25. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Methodology of assessment of reserves of slate gas / 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 cars and the equipment of oil and gas fields of the Armavir mekhaniko-institute of technology: «Science and technologies in oil and gas business» (on February 09–10, 2018). – Krasnodar : FGBOOU WAUGH «KUBGTU». – 2018. – Section 3: «Management and monitoring of development of oil and gas fields». – P. 127–129.
26. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2018. – No. 1 (73). – P. 3–12.

УДК 553.541 + 622.354.1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

TECHNOLOGICAL APPROACHES TO THE DEVELOPMENT OF SHALE GAS RESOURCES

Кочергин Максим Александрович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет»
kochergin.m13@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются технологические подходы к разработке ресурсов сланцевого газа. Добыча углеводородов из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности сланцев для высвобождения нефти и газа из порового пространства практически единственным приемом является разрушение пласта с помощью гидравлического разрыва. При этом низкая проницаемость и насыщенность пласта вынуждает разрушать пласт многократно. Целью статьи является разработка методики выбора наиболее эффективных технологий ГРП для добычи газа из баженовской свиты на основе анализа существующих технологических подходов к разработке ресурсов сланцевого газа, а также сравнения с наиболее эффективными технологиями ГРП, применяемыми на североамериканских газосланцевых месторождениях.

Ключевые слова: слова: разработка ресурсов сланцевого газа; направленное и горизонтальное бурение; гидравлический разрыв пласта; технологии ГРП по типу стимуляционного флюида; технологии ГРП по методике проведения разрыва; мониторинг процесса гидроразрыва и развития трещин; объёмный ГРП.

Kochergin Maxim Alexandrovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
kochergin.m13@gmail.com

Annotation. The article considers technological approaches to the development of shale gas resources. The extraction of hydrocarbons from shale fields has specific features. Due to the high density and strength of the shale for the release of oil and gas from the pore space, practically the only method is the fracture of the formation by hydraulic fracturing. At the same time, low permeability and saturation of the layer forces the formation to break many times. The aim of the article is to develop a methodology for selecting the most effective fracturing technologies for gas extraction from the Bazhenov formation on the basis of an analysis of existing technological approaches to the development of shale gas resources, as well as comparison with the most effective fracturing technologies used in North American gas shale fields.

Keywords: development of shale gas resources; directional and horizontal drilling; hydraulic fracturing of the formation; technology of fracturing as stimulating fluid; technology of fracturing according to the technique of fracturing; monitoring of fracturing and crack development; volumetric fracturing.

В связи с уникальной природой сланцев добыча сланцевого газа из газоносных сланцев имеет ряд особенностей и требует применения широкого диапазона практических передовых технологий при бурении, заканчивании скважин и разработке.

Во-первых, сланцевые породы обладают низкой пористостью и ультранизкой проницаемостью. Поэтому до начала добычи сланцевого газа все толщи нужно обработать многостадийным ГРП.

Во-вторых, при добыче сланцевого газа широко используются горизонтальные скважины. Хотя себестоимость горизонтального бурения обходится в 1,5–2,0 раза дороже, чем себестоимость вертикального бурения, производительность горизонтальной скважины в 3–4 раза больше вертикальной скважины. В истории добычи сланцевого газа в США 85 % из эксплуатационных скважин является горизонтальными скважинами.

В-третьих, жизненный цикл скважины на газосланцевых месторождениях короче традиционных газовых скважин. Жизненный цикл скважины в большинстве случаев 8–12 лет. При этом скважины на традиционных газовых месторождениях могут эксплуатироваться в течение 30–40 лет.

В-четвёртых, срок разработки газосланцевых месторождений длительный. Сланцевый газ находится в свободном и адсорбированном состоянии, большой объём газа адсорбируется в сланцах. Дебит свободного газа высокий, но падает быстро, в течение года он снижается на 70 %. Дебит газа за счёт десорбции и диффузии из

сланцев низкий и стабильный, практически не меняется в течение долгих лет. При этом срок разработки газсланцевых месторождений достигает 50 лет и даже больше.

Технологии, используемые при добыче сланцевого газа, можно разделить на три группы: направленное и горизонтальное бурение, гидравлический разрыв пласта (ГРП), мониторинг гидроразрыва и развития трещин (рис. 1).



Рисунок 1 – Классификация технологий, используемых при добыче сланцевого газа

Направленное и горизонтальное бурение

Первым технологическим ключом к промышленному извлечению сланцевого газа является направленное и горизонтальное бурение. В США масштабная добыча сланцевого газа началась лишь при бурении большого количества горизонтальных скважин.

По сравнению с вертикальными скважинами горизонтальные скважины имеют ряд преимуществ: высокая степень вскрытия продуктивного пласта; увеличение площади дренажа и вероятности пересечения скважины с трещинами; требуется меньше наземных инфраструктур, наблюдается снижение наземных ограничений.

Бурение горизонтальных скважин позволяет добиться значительного увеличения площади притока флюидов из пласта в скважину и, соответственно, увеличить продуктивность, что позволяет обеспечить более высокие темпы разработки и увеличить коэффициент извлечения газа. Кроме того, применение горизонтальных скважин позволяет эффективно разрабатывать месторождения с развитой системой естественных трещин и решить проблему конусообразования при обводнении.

В последнее время с целью оптимизации процесса эксплуатации, снижения затрат и извлечения максимума разведанных запасов началось бурение многозабойных

скважин, т.е. бурение нескольких дренирующих скважин от одного главного ствола. Технология бурения многозабойных скважин используется также при проведении повторного бурения в действующих скважинах.

К широко используемым технологиям направленного и горизонтального бурения относятся: бурение на депрессии, бурение при контроле давления, управляемое роторное бурение, каротаж и контроль во время бурения.

При бурении на депрессии акцент делается на защиту пластов от повреждений – особенно в истощённых пластах с низким поровым давлением. Вызывая приток флюида из пласта во время бурения, предотвращается образование скин-эффекта и соответствующего отрицательного воздействия на производительность скважины и отдачу пласта. Пониженное давление в стволе скважины также увеличивает скорость проходки, удлиняет срок службы долота и предотвращает поглощение бурового раствора, сводя к минимуму вероятность прихвата под действием дифференциального давления. Чем ниже давление, тем эффективнее бурение.

Бурение при контроле давления – это более эффективное бурение. Во время бурения профиль давления в скважине точно регулируется с помощью закрытой и находящейся под высоким давлением системы рециркуляции бурового раствора. Преимуществом контроля давления в процессе бурения следует считать и возможность регулировать давление на забое при минимальном прерывании хода буровых работ. В отличие от бурения на депрессии, основная цель которого состоит в повышении производительности скважины за счёт минимизации риска повреждения продуктивных зон, главной целью технологии управления давлением в процессе бурения служит снижение его стоимости.

При управляемом роторном бурении осуществляется непрерывное вращение бурильной колонны, что способствует значительному снижению локальной интенсивности искривления ствола скважины, возрастает эффективность управления траекторией при одновременном увеличении продолжительности рейсов и механической скорости бурения. Непрерывное вращение всей бурильной колонны значительно улучшает очистку ствола и снижает вероятность прихватов, а также позволяет вести непрерывные геофизические измерения в процессе проходки ствола. Помимо повышения эффективности бурения при использовании системы возможно сокращение численности буровой бригады, что позволяет снизить затраты и создаёт дополнительные преимущества при ограниченной площади буровой площадки.

Каротаж и контроль во время бурения позволяют получать более точную информацию в реальном времени о направлении ствола скважины, пластовых характеристиках и параметрах бурения. Каротаж во время бурения позволяет точно оценить параметры пласта, возможности расстановки забоев и геомеханические свойства призабойной части в реальном времени. Высокое разрешение и точность контроля (измерений) в реальном времени обеспечивают высокий уровень достоверности параметров скважины и пласта для планирования и выполнения комплексных проектов. Контроль (измерения) во время бурения может использоваться для определения траектории скважины в трёхмерном пространстве, а также установления истинной глубины по вертикали, расположения забоя и ориентации направляемых буровых систем. Экономия достигается через оптимизацию положения ствола скважины.

Гидравлический разрыв пласта

Другим технологическим ключом к коммерчески эффективному извлечению сланцевых углеводородов является гидроразрыв пласта (ГРП), который включает нагнетание флюида разрыва с проппантами под высоким давлением в пласт, чтобы создать трещины или расширить уже имеющиеся естественные трещины в сланцевых толщах. С помощью ГРП повышается проницаемость сланцев, снижается сопротивление движения потока сланцевого газа, увеличивается фильтрационная поверхность скважины и, наконец, увеличивается добыча.

При разработке газсланцевых месторождений ГРП стал эффективной и важной дополнительной операцией при заканчивании горизонтальных скважин. Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью.

Технологии ГРП по типу стимуляционного флюида

По типу стимуляционного флюида технологии разрыва делятся на:

- ГРП на гелевой основе;
- ГРП на водной основе;
- гибридный ГРП;
- ГРП на пенной основе;
- безводный разрыв.

Особенности и область применения этих технологий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Особенности и область применения технологий ГРП по типу стимуляционного флюида

Технологии	Особенности	Область применения
Разрыв на гелевой основе	– высокая песконесущая способность; – сильное повреждение пласта	водочувствительные пласты; пластичные породы
Разрыв на водной основе	– низкая стоимость; – меньшее загрязнение; – возможность образования сложных трещин	пласты с развитыми естественными трещинами; высокая хрупкость пород
Гибридный ГРП	– возможность применения крупных пропантов и получения более длинных эффективных трещин; – меньше повреждения пласта; – меньшие гидравлические потери	пласты с развитыми естественными трещинами; при присутствии подземных вод
Разрыв на пенной основе	– низкое повреждение пласта; – низкая потеря жидкости разрыва; – высокая песконесущая способность	водочувствительные пласты; пласты на глубине менее 1500 м
Безводный разрыв	– высокий коэффициент диффузии; – низкий порог давления разрушения пород; – экологичность	пласты с высоким содержанием глини и/или с высоким капиллярным давлением

ГРП с проскальзывающей водой

В настоящее время, при стимуляции североамериканских сланцев самой популярной системой жидкости разрыва является система проскальзывающей воды (slickwater, запатентованный бренд компании «Schlumberger»), состоящая из воды и полимера (обычно полиакриламида), добавленного для снижения давления трения при закачке жидкости через колонну. Основными недостатками системы проскальзывающей воды являются низкая пескоудерживающая способность и склонность к осаждению пропанта, в результате чего создаются трещины с меньшей шириной по сравнению с вязкой сшитой гелеобразной жидкостью. Для того чтобы создать узкие и длинные трещины, проскальзывающая вода часто закачивается при высоких скоростях, как правило, с темпами насосов свыше 100 барр/мин. Технология ГРП с проскальзывающей водой (Slickwater Fracturing) обычно применяется в пластах с высокой хрупкостью и с развитыми естественными трещинами.

Гибридный ГРП

Гибридный ГРП (Hybrid Fracs) является относительно новой технологией и представляет собой комбинацию нескольких методов разрыва пласта. Сам термин «гибрид» был использован для описания различных систем стимуляционных флюидов, состоящих из комбинаций проскальзывающей воды, линейного и сшитого геля, пен и др., например, сначала проскальзывающая вода, затем последующий гель; сначала пены, затем последующий гель; первоначальный CO₂, затем последующий гель и т.д.

При гибридной стимуляции начальный разрыв обычно создаётся с проскальзывающей водой, чтобы образовать длинную узкую трещину. Потом сшитая гелеобразная жидкость будет следовать по пути наименьшего сопротивления. Ширина и высота трещины возрастают с введением сшитой гелеобразной жидкости в пласты, следовательно, можно создавать более длинные и раскрытые трещины. По сравнению с системой проскальзывающей воды гибридная система имеет лучшую пескоудерживающую способность и низкие потери жидкости.

Технология гибридного ГРП применяется в районах Барнетт с высоким содержанием глин. На практике показано, что производительность отдельной скважины может быть увеличена на 27,7 % с помощью гибридного разрыва.

Разрыв на пенной основе

Пена – это стабильная смесь инертного газа и жидкости, может быть стабилизирована ПАВ, снижающим межфазовое напряжение, предотвращая объединение пузырьков газа.

Газирование жидкости, либо N_2 , либо CO_2 , проводится с целью сокращения количества жидкости, закачиваемой в пласт, и улучшения её отработки. Обычно жидкость считается газированной, если количество газифицирующего вещества составляет менее 53 %; при более высокой его концентрации жидкости считаются вспененными. Обычно при проведении работ объём газифицирующего вещества в жидкости составляет от 25 до 30 %.

Пенные системы жидкости разрыва применялись с середины 70-х годов прошлого столетия. В настоящее время часто используются пенные системы с содержанием N_2 и CO_2 . Опыт компании показывает, что азотированная азотом пена, используемая в качестве жидкости для гидроразрыва, снижает количество жидкости, помещаемой в пласт, и позволяет ускорить процесс очистки в резервуарах с низким давлением. А добавление CO_2 в сшитых жидкостях создаёт эффективную и экономичную жидкость разрыва для многих газовых резервуаров, но при задержании жидкости наилучшие результаты даёт эмульгированная жидкость CO_2 . Снижая межфазное натяжение, пена CO_2 минимизирует задержку жидкости, что значительно улучшает способность возвращения жидкости для обработки на поверхность. Кроме того, использование CO_2 способствует быстрой очистке скважины после гидроразрыва пласта. На практике часто применяется проскальзывающая вода в сочетании с содержанием CO_2 30 % как жидкость разрыва, которая помогает улучшению восстановления обрабатываемой жидкости и, таким образом, приводит к повышению продуктивности скважин.

Безводный разрыв

Неудачи при проведении гидроразрыва в низкопроницаемых газовых пластах часто обусловлены медленным выносом жидкости разрыва и блокированием трещины. В состав сланца всегда входит большое количество глин. При операции водного ГРП высокое капиллярное давление в сланцевых пластах часто задерживает значительный объём воды в поровых каналах, и в результате происходит набухание глин и снижение миграции сланцевого газа. В таких пластах особенно актуально использование безводной жидкости разрыва (например, сжиженный пропан, жидкий CO_2 и др.).

Пропан или двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выносится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить такие негативные эффекты, наиболее выраженные в низкопроницаемых газовых коллекторах, как блокирование трещины жидкостью разрыва, ухудшение фазовой проницаемости для газа вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т.п.

Разработаны три технологии безводного разрыва при газосланцевой разработке:

1. Разрыв пласта с использованием 100 %-ного жидкого CO_2 .

Проблема задержки жидкости в капиллярных каналах и набухания глин может быть решена за счёт использования 100 %-ного жидкого CO_2 в качестве жидкости разрыва. В связи с особой природой CO_2 новая жидкость разрыва имеет следующие преимущества:

- безводная фаза (жидкостью разрыва является 100 % жидкий диоксид углерода, не закупоривающий пласты и трещины);
- без остатков (после разрыва за счёт теплообмена и диффузии жидкий CO_2 быстро выносится в виде газа, нет остаточной жидкости гидроразрыва в пласте);
- экономичность (по сравнению с обычной жидкостью разрыва время выноса сокращается, стоимость оборудования для выноса снижается и не нужна очистка обратной жидкости);
- жидкий CO_2 имеет очень низкую песконесущую способность, поэтому к нему часто добавляют загуститель.

2. Разрыв сверхкритическим CO_2 .

Технология разрыва сверхкритическим CO_2 разработана китайским учёным Шэнь Чжунхоу. Использование такой жидкости разрыва происходит при давлении, а зачастую и температуре, которые выше критических параметров для CO_2 . В этом диапазоне при повышении давления увеличивается плотность CO_2 .

Свойства сверхкритического CO_2 находятся между свойствами жидкости и газа. В сверхкритическом состоянии CO_2 расширяется, занимая весь предоставленный объём подобно газу, но имеет высокую плотность, как у жидкости. Кроме того, сверхкритический CO_2 обладает способностью к более быстрому массовому передвижению и имеет более высокий коэффициент диффузии. Переход диоксида углерода в сверхкритическое состояние происходит при достаточно низком давлении (7,38 МПа) и температуре (31,04 °С), поэтому после проведения разрыва нет необходимости в его дополнительной очистке (он переходит в газообразное состояние при снижении давления и/или температуры). Благодаря особым свойствам сверхкритического CO_2 , разрыв пласта с применением такой системы разрыва имеет ряд преимуществ.

Во-первых, сверхкритический CO_2 имеет низкую вязкость, высокий коэффициент диффузии, поверхностное натяжение близко к нулю. Поэтому в узком пространстве может создать более эффективные микротрещины, переместить CH_4 из пор и трещин, повысить газоотдачу.

Во-вторых, при разрыве не используется вода, это помогает преодолеть чувствительность глинистых минералов к воде и предотвратить кольматацию пор и каналов.

В-третьих, при использовании сверхкритического CO_2 требуется низкий порог давления разрушения пород, скорость разрыва повышается, сокращается срок строительства и экономятся затраты.

В-четвёртых, технология разрыва сверхкритическим CO_2 экологически благоприятна. Использование сверхкритического CO_2 как жидкости разрыва не требует никаких химических добавок и экономит ресурсы воды; молекулы CO_2 занимают исходное пространство молекул CH_4 и захораниваются в плотных низкопроницаемых сланцах, это помогает решить проблему глобального парникового эффекта.

3. Пропановый фрекинг.

В настоящее время одним из самых перспективных методов добычи сланцевого газа считается так называемый пропановый фрекинг, разработанный канадской компанией «Gasfrac Energy Services». Пропановый фрекинг является одним из редких технологических прорывов в нефтегазовой промышленности, который может доставить не только экономические, но и экологические выгоды для производителей.

Суть пропанового фрекинга заключается в разрыве пласта без использования воды и вредных химикатов. Вместо водного раствора используется густой гель сжиженного пропана. Пропановый гель обладает тем преимуществом, что испаряется ещё внутри пласта и возвращается на поверхность уже в виде газа, т.е. пропановый фрекинг позволяет операторам использовать углеводороды для извлечения большего объёма углеводородов. Вследствие этого можно повысить эффективность использования скважин, а значит, привести к экономии средств. Пропановый гель обеспечивает необходимую вязкость, не требует дорогостоящего CO_2 или N_2 , а также не требует какого-либо специального оборудования для охлаждения и вентиляции.

Пропан – обильный побочный продукт в газовой промышленности, хранится при комнатной температуре. При традиционном ГРП на водной основе эффективная длина трещины меньше длины созданной трещины. А при использовании сжиженного пропана как жидкости разрыва эффективная длина трещины почти равна длине созданной трещины. После применения такого вещества оно не оседает в породе, а полностью испаряется. Ещё одно несомненное преимущество нового способа состоит в том, что он позволяет начать добычу в разы быстрее. Его основным недостатком, наряду с высокими начальными затратами, является взрывоопасность.

Технологии ГРП по методике проведения разрыва

По методике проведения разрыва можно разделить на:

- гидроструйный ГРП;
- многоступенчатый ГРП;

- одновременный ГРП;
- повторный ГРП;
- ГРП с созданием открытых каналов.

Особенности и область применения этих технологий приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Особенности и область применения технологий ГРП по методике проведения разрыва

Технологии	Особенности	Область применения
Гидроструйный ГРП	– не требуется механическая изоляция; – точная локализация; – ускорение и упрощение работ по ГРП; – экономичность	применяется в основном при заканчивании скважины с необсаженным забоем
Многостадийный ГРП	– способность разрыва нескольких интервалов пласта; – локализованный разрыв; – технология зрелая, широко используется	многослойные продуктивные залежи; горизонтальные скважины с длинным боковым стволом
Одновременный ГРП	– одновременный разрыв в нескольких скважинах, усиление взаимодействия; – формируются сложные сети трещин; – экономия времени действия	высокая плотность перфорационных отверстий; параллельное распределение горизонтальных скважин; высокая плотность скважин
Повторный ГРП	– восстановление проводимости трещин и производительности скважин; – переориентация трещин	старые скважины; скважины с пониженной производительностью
ГРП с созданием открытых каналов	– несплошная проппантная набивка проппанта; – возможность создания сети дискретных открытых каналов, повышение проводимости трещин	отношение между модулем Юнга и напряжением смыкания трещин должно выше 350; неоднородное распределение перфорационных отверстий

Гидроструйный ГРП

Гидроструйный ГРП (Hydrajet-Assisted Fracturing) – относительно новая технология проведения гидроразрыва, которая сочетает гидроразрыв с гидроструйной методикой в новой модификации, предоставляя способ для точной локализации трещин ГРП в горизонтальных стволах. В этих процессах используется динамическое движение потока флюидов для его отвода к конкретной точке пласта, исключая необходимость механической изоляции.

Методика отвода потока основывается на законе Бернулли, который гласит, что в любой данный момент времени уровень энергии жидкости (давление + потенциальная + кинетическая энергия) постоянен. Согласно этому закону, давление жидкости минимально у сопла гидромонитора, где скорость жидкости максимальна. Максимальное давление глубже в полости, где скорость жидкости ниже, а энергия движения переходит в давление. «Минимальное» давление у сопла гидромонитора и «максимальное» давление в полости задают развитие трещины в заданной точке, исключая необходимость в механической изоляции.

Как уже упоминалось, поскольку при гидроструйном ГРП не требуется механическая изоляция, обработка может быть выполнена в скважинах, законченных с обсаженным и необсаженным стволом. При гидроструйном ГРП также можно последовательно проводить отдельные обработки с минимальным интервалом между ними без необходимости в совершении рейса рабочей колонны или в переустановке пакеров. Эта методика ускоряет и упрощает работы по ГРП, делая их более привлекательными в экономическом отношении. Экономические преимущества технологии гидроструйного ГРП являются причиной растущего интереса к ней.

Многостадийный ГРП

Многостадийный ГРП (Multistage Fracturing) является ключом к успеху сланцевой революции в США и применяется при заканчивании горизонтальных скважин, позволяя увеличить площадь контакта с продуктивным пластом. Успешность проведения многостадийного ГРП при разработке газосланцевых месторождений зависит от опти-

мального дизайна боковых стволов. Например, боковые стволы должны буриться параллельно друг другу и перпендикулярно максимальному сжимающему напряжению, необходимо избегать проникновения в структурные осложнения и т.д. Проведение многостадийного гидроразрыва, несмотря на высокую стоимость операции, имеет серьёзное экономическое обоснование. Характеристиками многостадийного гидроразрыва являются способность разрыва многих интервалов пласта, локализованный разрыв, высокая эффективность воздействия на пласт и др. Этот метод наиболее пригоден для обработки многослойных залежей. Так как газосодержание в разных слоях сланцев различно, применение многостадийного ГРП может в полной мере решить эту проблему.

Повторный ГРП

Повторный ГРП (Hydraulic Refracs) часто применяется на поздней стадии разработки для восстановления производительности скважин. Данная технология позволяет переориентировать азимут трещины. Извлечение пластового флюида с помощью гидравлической трещины приводит к локальному изменению пластового давления. Область дренирования принимает форму эллипса вдоль созданной гидравлической трещины. Уменьшение пластового давления в этой зоне вызывает снижение максимального горизонтального напряжения (параллельного созданной трещине) быстрее, чем минимального. Если изменения давления достаточно велики, то первоначальное направление минимального горизонтального напряжения становится новым направлением максимального напряжения внутри эллиптической зоны сниженного пластового давления. Тогда развитие новой гидравлической трещины будет происходить перпендикулярно направлению первоначальной. При достижении границы истощённой зоны вторичная трещина изменит своё направление на 90 градусов (рис. 2).

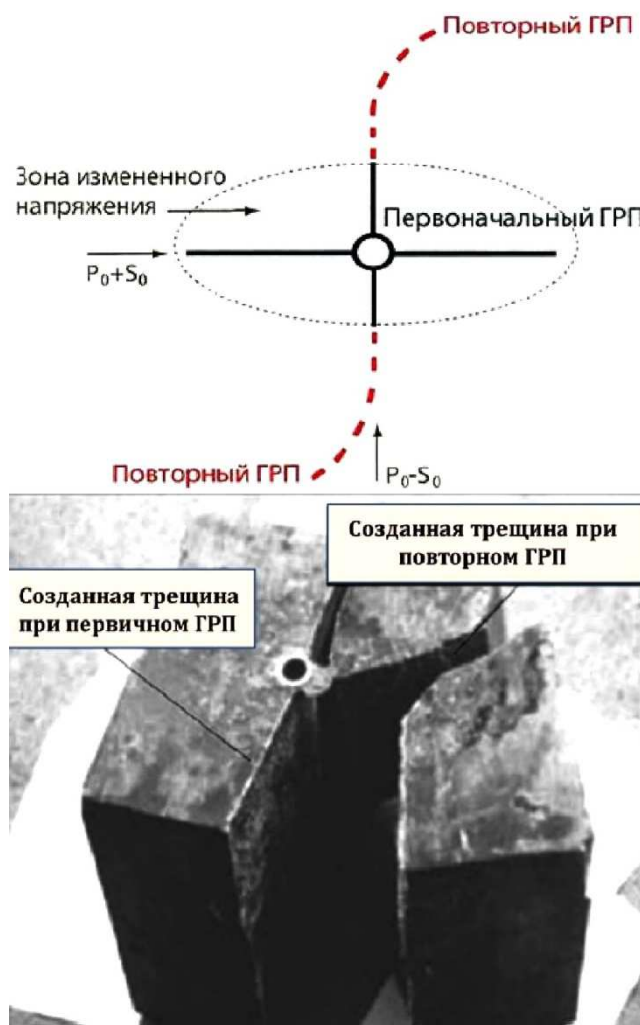


Рисунок 2 – Концепция переориентации трещин при повторном ГРП

Одновременный ГРП

Одновременный ГРП (Simultaneous Fracturing) соседних скважин является самым эволюционным методом заканчивания горизонтальных скважин газовых сланцев в последнее время. Метод представляет собой одновременное стимулирование двух или более взаимодействующих соседних скважин, параллельных друг другу, чтобы создать более сложную систему трещин путём переноса напряжения, созданного предыдущим этапом ГРП, в последующий этап ГРП. В результате можно получить более высокий начальный дебит и поддерживать стабильную добычу на более длительный срок. В американской практике одновременный разрыв двух скважин обеспечивает прирост добычи около 30 %, а одновременный разрыв трёх и больше скважин – прирост добычи ещё выше.

ГРП с созданием открытых каналов

Технология ГРП с созданием открытых каналов (HiWAY Channel Fracturing) разработана компанией «Schlumberger». Она включает в себя уникальное сочетание дизайна перфорации и режима закачки вместе с волоконно-оптической технологией и геомеханическим моделированием. В результате создаётся сеть открытых каналов с высокой проводимостью, проходящих через пропантную набивку (рис. 3). Таким образом, увеличивается проводимость трещины в несколько раз, уменьшается перепад давления, улучшается очистка жидкости и увеличиваются эффективная полудлина трещины и стимулированные объёмы пластов, что приводит к повышению продуктивности.

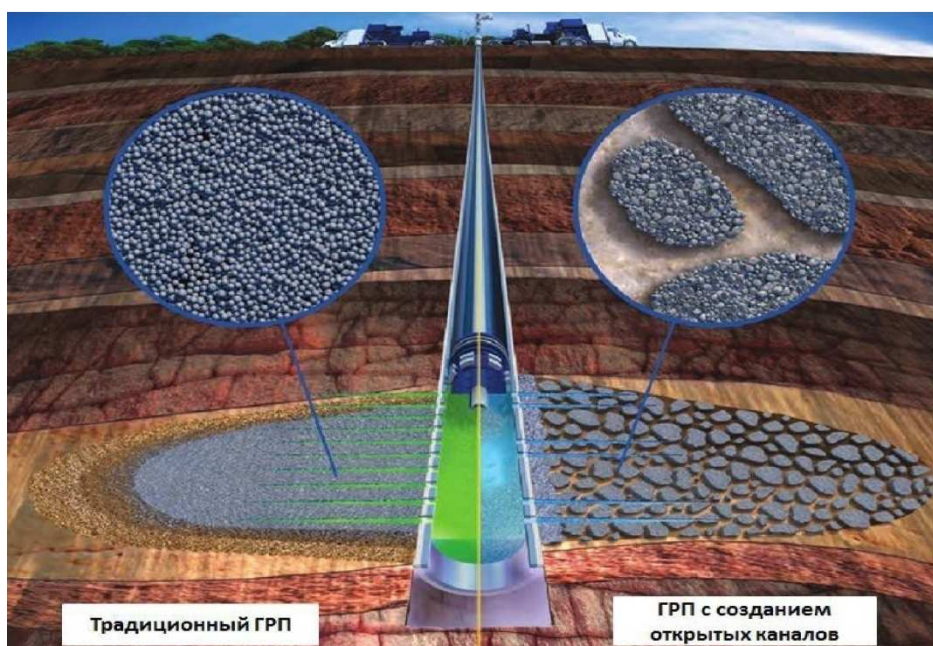


Рисунок 3 – Сплошные и несплошные пропантные набивки

Критерии применения технологии ГРП с созданием открытых каналов весьма строги:

- перфорационные отверстия должны быть сформированы неоднородными группами на разном, а не на равном расстоянии друг от друга;
- отношение между модулем Юнга и напряжением смыкания трещин должно быть выше 350;
- при операции закачка жидкости-песконосителя должна производиться порциями, т.е. подачу жидкости с пропантом чередуют с введением жидкости без пропанта;
- концентрация пропанта в порциях закачиваемой жидкости постепенно повышается.

В США, благодаря технологии HiWAY, добыча газа из сланцев Eagle Ford была увеличена на 51 %, а добыча конденсата – на 46 %.

Мониторинг процесса гидроразрыва и развития трещин

ГРП является широко применяемым методом интенсификации добычи и всё чаще в случае низкопроницаемых коллекторов применяется в горизонтальных скважи-

нах с многостадийным завершением. Эффективность ГРП напрямую зависит от качества выполнения операций ГРП, от соответствия фактической геометрии созданных трещин проектным параметрам. Для получения максимального эффекта от операции гидроразрыва траектория горизонтальных скважин должна быть перпендикулярна направлению развития трещин, и желательная геометрия трещин – длинные и узкие трещины, поскольку гидравлические трещины являются основными каналами для миграции газа в добывающие скважины. Но при реальной операции гидроразрыва часто встречаются различные проблемы, например, формирование извилистых путей тока, коагуляция пор, образование нежелательных форм трещин и т.д.

Поэтому операции ГРП должны сопровождаться процедурами контроля – мониторингом. В соответствии с проблемами, с которыми наиболее часто сталкиваются специалисты при проведении ГРП, следует отметить следующие актуальные задачи, стоящие перед мониторингом:

- обнаружение несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны, в том числе асимметрия разрыва;
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (например, в область соседних водонасыщенных горизонтов);
- выявление причин аварийных остановок закачки;
- контроль фильтрационных свойств трещин в пласте;
- получение данных для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП;
- возможность динамической 3D-визуализации процессов образования и развития трещинной зоны ГРП в реальном времени;
- диагностика качества операции ГРП.

Вообще, мониторинг гидроразрыва и развития трещин позволяет получить данные о напряжённо-деформированном состоянии в зонах развития трещины, о каналах фильтрации и рационально планировать бурение новых скважин, оптимизировать контроль процесса разработки залежи.

В настоящее время в основном используются четыре технологии мониторинга гидроразрыва и развития трещин: прямая призабойная диагностика, микросейсмический мониторинг, технология мониторинга инклинометрами и распределённый акустический мониторинг.

Анализируются адаптации и возможности этих технологий мониторинга: методика прямой призабойной диагностики трещин используется только в качестве дополнительного мониторинга; микросейсмический мониторинг широко используется при проведении ГРП в газосланцевых скважинах и является наиболее точным методом мониторинга трещин. Методика мониторинга инклинометрами также широко используется, но она не может быть применена в глубоких скважинах. Распределённый акустический мониторинг первоначально использовался для мониторинга трещин в 2009 году, но всё ещё находится в начальной стадии исследований. Сопоставление технологий мониторинга представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление различных технологий мониторинга

Технологии мониторинга	Возможность мониторинга					Ограниченность
	азимута	угла наклона	длины	высоты	ширины	
Прямая призабойная диагностика	да	может быть	может быть	может быть	может быть	применяется только после ГРП и в области вблизи ствола скважины
Микросейсмика	да	может быть	да	да	да	высокое требование к наблюдательной скважине, строгие условия применения
Мониторинг инклинометрами	да	да	да	да	да	нельзя определить параметры сложных трещин, нельзя применять в глубоких скважинах
Распределённый акустический мониторинг	да	да	может быть	нет	нет	нельзя определить параметры сложных трещин

Объёмный ГРП

Концепция стимулированного объёма пласта и объёмного ГРП

Разработка низкопроницаемых сланцев требует сетевидной системы трещин, чтобы максимизировать сообщаемость между скважиной и пластом. Микросейсмический мониторинг трещиноватости также показал, что сложные сети трещин могут быть созданы во многих типах сланцевых коллекторов. В традиционных коллекторах при проведении ГРП очень часто образуются простые трещины, имеющие форму птичьих крыльев в плоскости. Полудлина и проводимость этих трещин являются ключевыми показателями для оценки эффективности стимуляции. В сланцевых коллекторах, где создаются сложные трёхмерные сети трещин, показатели полудлины и проводимости отдельных трещин недостаточны для описания эффективности стимуляции. В силу этой причины появилась концепция стимулированного объёма пласта/месторождения (Stimulated Reservoir Volume, SRV) в качестве параметра корреляции производительности сланцевых скважин и для оценки эффективности стимуляции сланцев. Концепцию SRV выдвинул Mayerhofer M.J. (2008 г.). Размер созданной сети трещин можно аппроксимировать как трёхмерный объём облака микросейсмических событий.

Концепция объёмного ГРП (SRV Fracturing) появилась лишь в последние годы для описания отличия обработки сланцев от обработки традиционных коллекторов. Объёмный ГРП означает трёхмерную обработку сланцевых формаций гидравлическим методом с целью образования трёхмерной сетевидной системы трещин (рис. 4), вследствие чего увеличивается объём пласта, затронутый трещинами ГРП, и значительно улучшается эффективность обработки.

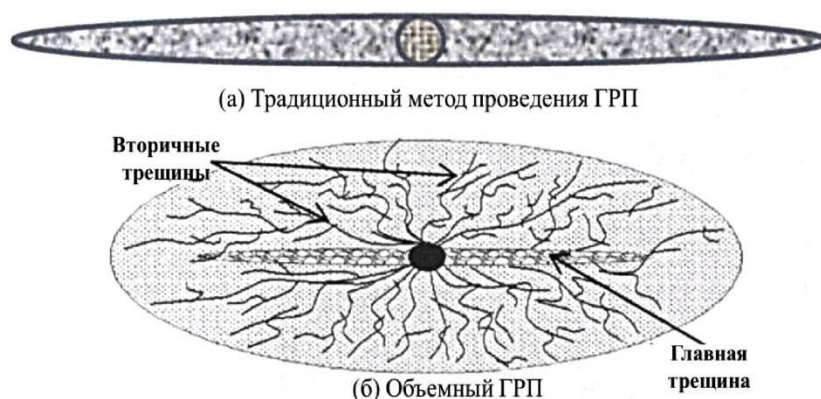


Рисунок 4 – Схематическое изображение геометрии трещин, формирующихся при традиционном ГРП (а) и объёмном ГРП (б)

Механизм формирования сетевидной системы трещин при объёмном ГРП заключается в том, что при операции ГРП расходуется большой объём жидкости разрыва, чтобы принудительно создать не только главные трещины, но и вторичные трещины за счёт сдвига, скольжения, пересечения и прочих эффектов (рис. 5 а).

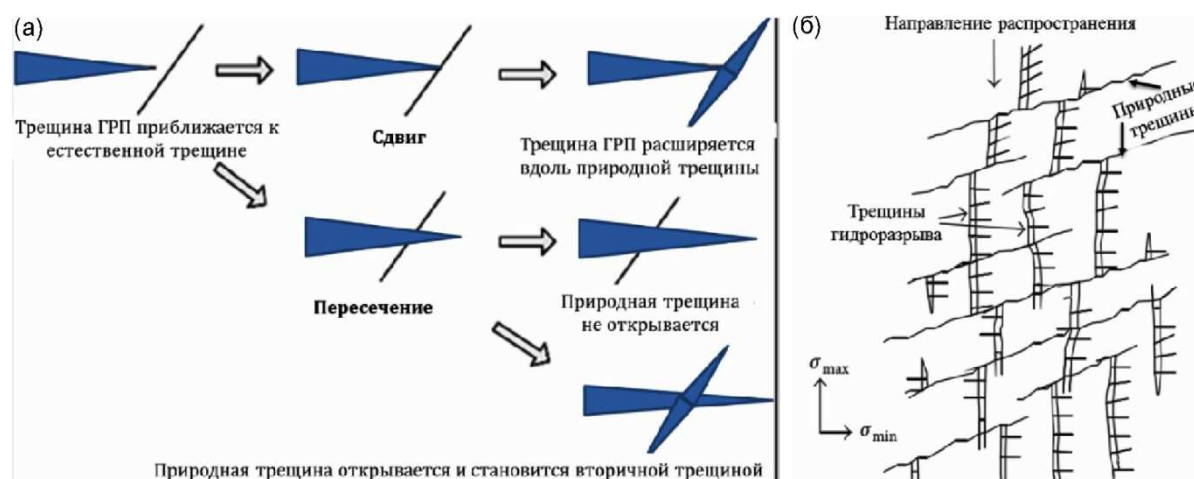


Рисунок 5 – Иллюстрация процесса активации природных трещин (а) и формирования сети трещин (б)

Вторичные трещины продолжают разветвляться, и образуются разветвлённые трещины. Эти созданные искусственные трещины переплетаются с естественными трещинами, и, наконец, формируются сложные трёхмерные сети трещин, осуществляется максимальный контакт между скважиной и пластом (рис. 5 б).

Благодаря формированию сетевидной системы трещин и повышению стимулированного объёма пласта, объёмный ГРП позволяет извлечь больше сланцевого газа, чем традиционный ГРП. Согласно результатам расчёта, при одинаковом 10-стадийном ГРП по сравнению с традиционным ГРП объёмный ГРП позволяет повысить добычу газа на 17 % (рис. 6).

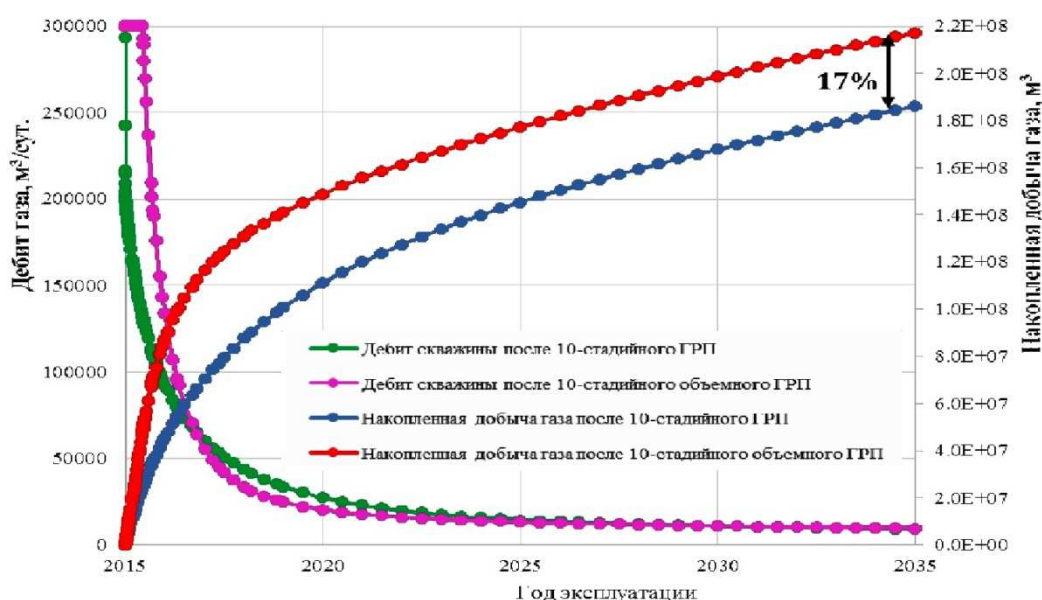


Рисунок 6 – Дебит скважины и накопленная добыча газа при традиционном и объёмном ГРП

Технологические особенности проведения объёмного ГРП

Кластерный подход к перфорации. При перфорации традиционных залежей основное внимание уделяется увеличению плотности отверстий, глубины проникновения и охвата интервала. При эксплуатации нетрадиционных залежей, в которых целесообразно ограничивать интервал перфорации, в том числе для эксплуатации газосланцевых толщ, такой подход применять нельзя. Для того чтобы обеспечить достаточное разнесение столбиков проппанта в трещине, перфорационные отверстия должны быть сформированы группами (кластерами). Кластеры могут быть разнесены в пространстве или сосредоточены возле интервалов с оптимальным качеством пласта. Расположение перфорационных отверстий кластерами увеличивает расстояние между пачками жидкости с проппантом, поступающими в трещину, и обеспечивает оптимальный путь для движения потока из трещины в ствол скважины. На каждой стадии ГРП обычно создаются 3–6 кластеров перфорационных отверстий. Длина кластера 0,46–0,77 м, плотность перфорационных отверстий 16–20 отверстий/м, диаметр отверстий 13 мм. Интервал между кластерами обычно колеблется в диапазоне 10–30 м (рис. 7).

Уникальный режим закачки жидкости-песконосителя. При объёмном ГРП расходуется большой объём жидкости разрыва для создания не только главных трещин, но и вторичных трещин. В качестве материалов для гидроразрыва обычно используются низковязкая жидкость разрыва и расклинивающие материалы с малым размером зёрен. Жидкость-песконоситель подаётся порциями, концентрация проппанта в порциях постепенно повышается. Кроме того, на начальной стадии закачки обычно применяется проппант с меньшим размером зёрен для укрепления вторичных трещин, затем проппант с относительно большим размером зёрен для укрепления главных трещин.

Длинный горизонтальный ствол скважины. Длина горизонтального участка скважин в штатах Техас и Луизиана колеблется в интервале 500–2500 м. В соответствии с техническими и экономическими факторами существует оптимальная длина горизонтального участка.

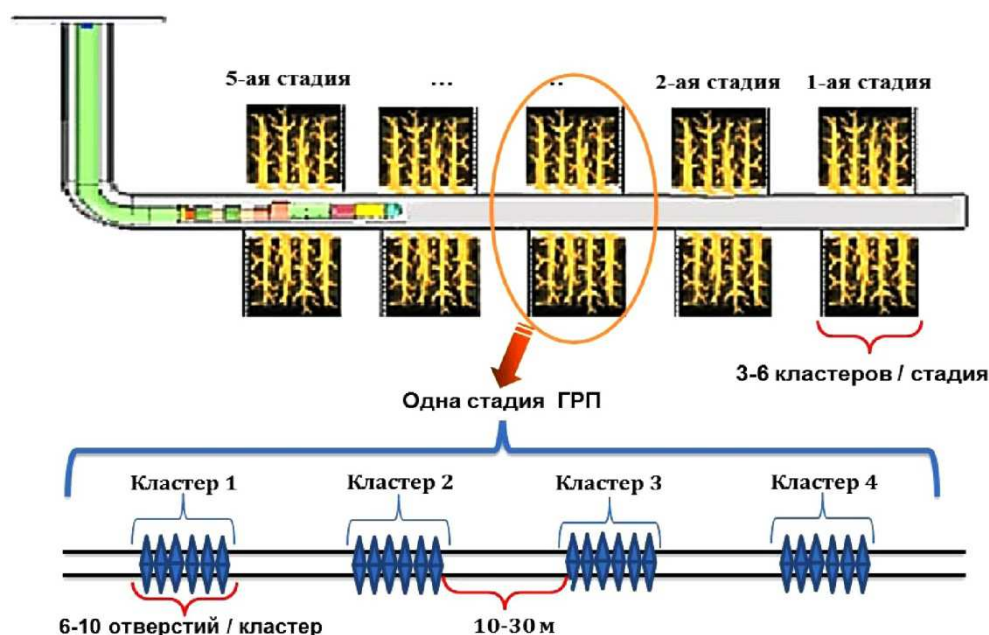


Рисунок 7 – Кластерный подход к перфорации при проектировании объёмного ГРП

Другие технологические характеристики проведения объёмного ГРП:

- большая скорость закачки ($10 \text{ м}^3/\text{мин.}$ и более);
- большой расход жидкости разрыва (для одной скважины расходуется $2000\text{--}6000 \text{ м}^3$);
- маленький размер зёрен проппанта (обычно используют керамический проппант меш 70/100 и меш 40/70);
- низкая концентрация проппанта (среднее соотношение песка и жидкости 3–5 %, максимальное соотношение не превышает 10 %).

Обзор опыта применения методов интенсификации притока нефти на коллекторах с осложнёнными условиями разработки

Наиболее активно при разработке месторождений все процессы протекают в призабойной зоне пласта. Данная область характеризуется максимальными значениями фильтрационных сопротивлений, градиентов давления и скоростей фильтрации флюидов. Состояние призабойной зоны зависит от большого количества факторов, таких как качество первичного и вторичного вскрытия пласта, качество используемых технологических жидкостей и разработки месторождения в целом.

Успех того или иного мероприятия по интенсификации добычи нефти из продуктивных интервалов пласта-коллектора напрямую зависит от имеющейся информации о скважине.

В многочисленных источниках литературы авторы указывают на важность сохранения призабойной зоны пласта в естественном её состоянии или наиболее близком к этому. Такое получается довольно редко ввиду большого количества причин: начиная от процесса бурения, в котором, например, из-за особенностей продуктивного интервала приходится использовать тяжёлые буровые растворы или из-за участия недобросовестных подрядчиков происходит нарушение технологии вскрытия пласта. Может присутствовать и неправильный выбор режимов эксплуатации добывающих скважин и реагентов для обработки пласта.

Все методы воздействия на ПЗП можно разделить на группы: физические, химические, физико-химические и комбинированные. Осложнения при эксплуатации могут быть вызваны как геолого-физическими особенностями разрабатываемой залежи (низкая проницаемость, высокая пластовая температура и др.), так и свойствами добываемых флюидов (повышенное содержание асфальтенов, смол, парафинов, высокая вязкость и др.). Далее будет рассмотрен анализ применения некоторых из методов ОПЗ в лабораторной и промысловой практиках.

Большую популярность среди специалистов нефтегазовой отрасли завоевали кислотные обработки пласта и различные их модификации. Например, для низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов предлагается использовать сухокислотную композицию. Данная композиция состоит из кислотного, хелатообразующего агентов и поверхностно-активного вещества. Комбинация таких составляющих придаёт рабочему раствору замедленную скорость реакции с породообразующими минералами, низкие значения межфазного натяжения и скорости коррозии. Также в качестве важной характеристики отмечается способность удерживать осадки гидрата окиси трёхвалентного железа, которые могут ухудшить проницаемость и так малых каналов фильтрации. В результате прокачки 66 поровых объёмов разработанного состава через низкопроницаемый керн при 95 °С и выдержки на реакцию в течение 24 часов удалось увеличить проницаемость на 8 %.

Ещё один композиционный состав для повышенных пластовых температур был разработан на основе хелаторов и плавиковой кислоты. В данном случае получали HF за счёт реакции между оксиэтилидендифосфоновой кислотой и гидрофторида аммония. Подчёркивается более щадящее растворение глин и карбонатов, ограничение пор от закупоривания тонкодисперсными частицами и за счёт этого улучшенная проникающая способность состава в глубь пласта.

Украинскими коллегами предлагается технология бескислотной обработки заглинизированных коллекторов. Данная технология включает в себя последовательную закачку и выдержку в пласте жавелевой воды (раствор солей калия хлорноватистой и соляной кислот), растворов диамида угольной кислоты и щелочи. На первом этапе производили закачку жавелевой воды с раствором диамида уксусной кислоты. Как отмечается, в результате реакции разрушаются остатки полимеров от буровых растворов – активным хлором и кислородом, выделяющимся в присутствии жавелевой воды, и постепенно растворяются высокомолекулярные углеводороды выделенным CO₂. Вторым этапом закачивался раствор щелочи, который реагировал с глинистой составляющей пород и дополнительно воздействовал на тяжёлые фракции углеводородов. Также в ходе дальнейшей реакции щелочи с растворами первого этапа закачки образуется гидразин. Он активно реагирует с глинами и наблюдается улучшение ФЕС продуктивного интервала – происходит растворение и отмывание гидразином парафиновых углеводородов. В результате проведения фильтрационных исследований на керновом материале получено улучшение проницаемости в 1,5–2,0 раза. Также предложенный способ обработки ПЗП был испытан на одной из добывающих скважин Карайкозовского месторождения Украины. Проницаемость ПЗП изменилась с 0,091 до 0,107 мкм², прирост дебита по нефти после освоения составил 10,4 тонн/сут.

В других работах, посвящённых кислотным обработкам, приводится анализ стандартных подходов при проведении ОПЗ и предлагается комплексный подход. Данный анализ показывает, что эффективность от стандартного подхода, который учитывает только лишь эффективную мощность пласта, на добывающих скважинах не превышает отметки в 38 %. В качестве комплексного подхода предлагаются три этапа формирования оптимального дизайна ОПЗ. На первом из них оценивается весь объём информации по скважине и мероприятиям, проводимым на ней ранее, на втором этапе подбираются реагенты и рассчитываются объёмы закачки с выбором последовательности закачки и, наконец, на третьем этапе формируется дизайн обработки с обозначением всех стадий технологических операций и предельно допустимого давления закачки. Сама же обработка после формирования оптимального дизайна включала в себя три стадии:

- первая стадия – проведение подготовки породы призабойной зоны пласта путём закачки буферной жидкости с добавлением различных ПАВ (делалось это для очистки породы ароматическими растворителями от органических отложений и вытеснения поверхностно-активными веществами остаточной пластовой воды);
- вторая (основная) стадия – производилась последовательная закачка соляной и грязевой кислот. В случае с высоким содержанием карбонатных минералов необходимо отказаться от использования грязевой кислоты. В противоположной ситуации не-

обходимо подобрать соотношение соляной и плавиковой кислот на основании данных о проницаемости, минералогического и гранулометрического состава, а также с учётом пластовой температуры. Необходимо добавление ингибитора коррозии в состав кислот и использование буферной оторочки раствора ПАВ между порциями соляной и грязевой кислот для увеличения эффекта от воздействия последними;

- третья (завершающая) стадия – производилась закачка различных ПАВ с целью вытеснения продуктов реакции в глубь пласта и регулирования смачиваемости породы.

Применение комплексного подхода позволило увеличить успешность обработок ПЗП в среднем на 41 %. Недостижение абсолютной успешности объясняется использованием усреднённых параметров по месторождению при подборе комплектов кислотных составов.

Другой комплексный подход состоит в разработке технологии обработки призабойной зоны пласта комплексными кислотными составами с применением гидровибродействия. Повышение эффективности воздействия на ПЗП упругими гидравлическими импульсами совместно с многокомпонентными составами, включающими кислоты, органические растворители и другие специальные добавки, достигается путём растворения кольматантов в низкопроницаемых зонах, раскрытия микротрещин с образованием новых фильтрационных каналов и разрушения пространственной структуры. В качестве органических растворителей использовались технический ацетон (осушка пород и растворение асфальтено-смоло-парафиновых отложений), этиленгликоль и диэтиленгликоль (замедление реакции кислоты с породой, снижение коррозионной активности, предотвращение образования эмульсий и вторичных осадков). Хлористый аммоний применяли для стабилизации глин. Также в комплексном составе присутствовал ПАВ (неонол АФ9-6 и сульфанола НП-1) и реагент на основе лимонной кислоты (ЛК-11).

Опытно-промышленные испытания предложенной технологии проводились на 43 скважинах Мало-Балыкского месторождения, вскрывших низкопроницаемые ачимовские пласты. Средний прирост дебита составил 12 тонн/сут., продолжительность эффекта в среднем 6–8 месяцев, а общая дополнительная добыча – 48,487 тыс. тонн нефти.

При проведении кислотной обработки ачимовских отложений, но уже после расконсервации, делается акцент на перспективности применения методов глубокопроникающего физико-химического воздействия в коллекторах трещинно-порового типа. В качестве рабочих составов предлагается использовать загущенную кислотную эмульсию (карбоксиметилцеллюлоза 1,5–2,0 % + соляная кислота 15–20 %) и кислотный раствор (соляная кислота 15–20 % + бензойная кислота 0,25–0,50 %). Эмульсия обеспечивает раскрытие трещин и первичную обработку их стенок кислотой, а кислотный раствор – основное растворение минералов и хорошую проникающую способность за счёт наличия бензойной кислоты.

При разработке многопластовой залежи с различными по проницаемости пластами предлагается поинтервальная кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов с использованием колтюбинговой установки. В случае большой разницы в расстоянии между пластами обработка ведётся по технологической схеме, изображённой на рисунке 8 а. При одинаковом расстоянии или незначительной разнице в нём – по схеме на рисунке 8 б. Для каждого из обрабатываемых пластов подбирается индивидуальный кислотный состав.

Кислотные обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов проводили и в Томской области. Общая успешность от проведения ОПЗ кислотными составами на данных месторождениях не превышает 40–60 %. Проведение фильтрационного эксперимента с использованием в кислотном составе смеси соляной и плавиковой кислот показало снижение проницаемости для нефти. Исследование шлифов после фильтрации показало, что основной причиной в снижении проницаемости является суффозия частиц породы из-за растворения каркасных минералов, механического разрушения цемента и, как следствие, деконсолидации частиц песчаника в целом. Успешность обработки достигается в случае, когда ПЗП наиболее загрязнена кислоторастворимыми кольматантами и происходит минимальное воздействие на матрицу породы.

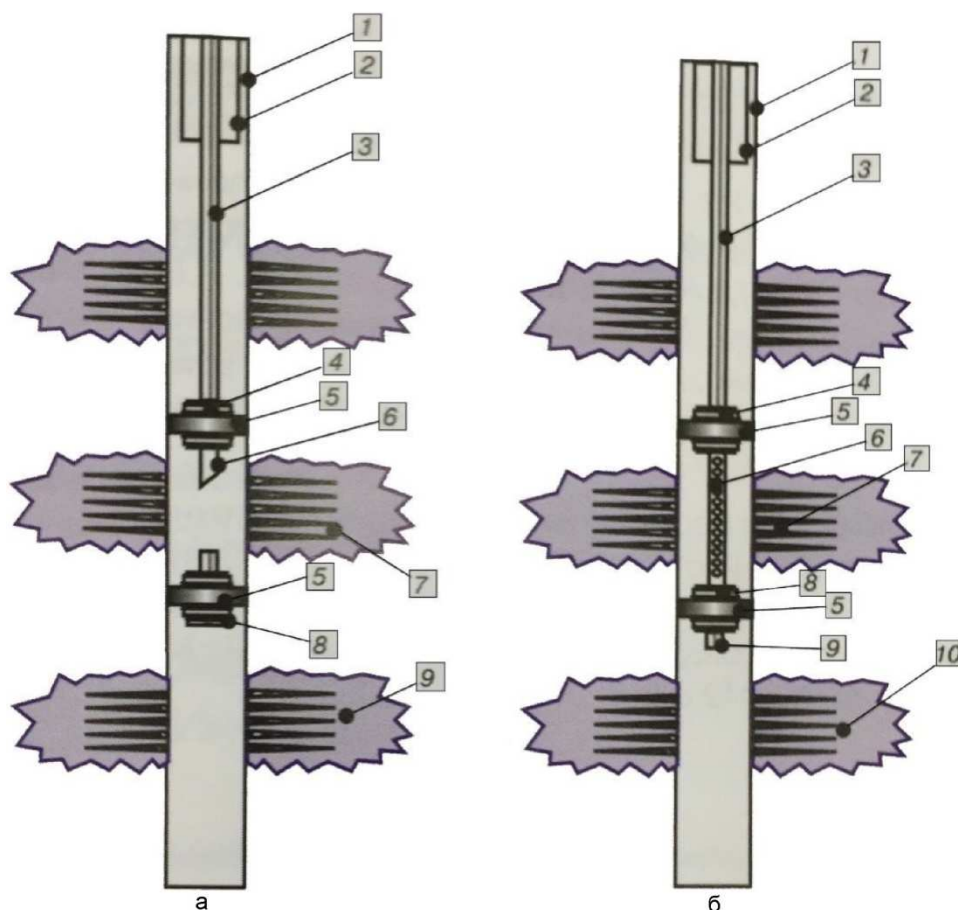


Рисунок 8 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов:
а – с помощью отдельно спущенных надувных пакеров:

- 1, 2 – соответственно эксплуатационная и лифтовая колонны; 3 – безмуфтовая длиномерная труба;
4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка;
7, 9 – соответственно обрабатываемый и необрабатываемый продуктивные пласты;
8 – надувной пакер-пробка; б – с использованием сборки надувных пакеров:
1-5, 7, 8 – то же, что и на рисунке 8 а; 6 – перфорированная труба;
9 – заглушка; 10 – необрабатываемый продуктивный пласт

Набирающей популярность среди российских нефтяников технологией, повышающей эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов, является Plug&Perf. Целью данной технологии является проведение прострелочно-взрывных работ под многостадийный гидроразрыв пласта. Преимущества этой технологии следующие:

- 1) возможность одновременного спуска в скважину нескольких секций перфораторов и изолирующей пробки;
- 2) возможность производить посадку изолирующей пробки и перфорацию до 40 интервалов за один спуск;
- 3) применяется в основном при МГРП;
- 4) возможность посадить пробку и изолировать предыдущий интервал перфорации, а затем вскрыть пласт в наиболее перспективных зонах в горизонтальном участке за один спуск в нескольких интервалах;
- 5) исключение нескольких дополнительных спускоподъемных операций в скважине, находящейся под давлением;
- 6) перфораторы и пробка закачиваются в горизонтальный ствол при помощи насосов ГРП.

Данная технология может быть эффективной на баженовской свите, но до сих пор геомеханические особенности свиты плохо изучены. Дополнительный барьер для промышленных испытаний создают санкции против Российской Федерации.

Таким образом, среди методов интенсификации притока нефти на месторождениях с осложнёнными условиями разработки наиболее распространены кислотные об-

работки и гидравлический разрыв пласта. Повышение эффективности данных методов достигается за счёт их комбинирования с различными методами и технологиями обработки призабойной зоны пласта.

Большое количество проведённых операций на различных месторождениях, довольно высокая успешность и суммарный объём дополнительно добытой нефти из залежей – всё это даёт повод специалистам приравнивать технологии интенсификации добычи углеводородов к физико-химическим методам повышения нефтеотдачи.

В этой связи актуальной задачей перед специалистами, работающими с баженовской свитой, является разработка качественно адаптированных технологий интенсификации притока нефти для сложных геолого-физических условий залегания баженовской свиты. Поскольку кислотная обработка является более экономичным и не требующим доступа к санкционным технологиям методом, то разработка технологии, интенсифицирующей добычу нефти, на основе кислотной обработки потенциально продуктивных интервалов баженовской свиты представляется более приоритетным направлением в дальнейшей разработке.

Литература:

1. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС₀ Салымского месторождения / Материалы VII Всероссийской конференции: «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 203–206.
2. Арутюнов Т.В. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 43–47.
3. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 4. – С. 39–51.
4. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮС₀) / Материалы II Всероссийской научно-практической конференции: «Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития» (19 января 2015 года). – Ростов-на-Дону : Профпресс, 2015. – С. 40–52.
5. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений / сборник статей Международной научно-практической конференции: «Фундаментальные проблемы науки» (23 января 2015 года). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.
6. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 3. – С. 266–271.
7. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 1. – С. 42–47.
8. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2015. – № 1. – С. 28–46.
9. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений / Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией: «Проблемы геологии и освоения недр» (6–10 апреля 2015 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Т. II. – С. 385–387.
10. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4. – С. 72–76.
11. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород / XIII Международная научно-практическая конференция: «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29–30 апреля 2015 года) // Ежемесячный научный журнал № 4 (13) / 2015. – Москва : Евразийский союз учёных, 2015. – Ч. 11. – С. 103–109.
12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных: «Новые технологии – нефтегазовому региону» (19–20 мая 2015 года). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 49–52.

13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospettive di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 18–21.
15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы: «Фундаментальные и прикладные проблемы науки». – М. : РАН, 2015. – Т. 2. – С. 88–100.
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. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 25–28.
18. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию / Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: «Проблемы геологии и освоения недр» (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 68–70.
19. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Постановка задачи экспериментальных исследований глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2 (66). – С. 3–10.
20. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 38–41.
21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 34–39.
22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16»: «Технические и технологические системы» (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. 253–261.
23. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ применения технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском нефтяном месторождении / Материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17»: «Технические и технологические системы» (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. 217–230.
24. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование удельной поверхности сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4 (72). – С. 62–78.
25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Методология оценки запасов сланцевого газа / сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института: «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (09–10 февраля 2018 г.). – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ». – 2018. – Секция 3: «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа». – С. 127–129.
26. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 1 (73). – С. 3–12.

References:

1. Arutyunov T.V., Pozdnyak A.N., Savenok O.V. The prospects of development of slate oil on the example of YuS₀ layer of the Salym field / Materials VII of the All-Russian conference: «Problems of development of fields of hydrocarbonic and ore useful minerals» (on October 28–31, 2014). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2014. – P. 203–206.
2. Arutyunov T.V., Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies of industrial development of fields of hydrocarbons of slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 3. – P. 43–47.
3. Arutyunov T.V., Savenok O.V. A state, tendencies and the prospects of development of reserves of hydrocarbons from slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 4. – P. 39–51.

4. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Features of development of the Salym oil field (on the example of YuS₀ layer) / Materials II of the All-Russian scientific and practical conference: «Basic and applied researches in Russia: problems and prospects of development» (on January 19, 2015). – Rostov-on-Don: Professional press, 2015. – P. 40–52.
5. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects of development of fields of slate deposits / collection of articles of the International scientific and practical conference: «Fundamental problems of science» (on January 23, 2015). – Ufa : RIO MTsII OMEGA SAYNS, 2015. – P. 126–135.
6. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V., Mollayev Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – 2015. – No. 3. – P. 266–271.
7. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds // oil Engineer. – 2015. – No. 1. – P. 42–47.
8. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Research of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2015. – No. 1. – P. 28–46.
9. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of a structure of fields of slate deposits / Works of the XIX International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 70-year anniversary of the Victory of the Soviet people over fascist Germany: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 6-10, 2015). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2015. – T. II. – P. 385–387.
10. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – No. 4. – P. 72–76.
11. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of modeling of steam structure of slate breeds / XIII International scientific and practical conference: «Modern concepts of scientific research» (Russia, Moscow, on April 29–30, 2015) // Monthly scientific magazine No. 4 (13)/2015. – Moscow : Euroasian union of scientists, 2015. – Part 11. – P. 103-109..
12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Life cycle of an innovative product – slate gas / materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists: «New technologies – to the oil and gas region» (on May 19–20, 2015). – Tyumen : TSOGU, 2015. – T. 1. – P. 49–52.
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospective di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Modeling of clay breeds with kolloidnyy silicon dioxide // the oil Engineer. – 2015. – No. 2. – P. 18–21.
15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Assessment of parameters of pore space of clay breeds for the purpose of modeling of steam structure of slate deposits // Materials of the X International symposium devoted to the 70 anniversary of the Victory: «Fundamental and applied problems of science». – M. : RAS, 2015. – T. 2. – P. 88–100.
16. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // Environment protection in an oil and gas complex. – 2015. – No. 9. – P. 39–42.
17. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of methodology of preparation of examples of clay and siliceous breeds taking into account factors of heterogeneity and uncertainty // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – No. 10. – P. 25–28.
18. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of extraction of slate gas and influence on Ecology / Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – T. II. – P. 68–70.
19. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Problem definition of pilot studies of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2016. – No. 2 (66). – P. 3–10.
20. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Pilot studies of clay and siliceous slate breeds from the point of view of ability of creation of new surfaces // the Scientific and technical bulletin of JSC Rosneft. – 2016. – No. 2. – P. 38–41.
21. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Theoretical research of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // oil Engineer. – 2016. – No. 3. – P. 34–39.
22. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference: «Technical and technological systems» (on November 24–26, 2016); FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – P. 253–261.
23. Arutyunov T.V., Savenok O.V. The analysis of use of technology of thermogas influence on the Average and Nazymzsky oil field / Materials of the ninth International scientific TTS-17 conference: «Technical and technological systems» (on November 22–24, 2017) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – P. 217–230.

24. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of a specific surface of slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2017. – No. 4 (72). – P. 62–78.

25. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Methodology of assessment of reserves of slate gas / 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 cars and the equipment of oil and gas fields of the Armavir mekhaniko-institute of technology: «Science and technologies in oil and gas business» (on February 09–10, 2018). – Krasnodar : FGBOOU WAUGH «KubGTU». – 2018. – Section 3: «Management and monitoring of development of oil and gas fields». – P. 127–129.

26. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2018. – No. 1 (73). – P. 3–12.

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ УЭЦН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «КАТАНГЛИНЕФТЕГАЗ»**

**ANALYSIS OF IMPLEMENTATION EFFICIENCY
OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS
AT THE FIELDS OF OIL AND GAS PRODUCTION DEPARTMENT
«KATANGLINEFTEGAZ»**

Лапотников Андрей Геннадьевич

инженер по эксплуатации нефтегазопроводов
отдела эксплуатации нефтегазопроводов
и газораспределительных станций
обособленного подразделения,
Управление магистральных нефтегазопроводов,
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
aplent@mail.ru

Котельников Александр Сергеевич

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
9183315000@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН, на месторождениях Монги, Мирзоева, Каурунани, Нижние и Восточные Даги. Описаны различные проблемы, возникающие при эксплуатации УЭЦН; причины, влекущие за собой проблемы, и их решения в других нефтегазодобывающих компаниях за счёт применения новых технологий. Приведён расчёт экономической эффективности применения УЭЦН.

Ключевые слова: установки электроцентробежных насосов; назначение УЭЦН; причины отказов УЭЦН; наработка на отказ; межремонтный период работы скважин; основные осложнения при эксплуатации УЭЦН; борьба с выносом механических примесей.

Lapotnikov Andrey Gennadievich

Engineer for the operation
of oil and gas pipelines for the operation
of oil and gas pipelines and gas
distribution stations
of a separate subdivision,
Administration of Trunk
Oil and Gas Pipelines,
LLC «RN-Sakhalinmorneftegaz»
aplent@mail.ru

Kotelnikov Alexander Sergeevich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Annotation. The article analyzes the operation of the wells operated by the installation of electric centrifugal pumps at the fields of Mongi, Mirzoyev, Kaurunani, Lower and Eastern Dag. Various problems that arise in the operation of the installation of electric centrifugal pumps are described; reasons, causing problems, and their solutions in other oil and gas companies through the use of new technologies. The calculation of the economic efficiency of electric centrifugal pumps application is given.

Keywords: installation of electric centrifugal pumps; purpose of electric centrifugal pumps; causes of failures of electric centrifugal pumps; time to failure; overhaul period of well work; main complications in the operation of electric centrifugal pumps; control of removal of mechanical impurities.

Введение

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН) является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. За последние двадцать лет доля нефти, извлечённой на поверхность погружными центробежными насосами (ЭЦН), возросла с одной до двух третей от общей добычи нефти в стране. Эта тенденция, по всей видимости, сохранится и в будущем.

Эксплуатация скважин УЭЦН является в настоящее время основным способом добычи нефти из дебитных скважин месторождений НГДУ «Катанглинефтегаз». За последние годы доля нефти, извлечённой на поверхность ЭЦН, возросла до 32,5 % от общей добычи нефти по НГДУ. Также выполняется программа перевода скважин, эксплуатируемых газлифтом, на УЭЦН.

Однако на многих месторождениях работа серийных установок ЭЦН сталкивается с большими трудностями. Вредное влияние свободного газа, обильный вынос мехпримесей, фонтанирование по затрубному пространству, тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах, падение коэффициентов продуктивности скважин из-за глушения и низких забойных давлений – вот далеко не полный перечень осложняющих факторов при добыче нефти установками ЭЦН.

Режимы разработки нефтяных месторождений практически никогда не бывают стационарными. В НГДУ «Катанглинефтегаз» стоит большая проблема по определению динамических уровней, забойных давлений, коэффициента продуктивности пласта на скважинах, эксплуатируемых УЭЦН. Эти факторы влияют на подбор ЭЦН таким образом, чтобы он эффективно работал в скважине весь свой период эксплуатации от запуска до отказа.

В связи с этим повышение эффективности добычи нефти погружными центробежными насосами в осложнённых условиях является для НГДУ «Катанглинефтегаз» особо актуальной задачей. Одним из перспективных направлений её решения является проведение анализа работы фонда скважин УЭЦН, выявление причин, возникающих осложнений и пути их решения.

Назначение УЭЦН

Установки погружных центробежных насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и газ, а также механические примеси. В зависимости от количества различных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, насосы установок имеют исполнение обычное и повышенной коррозионной износостойкости. При работе УЭЦН, где в откачиваемой жидкости концентрация мехпримесей превышает допустимую 0,1 г/л, происходит засорение насосов и интенсивный износ рабочих агрегатов. Как следствие, усиливается вибрация, происходит попадание воды в ПЭД по торцевым уплотнениям и перегрев двигателя, что приводит к отказу работы УЭЦН.

Основные цели, поставленные в НГДУ «Катанглинефтегаз»

В последнее время наметилась устойчивая негативная тенденция к ухудшению условий эксплуатации скважин на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» вследствие вступления залежей с благоприятными геолого-промысловыми параметрами в позднюю стадию разработки и увеличения относительной доли добычи нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Погружное насосное оборудование для эксплуатации скважин зачастую просто не может нормально работать в этих условиях и быстро выходит из строя.

Для надёжной работы насоса требуется его правильный подбор к данной скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости – содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей. Отсюда идёт недоотбор жидкости или работа насоса происходит вхолостую, что сокращает межремонтный период его работы.

На данный момент в НГДУ «Катанглинефтегаз» делается упор на увеличение отборов пластовой жидкости, перевод газлифтных скважин на УЭЦН и применение более надёжного оборудования для увеличения межремонтного периода, что позволит снизить затраты на подъём жидкости.

Действующий фонд скважин, эксплуатируемых УЭЦН

На 01.01.2018 г. в НГДУ «Катанглинефтегаз» при действующем фонде – 450 скважин, на месторождения Монги, Мирзоева, Каурунани, Нижние Даги, Восточные Даги приходится 51 скважина, оборудованная УЭЦН, что составляет 11,3 % от всего фонда скважин НГДУ «КНГ» (рис. 1 и 2). На рисунке 3 приведено соотношение УЭЦН по производителям на 01.01.2018 г. Общий действующий фонд скважин, приходящийся на месторождения Монги, Мирзоева, Каурунани, Восточные и Нижние Даги (далее ЦДНГ-2) составляет 107 скважин. На рисунке 4 представлено процентное соотношение скважин, эксплуатируемых УЭЦН, к общему фонду скважин по ЦДНГ-2.

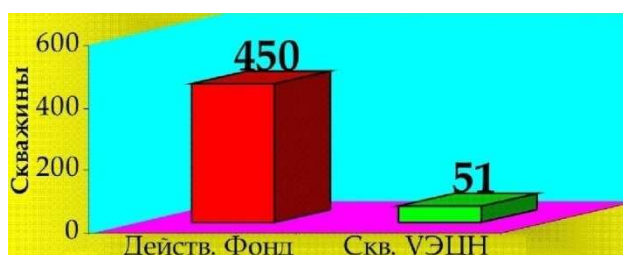


Рисунок 1 – Действующий фонд скважин НГДУ «Катанглинефтегаз» по состоянию на 01.01.2018 г.

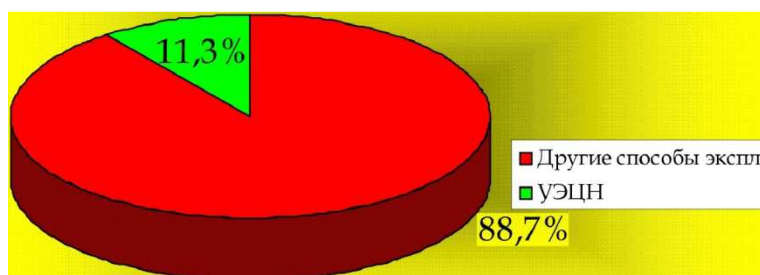


Рисунок 2 – Доля скважин, оборудованных УЭЦН, от всего фонда скважин НГДУ «Катанглинефтегаз» по состоянию на 01.01.2018 г.

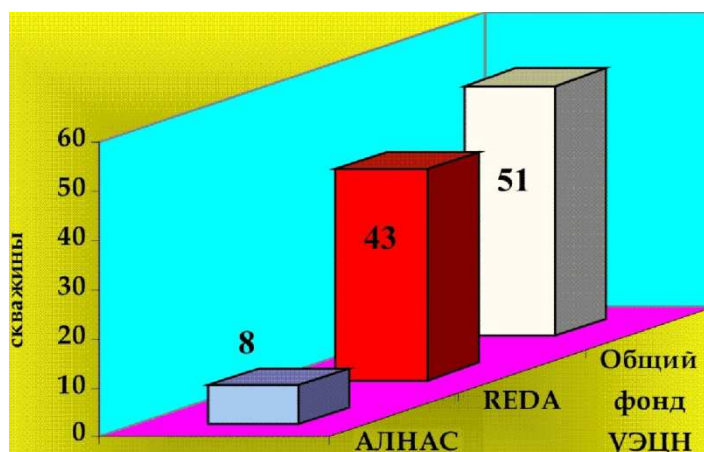


Рисунок 3 – Соотношение УЭЦН по производителям на 01.01.2018 г.

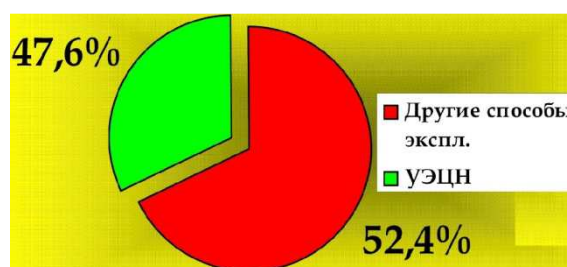


Рисунок 4 – Доля скважин, оборудованных УЭЦН, от всего фонда скважин ЦДНГ-2

Добыча жидкости и нефти установками электроцентробежных насосов

Общая добыча жидкости и нефти по НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2017 год составила 4405375 тонн и 671720 тонн соответственно (рис. 5), а по скважинам, оборудованным УЭЦН, месторождений ЦДНГ-2 за 2017 год добыто жидкости 1599272 тонн (36,3% от всей добычи) и 226047 тонн нефти (33,6 % от всей добычи) (рис. 6). Как видно из вышеизложенного, на добычу скважин, оборудованных УЭЦН, приходится треть всей добычи НГДУ «Катанглинефтегаз» (рис. 7).

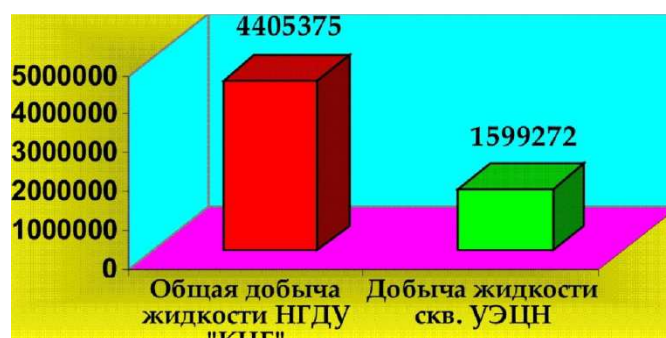


Рисунок 5 – Добыча жидкости по НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2017 год

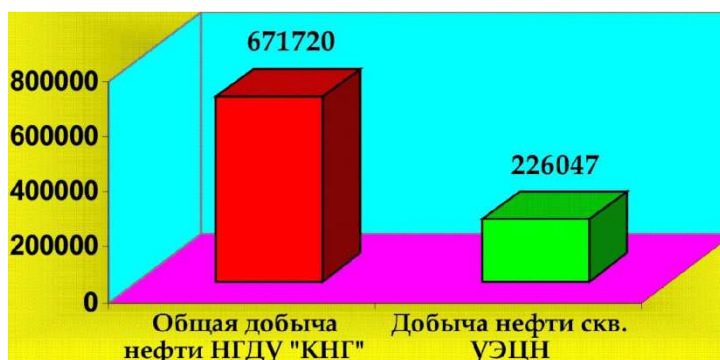


Рисунок 6 – Добыча нефти по НГДУ «Катанглинефтегаз» в целом и скважинами, оборудованными УЭЦН



Рисунок 7 – Соотношение добычи нефти скважинами, оборудованными УЭЦН, с остальными способами эксплуатации в НГДУ «Катанглинефтегаз»

За 2017 год в НГДУ «Катанглинефтегаз» по способам добычи нефти было извлечено из недр земли следующее количество нефти:

Способ эксплуатации скважины	Добычи нефти за 2017 год, тыс. тонн
Фонтан	0,436
УЭЦН	226,047
ШГН	199,671
Газлифт	208,634
ЭВН	36,932

Соотношение объемов добычи нефти в разрезе способов эксплуатации скважин представлено на рисунках 8 и 9.



Рисунок 8 – Соотношение процентов добычи нефти по способам эксплуатации в НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2017 год

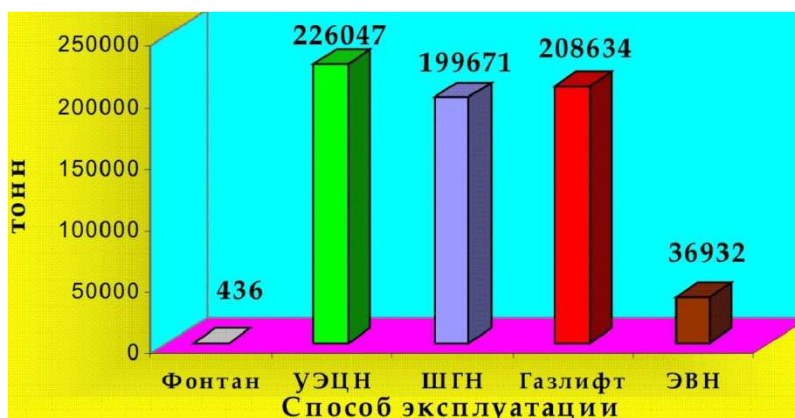


Рисунок 9 – Добыча нефти в НГДУ «Катанглинефтегаз» по способам эксплуатации за 2017 год

Как видно из рисунков, основными способами добычи нефти по НГДУ «Катанглинефтегаз» являются установки ЭЦН, газлифтные подъёмники и штанговые глубинные насосы (месторождение Катангли). На ближайшее время стоит задача перед специалистами НГДУ «Катанглинефтегаз» по переводу всех газлифтных скважин на УЭЦН. При достижении этой цели добыча нефти из скважин, эксплуатируемых УЭЦН, будет достигать более 60 % от всей добычи.

Причины отказов УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2017 год

На скважинах, эксплуатируемых установками электроцентробежными насосами, в течение 2017 года произошло 87 отказов по различным причинам. Основными причинами отказов УЭЦН являются снижение сопротивления изоляции до «0», снижение подачи жидкости на устье скважины, заклинивание установок ЭЦН, на которые в сумме пришлось 74 отказа. Самыми значительными техническими факторами, влияющими на работу установок ЭЦН и являющимися причинами выхода их из строя, можно назвать механические повреждения кабеля, засорение примесями и электрические причины. Отсюда следует, что забивание мехпримесями является важным фактором, влияющим на срок службы насоса, а борьба с ними должна привести к увеличению межремонтного периода установки. На месторождении Монги пластовая жидкость содержит механические примеси от 50 до 1204 мг/л и более, что влияет на увеличение отказов работы УЭЦН. На месторождении Мирзоева механические примеси составляют от 98 до 520 мг/л.

Причины отказов УЭЦН за 2017 год для более наглядного представления изображены на рисунке 10.

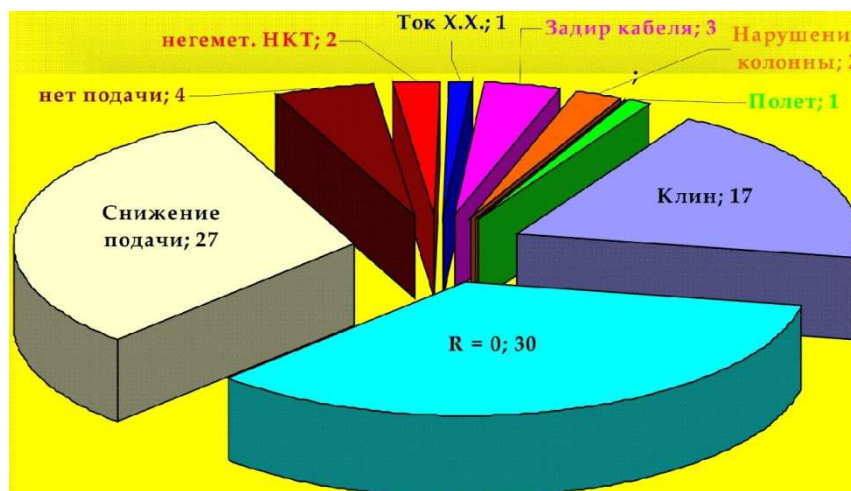


Рисунок 10 – Причины отказов УЭЦН в НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2017 год

Основные причины выхода из строя УЭЦН происходят по разным факторам, таким как: содержание механических примесей, отключение, посадки электроэнергии,

человеческий фактор, нарушение эксплуатационной колонны, износ рабочих органов установок. Основные причины выхода из строя УЭЦН по влияющим на них факторам изображены на рисунках 11–13.



Рисунок 11 – Причины снижения сопротивления изоляции УЭЦН



Рисунок 12 – Причины снижения подачи УЭЦН



Рисунок 13 – Причины заклинивания УЭЦН

Основная причина заклинивания УЭЦН происходит вследствие забивания секций насоса песком, что влечёт к увеличению нагрузки, вибрации, сломам валов и износу рабочих органов секций насоса.

Технологические показатели добычи нефти (наработка на отказ, межремонтный период работы скважин)

Одновременное действие всех вышеперечисленных факторов, а также естественный износ оборудования УЭЦН сильно сказываются на технологических показателях добычи нефти и вызывают необходимость проведения дополнительных геолого-технических мероприятий для восстановления производительности скважин и увеличения МРП работы оборудования и наработки на отказ.

Так, в 2017 году наработка на отказ по фонду скважин УЭЦН составила 197 сут. против 121 сут. в 2014 году (рис. 14). Межремонтный период работы оборудования УЭЦН в 2017 году составил 301,5 сут. против 197,5 сут. в 2014 году. Увеличение наработки на отказ составило +76 сут., увеличение межремонтного периода работы скважин, оборудованных УЭЦН, составило +104 сут. Рост основных технологических показателей, в первую очередь, характеризуется началом внедрения установок ЭЦН марки REDA (рис. 15), которые по отношению к установкам марки АЛНАС являются более износостойкими к агрессивным средам, механическим примесям и термостойкими к пластовой температуре (месторождение Мирзоева). Для борьбы с вредным влиянием свободного газа на приёме насоса дополнительно устанавливаются газосепаратор, либо диспергатор газа АГН.



Рисунок 14 – Изменение наработки на отказ по скважинам УЭЦН

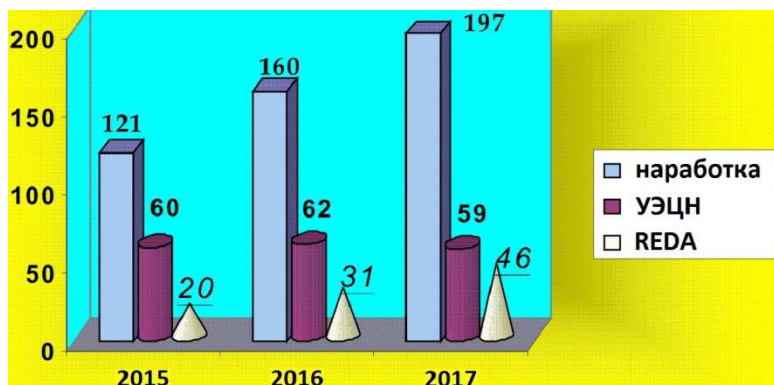


Рисунок 15 – Изменение наработки на отказ по фонду скважин, оборудованных УЭЦН

Основные осложнения при эксплуатации УЭЦН, возникающие на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз»

В сложных геолого-физических условиях основных объектов разработки месторождений эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, происходит с различными трудностями. Основными видами осложнений являются:

- нарушение кабельной линии;
- наличие в продукции скважин большого количества механических примесей;
- снижение продуктивности пород призабойной зоны пласта по результатам проведения на скважинах ремонтов с предварительным глушением;
- невысокие показатели наработки на отказ и межремонтного периода работы УЭЦН;
- подготовка ствола скважины к спуску оборудования УЭЦН;
- отсутствие реальных данных по технологическим параметрам скважин;
- нестабильность по обеспечению электроэнергией.

Предложения по увеличению производственных показателей добычи нефти

Борьба с выносом механических примесей при помощи смолы «Геотерм»

Одним из решений проблемы по уменьшению выноса механических примесей из пласта является проведение обработки призабойных зон скважин по креплению смолой «Геотерм». Данная смола применялась в НГДУ «Катанглинефтегаз» на трёх скважинах и показала положительный эффект на двух скважинах – снижение выноса мехпримесей (сокращение в 3 раза), увеличение МРП и снижение процента обводнённости (табл. 1).

Разработанные в ООО НПФ «Геотерм» ремонтно-изоляционные композиции позволяют повысить эффективность работ по ограничению водо- и пескопроявлений за счёт увеличения прочности и проницаемости образуемого коллектора с одновременным упрощением работ. Кроме того, предлагаемая методика позволяет снизить продолжительность ремонтных работ по извлечению противопесочного фильтра (ППФ), которого, как правило, в процессе эксплуатации присыпает песком, а также значительно увеличить межремонтный период работы скважин. Данная разработка позволяет в конечном итоге увеличить эффективность разработки месторождений.

Так, к примеру, в ООО «РН – Пурнефтегаз» по ограничению выноса песка выполнены работы на 130 скважинах Барсуковского, Комсомольского и Верхне-Пурпейского месторождений. На 120 скважинах работы достигли запланированного эффекта. Дополнительно к запланированному эффекту (снижению выноса песка в ствол скважины) в процессе проведения работ на 36 скважинах снижена обводнённость пластового флюида, на 35 скважинах увеличен дебит нефти, на 12 скважинах работы проводились непосредственно после выхода их из бурения и образования песчаных пробок в процессе первичного освоения. Работы по ликвидации ЗКЦ выполнены на 20 скважинах, на 4 из них работы проводились повторно; на 23 скважинах были проведены работы по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, на 6 из них работы проводились повторно.

Борьба с заклиниванием УЭЦН в результате засорения секций насоса механическими примесями

В связи с частыми выходами в простой скважин по причине заклинивания установок вследствие обильного выноса песка одним из вариантов решения проблемы является внедрение входных моделей ЖНШ.

Щелевой фильтр ЖНШ предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с поперечным сечением частиц до 0,2 мм.

Особенностями фильтров являются следующие параметры:

- фильтрующие элементы не засоряются, обеспечивая высокий ресурс работы;
- низкий перепад давления при высоких расходных характеристиках;
- возможность многократного использования.

Основной элемент фильтра ЖНШ – это щелевые решётки, изготовленные из V-образной проволоки и концентрических опорных прутков, присоединённых к ней. Непрерывные отверстия сформированы так, что имеют две точки контакта с частицами у щелевого отверстия, что приводит к частичному раскалыванию крупных частиц об острые кромки проката треугольного профиля, что минимизирует засорение (рис. 16). Щелевой фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией.

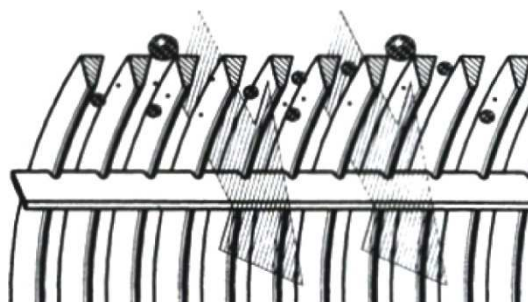


Рисунок 16 – Основной элемент фильтра ЖНШ

Таблица 1 – Параметры до и после проведения обработки «Геотерм» в НГДУ «Катанглинефтегаз»

№ скважины	Место-рождение	Интервал РF	Параметры до КРС					Параметры после КРС					Описание проведения КРС
			Qн	Qж	%	МРП	КВЧ	Qн	Qж	%	МРП	КВЧ	
72	Набиль	699–710	5,5	28	78	4	1272	6,3	31	78	39	435	Обработка смолой «Геотерм» (крепление)
158	Набиль	630–642	4,6	25	79	3	1680	ОПРС, перфорация пласта					Обработка смолой «Геотерм» (крепление)
433	Катангли	150–171	1	26	96	30	244	2,7	25	90	34	93	Обработка смолой «Геотерм» (крепление)

Внедрение данных фильтров в АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» (рис. 17) показало, что вероятность безотказности при МРП более 200 сут. увеличивается в 2 раза, что, несомненно, является положительной стороной.

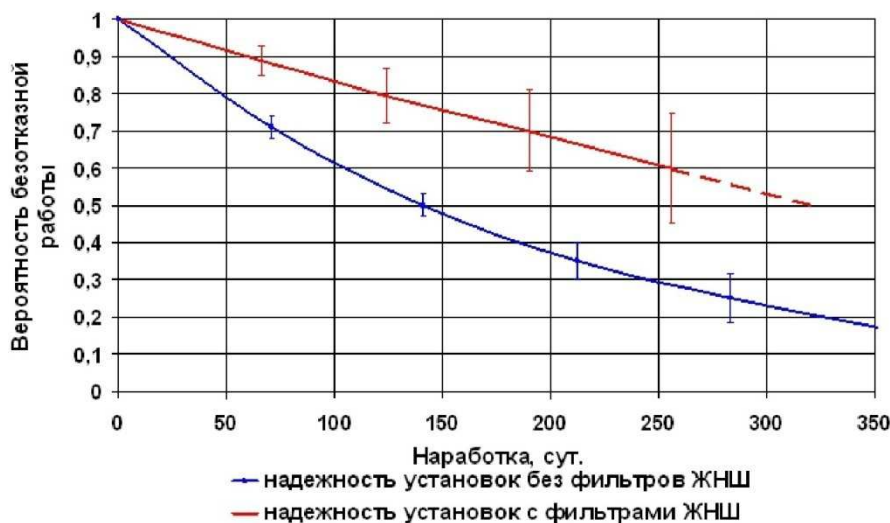


Рисунок 17 – Влияние ЖНШ на вероятность безотказности работы УЭЦН в АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»

Внедрение фильтров ЖНШ увеличит межремонтный период работы оборудования УЭЦН, что сократит затраты на проведение ПРС и соответственно уменьшится частота закупки установок ЭЦН. Установка данных фильтров не вызывает проблем, а лишь небольшое увеличение затрат по монтажу УЭЦН.

Система мониторинга «Феникс» компании «Schlumberger»

Для контроля параметров скважины необходимо на скважинах, оборудованных УЭЦН, установить систему мониторинга «Феникс», разработанную компанией «Schlumberger».

Система мониторинга «Феникс» (рис. 18) состоит:

- 1) скважинный инструмент (рис. 18-1);
- 2) наземная электронная панель или электронная плата (рис. 18-2);
- 3) дроссельная коробка или дроссельная плата (рис. 18-3).

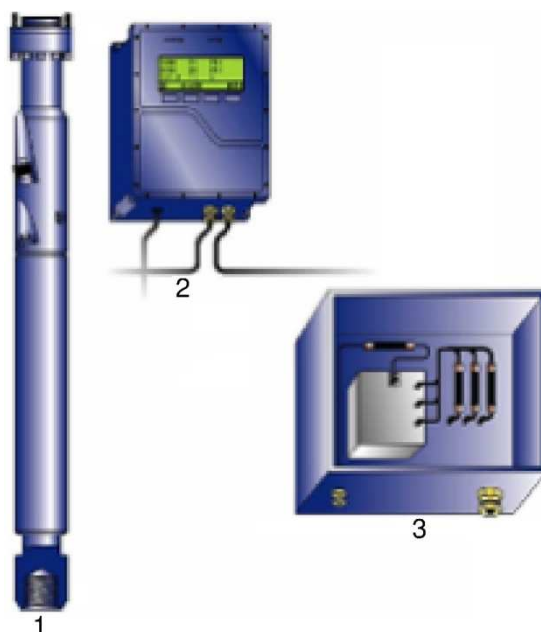


Рисунок 18 – Система мониторинга «Феникс»

Система «Феникс» позволяет измерять следующие параметры:

- давление на входе в насос;
- давление на выкиде насоса;
- температуру на входе в насос;
- температуру масла в ПЭД / обмотки статора ПЭД;
- расход жидкости на выкиде насоса;
- вибрацию;
- утечки тока через изоляцию;
- токи калибровки (диагностика).

На данный момент существует три типа исполнения погружных датчиков с различными определяющими данными (табл. 2).

Таблица 2 – Типы исполнения погружных датчиков с различными определяющими данными

Параметры	Тип 0	Тип 1	Тип 2
Давление на приёме	X	X	X
Давление на выкиде		X	X
Температура на приёме	X	X	X
Температура мотора	X	X	X
Замер жидкости			X
Вибрация	X	X	X

Наземная электронная панель выполняет следующие функции:

- питание скважинного датчика;
- декодирование сигнала от скважинного датчика;
- индикация параметров на панели и запись параметров в память;
- защиту УЭЦН командами ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ и ОТКЛЮЧЕНИЯ.

Дроссельная коробка выполняет функцию изолирования высоковольтной системы переменного тока питания ПЭД от низковольтной системы питания скважинного датчика.

Применение системы мониторинга «Феникс» позволит более корректно определять параметры пласта (динамический уровень, пластовую температуру, забойное давление), характеристики работы оборудования УЭЦН и возможность регулирования установок по отключению УЭЦН. Внедрение системы «Феникс» не требует больших затрат и времени монтажа.

Расчёт экономической эффективности

В связи с тем, что реальный экономический эффект от внедрения новых технологий можно просчитать только после их применения на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз», данный расчёт является условным.

Расчёт экономической эффективности применения входных модулей ЖНШ и погружных датчиков давления «Феникс» выполнены согласно применяемой методики расчётов эффективности капитальных и подземных ремонтов в НГДУ «Катанглинефтегаз». Стоимость оборудования УЭЦН не учитывается, так как внедрение данных технологий будет проводиться во время смены УЭЦН на скважинах, вошедших в простой. Что касается расчёта по внедрению погружных датчиков, то увеличение МРП не бра-лось за основу, только небольшое увеличение дебита нефти на 0,3 тонны в сутки, поэтому сроки окупаемости и составили около 1 года и более.

Основным фактором, влияющим на эффективность внедрения фильтров ЖНШ, является увеличение МРП. В случае успешного внедрения планировалось увеличение в 1,5 раза по сравнению с периодом до ремонта. Увеличение дебита по нефти на 0,5 тонны в сутки не сильно повлияло на прибыль. Что касается затрат, то в стоимость ПРС входит стоимость оборудования с НДС.

Для расчёта экономической эффективности по внедрению смолы «Геотерм» для крепления призабойных зон скважин была взята фактическая эффективность, которую рассчитали по фактическим данным, полученным после обработок скважин данной смолой в НГДУ «Катанглинефтегаз». Срок эффективности составил 1,5 месяца, что удовлетворяет требованиям компании.

Заключение

Анализ эксплуатации установок УЭЦН показывает, что более эффективнее использовать электронасосы с большей производительностью, в особенности при эксплуатации обводнённых скважин, где необходимо откачивать много пластовой жидкости. В этих случаях погружные электронасосы вне конкуренции, так как компрессорная эксплуатация таких скважин требует большого количества рабочего агента для подъёма жидкости и обходится дорого, а штанговые насосы не в состоянии обеспечить такой отбор жидкости, как в результате ограниченной производительности, так и вследствие нагрузок на штанги. КПД УЭЦН большей производительности значительно выше, чем КПД насосов малой производительности (это характеризуется спецификой центробежного насоса).

В результате проведённой работы можно заметить, что эффективность внедрения новых технологий является оптимальной и рентабельной.

Для внедрения предлагаемых технологий необходимо обеспечить стабильную подачу и обеспечение электроэнергией скважин, эксплуатируемых УЭЦН. В результате стабильного обеспечения электроэнергией скважин будет заметно снижен риск выхода из строя УЭЦН по причине снижения сопротивления изоляции до «0», заклинивания установок и снижения подачи жидкости на устье.

Литература:

1. Отчёт о производственной деятельности НГДУ «Катанглинефтегаз» за 2015–2017 гг.
2. 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.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 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. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac79b4d43b88521316d27_0.html
11. 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.
12. 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.
13. 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. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 35–42.
14. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения / Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных: Новые технологии – нефтегазовому региону (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 94–96.

15. 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. – С. 61–65.
16. Бондаренко В.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Анализ современных представлений о принципах моделирования и расчёта пород-коллекторов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 34–40.
17. Бондаренко В.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Разработка предпосылок моделирования песчаных коллекторов // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 3 (23). – С. 92–94.
18. Бондаренко В.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Разработка физической модели песчаника для оптимального выбора технологий крепления призабойной зоны пласта и управления пескопроявлениями // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 70–72.
19. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Разработка рекомендаций по внедрению физико-химических методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях месторождения Мухто // сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции: Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 43–49.
20. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал Нефть. Газ. Новации. – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации». – 2017. – № 2. – С. 36–51.
21. 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.
22. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин / 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. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>
23. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохамед 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. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>
24. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 34–61.
25. 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 : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 62–81.
26. 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 : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 275–297.
27. Лапотников А.Г., Савенок О.В. Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки газоконденсатнонефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол) XXI пласта // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 101–123.
28. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 124–149.
29. Кирпа С.В., Шальская С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 42–61.
30. 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>

31. База данных. Предупреждение пескопроявлений в скважинах и борьба с ними / В.А. Бондаренко, О.В. Савенок. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620964. Заявка № 2014620637. Дата поступления 14 мая 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 04 июля 2014 г.

References:

1. The report on production activity of NGDU of Katanglineftegaz for 2015–2017.
2. Antoniadis 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.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
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. Praktikum 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. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
9. 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.
10. Analysis of efficiency of introduction of UETsN on fields of NGDU «Katanglinefte-gaz». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac79b4d43b88521316d27_0.html
11. 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. – С. 84–86.
12. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Issledovaniye of 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. – No. 5. – 28 p.
13. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the existing methods of fight against the peskoproyavleniya and development of statistical model of deformation and spatial instability and destruction of sandy breeds // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – No. 1. – P. 35–42.
14. Chuykin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Problems of carrying out of sand on fields of Krasnodar Krai and a way of her decision / Materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists: New technologies – to the oil and gas region (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.
15. 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. – No. 708. – P. 61–65.
16. Bondarenko V.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V. Analysis of modern ideas of the principles of modeling and calculation of breeds collectors // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – No. 2. – P. 34–40.
17. Bondarenko V.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V. Development of prerequisites of modeling of sandy collectors // Geoinzhiniring. – 2014. – No. 3 (23). – P. 92–94.
18. Bondarenko V.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V. Development of physical model of sandstone for the optimum choice of technologies of fastening of a bottomhole zone of layer and management of peskoproyavleniya // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – No. 10. – P. 70–72.
19. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Development of recommendations about introduction of physical and chemical methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of the field of Flies // the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference: Current trends of development of oil and gas and machine-building branches (on May 25, 2016, Perm); under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T. M., 2016. – P. 43–49.

20. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical Oil magazine. Gas. Innovations. – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations». – 2017. – No. 2. – P. 36–51.

21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 33–50.

22. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin / 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. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

23. Shakhmelikyan M.G., Haidar Mohamed of Brekhim, Ganges Ivanov to Adrian Tabitha. Analysis of efficiency of steam impact on the II layer II of the unit of the Katangli / Bulatovskiye field 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. 313–322. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>

24. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 2. – P. 34–61.

25. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of use of system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 2. – P. 62–81.

26. 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 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 275–297.

27. Lapotnikov A.G., Savenok O.V. Geological structure, oil-and-gas content and analysis of development of the gas-condensate and oil Odoptu-more field (Northern calotte) of the XXI layer // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 1. – P. 101–123.

28. Chernoknizhny D.V., Savenok O.V. Optimization of operation of installations of electrocentrifugal pumps on Pervomaisk an oil field // t Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – No. 1. – P. 124–149.

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

30. Yakovlev A.L., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. The analysis of operation 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. – No. 02. – URL: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

31. Database. Warning of peskoproyavleniye in slits and fight against them / V.A. Bondarenko, O.V. Savenok. – Certificate on the state registration of the database No. 2014620964. Request No. 2014620637. Date of arrival on May 14, 2014 Date of the state registration in the Register of databases on July 04, 2014.

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ ПРИЧИН И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ
НА ПРИМЕРЕ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CAUSES AND IMPROVEMENT OF METHODS
FOR PREVENTING AND COMBATING SALT DEPOSITS
DURING OIL PRODUCTION
BY THE EXAMPLE OF THE ARLANSKOYE FIELD**

Самойлов Александр Сергеевич

аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandr3105@inbox.ru

Иолчуев Алишер Муслимович

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

Аннотация. Одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин на Арланском нефтяном месторождении, является образование из попутно добываемых вод неорганических солей, которые отлагаются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Как правило, отложения солей встречаются на стенках нижней части эксплуатационных колонн, в приёмных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых насосов, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Отложения солей являются причиной снижения или полной потери производительности скважинных насосных установок и возникновения на нефтепромысловых объектах аварийных ситуаций. Целью статьи является анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти, применяемых в НГДУ «Арланнефть». Эффективность методов определяется технико-экономическими показателями предприятия, а также выяснением причин, условий образования отложения солей и зон накопления осадков.

Ключевые слова: борьба с отложениями солей при добыче нефти; методы удаления комплексных осадков; технологии предотвращения образования сульфидсодержащих солей; удаление отложений солей, образовавшихся в ЭЦН; предотвращение образования солей; предотвращение образования отложений солей в затрубном пространстве скважины; повышение эффективности борьбы с отложениями солей при добыче нефти.

Samoylov Alexander Sergeevich

Graduate student of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aleksandr3105@inbox.ru

Iolchuev Alisher Muslimovich

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

Annotation. One of the reasons that reduces the efficiency of well operation at the Arlanskoye oil field is the formation of inorganic salts from the produced water, which are deposited in the bottomhole zone of wells and on the surface of oilfield equipment. As a rule, salt deposits occur on the walls of the lower part of the production columns, in the receiving and working bodies of the electric centrifugal and rod pumps, on the inner surface of the tubing. Salt deposits cause the reduction or total loss of productivity of downhole pumping units and the emergence of emergencies at oilfield facilities. The purpose of the article is to analyze the methods of preventing and combating salt deposits in oil production used in oil and gas production department «Arlanneft». The effectiveness of methods is determined by the technical and economic indicators of the enterprise, as well as clarification of the causes, conditions for the formation of salt deposits and zones of accumulation of precipitation.

Keywords: control of salt deposits during oil production; methods of removing complex precipitation; technology to prevent the formation of sulfide-containing salts; removal of salt deposits formed in the electric centrifugal pumps; prevention of salt formation; prevention of formation of salt deposits in the annulus of the well; increase of efficiency of struggle against deposits of salts at oil extraction.

Характеристика текущего состояния разработки по НГДУ «Арланнефть»

В 2017 году из всех объектов разработки НГДУ «Арланнефть» добыто 1966,0 тыс. тонн нефти и отобрано 41625,8 тыс. тонн жидкости.

Суточная добыча нефти составила 5016 тонн/сут., суточный отбор жидкости составил 121076 тонн/сут. Среднесуточный дебит на 1 скважину в 2017 году составил по

нефти 2,7 тонн/сут., по жидкости – 56,9 тонн/сут. Основной объём добычи нефти и отбора жидкости приходится на продуктивные коллекторы с терригенными отложениями нижнего карбона.

Из всех объектов добыто 207782,4 тыс. тонн нефти или 32,3 % от начальных балансовых и 82,4 % от начальных извлекаемых запасов. Годовой темп отбора по НГДУ от начальных извлекаемых запасов составил 0,8 %, а от остаточных извлекаемых запасов – 4,2 %.

Пробуренный фонд по НГДУ «Арланнефть» на конец 2017 года составил 4772 скважины.

Обводнённость составила 95,3 %, что выше уровня прошлого года на 0,4 %. Действующий фонд на 01.01.2018 г. составил 2267 скважин, из них с водой работали 2267 или 100 % от всего фонда.

В 2017 году в продуктивные пласты закачано 33204,6 тыс. м³ воды.

Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины составляет 391 м³/сут. Рабочим агентом закачки является вода следующих типов: сточная с УКПН и ТВО; сточная с комбината «Искож»; пластовая с глубинных горизонтов; пресная с Камского водозабора.

Обычно добывающие скважины оборудуются СШНУ или УЭЦН. Другие виды насосов (диафрагменные, винтовые) применяются в крайне ограниченном количестве. Так, по состоянию на 01.01.2018 г. в НГДУ «Арланнефть» имелось 1745 скважин (77,1 % от всего добывающего фонда), оборудованных СШНУ, и 478 скважин (21,1 %), оборудованных УЭЦН. В то же время доля добычи жидкости при использовании СШНУ составила 12,5 %, а при использовании УЭЦН – 87,3 %. Это указывает на основную роль в добыче жидкости скважин, оборудованных УЭЦН.

Отложения солей существенным образом влияют на межремонтный период работы ГНО, особенно скважин, оборудованных УЭЦН. В 2017 году в НГДУ «Арланнефть» он составил 799 сут., а по ряду скважин 1000 сут. и более. В то же время в 2017 году более 20 % установок, вышедших из строя, не отработали гарантийный срок – 1 год, на 16 скважинах было произведено по два и более подземных ремонта, связанных с восстановлением работоспособности УЭЦН, т.е. межремонтный период по ним составляет 40–120 сут.

Образование отложений солей в рабочих органах ЭЦН и вызываемый ими износ является основной причиной как преждевременных выходов установок из строя, так и аварий, связанных с падением их на забой скважин.

Динамика фонда осложнённых скважин представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика фонда осложнённых скважин по НГДУ «Арланнефть» за 2008–2017 гг.

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Количество осложнённых скважин	22	43	74	97	176	194

Рост осложнённых скважин увеличивается, и на сегодняшний день борьба с отложениями солей является одной из главных проблем разработки и добычи нефти на Арланском нефтяном месторождении.

Образование отложений солей в скважинах

Состав образующихся отложений

Образование отложений неорганических солей в скважинах Арланского месторождения впервые отмечено на Ново-Хазинской площади. Вначале отложение солей проявлялись лишь в единичных скважинах, но с 1971–1972 годов интенсивность солеобразования в скважинах резко возрастает. В последующие годы процесс отложения неорганических солей распространяется на скважинах Николо-Березовской, Арланской и Вятской площадей, а борьба с ними перерастает в сложную научно-техническую проблему.

Исследованиями показано, что основным компонентом отложений в те годы являлся гипс. В качестве примесей в состав отложений входят карбонаты кальция и магния, сульфаты магния и бария, окислы и сульфид железа, асфальто-смоло-парафинистые компоненты нефти, гигроскопическая влага.

В конце 80-х начале 90-х годов прошлого столетия отложения стали трансформироваться и приобретать комплексный характер. Отложения с преимущественным содержанием сульфатов стали встречаться значительно реже. В то же время происходит увеличение количества отложений, представленных сульфидами железа (FeS) с сульфатами и карбонатами кальция (CaSO₄ и CaCO₃) и АСПО в качестве примесей.

В таблице 2 представлен состав осадков, обнаруженных в 90-х годах в скважинах Арланского месторождения.

По групповому составу отложения классифицируются как гипсо-сульфидо-углеводородные, карбонато-сульфидо-углеводородные. Виды отложений солей, встречающиеся в скважинах, представлены в таблице 3.

Причины образования солей

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 соблюдается неравенство $C_i \geq C_{pi}$, где C_{pi} – концентрация соединения или иона, потенциально способного к выпадению осадков; C_{pi} – равновесная концентрация (предельная растворимость) соединения или иона при данных условиях. Это неравенство смещается в сторону выпадения осадков либо за счёт увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счёт уменьшения правой части (снижения предельной растворимости). Первое из этих условий возникает обычно при смешении вод разного состава, химически не совместимых 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.

Необходимым условием формирования комплексных отложений является наличие в попутно добываемых водах ионов железа, сероводорода, сульфатов или карбонатов. Сероводород в нефтяных пластах Арланского месторождения образовывается под влиянием жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые широко распространены в водах, используемых для заводнения нефтяных пластов, в том числе закачка сточных вод комбината «Искож».

Наиболее благоприятные условия для протекания процессов сульфатредукции создаются в призабойной зоне пласта, в застойных водах резервуаров, установках подготовки нефти и сточных вод. Жизнедеятельность СВБ вызывает ряд серьёзных проблем на нефтяном месторождении, таких как коррозия, загрязнение сероводородом добываемой нефти, газа и воды, биодеструкция химвеществ при добыче нефти, образование отложений с сульфидом железа.

Скорость коррозии металла в системе заводнений в результате воздействия СВБ в отдельных случаях возрастает в несколько раз, при этом срок службы сокращается до 0,5–2 лет вместо 15. Наличие на поверхности металла закреплённых колоний СВБ снижает эффективность ингибиторной защиты, что приводит к дополнительным затратам.

Развитие микроорганизмов в ПЗП может способствовать разрушению пласта, как за счёт растворения цементировочного материала, так и за счёт нарушения его структуры, ослабления сцепления отдельных частиц и конгломератов. В результате увеличивается количество выносимых частиц породы пласта, которые вместе с образовавшимися сульфидами железа образуют сульфидо-песчаные осадки, отлагающиеся в стволе скважины и в глубинно-насосном оборудовании.

В таблице 4 показана бактериальная заражённость попутно добываемых и закачиваемых вод.

Таблица 4 – Бактериальная заражённость попутно добываемых и закачиваемых вод

Объект	Арланская площадь	Никола-Березовская площадь	Саузбашевское месторождение
Добывающая скважина	101–102	102–103	101–103
Нефтедворный парк	102–103	103–104	101–103
Резервуары очистных сооружений	103–104	104–105	102–103
Нагнетательная скважина	105	104–107	104

Таблица 2 – Состав осадков, обнаруженных в 90-х годах прошлого столетия в скважинах

Площадь (№ скважины)	Содержание, вес. %					Вид осадка
	CaSO ₄	CaCO ₃	FeS	АСПО	песок	
Николо-Березовская (скважина № 45)	8,9	4,1	64,0	16,1	6,9	Сульфидо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 1155)	25,0	6,3	5,0	19,0	41,7	Гипсо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 6089)	1,2	5,3	58,8	18,0	18,6	Сульфидо-песчано-углеводородный
Арланская (скважина № 7249)	21,6	1,2	41,2	20,0	4,0	Гипсосульфидо-углеводородный
Арланская (скважина № 7686)	4,3	0,1	2,5	0,5	91,4	Песчаный
Арланская (скважина № 6960)	16,2	1,2	47,0	0,3	25,8	Сульфидопесчаный
Николо-Березовская (скважина № 7998)	80,3	–	2,5	17,7	1,1	Гипсо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 1159)	0,8	21,0	42,0	20,5	1,6	Карбонато-сульфидо-углеводородный
Саузбашевское месторождение (скважина № 2676)	5,3	12,9	65,0	13,5	0,6	Карбонато-сульфидный
Саузбашевское месторождение (скважина № 2278)	3,6	1,5	66,2	21,6	6,7	Сульфидо-углеводородный
Саузбашевское месторождение (скважина № 7019)	10,0	13,5	45,9	13,0	15,5	Сульфидо-песчаный
Арланская (скважина № 1575)	6,3	13,7	57,1	20,0	0,7	Сульфидо-углеводородный

Таблица 3 – Виды отложений, встречающиеся в скважинах

	Компонентный состав отложений		Наименование типа (вида) отложений по составу
	Основной	Примеси	
1. Гипс 65–92 %	Карбонат кальция 4–8 % Сульфид железа 2–3 % Песок 1–5 % АСПКН < 15 %	Гипсовый	
2. Гипс 65–82 % АСПКН 15–22 %	Карбонат кальция 4–8 % Сульфид железа 2–3 % Песок 1–5 %	Гипсо-углеводородный	
3. Карбонат кальция 40–70 %	Гипс 5–10 % Сульфид железа 2–5 % Песок 2–12 % АСПКН < 15 %	Карбонатный	
4. Карбонат кальция 40–65 % АСПКН 15–25 %	Гипс 6–15 % Сульфид железа 2–5 % Песок 2–10 %	Карбонатно-углеводородный	
5. Сульфид железа 70–96 %	Гипс 2–10 % Карбонат кальция 0–6 % Песок 1–8 % АСПКН < 15 %	Сульфидный	
6. Сульфид железа 47–70 % АСПКН 15–25 %	Гипс 2–10 % Карбонат кальция 1–6 % Песок 2–8 %	Сульфидо-углеводородный	
7. Сульфид железа 45–60 % Песок 15–29 %	Гипс 1–6 % Карбонат кальция 1–4 % АСПКН < 15 %	Сульфидо-песчаный	
8. Сульфид железа 42–56 % Песок 15–29 % АСПКН 15–18 %	Гипс 1–6 % Карбонат кальция 1–4 %	Сульфидо-песчано-углеводородный	

Из таблицы видно, что большое количество СББ находится в нагнетательных скважинах, т.е. в результате закачки сточных вод с комбината «Искож» и с установки подготовки нефти и воды.

Считается, что первоначально СББ вносятся в пласт ещё на стадии разведочного бурения вместе с закачиваемой водой и реагентами для бурения.

Процесс осадкообразования контролируется по шестичленному анализу попутно добываемой воды, наличие в ней ионов железа Fe, сероводорода H₂S, СББ, водородного показателя рН и коэффициентов насыщенности по сульфатам и карбонатам K₂SO₄ и K₂CO₃. Наличие железа и сероводорода является необходимым условием формирования отложений сульфида железа. Частицы сульфида железа, являясь центрами кристаллизации, инициируют образование других солей и твёрдых углеводородов нефти. Если добываемая пластовая вода имеет коэффициент насыщенности сульфатами более единицы и в ней отсутствуют ионы железа или сероводорода, то в скважине образуются гипсо-углеводородные отложения (первый тип). При насыщенности добываемой пластовой воды сульфатами и карбонатами при присутствии в ней сероводорода, иона двух- и трёхвалентного железа, СББ образуются соответственно гипсо-сульфидо-углеводородные (второй тип) и карбонато-сульфидо-углеводородные отложения (третий тип).

В таблицах 5 и 6 представлены результаты лабораторных анализов по определению конкретных значений вышеназванных показателей по добывающим скважинам Арланского месторождения, в которых происходило образование комплексных осадков с сульфидом железа.

Таблица 5 – Состав попутно добываемой воды из скважин Арланского месторождения

№ скважины	Состав попутно добываемых вод, мг/л								СББ, кл/м ³
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ³⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ + Na ⁺	Fe ⁺² + Fe ⁺³	H ₂ S	
45	12163	300	366	1500	1216	4149	8	35	102
62	50390	230	201	5200	1620	24686	7	28	10
1453	56836	175	378	4400	3344	26973	1	45	102
1924	19248	900	183	9400	2797	60322	3	31	10
2126	98578	475	220	7500	2614	50698	92	35	103
2300	83402	300	152	8800	7296	30402	10	27	103
2399	38006	280	262	3300	3102	16041	16	12	103
2891	57473	444	309	5600	2716	29047	64	4	102
6346	136521	708	154	9600	5950	65858	8	0	0
7134	117018	550	183	10000	3648	73036	3	8	103
7135	140422	550	122	9400	2797	60322	83	3	102
7637	140027	538	240	8760	3614	56678	48	33	102
7998	121982	710	110	8800	2554	64571	2	32	10
8006	40424	1060	238	4400	1459	19008	53	46	103

Из таблиц 5 и 6 видно, что если добываемая вода имеет коэффициент насыщенности сульфатами больше единицы и отсутствуют ионы железа или сероводорода, то в скважине образуются отложения 1-го типа – гипсо-углеводородные. При содержании на устье скважины ионов железа от 1 до 92 мг/л, сероводорода от 3 до 62 мг/л, СББ от 10 до 1000 кл/м³ имеются реальные условия образования комплексных осадков с сульфидом железа. Осадки 2-го типа образуются при перенасыщенности вод сульфатами, начиная от 0,9 мг/л и более, осадки третьего типа образуются при перенасыщенности вод карбонатами от 0,1 мг/л и более, сульфатами от 0,07 до 0,9 мг/л.

Таблица 6 – Состав отложений солей из скважин Арланского месторождения

№ скважины	Состав отложений, % масс.					Коэффициент перенасыщения		Тип отложения
	АСПО	карбонаты	FeS	гипс	нерастворимый остаток	K ₂ CO ₃	K ₂ SO ₄	
45	6	16	69	–	9	0,10	0,08	3
62	7	20	62	–	11	0,20	0,16	3
1453	10	61	20	–	9	0,28	0,15	3
1924	11	5	11	70	3	0,70	0,99	2
2126	6	4	15	65	10	0,10	0,99	2
2300	7	46	34	–	13	0,34	0,47	3
2399	8	27	8	29	18	1,29	0,94	2
2891	6	60	32	–	12	1,00	0,26	3
6346	3	–	–	95	2	1,00	0,99	1
7134	2	4	10	82	2	0,78	0,51	3
7135	2	4	20	66	8	0,40	0,92	2
7637	9	32	49	–	10	0,10	0,33	3
7998	10	38	36	8	8	0,23	0,56	3
8006	6	4	68	20	2	0,10	0,92	2

Таким образом, на сегодняшний день можно считать установленную основную причину образования осадков сложного состава на скважинах Арланского месторождения – это закачка в течение длительного времени пресных вод, заражённость продуктивных пластов, системы сброса и подготовки нефти сульфатвосстанавливающими бактериями.

Прогнозирование видов комплексных осадков в добывающих скважинах

Прогнозирование и контроль за солеотложением при добыче нефти имеет большое практическое значение, так как от предсказания и своевременного обнаружения солевых остатков в скважинах, на насосном оборудовании, в системах внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти зависит эффективность мероприятий по их ликвидации, предупреждению и защите нефтепромыслового оборудования.

Прогнозирование образования комплексных осадков в добывающих скважинах НГДУ «Арланнефть» базируется на шестикомпонентном анализе попутно добываемых вод, анализе содержания ионов двух- и трёхвалентного железа, сероводорода, методиках прогнозирования образования сульфата и карбоната кальция, результатах статистической обработки промысловых материалов по изучению состава попутно добываемых вод и видов комплексных осадков.

Впервые методика прошла промышленную апробацию в НГДУ «Краснохолмскнефть» и НГДУ «Арланнефть».

Перечень и последовательность основных видов работ, необходимых для прогнозных расчётов следующий:

а) Химический анализ попутно добываемых вод:

1. Отобрать пробу воды:
 - 0,5 л без консерванта;
 - 0,3 л с консервантом – уксуснокислым кадмием (объёмом 25 мл).
2. Определить в пробе воды без консерванта:
 - плотность, кг/м³;
 - содержание хлора, мг/л;
 - содержание сульфата, мг/л;
 - содержание карбоната, мг/л;
 - содержание кальция, мг/л;
 - содержание магния, мг/л;
 - содержание двух- и трёхвалентного железа, мг/л;
 - водородный показатель воды.

3. Определить в пробе воды с консервантом содержание сероводорода, мг/л.

б) Расчёт склонности попутно добываемых к образованию комплекса сульфата кальция (метод Скилмана-МакДональда).

Метод основан на измерении термодинамической растворимости и имеет теоретическую основу. Растворимость сульфата кальция рассчитывается по формуле:

$$S_{расч} = 1000 \cdot \left(\sqrt{x^2 + 4 \cdot K} - x \right), \quad (1)$$

где $S_{расч}$ – расчётная растворимость сульфата кальция, мг-экв/л; x – избыточная общая концентрация ионов, мг/л; K – константа растворимости продукта.

Ионная сила рассчитывается по формуле:

$$\mu = \left[1,4 \cdot Cl^- + 2,1 \cdot SO_4^{2-} + 0,8 \cdot HCO_3^- + 5 \cdot Ca^{2+} + 8,2 \cdot Mg^{2+} + 2,2 \cdot (Na^+ + K^+) \right] \cdot 10^{-5}, \quad (2)$$

где ионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ и K^+ выражены в мг/л.

Исходя из ионной силы μ и температуры t , находится константа растворимости K по таблице 7.

Таблица 7 – Приближённые значения константы растворимости сульфата кальция при различных ионных силах μ и температуре t , °C

μ	100 °C	200 °C	μ	100 °C	200 °C
0	$1,02 \cdot 10^{-4}$	$1,13 \cdot 10^{-4}$	2,5	$30,00 \cdot 10^{-4}$	$30,07 \cdot 10^{-4}$
0,1	$3,04 \cdot 10^{-4}$	$3,15 \cdot 10^{-4}$	2,75	$30,60 \cdot 10^{-4}$	$30,66 \cdot 10^{-4}$
0,2	$4,99 \cdot 10^{-4}$	$5,10 \cdot 10^{-4}$	3,0	$30,84 \cdot 10^{-4}$	$30,87 \cdot 10^{-4}$
0,3	$6,87 \cdot 10^{-4}$	$6,98 \cdot 10^{-4}$	3,25	$30,77 \cdot 10^{-4}$	$30,77 \cdot 10^{-4}$
0,4	$8,68 \cdot 10^{-4}$	$8,78 \cdot 10^{-4}$	3,5	$30,39 \cdot 10^{-4}$	$30,77 \cdot 10^{-4}$
0,5	$10,41 \cdot 10^{-4}$	$10,51 \cdot 10^{-4}$	3,75	$29,76 \cdot 10^{-4}$	$29,72 \cdot 10^{-4}$
0,6	$12,07 \cdot 10^{-4}$	$12,17 \cdot 10^{-4}$	4,0	$28,90 \cdot 10^{-4}$	$28,83 \cdot 10^{-4}$
0,7	$13,67 \cdot 10^{-4}$	$13,75 \cdot 10^{-4}$	4,25	$27,85 \cdot 10^{-4}$	$27,77 \cdot 10^{-4}$
0,8	$15,16 \cdot 10^{-4}$	$15,26 \cdot 10^{-4}$	4,5	$26,65 \cdot 10^{-4}$	$26,55 \cdot 10^{-4}$
0,9	$16,60 \cdot 10^{-4}$	$16,70 \cdot 10^{-4}$	4,75	$25,34 \cdot 10^{-4}$	$25,25 \cdot 10^{-4}$
1,0	$17,96 \cdot 10^{-4}$	$18,07 \cdot 10^{-4}$	5,0	$23,98 \cdot 10^{-4}$	$23,80 \cdot 10^{-4}$
1,25	$21,25 \cdot 10^{-4}$	$21,36 \cdot 10^{-4}$	5,25	$22,60 \cdot 10^{-4}$	$21,52 \cdot 10^{-4}$
1,5	$23,69 \cdot 10^{-4}$	$23,80 \cdot 10^{-4}$	5,5	$21,26 \cdot 10^{-4}$	$21,26 \cdot 10^{-4}$
1,75	$25,09 \cdot 10^{-4}$	$26,00 \cdot 10^{-4}$	5,75	$20,02 \cdot 10^{-4}$	$20,11 \cdot 10^{-4}$
2,0	$23,67 \cdot 10^{-4}$	$23,76 \cdot 10^{-4}$	6,0	$18,93 \cdot 10^{-4}$	$19,12 \cdot 10^{-4}$
2,25	$29,03 \cdot 10^{-4}$	$29,11 \cdot 10^{-4}$			

Избыточная общая концентрация ионов x определяется по формуле:

$$x = \left(2,5 \cdot Ca^{2+} - 1,04 \cdot SO_4^{2-} \right) \cdot 10^{-5}, \quad (3)$$

где Ca^{2+} и SO_4^{2-} выражены в мг/л.

Полученные величины подставляем в формулу (1) и находим расчётную растворимость сульфата кальция, которая сравнивается с действительной концентрацией ионов кальция и сульфат-ионов присутствующим в воде. Далее необходимо выбрать меньшую из двух концентраций и перевести выбранную концентрацию из мг/л в эквивалентную форму, используя следующие формулы:

$$S_{\text{факт}} = \frac{\text{SO}_4^{2-} \cdot 68,07}{48,03}; \quad (4)$$

$$S_{\text{факт}} = \frac{\text{Ca}^{2+} \cdot 68,07}{20,04}, \quad (5)$$

где SO_4^{2-} и Ca^{2+} выражены в мг/л; 68,07 – эквивалентный вес CaSO_4 ; 48,03 – эквивалент SO_4^{2-} ; 20,04 – эквивалент Ca^{2+} .

Если $S_{\text{расч}} < S_{\text{факт}}$, то возможно образование отложений сернокислого кальция; если $S_{\text{расч}} > S_{\text{факт}}$, то вода не насыщена сернокислым кальцием и нет условий для образования отложений.

Далее рассчитывается коэффициент перенасыщенности по формуле:

$$K\text{SO}_4^{2-} = \frac{S_{\text{факт}}}{S_{\text{расч}}}. \quad (6)$$

Если $K\text{SO}_4^{2-}$ более 1, то имеются условия для образования гипса; если $K\text{SO}_4^{2-}$ менее 1, то условия для образования отложений отсутствуют.

в) Расчёт склонности пластовой воды к образованию комплекса карбоната кальция по методу Стиффа-Девиса.

Склонность пластовой воды к осадкообразованию карбоната кальция рассчитывается по данным химического анализа состава воды, ионной силы и водородного показателя воды по формуле:

$$Si = \text{pH} - (k + \text{pCa} + \text{pAlk}), \quad (7)$$

где Si – индекс стабильности воды; pH – определённый водородный показатель воды; pCa – отрицательный логарифм концентрации ионов кальция; pAlk – отрицательный логарифм общей щёлочности воды; k – коэффициент активности, зависящий от ионной силы воды и температуры.

1. Взять общую ионную силу μ воды, рассчитанную по формуле (2).
2. При заданной температуре и общей ионной силе определить коэффициент k .
3. По содержанию ионов кальция (мг/л) в исследуемой воде определить pCa .
4. Вычислить общую щёлочность воды по формуле:

$$\text{Alk} = \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}, \quad (8)$$

где концентрации HCO_3^- и CO_3^{2-} выражены в мг/л.

5. Для данной общей щёлочности воды Alk найти отрицательный логарифм общей щёлочности Alk .

6. Рассчитать склонность воды к отложению карбоната кальция по формуле (7).

Если Si более 0, то вода склонна к отложению карбоната кальция; если Si менее 0, то вода не склонна к отложению карбоната кальция, однако создались условия для образования сульфида железа.

Далее проводится математическая обработка данных с целью прогнозирования возможности осадконакопления и его вида с привлечением теории адаптации и обучения.

Программы обработки исходной базы данных позволяют решить следующие задачи:

- какие факторы влияют на исследуемый процесс осадконакопления;
- какова информативность факторов в исследуемом процессе;
- задачи прогнозирования вида отложения.

В исходную базу данных входят водородный показатель воды, плотность воды, ионный состав по 6 компонентам, содержание сероводорода, ионов железа, количест-

венный анализ отложений на предмет содержания сульфатов кальция, карбонатных солей и сульфида железа, коэффициенты перенасыщенности вод по сульфат- и карбонат-ионам.

Обработка промыслового материала ставила целью прогнозирование содержания в образующихся осадках карбонатов, сульфидов железа и гипса.

Анализ экспериментальной информации показал высокую коррелируемость признаков, поэтому для выделения существенных признаков был применён метод главных компонент. Для более устойчивого анализа информации каждый признак был разделён на свой максимум.

На основе корреляционной матрицы были найдены собственные числа λ_i и построены собственные векторы U_i .

Получены независимые факторы:

$$Z_i = \sum A_i \cdot U_i; \quad (9)$$

$$A_i = \frac{X_i}{X_{\max i}}, \quad (10)$$

где i принимает значения от 1 до 9; X_1 – удельный вес воды ($X_{\max 1} = 1190$ кг/м³); X_2 – содержание ионов SO_4^{2-} ($X_{\max 2} = 3187$ мг/л); X_3 – содержание ионов HCO_3^- ($X_{\max 3} = 567,3$ мг/л); X_4 – содержание ионов Ca^{2+} ($X_{\max 4} = 22800$ мг/л); X_5 – содержание ионов Mg^{2+} ($X_{\max 5} = 18240$ мг/л); X_6 – содержание $\text{Fe}^{2+} + \text{Fe}^{3+}$ ($X_{\max 6} = 91,9$ мг/л); X_7 – содержание H_2S ($X_{\max 7} = 62,0$ мг/дм³); X_8 – коэффициент перенасыщенности сульфат ионами ($X_{\max 8} = 2,78$); X_9 – коэффициент перенасыщенности карбонат ионами ($X_{\max 9} = 2,94$).

Построены уравнения линейной регрессии по 4 главным компонентам:

$$Y_1 = 28,12 - 27,98 \cdot Z_1 - 21,69 \cdot Z_2 + 26,14 \cdot Z_3 + 0,76 \cdot Z_4; \quad (11)$$

$$Y_2 = 23,26 - 19,21 \cdot Z_1 + 22,92 \cdot Z_2 + 24,59 \cdot Z_3 + 6,94 \cdot Z_4; \quad (12)$$

$$Y_3 = 32,94 + 46,48 \cdot Z_1 + 45,89 \cdot Z_2 - 50,12 \cdot Z_3 + 3,40 \cdot Z_4, \quad (13)$$

где Y_1, Y_2, Y_3 – соответственно карбонат кальция, сульфид железа и сульфат кальция.

Наиболее информативными являются первые две главные компоненты Z_1 и Z_2 . Для определения вида отложений были построены соответствующие графики по значениям Z_1 и Z_2 . Их анализ позволил получить следующие результаты:

1. Если в составе комплексных отложений есть отложения гипса (Y_3), то, как правило, отсутствуют отложения карбонатных солей (Y_1). Количество скважин, где происходит отложение гипса и твёрдых углеводородов (1-ый тип), составляет около 10 % от количества осложнённых осадками скважин. Количество скважин, где происходит отложение гипса, сульфида железа и твёрдых углеводородов (2-ой тип), составляет 20 % от всего количества скважин. Количество скважин, где происходят отложения карбонатных солей, сульфида железа и АСПО (3-ий тип), составляет около 70 % от всего количества скважин, осложнённых осадками.

2. Между осложнениями сульфида железа (Y_2) и карбонатными солями (Y_1) диагностируется устойчивая обратная линейная связь, которая описывается уравнением:

$$Y_2 = 85 - Y_1. \quad (14)$$

3. Разбивая процентное содержание отложения карбонатных солей, сульфида железа и гипса на 2 класса (А – соответствующее содержание отложения менее 50 % и В – в противном случае), удалось создать следующее правило:

- если Z_1 более 0,6 и Z_2 более минус 0,1, то вероятность появления отложений гипса (1-ый тип) более 75 %, а появление отложений карбонатных солей и сульфида железа маловероятно;

- если Z_1 более 0,6 и Z_2 входит в промежуток от минус 0,3 до минус 0,1, то вероятность появления отложений гипса и сульфида железа (2-ой тип) более 90 %;
- если Z_1 более 0,6 и Z_2 входит в промежуток от минус 0,3 до 0, то вероятность появления карбонатных солей и сульфида железа (3-ий тип) более 75 %.

Таким образом, появилась возможность прогнозировать образование комплексных осадков в конкретных добывающих скважинах.

Зоны отложения солей и определения их местоположения

Основным методом установления зон отложения сложных осадков является визуальный осмотр извлечённого оборудования при подземном и капитальном ремонтах скважины.

При эксплуатации скважин, оборудованных скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ), характерными местами накопления осадков является устьевая арматура, насосно-компрессорные трубы (НКТ), клапанные узлы насоса, приёмный фильтр, нижние трубы хвостовика. При эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) местами накопления осадков является устьевая арматура, НКТ, обратный клапан, рабочие органы ЭЦН, приёмная сетка, протектор, наружная часть электродвигателя и кабеля.

Одновременно накопление осадков сульфида железа происходит на забое скважины. В ряде случаев объём этих осадков перекрывает интервал перфорации. Эти скопления происходят в результате их осаждения в столбе воды, расположенной ниже приёма насоса. Скопление на забое легко размывается потоком жидкости при промывке скважины.

В период эксплуатации осложнённых скважин производятся замеры дебита, динамического уровня и отбивка глубины забоя скважины.

Отложение осадков в порах продуктивного пласта должно ухудшать его фильтрационные характеристики, изменения которых можно оценить по результатам гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах. По полученным кривым восстановления давления можно оценить фильтрационные характеристики удалённой зоны пласта. Постоянство гидропроводности, проницаемости удалённой зоны пласта или их увеличение в связи с обводнением залежи будет свидетельствовать о том, что комплексные осадки с сульфидом железа в удалённой зоне не отлагаются. Ухудшение фильтрационных характеристик будет свидетельствовать о возможном отложении солей в пласте. При этом следует учитывать и другие процессы, способные вызвать ухудшение фильтрационных характеристик – разбухание глин при закачке в пласт пресной воды или выпадение парафина в порах пласта.

Отложение осадков в призабойной зоне скважины всегда чётко фиксируется при исследовании скважин на установившихся отборах по уменьшению коэффициентов продуктивности скважин. Отложение солей в призабойной части продуктивного пласта будет приводить к снижению проницаемости и эффективной толщины пласта, а отложение сульфида железа и гипса в перфорационных каналах – к увеличению несовершенства по характеру вскрытия.

В период между подземными ремонтами в осложнённых скважинах наблюдается снижение дебитов жидкости и повышение динамических уровней. Это свидетельствует о том, что причиной снижения дебитов была закупорка приёмной части насосов осадками.

Визуальным осмотром подземного оборудования после его подъёма установлено, что в скважинах, где содержание песка более 30–50 г/м³, идёт интенсивное образование и накопление осадков сульфидо-песчаного вида в НКТ, на приёмной сетке и в самом насосе.

Борьба с отложениями солей при добыче нефти

Методы удаления комплексных осадков

В промысловой практике возникает необходимость в периодическом удалении отложений комплексных осадков из скважин, НКТ и оборудования даже при условии применения способов предупреждения.

Методы удаления отложений солей из скважин подразделяются на механические и химические. Сущность механических методов удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путём разбуривания мощных солевых пробок или путём проработки колонны расширителями и скребками с последующим шаблонированием.

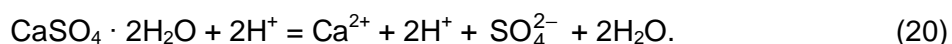
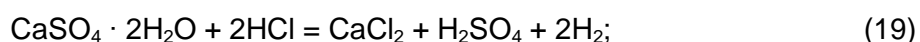
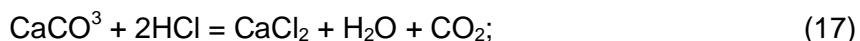
Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо производить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Сущность химических методов удаления отложения солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли.

Для удаления комплексных осадков с сульфидами железа применяют раствор соляной кислоты концентрацией 15 %, при этом их взаимодействие описывается следующим уравнением:



Эта реакция необходима для того, чтобы перевести минеральную форму сульфида железа в растворённое состояние, так как минеральная форма FeS практически не связывается с ингибитором солеотложения. Кроме того, низко концентрированная соляная кислота растворяет карбонаты и сульфаты, присутствующие в осадках, с образованием хорошо растворимых соединений:



Образовавшийся в результате этих реакций хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Применение соляной кислоты направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложения, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом значительно уменьшается площадь реагирования, а, следовательно, и эффективность процесса растворения отложений. В таких случаях практикуют удаление АСПО из осадков до химической обработки путём промывки скважины горячей нефтью или растворителями. При этом существенно усложняется технология обработок.

Как показывает практика удаления сульфида железа в добывающих скважинах, это мероприятие малоэффективно. Эффективность таких обработок в НГДУ «Арлан-нефть» составляет 60 %, которая определяется отношением дебита после обработки к дебиту скважины до начала отложения комплексных осадков при том же режиме работы насосной установки. Для повышения эффективности необходимо применить дополнительные методы интенсификации добычи нефти. Продолжительность эффекта и дополнительная добыча нефти от обработки лишь косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением таких обработок не устраняются условия образования осадков. Эти показатели существенно зависят от насыщенности попутной воды сульфатами, карбонатами, СвБ, ионов железа, от термодинамических условий в скважине и других изменяющихся факторов.

О технологической эффективности химических обработок можно судить по увеличению коэффициента продуктивности скважины, если проведено удаление осадков из призабойной зоны пласта, или по увеличению коэффициента подачи СШНУ, если проведено удаление отложений из приёмной части насосного оборудования.

Технологии предотвращения образования сульфидсодержащих солей в скважинах с сульфидом железа без подъёма глубинно-насосного оборудования

В условиях разработки Арланского месторождения повышенное содержание ионов железа приводит к образованию твёрдой фазы в виде сульфида железа.

По мнению ряда исследователей, сульфид железа, исходя из свободной энергии образования фаз, образуется раньше, нежели неорганические соли других видов. Несмотря на малый размер образующихся частиц сульфида железа, их из объёма попутно добываемой воды выпадает очень большое количество, за счёт чего суммарная поверхность этих микрокристаллов резко возрастает. В свою очередь, увеличение поверхности твёрдой фазы ведёт к повышению расхода ингибиторов солеотложения, что делает в ряде случаев технологические операции по обработке скважин чрезвычайно дорогостоящими и трудоёмкими.

Представляет практический интерес изучение содержания сероводорода, СВБ, ионов железа в скважинах и ПЗП, поскольку образование сульфида железа связано с их наличием. Для этого на 9 скважинах проводилось свабирование, при котором отбиралось от 30 до 150 м³ пластовой жидкости из расчёта 0,65 м³ жидкости на 1 м мощности пласта. При этом из интервала перфорации скважины периодически отбирались глубинные пробы пластовой жидкости, которые соответствовали радиусу ПЗП, равному 0, 1, 3, 5 и 10 м. В пробах, помимо обычного шестикомпонентного анализа, определялось содержание растворённых железа (общего, двух- и трёхвалентного), сульфида железа, сероводорода. Одновременно проводилось определение заражённости СВБ. Определялось также наличие сульфида железа в твёрдой (минеральной) форме путём фильтрования пробы с последующим растворением осадка в соляной кислоте и определением количества выделившегося сероводорода.

Осреднённые результаты измерений представлены на рисунке 1, из которого следует, что сульфид железа в твёрдой фазе присутствует в больших количествах непосредственно в стволе скважины и в призабойной зоне пласта радиусом 1 м. Наибольшая концентрация ионов двух- и трёхвалентного железа наблюдается в скважине и в ПЗП на удалении до 5 м. Колонии СВБ и выделяющийся в результате их жизнедеятельности сероводород концентрируются в самой скважине и в призабойной зоне пласта радиусом 1–3 м.

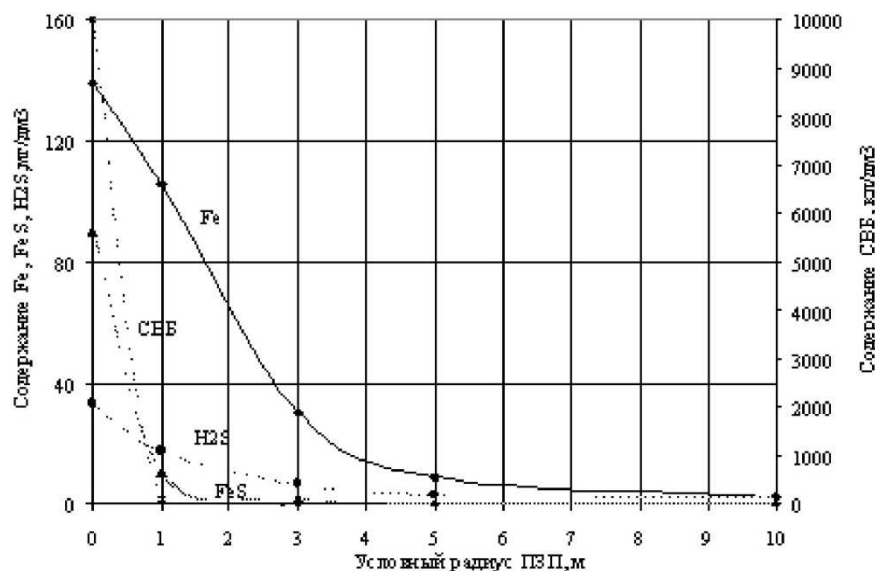


Рисунок 1 – Содержание H₂S, СВБ, FeS и ионов Fe в призабойной зоне скважины

Результаты исследований позволили определить последовательность воздействия на вредные факторы, виды и количество химреагентов для устранения осложнений. Лабораторными исследованиями и промышленными испытаниями было определено, что удаление сульфида железа наиболее эффективно осуществлять обработкой ПЗП скважины 5,0–7,5 %-ным раствором соляной кислоты. Для подавления СВБ лучшие результаты получены при применении бактерицида Сонцид-8101 в виде отдельного раствора. Поскольку для связывания ионов железа требуются повышенные расходы ингибиторов солеотложений, были проведены исследования по подбору химических

реагентов, повышающих адсорбцию их на поверхности твёрдой породы. Наилучшие результаты достигаются при использовании активизирующих добавок.

В качестве активизирующей добавки к ингибиторам солеотложения было предложено использование малеиновой кислоты. Такая добавка позволяет увеличить адсорбционную способность ингибиторов солеотложения на основе НТФ, смещает предельные значения насыщенности по CaSO_4 , CaCO_3 и FeS , а также частично нейтрализует сероводород. Таким образом, была получена высокоэффективная ингибирующая композиция для предотвращения образования сульфидсодержащих осадков. Подобными свойствами обладает и композиция, где в качестве активизирующей добавки используется аммиачная селитра. По результатам исследований и экспериментов была разработана технология обработок добывающих скважин по предупреждению сульфидсодержащих отложений, предусматривающая последовательное устранение вредных факторов в зонах их распространения в ПЗП. Необходимость обработки определяется на основе результатов прогнозирования солеотложений, либо при обнаружении осадков в процессе подземного ремонта. При наличии в скважине сульфидсодержащих осадков с большим количеством АСПО и механических примесей производится очистка скважины и призабойной зоны растворителями путём закачки в скважину в количестве 1 м^3 с последующей выдержкой 12–24 часа. После этого производится промывка скважины 1 %-ным раствором СНПХ-7941. Очистка стенок эксплуатационной колонны производится вначале механическим способом – скребком (ершом), закреплённым на нижней части НКТ с одновременной промывкой скважины с допуском труб до забоя. Количество промывочной жидкости должно быть не менее 1,5–2-х объёмов скважины, а скорость циркуляции – не менее $0,016 \text{ м}^3/\text{с}$. Затем для растворения накопившихся в стволе скважины и призабойной зоне пласта сульфидсодержащих осадков в скважину закачивается 5,0–7,5 %-ный раствор соляной кислоты.

Раствор кислоты выдерживается в интервале перфорации в течение 1 часа, после чего продавливается в пласт водой. Далее приготавливается расчётное количество 2–4 %-ного раствора ингибитора солеотложений. Затем приготавливается 3–5 м^3 раствора активизирующей добавки. При этом количество активизирующей добавки $G_{ад}$, в качестве которой используется малеиновая кислота или аммиачная селитра, рассчитывается по формуле:

$$G_{ад} = k \cdot Q_г, \quad (21)$$

где $G_{ад}$ – количество активизирующей добавки, кг; $Q_г$ – дебит скважины по воде, тонн/сут.; k – коэффициент расхода, равный для малеиновой кислоты 0,3, а для аммиачной селитры 0,6.

После этого растворы ингибитора и активизирующей добавки тщательно перемешиваются, затем полученная композиция закачивается в скважину с последующей продавкой в пласт водой из расчёта 5–6 м^3 на 1 м толщины пласта. На завершающем этапе производится закачка в скважину 1 %-ного раствора бактерицида Сонцид с последующей продавкой в пласт водой. Скважина выдерживается в течение 24–48 часов для адсорбции химических реагентов на поверхности горной породы, после чего производится её пуск в работу. Технологическая схема обработки приведена на рисунке 2.

В качестве примера рассмотрим использование вышеописанной технологии обработки скважины № 8177 Николо-Березовской площади, в которой при проведении очередного подземного ремонта было обнаружено в ГНО большое количество осадков сульфидо-песчаного типа. Скважину промыли с допуском труб до забоя, при этом на конце нижней трубы был установлен скребок. В дальнейшем обработку скважины проводили по технологической схеме, показанной на рисунке 2. После промывки в скважину закачали 5 %-ный раствор соляной кислоты в объёме $3,7 \text{ м}^3$ и довели его до интервала перфорации с последующей выдержкой в течение часа. Затем раствор кислоты продавили в пласт 6 м^3 воды. Далее были приготовлены 2 %-ный раствор ингибитора солеотложений Дифонат и 6 %-ный раствор малеиновой кислоты.

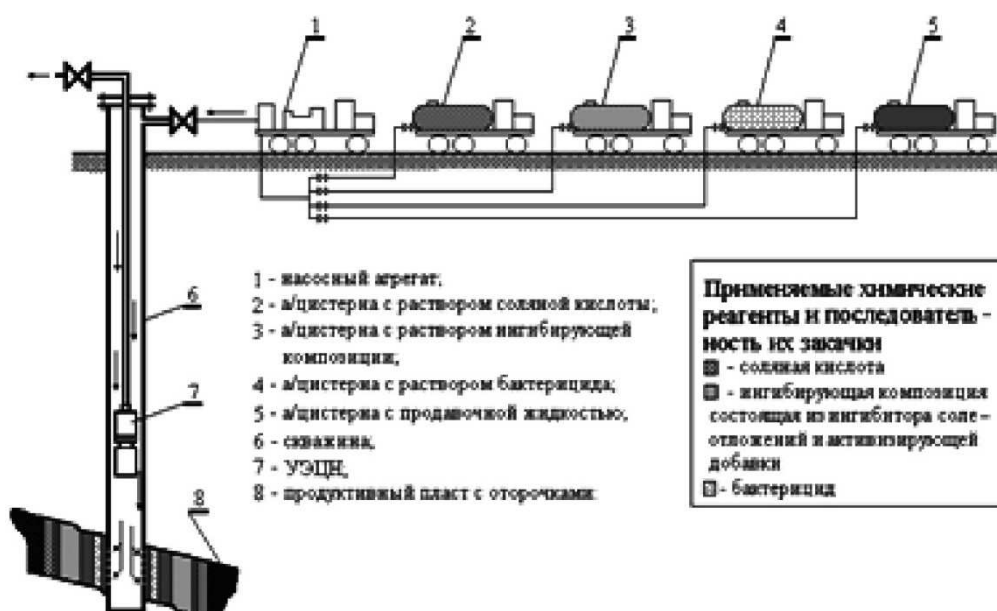


Рисунок 2 – Технологическая схема обработки скважины для предотвращения образования сульфидсодержащих осадков

При этом количество Дифоната, составлявшее по расчёту согласно ранее применяемой методике 420 кг, уменьшили до 360 кг, т.е. на 16,6 %. Приготовленные растворы тщательно перемешали, затем готовая композиция была закачана в скважину и продавлена в пласт 30 м³ воды. В завершение обработки в скважину был закачан 1 %-ный раствор бактерицида Сонцид, который продавлен в пласт 10 м³ воды. После 24-часовой выдержки для адсорбции реагентов на поверхности породы пласта скважину пустили в работу. Если ранее МРП работы скважины составлял 162 сут., то после обработки скважина отработала 714 сут. и продолжает работать. Из рисунка 3 видно, что ранее дебит скважины резко снижался, что объясняется отложением сульфидсодержащих осадков в скважине, это подтверждается и характером повышения динамического уровня. После проведённой обработки дебит скважины удалось практически восстановить. В течение 714 сут. дебит скважины стабилен, незначительно колеблется и динамический уровень. Эффект от обработки продолжается. Испытание и промышленное внедрение технологии обработки с применением указанной композиции в 2016–2017 годах проведено на 23 скважинах НГДУ «Арланнефть», в результате чего МРП их работы возрос в среднем в 1,7 раза, продолжительность эффекта составила 10–12 месяцев (табл. 8).

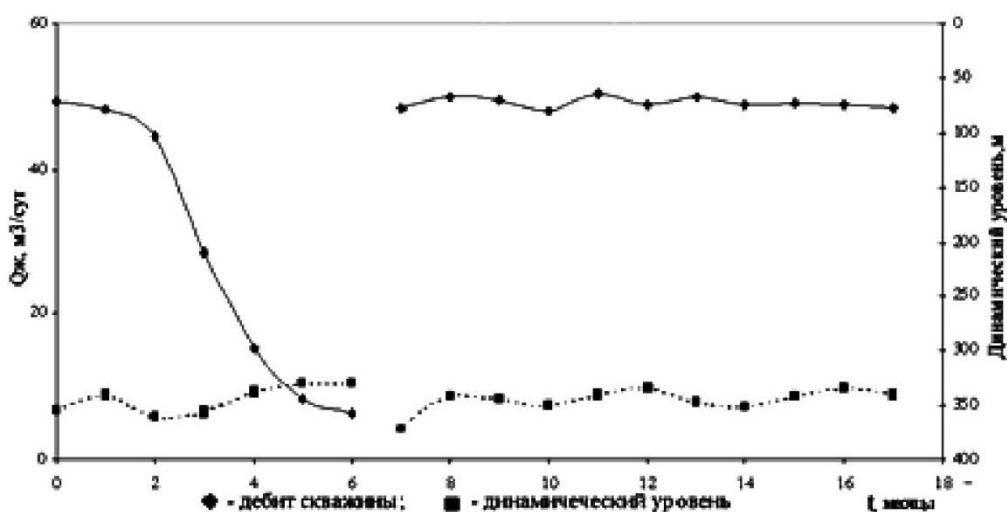


Рисунок 3 – Изменение дебита и динамического уровня скважины № 8177 до и после обработки по предупреждению отложений

Таблица 8 – Результаты опытно-промышленных обработок скважин по предупреждению образования сульфидсодержащих осадков

№№ скважины	До обработки			После обработки		
	Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Дебит по нефти, м ³ /сут.	наработка, сут.	Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Дебит по нефти, м ³ /сут.	наработка, сут.
1838в	70,0	0	67	90,0	0	571
6919	40,0	31,0	53	47,0	36,6	300
6158	2,4	1,3	69	4,7	2,5	322
6960	120,0	5,4	53	110,0	5,9	420
8533	265,0	8,7	233	246,5	6,5	355
8565	219,0	8,2	280	212,6	8,8	444
2381	177,0	6,9	17	185,2	8,5	348
833г	79,2	3,1	594	100,6	5,8	370
10167	3,6	9,3	56	4,1	12,3	180
7134	70	1,9	636	76,0	2,2	658
8018	12,0	0,7	610	14,0	0,9	978
8070	125,0	4,4	118	122,7	3,7	423
8177	72,0	8,3	162	75,0	8,2	714
8155	81,0	10,0	317	73,1	10,9	703
1924	92,0	4,9	119	97,3	6,1	191
8172	25,0	1,3	340	22,8	1,5	733
8176	190,0	7,0	335	193,0	8,8	834
8006	72,0	3,0	47	87,2	3,6	367
8009	84,0	3,0	120	98,0	5,7	225
7999	10,0	1,7	290	12,5	1,8	395
7998	291,0	10,8	540	306,0	12,3	781
7135	20,0	4,8	121	37,1	6,8	198
8138в	280,0	0	48	290,0	0	610

Практически по всем обработанным скважинам заметного снижения дебита, равно как и осложнений, связанных с повторным отложением сульфидсодержащих осадков, не наблюдается.

Удаление образовавшихся в ЭЦН отложений солей с сульфидом железа без подъёма глубинно-насосного оборудования

С началом процесса отложения сульфидсодержащих солей в ЭЦН происходит быстрое снижение его производительности. Со снижением подачи установка работает не более 3–5 месяцев, после чего срабатывает защита, либо насос преждевременно выходит из строя. При этом всегда существует опасность аварии, связанной с разрушением ЭЦН и полётом его на забой скважины. В итоге на скважине производится внеплановый ПРС или КРС, при котором ЭЦН заменяется на новый. Извлечённый ЭЦН отправляют на капитальный ремонт. В спущенном в скважину новом насосе спустя короткое время опять начинается осадкообразование, сопровождающееся снижением производительности и т.д. Всё это приводит к значительным материальным и финансовым затратам.

Для удаления уже имеющихся сульфидсодержащих отложений из рабочих органов ЭЦН без его подъёма из скважины, восстановления производительности установки, следовательно, и дебита скважины с наименьшими затратами, разработана и внедрена технология с применением растворяющей композиции, включающей соляную кислоту, ингибиторы коррозии и солеотложений, бактерицид. Обобщение промышленного опыта показывает, что наиболее целесообразно проводить обработки по удалению сульфидсодержащих отложений при снижении производительности установки на 30 % и более. При этом наиболее целесообразно уже при снижении дебита скважины на 10–15 % отобрать пробу попутно добываемой воды на шестикомпонентный анализ, содержание сероводорода и ионов железа и определить вид образующегося осадка. Кроме этого, необходимо провести гидродинамические исследования для проверки отсутствия снижения коэффициента продуктивности скважины. Если установлено, что снижение дебита скважины связано не с ухудшением продуктивности ПЗП скважины, а с образованием сульфидсодержащих осадков в ГНО, то необходимо проводить обработку по их удалению.

На рисунке 4 приведена технологическая схема удаления образовавшихся сульфидсодержащих осадков из ГНО скважины без его подъёма. Обработка производится путём закачки в остановленную скважину растворяющей композиции, состоящей из 0,05–0,1 м³ 5,0–7,5 %-ного раствора соляной кислоты и 0,01–0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14, с доведением её в насос и последующей выдержкой в течение 4–6 часов для растворения сульфидсодержащих осадков.

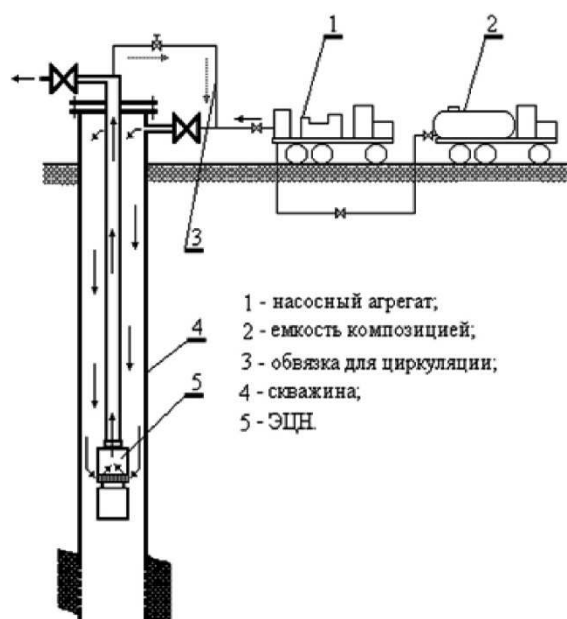


Рисунок 4 – Технологическая схема удаления сульфидсодержащих осадков из ЭЦН (без его подъёма из скважины)

Количество продавочной жидкости для доведения композиции в насос рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{прод.ж}} = V_K - (V_{\text{нкт}} + V_{\text{нас}}), \quad (22)$$

где $V_{\text{прод.ж}}$ – объём продавочной жидкости, м³; V_K – объём внутреннего пространства эксплуатационной колонны, м³; $V_{\text{нкт}}$ – объём, занимаемый НКТ, м³; $V_{\text{нас}}$ – объём, занимаемый насосом, м³.

Объём внутреннего пространства эксплуатационной колонны рассчитывается по формуле:

$$V_K = \frac{\pi \cdot D_K^2}{4} \cdot (H_{\text{подв}} - h_{\text{нас}}). \quad (23)$$

Объём, занимаемый НКТ, находится по формуле:

$$V_{\text{нкт}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нкт}}^2}{4} \cdot H_{\text{подв}}. \quad (24)$$

Объём, занимаемый насосом, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{нас}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нас}}^2}{4} \cdot h_{\text{нас}}, \quad (25)$$

где D_K – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $D_{\text{нкт}}$ – наружный диаметр НКТ, м; $D_{\text{нас}}$ – наружный диаметр насоса, м; $H_{\text{подв}}$ – длина НКТ, м; $h_{\text{нас}}$ – длина насоса, м.

Композиция может приготавливаться как непосредственно у скважины, так и на базе химреагентов и в готовом виде доставляться на скважину. Затем создаётся циркуляция жидкости работой ЭЦН «на себя» (1–2-х кратный объём скважины), после чего скважина переключается в систему нефтесбора. Далее в затрубное пространство скважины закачивается смесь из 0,2–0,4 м³ 20–25 %-ного раствора ингибитора солеотложений Дифонат, ингибитора коррозии Азимут-14 и бактерицида Сонцид по 0,01 м³ каждого. Состав композиции и концентрация растворов компонентов подобраны в лабораторных условиях таким образом, чтобы обеспечить максимально возможное удаление образовавшихся сульфидсодержащих осадков, подавить закреплённые на металле колонии СББ и предотвратить повторное образование сульфидсодержащих осадков в ГНО. Испытания в промысловых условиях показали, что применение композиции обеспечивает практически полное удаление сульфидсодержащих осадков из ЭЦН без какого-либо заметного коррозионного воздействия на него. Об эффективности обработки можно судить по степени восстановления производительности ЭЦН конкретных скважин.

По скважине № 6919 Арланского месторождения, где были проведены обработки по предложенной технологии, стабильно проработавшей с дебитом 47–49 м³/сут. в течение 4 месяцев, было отмечено снижение дебита в последующие 3 месяца эксплуатации до 32 м³/сут., сопровождающееся подъёмом динамического уровня с 700 до 520 м. Анализ проб попутно добываемой воды показал возможность образования сульфидсодержащих солей, гидродинамические же исследования показали, что снижения продуктивности ПЗП пласта не происходит. На основании проведённых исследований и опыта эксплуатации соседних скважин было сделано предположение, что снижение дебита скважины № 6919 вызвано образованием отложений в рабочих органах насоса. Скважина была обработана ингибирующей композицией согласно вышеуказанной технологии, показанной на рисунке 4. Первоначально на базе цеха КРС была приготовлена композиция из 7,5 %-ного раствора соляной кислоты в объёме 0,1 м³, 0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14 и 0,2 м³ 20 %-ного раствора ингибитора солеотложения Дифонат, которую затем закачали в межтрубное пространство остановленной скважины.

Для доведения её в насос, в межтрубное пространство была закачана продавочная жидкость (сточная вода), объём которой, согласно расчёту, составлял 4,2 м³.

После выдержки композиции в течение 4 часов для растворения сульфидсодержащих отложений в пласте произвели обвязку трубного пространства с межтрубным и пустили скважину на циркуляцию на 12 часов, что обеспечивало лучшее растворение и разрушение отложений в ЭЦН. Затем скважину перевели на работу в систему нефтесбора на 24–48 часов для выноса растворившихся отложений из ЭЦН и закачали в межтрубное пространство композицию из 0,2 м³ 20 %-ного раствора ингибитора солеотложений Дифонат и 0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14. Непосредственно после проведённой обработки дебит скважины увеличился до 47 м³/сут., практически достигнув первоначальной величины (до начала интенсивного солеотложения).

Результаты промысловых испытаний и внедрения этой технологии в 2017 году на 10 скважинах показали её высокую эффективность (табл. 9).

Как следует из таблицы, на всех скважинах проведённые обработки по удалению сульфидсодержащих отложений из ЭЦН были результативными. После проведения обработок, выполненных без подъёма ГНО, дебит скважин восстанавливался до 89–98 % от первоначального (до начала интенсивного отложения сульфидсодержащих солей), а продолжительность межочистного периода достигает 6 месяцев и более.

Предотвращение образования солей

Основным направлением борьбы с отложением комплексных осадков с сульфидом железа является применение методов предупреждения их отложения в скважинах и на глубинно-насосном оборудовании, так как легче предотвратить, чем удалить эти отложения. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы – *безреагентные* и *химические*.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, мероприятия, основанные на изменении технологических факторов эксплуатации скважин (проведение специальных изоляционных работ, поддержание забойных давлений, использование хвостовиков, диспергенераторов и других конструктивных изменений в глубинно-насосных установках).

Так, например, независимо от компоновки насоса углепластиковыми рабочими колёсами отложения на таких колёсах не происходит. Это обстоятельство является перспективным при разработке новых конструкций ЭЦН. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. Опытно-технологические испытания УЭЦН с защитным покрытием позволяет увеличить межремонтный период скважины до 2 раз.

Важным технологическим методом предотвращения отложения солей является проведение изоляционных работ при выявлении негерметичности цементного кольца или неисправности обсадной колонны и попадания вод в продукцию скважины, вызывающих образование солей. Устранить их можно только путём ликвидации притока несовместимых верхних вод. Для этого производится капитальный ремонт скважин по восстановлению герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Основная доля нарушений колонн (95 %) на Акинеевском участке Арланского месторождения приходится на скважины, находящиеся 10 и более лет в эксплуатации и приуроченные к глубине от 1100 до 1400 м. Практически все порывы колонн произошли ниже подвески насоса. Одним из опробованных методов обнаружения коррозионных повреждений обсадной колонны является акустическое (ультразвуковое) сканирование внутренней поверхности колонны. Из-за коррозии металла вовлекается большое количество ионов двух- и трёхвалентного железа, которое при определённых условиях, соединяясь с сероводородом, образует осадки сульфида железа. Из безреагентных методов предотвращения коррозионных разрушений обсадной колонны и, как следствие из этого, отложения солей сульфида железа рекомендуют защиту обсадной колонны при её установке в призабойной зоне скважины в интервале перфорации спуском труб из коррозионно-стойких материалов или труб с защитным покрытием; в случае действующей колонны – спуск на НКТ хвостовика или трубы с протекторными материалами. Благодаря этому нижняя часть обсадной колонны оказывается защищённой от коррозии, вызываемой закачиваемыми в пласт сточными водами.

Таблица 9 – Результаты опытно-промышленных обработок скважин по удалению сульфидсодержащих отложений из ЭЦН без подъёма ГНО

№№ скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут.			Восстановление производительности ЭЦН, %	Период сохранения дебита после обработки, сут.
	до начала солеотложений	перед обработкой	после обработки		
6919	49	32	47	95,9	183
7999	14	10	12,8	91,0	169*
2300	74	56,5	72,9	98,5	195
1540	54,8	29,8	51	93,1	175*
7134	53,3	29	51,4	96,4	188
8138в	330	236	294	89,1	162*
1924	98,6	67,1	97,3	98,7	204
7799	26,5	12,8	25,3	95,5	184
2417	52	31,3	51	98,1	191
1394	22,1	11,4	21	95,0	178*

* – скважины продолжают работать

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

В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях.

В связи с внедрением закачки различных жидкостей для повышения нефтеотдачи пластов одновременно должны решаться вопросы предотвращения отложения солей в процессе разработки залежей. При прочих равных условиях следует использовать те методы, применение которых не приводит к образованию солей или существенно предотвращает интенсивность их образования.

Наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов-ингибиторов отложения солей и бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность бактерий.

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 концентрации выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

К настоящему времени в НГДУ «Арланнефть» применяют ингибиторы солеотложения Дифонат и Инкредол, для подавления жизнедеятельности СВБ – бактерицид Сонцид. Ниже приводится краткая характеристика применяемых реагентов.

Дифонат – тринатриевая соль нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ). Представляет собой жидкость белого цвета со слабым специфическим запахом. Плотность 1301 кг/м^3 при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, хорошо растворяется в пресной и пластовой воде, в том числе и содержащей ионы кальция до 16000 мг/л . Водородный показатель равен $4,5\text{--}5,5$; температура застывания ниже минус $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Применяется в скважинах и нефтепромысловом оборудовании для предотвращения отложения карбонатов и сульфатов кальция. Максимальная эффективность достигается при дозировке реагента в попутно добываемой воде от 20 до 50 мг/л и обусловлена степенью её пресыщенности солеобразующими ионами. Рекомендуется применять в виде $1\text{--}5 \%$ -ного водного раствора, приготовленного на пресной воде.

Реагент Инкредол представляет собой жидкость зеленовато-жёлтого цвета однородной консистенции, хорошо растворимую в воде и нерастворимую в органических растворителях. Композиция содержит нитрилотриметилфосфоновую кислоту с массовой долей $3\text{--}15 \%$, фосфористую кислоту с массовой долей $1\text{--}5 \%$, карбамид с массовой долей $15\text{--}18 \%$, этиленгликоль с массовой долей $7\text{--}9 \%$, аммиак с массовой долей $10\text{--}13 \%$, ингибитор кислотной коррозии с массовой долей $0,5\text{--}1 \%$, остальное – массовая доля воды. Плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет не менее 1200 кг/м^3 , температура кристаллизации не выше минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$, водородный показатель $1,0\text{--}2,0$. Применяется для предотвращения образования карбонатов и сульфатов кальция. Рекомендуемая дозировка реагента составляет $10\text{--}20 \text{ г/м}^3$. Негорюч, невзрывоопасен, хорошо совместим с пластовыми водами, содержащими до 36 г/л ионов кальция.

Бактерицид Сонцид-8101 – подвижная жидкость от жёлтого до тёмно-коричневого цвета. Плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет 1000 кг/м^3 , температура застывания не выше минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$, показатель активности ионов водорода водного раствора с концентрацией 10% массовых равен $8,7\text{--}9,5$. Содержание азота не менее $3,9 \%$, которое обеспечивает полное подавление роста музейной культуры сульфатовосстанавливающих бактерий. Необходимое количество бактерицида определяется исходя из дозировки 10 кг на 1 м^3 приготовленного раствора ингибитора солеотложения, но не менее 100 кг бактерицида на 1 обработку.

Эти реагенты хорошо зарекомендовали себя, поэтому их применяют в данное время в НГДУ «Арланнефть». Но ведётся разработка и поиск реагентов комплексного действия по борьбе с отложениями солей.

Ингибитор солеотложения может применяться по следующим способам:

- периодической подачи раствора ингибитора в скважину с последующей закачкой (задавливанием) его в призабойную зону пласта;
- непрерывной дозировки в систему с помощью дозировочных насосов или специальных устройств;
- периодической подачи раствора ингибитора в затрубное пространство скважин.

Внедрение и применение ингибиторов солеотложений, а также бактерицида в НГДУ «Арланнефть» позволяет ликвидировать «недоборы» нефти, резко уменьшить число капитальных ремонтов, увеличить межремонтный период работы скважин. На основе обобщения опыта внедрения ингибиторов солеобразования разрабатываются технологии дозирования ингибиторов солеобразования, а также совершенствуются технологии обработки скважин по предупреждению образования сульфидсодержащих осадков.

Предотвращение образования сульфида железа, комплексных осадков и коррозии в затрубном пространстве скважины

При разработке Арланского месторождения образование сульфидсодержащих отложений происходит и в затрубном пространстве скважин, т.е. на внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной поверхности НКТ. Как известно, появление сульфида железа в затрубном пространстве обусловлено протекающим там коррозионным процессом в присутствии сероводорода, который, в свою очередь, является продуктом жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. Образовавшийся сульфид железа приводит к дополнительному отложению солей в подземном оборудовании, в проточных каналах ЭЦН. Протекающая в затрубном пространстве коррозия приводит, в первую очередь, к потере герметичности эксплуатационной колонны – наиболее ответственной части скважины.

Анализ материалов расследования отказов эксплуатационной колонны по добывающим скважинам Арланского месторождения показывает, что одними из основных зон потери герметичности по причине коррозии являются участки колонны от интервала перфорации до приёма насоса и от уровня жидкости до устья скважины.

Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн требует больших материальных и трудовых затрат, сопряжена с длительными простоями скважин. Так, по НГДУ «Арланнефть» на устранение негерметичности эксплуатационной колонны одним из самых надёжных на сегодня способом – методом спуска «колонны-летучки», затрачивается около 400 тыс. руб.

Поэтому в НГДУ «Арланнефть» была внедрена система профилактических мероприятий по защите ГНО и эксплуатационной колонны от коррозии и солеотложений для обеспечения на этой основе увеличения МРП скважин и снижения эксплуатационных затрат.

Первые единичные обработки скважин для защиты ГНО и эксплуатационной колонны от коррозии проводились в НГДУ «Арланнефть» с 1985 года. Испытания различных способов и технологий защиты позволили выявить наиболее эффективные из них. Накопленный опыт показал, что наибольшую продолжительность защитного эффекта при наименьшем расходе химических реагентов имеют растворы (композиции) ингибиторов коррозии на нестабильном бензине, который ранее производился на Кармановском НПЗ (плотность 650 кг/м³). Применение таких растворов позволяло обеспечить продолжительность защитного эффекта до 1,5–2 месяцев. В связи с прекращением производства нестабильного бензина и отсутствием других доступных растворителей малой плотности обработки лёгкими растворами ингибиторов коррозии вынуждены были прекратить.

В последующем для защиты ГНО и выкидных линий скважин от коррозии в НГДУ «Арланнефть» была разработана и внедрена технология обработок скважин с использованием ингибиторов коррозии Нефтехим-3 и СНПХ-6014, которые дали хороший эффект по снижению числа отказов (негерметичностей) эксплуатационных колонн в интервале от динамического уровня до приёма насоса и выкидных линий скважин. Однако указанная технология, обладая высокой ингибирующей способностью, имела существенный недостаток – малую продолжительность защиты подземного оборудования. Это объясняется значительной разницей между плотностью нефти в межтруб-

ном пространстве скважины (750–850 кг/м³) и плотностью ингибитора коррозии (910–960 кг/м³). По этой причине ингибитор быстро «проваливается» сквозь слой нефти в межтрубном пространстве на приём насоса и за короткое время выносится из скважины. При этом ингибитор не успевает в полной мере диспергироваться в затрубной нефти, в особенности в скважинах с низким динамическим уровнем, в результате продолжительность требуемого защитного эффекта не превышает нескольких суток и до 80 % ингибитора расходуется неэффективно. Для лучшего диспергирования ингибитора в нефти производится циркуляция продукции скважины работой насоса «на себя». Это позволяет увеличить продолжительность защитного действия до 3–4 недель. Практика применения такой технологии, несмотря на её простоту для исполнения, показала, что она имеет больше затрат, чем применение лёгких растворов ингибиторов коррозии. Кроме того, не в полной мере обеспечивается защита подземного оборудования от сульфидсодержащих отложений и коррозии в интервале от устья до динамического уровня.

Для полного охвата защитой от коррозии и образования ССО подземного оборудования и в течение более продолжительного периода предложен новый способ. Сущность способа заключается в подаче в затрубное пространство скважины ингибирующей композиции в виде мелкодисперсной высокоустойчивой пены. Потребное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии для обработки одной скважины рассчитывается в зависимости от глубины подвески насоса и дебита скважин. При этом количество ингибитора солеотложения рассчитывается по формуле:

$$G_{уос} = \frac{A \cdot d \cdot Q_{г} \cdot t}{1000}, \quad (26)$$

где $G_{уос}$ – количество ингибитора солеотложения, кг; A – коэффициент неравномерности выноса реагента из призабойной зоны (изменяется от 1 до 2); d – оптимальная дозировка ингибитора, г/м³ (подбирается лабораторным путём); $Q_{г}$ – производительность скважины по воде, м³/сут.; t – время защиты оборудования скважин от солеотложения, сут.

Расчёт требуемого количества ингибитора коррозии проводится по формуле:

$$G_{ук} = \frac{\omega \cdot Q_{г} \cdot \tau}{1000}, \quad (27)$$

где $G_{ук}$ – количество ингибитора коррозии, кг; ω – оптимальная дозировка ингибитора коррозии, г/м³; τ – время дозирования, сут.; $Q_{г}$ – производительность скважины по воде, м³/сут.

Если в процентном отношении количество ингибитора меньше расчётного, то необходимый для композиции реагент берётся по расчётной формуле с последующей корректировкой компонентов для придания вспененной композиции устойчивости.

Для вспенивания композиции используются жидкие, неионогенные, малотоксичные (4–5-й группы) пенообразователи с рН 5,5–7,0 и температурой замерзания не менее минус 40 °С. Для придания стойкости вспененной ингибирующей композиции добавляется водный раствор КМЦ вязкостью 15–30 мПа·с. В качестве азрирующего газа применяется технический азот.

Приготовление ингибирующей композиции производится в следующей последовательности. Вначале приготавливается водный раствор КМЦ с выдержкой для набухания в течение 24 часов. Затем в этот раствор вводится расчётное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии, которые тщательно перемешиваются. Последним вводится пенообразователь.

Для закачки приготовленной композиции была разработана установка, принципиальная схема которой приведена на рисунке 5.

Установка состоит из баллона с техническим азотом 1, подогревателя азота 2, ёмкости 3, пеногенератора 4 и насоса 6.

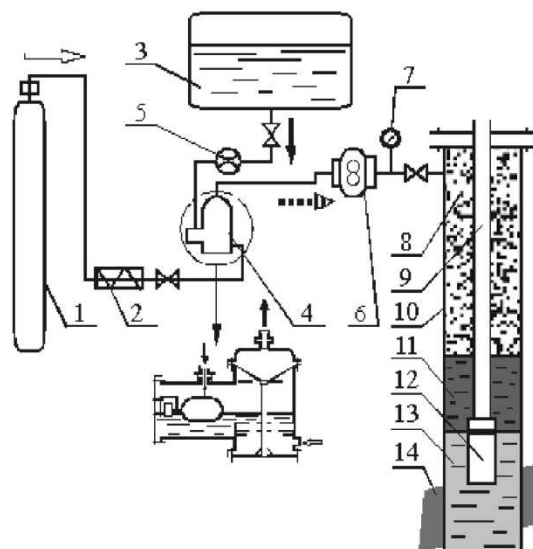


Рисунок 5 – Схема закачки вспененной ингибирующей композиции в скважину:

1 – баллон со сжатым азотом; 2 – устройство подогрева азота; 3 – ёмкость с ингибирующей композицией; 4 – пеногенератор; 5 – расходомер; 6 – насос; 7 – манометр; 8 – вспененная ингибирующая композиция; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – нефть; 12 – ЭЦН; 13 – добываемая жидкость; 14 – продуктивный пласт

Обработка скважины производится в следующей последовательности. Предварительно стравливается газ до атмосферного давления из межтрубного пространства скважины. Установка подключается к задвижке затрубного пространства. Композиция заливается в ёмкость 3, откуда она поступает через расходомер 5 в пеногенератор 4. Далее включается устройство подогрева азота 2, подаётся азот 1 под давлением $1,5\text{--}2,0 \text{ кг/см}^2$ в пеногенератор 4. Включением насоса 6 начинается процесс вспенивания ингибирующей композиции и её подача в межтрубное пространство скважины, при этом закачка композиции ведётся со скоростью $0,2\text{--}0,3 \text{ м}^3/\text{час}$ и контролируется расходомером 5.

Закачка композиции прекращается при достижении давления в затрубном пространстве скважины 8 кг/см^2 по манометру 7 или израсходованию расчётного количества композиции в баке 3.

Необходимый размер пузырьков пены ($0,5\text{--}2,0 \text{ мм}$) обеспечивается подбором калибровочной сетки пеногенератора. В процессе закачки пены через трёхходовой вентиль манометра за насосом можно отобрать пробу пены для определения её параметров.

Вспененная композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования. Пена контактирует с НКТ и колонной, при этом содержащийся в ней ингибитор коррозии образует на поверхности металла защитную плёнку, а ингибитор отложения солей, адсорбируясь на поверхности оборудования, предотвращает агрегацию зародышей микрокристаллов сульфида железа. Защита межтрубного пространства в интервале от уровня жидкости до приёма насоса, а также самого насоса и далее внутренней поверхности НКТ обеспечивается за счёт постепенного поступления жидкой фазы ингибирующей композиции вдоль вибрирующей от работающего насоса поверхности НКТ.

Образование жидкой фазы композиции осуществляется «сверху вниз» за счёт постепенного гашения пены со свободной поверхности под воздействием сил гравитации. При этом обеспечивается смачивание, т.е. защита поверхности межтрубного пространства и обогащение жидкой фазой нижних слоёв вспененной композиции. Таким образом, обеспечивается равномерное дозирование ингибиторов в течение расчётного времени.

В процессе закачки вспененной ингибирующей композиции может оказаться так, что пена из расчётного количества ингибиторов не вмещается в объёме затрубного пространства в интервале от устья до первоначального динамического уровня. В таких случаях допускается занять половину объёма между первоначальным динамическим уровнем и приёмом насоса, т.е. это не приводит к изменению давления на приёме насоса (смещение депрессионной воронки), соответственно дебит скважины остаётся прежним.

Обработка вспененной ингибирующей композицией была проведена на скважине № 1087 Арланского месторождения. Ввиду трудностей с количественным определением выносимого ингибитора коррозии, прослеживалось защитное действие ингибитора коррозии на выкидной линии скважины. Для этого к ней подключалась стандартная электрохимическая коррозионнометрическая ячейка, с помощью которой прослеживалось изменение скорости коррозии во времени. Измерение скорости коррозии с точностью до $0,001 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ производилось стандартным коррозиметром Монитор-2, позволяющим вести запись измеренных значений с заданным интервалом времени. Дополнительно перед коррозионнометрической ячейкой устанавливалось специальное устройство (миниатюрный трубный делитель фаз), позволяющее отделить из добываемой жидкости водную фазу с высокой степенью очистки от нефтепродуктов, что повысило достоверность определения скорости коррозии и исключило возможность отказа ячейки из-за замазучивания электрохимического датчика.

На первом этапе испытаний была определена величина скорости коррозии без защиты, которая составила $0,32 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$, и определена «допустимая» скорость коррозии (при величине защитного эффекта 75 %), которая составила $0,08 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$.

Затем скважина была обработана по ранее принятой технологии путём заливки в межтрубное пространство ингибитора коррозии Нефтехим-3 в объёме $0,4 \text{ м}^3$. Прослеживание динамики скорости коррозии показало, что величина защитного эффекта, достигающая непосредственно после обработки 94 %, в течение 28–30 сут. снижается до 75 %.

На третьем этапе испытаний скважина была обработана вспененной ингибирующей композицией согласно технологии, приведённой на рисунке 5.

Замеры скорости коррозии показали, что непосредственно после обработки величина защитного эффекта составляет 82 %, а максимальная величина защитного эффекта (96,8 %), в отличие от предыдущей обработки, достигается через 8–12 сут. и сохраняется на этом уровне до 18–21 сут. Снижение защитного эффекта происходит значительно медленнее, минимально допустимый уровень защиты (75 %) был достигнут только по истечении 88 сут.

Проведённые в 2017 году испытания способа на двух скважинах №№ 1087 и 2006 показали его высокую эффективность. Продолжительность защитного эффекта составила 88–94 сут., что в 2,5–3,0 раза больше, чем при обработках скважин ингибиторами в товарной форме, при этом расход химических реагентов на одну обработку снижается в 2 раза.

Регулируя свойства получаемой пены изменением состава исходной композиции, возможно получить и новые области применения способа, помимо защиты от коррозии. Например, применение ингибиторов коррозии, обладающих бактерицидными свойствами, которые препятствуют образованию и росту закреплённых колоний СВБ на колонне и ГНО. Этим исключается один из источников образования сульфида железа в пространстве между обсадной колонной и НКТ, в котором образовавшийся в результате жизнедеятельности бактерий сероводород вызывает сильную коррозию труб и постоянное осыпание её продуктов на забой скважины, откуда сульфиды попадают в пластовую жидкость, а с ней и в ГНО.

Повышение эффективности борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти

Одним из способов повышения эффективности борьбы с солями, применяемым в НГДУ «Арланнефть», является применение ингибирующих композиций с улучшенной адсорбционно-десорбционной характеристикой. Чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращение образования отложений солей.

Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств используемых ингибиторов отложения солей на основе фосфатов применяют с кислотными реагентами. Для обработок терригенных пластов в качестве кислотных реагентов используют соляную и кремнефтористоводородную кислоты (КФВК). При поступлении в поры малоцентрированного раствора КФВК происходит только хемосорбция молекул КФВК и молекул ингибитора отложения солей с образованием плёнки кремнезоля. Наличие соляной кислоты обеспечивает качественную очистку поверхности породы от плёночной 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 плёнки кремнезоля и очень медленно десорбируются.

В случае использования более концентрированных растворов КФВК происходит химическое взаимодействие её с силикатными породами с образованием зелей и гелей. В объёме этих гелей находятся и молекулы ингибитора солеотложения. Десорбция ингибитора будет протекать медленнее, поскольку силикатные системы с ингибитором устойчивее к вымыванию нежели обычные адсорбционные слои ингибитора на твёрдой поверхности. При этом период десорбции увеличивается, а это означает, что повышается и эффективность использования ингибитора. Образование геля в высокопроницаемых коллекторах способствует снижению притока воды в скважину.

В настоящее время по данной гелеобразующей технологии проводятся опытно-промышленные испытания по обработке скважин от комплексных осадков с сульфидом железа и по их результатам будут даны наиболее эффективные рекомендации по профилактическим обработкам.

Заключение

Борьба с отложениями солей на Арланском месторождении чрезвычайно актуальна, в настоящее время в скважинах идёт интенсивный процесс качественного изменения состава отложений. Начался процесс образования комплексных осадков, представленных сульфидом железа, гипсом, карбонатами и АСПО.

Основная причина образования сульфидсодержащих осадков на скважинах Арланского месторождения – это закачка в течение длительного периода времени пресных вод.

Процесс образования сульфида железа начинается в продуктивном пласте, что подтверждается большим количеством выносимого из пласта при свабировании ионов двух- и трёхвалентного железа и самого сульфида железа, и продолжается в призабойной зоне и в скважине.

Отложения осадков сложного состава происходят на стенках НКТ и эксплуатационной колонны, в приёмных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых глубинных насосов, и приводят к снижению или полной потере производительности насосных установок.

Основным методом борьбы с отложениями солей при добыче нефти является предупреждение образования осадков. Для этого была разработана и внедрена технология с использованием композиции, в состав которой входит ингибитор солеотложения и активизирующая добавка, которая смещает предельные значения насыщенности по сульфату и карбонату кальция, а также по сульфиду железа, увеличивает связывающую способность ингибитора солеотложения и нейтрализует сероводород, содержащийся в попутно добываемой воде. Такая обработка скважин позволила снизить количество подземных ремонтов с 25 в 2016 году до 11 ремонтов в 2017 году на 23 скважинах, выделенных для проведения опытно-промышленных испытаний данной технологии. Экономическая эффективность от проведения мероприятия составила 1016,4 тыс. руб. или 44,2 тыс. руб. на одну скважину по сравнению с применением старой технологии.

Для удаления образовавшихся отложений и восстановления дебита скважин используется технология с применением растворённой композиции, включающей соляную кислоту, ингибиторы коррозии и солеотложения, бактерицид. Результаты промысловых испытаний показали, что производительность установки восстанавливается на 89–90 %, а продолжительность эффекта достигает 6 месяцев.

В результате жизнедеятельности СВБ идёт интенсивная коррозия эксплуатационной колонны скважины. В результате чего образуется большое количество ионов двух- и трёхвалентного железа, которые при определённых условиях, соединяясь с сероводородом, образуют осадки сульфида железа. По проведению мероприятий по увеличению долговечности и надёжности обсадной колонны рекомендуется:

- защита обсадной колонны при её установке в призабойную зону скважины в интервале перфорации спуском труб из коррозионно-стойких материалов или труб с защитными покрытиями;
- обработка скважинного оборудования и колонны ингибиторной пробкой с не-однократной её циркуляцией;

- обработка закачиваемой воды бактерицидами типа Сонцид;
- периодическая обработка с задавкой в пласт добывающей скважины композиций бактерицида и ингибитора солеотложения или бактерицида и ингибитора коррозии;
- проведение систематического обследования продукции скважины на содержание железа, в т.ч. и сульфида железа, для прогнозирования процесса коррозии в скважине и определения эффективности применения методов защиты.

Для защиты эксплуатационной колонны и НКТ выше динамического уровня от образования солеотложения и коррозии металла закачивают ингибирующую композицию в виде мелкодисперсной высокоустойчивой пены. При контакте пены с нефтью в затрубном пространстве происходит медленное её разрушение, при котором ингибиторы коррозии и солеотложения поступают в нефть и далее на приём насоса, НКТ и выкидную линию скважины, защищая их от коррозии и солеотложения. Продолжительность защитного эффекта составила 88–94 сут., что в 2,5–3,0 раза больше, чем при обработках скважины ингибиторами в товарной форме.

За счёт проведения технологий по удалению и предотвращению образования комплексных осадков уменьшается количество КРС. В 2017 году получен экономический эффект 345 тыс. руб. на 1 скважину.

Результаты проделанной работы рекомендуется использовать на месторождениях, где применяется пресная вода для поддержания пластового давления.

Литература:

1. Геологический отчёт по НГДУ «Арланнефть». – Нефтекамск, 2017.
2. Антипин Ю.В., Валева М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводнённой нефти – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 68 с.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 368 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 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., 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.
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. 2. – 348 с.
8. 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.
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. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство Недр, 2004. – 402 с.
14. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
16. Анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти, применяемых в НГДУ «Арланнефть». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bc79b4d53a89521216d37_0.html

17. Антипин Ю.В., Габдуллин Р.Ф., Исланова Г.Ш. Повышение эффективности методов борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 10. – С. 42–44.

18. Антипин Ю.В., Исланова Г.Ш. Использование гелеобразующей технологии для предотвращения образования отложений солей в скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 67–78.

19. Антониади Д.Г., Савенок 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>

20. Габдуллин Р.Ф. Характер и состав отложений неорганических солей в установках ЭЦН // Сборник научных трудов «Актуальные проблемы разработки и эксплуатации Арланского нефтяного месторождения». – Уфа : БашНИПинефть, 2000. – Вып. 102. – С. 102–119.

21. Гарифуллин Ф.С., Габдуллин Р.Ф. Изучение условий образования и зон отложения комплексных осадков в добывающих скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 33–38.

22. Гарифуллин Ф.С. Прогнозирование образования комплексных осадков с сульфидом железа в добывающих скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 52–59.

23. 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. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

24. 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.

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

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

27. 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>

28. Патент 2174590. Способ защиты от коррозии и солеотложения внутрискважинного оборудования / Ю.В. Антипин, Р.Ф. Габдуллин, Н.Р. Яркеева, М.И. Саматов, С.В. Дорофеев, И.Ф. Алетдинов. – Подача заявки: 04.12.2000. Публикация патента: 10.10.2001. Патентообладатель: ОАО «АНК «Башнефть».

29. Патент 2165008. Способ предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа / Р.Ф. Габдуллин, И.Р. Рагулина, Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев. – Подача заявки: 24.03.2000. Публикация патента: 10.04.2001. Патентообладатель: ОАО «АНК «Башнефть».

References:

1. Geological report on NGDU Arlanneft. – Neftekamsk, 2017.
2. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of complications at extraction of the flooded oil – Ufa : Bashkir book publishing house, 1987. – 68 p.
3. Baymukhametov K.S., Gaynullin K.H., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlansky oil field. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1997. – 368 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 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., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.

7. 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. 2. – 348 p.
8. 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.
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. Praktikum 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., 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. Osvoennyya naftovy i gazovy sverдлов. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Publishing house Subsoil, 2004. – 402 p.
14. Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of wells : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – 284 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. The analysis of methods of prevention and fight against deposits of the salts at oil production applied in NGDU Arlanneft. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bc79b4d53a89521216d37_0.html
17. Antipin Yu.V., Gabdullin R.F., Islanova G.Sh. Increase in efficiency of methods of fight against deposits of inorganic salts at oil production // Oil-field business. – 1999. – No. 10. – P. 42–44.
18. Antipin Yu.V., Islanova G.Sh. Use gel-forming technologies for prevention of formation of deposits of salts in wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 67–78.
19. Antoniadi D.G., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – 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 : КубГАУ, 2013. – No. 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>
20. Gabdullin R.F. Character and structure of deposits of inorganic salts in the ETsN installations // the Collection of scientific works «Current problems of development and operation of the Arlansky oil field». – Ufa : Bashnipineft, 2000. – Issue 102. – P. 102–119.
21. Garifullin F.S., Gabdullin R.F. Studying of conditions of education and zones of adjournment of complex rainfall in production wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 33–38.
22. Garifullin F.S. Forecasting of formation of complex rainfall with iron sulfide in production wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 52–59.
23. Savenok O.V. Ispolzovaniye of kolyubingovy 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. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>
24. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 51–73.
25. Sharypova D.D., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013». April 9–12, 2013. Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.
26. Sharypova D.D., Savenok O.V. 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» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).
27. 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>

28. Patent 2174590. Way of protection against corrosion and salt sedimentation of the intra borehole equipment / Yu.V. Antipin, R.F. Gabdullin, N.R. Yarkeeva, M.I. Samatov, S.V. Dorofeyev, I.F. Aletdinov. – Application: 12/4/2000. Publication of the patent: 10/10/2001. Patent holder: JSC ANC Bashneft.

29. Patent 2165008. Way of prevention of adjournment of mineral salts and sulfide of iron / R.F. Gabdullin, I.R. Ragulina, Yu.V. Antipin, M.D. Valeev. – Application: 3/24/2000. Publication of the patent: 4/10/2001. Patent holder: JSC ANC Bashneft.

УДК 622.276.6 + 621.3.082.4

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
АКУСТИЧЕСКОЙ РЕАБИЛИТАЦИИ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
НА ВАТЬЁГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE TECHNOLOGY
OF ACOUSTIC REHABILITATION OF WELLS AND FORMATION
TO ENHANCED OIL RECOVERY
ON THE VAT'YOGANSKOYE OIL FIELD**

Ткачук Ирина Васильевна

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
kozyreva.irina.03@yandex.ru

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. Акустическая реабилитация скважины и пласта (АРС и П) – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Технология АРС и П основана на избирательном акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласт частотами звукового и ультразвукового диапазонов. Влияние акустического поля на фильтрацию однородной жидкости заключается в увеличении скорости фильтрации из-за разрушения реологической структуры жидкости, в том числе в пределах поверхностных слоёв, примыкающих к стенкам поровых каналов. Эффективность акустического воздействия на призабойную зону пласта обусловлена созданием значительных инерционных сил в жидкости, интенсивных течений на разделах фаз «твёрдое тело – жидкость», которые в коллекторе реализуются в виде внутривпоровой турбулизации жидкости, что приводит к отрыву механических частичек и высоковязких отложений от поверхности перфорационных каналов и порового пространства.

Ключевые слова: акустическая реабилитация скважины и пласта; механизм акустического воздействия на нефтяные пласты; технология акустической реабилитации скважины и пласта; критерии выбора объекта применения технологии; требования, предъявляемые к технологическому процессу; технологическое оборудование при проведении акустической реабилитации скважины и пласта; достоинства акустического метода интенсификации добычи нефти.

Tkachyk Irina Vasilievna

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
kozyreva.irina.03@yandex.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Annotation. Acoustic rehabilitation of the well and formation is one of the ways to intensify the work of oil and gas wells and increase the injectivity of injection wells. Acoustic rehabilitation of the well and formation technology is based on selective acoustic influence on the bottomhole zone of the borehole and the bed by the frequencies of the sound and ultrasonic ranges. The effect of an acoustic field on the filtration of a homogeneous liquid is to increase the filtration rate due to the destruction of the rheological structure of the liquid, including within the surface layers adjacent to the walls of the pore channels. The effectiveness of the acoustic effect on the bottomhole formation zone is caused by the creation of significant inertial forces in the liquid, intense currents in the solid-liquid phase sections that are realized in the collector as an intraporous fluid turbulence, which leads to the detachment of mechanical particles and high-viscosity deposits from the surface of the perforation channels and pore space.

Keywords: acoustic rehabilitation of the well and formation; mechanism of acoustic impact on oil reservoirs; technology of acoustic rehabilitation of the well and formation; criteria for selecting the object of application of technology; requirements for the technological process; technological equipment during the acoustic rehabilitation of the well and formation; advantages of acoustic method of oil production intensification.

Роль призабойной зоны в интенсификации добычи нефти и нефтеотдаче пласта

Основная проблема нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет – увеличение нефтеотдачи пластов и темпов разработки нефтяных залежей. Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин, которая, в свою очередь, определяется состоянием призабойной зоны пласта. Эта область пласта наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям (колебаниям температуры и давлений). При этом призабойная зона является

той частью пласта, о которой имеется наиболее полная информация и на которую можно наиболее эффективно воздействовать с целью улучшения её состояния.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяет характер процесса выработки нефтесодержащих пластов. Под эффективной работой скважин понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном его охвате процессом фильтрации. Фактические дебиты по нефти чаще всего бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны для нефти под влиянием технологических факторов. В этих случаях возникает необходимость в воздействии на призабойную зону пласта с целью восстановления дебитов скважин.

В последние годы всё больше вводится в разработку месторождений, представленных низкопроницаемыми пластами разной проницаемости (геологический фактор). В этих условиях существенное снижение фильтрационных сопротивлений течению жидкости в небольшой зоне вокруг добывающих и нагнетательных скважин за счёт увеличения абсолютной проницаемости, активного воздействия на насыщающие флюиды, подключения в работу ранее не вовлечённых в фильтрацию или слабодренлируемых пропластков приведёт к интенсификации добычи нефти, возрастанию охвата пласта воздействием, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Методы повышения нефтеотдачи на Ватьёганском месторождении

Ватьёганское месторождение, как большинство нефтяных месторождений России, не обладает достаточно активным водонапорным режимом и поэтому изначально разрабатывается с заводнением. Величина коэффициента извлечения нефти зависит от многих факторов: вязкости нефти и вытесняющего агента; проницаемости и неоднородности пласта; межфазного натяжения на границе раздела «нефть – вытесняющий агент» и др. Опыт заводнения неоднородных нефтяных пластов Ватьёганского месторождения показывает, что при сравнительно небольших давлениях (10–14 МПа на устье скважины) воду поглощают лишь высокопроницаемые прослои, а в низкопроницаемые пропластки она не поступает, и вытеснения нефти из них не происходит.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти на Ватьёганском месторождении применяют следующие методы:

- 1) химические;
- 2) физические;
- 3) гидродинамические;
- 4) обработка призабойной зоны.

Статистика методов за 2016 год отражена в таблице 1.

Таблица 1 – Методы повышения нефтеотдачи пластов, проведённые на Ватьёганском месторождении в 2016 году

Мероприятия по методам	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн
	добывающих	нагнетательных	
Химические методы		202	284,23
Системные закачки		202	284,23
Физические методы	6	38	45,642
ГРП (сервис)	6		8,1
Акустическое воздействие		38	37,542
Гидродинамические методы	367		526,156
Форсированный отбор	135		319,653
Вовлечение в разработку недренированных запасов	232		206,503
Обработка призабойной зоны	47		19,489
Солянокислотная	8		4,364
Глинокислотная	30		6,025
СНПХ	1		0,052
гидрофобизатор	8		9,048
Итого:	420	240	875,517

Химические методы применяются на нагнетательных скважинах и основаны на создании в пласте оторочек растворов некоторых химических веществ, резко изменяющих величину поверхностных сил на границе раздела «нефть – вода» и «нефть – вода – поверхность породы» или же соотношение подвижностей нефти и закачиваемой воды. Например, закачка сшитых полимерных систем (СПС), эмульсионно-суспензионных систем (ЭСС), гелеобразующего состава «ГАЛКА», дисперсионной системы со стабилизирующими добавками (СПДС) позволяет выравнивать профиль приёмистости путём отключения дренированных пропластков и тем самым вовлечь в разработку ранее не задействованную, либо закольматированную часть пласта. При эксплуатации скважин со временем приёмистость может снижаться по различным причинам. Чаще это происходит по причине плохого качества нагнетаемой подтоварной воды. Для очистки призабойной зоны скважин, снизивших приёмистость, на Ватьёганском месторождении применяют технологию воздействия поверхностно-активными веществами (ПАВ – кислотное воздействие). Химической обработкой скважин на Ватьёганском месторождении занимается фирма РП «OT(O) Production Ltd.»

Физические методы применяются как на добывающих (гидроразрыв пласта), так и на нагнетательных скважинах (акустическое воздействие на пласт).

ГРП заключается в искусственном образовании трещин в породе пласта, вследствие чего повышается проницаемость пласта. Но на Ватьёганском месторождении в основном вследствие резкого увеличения проницаемости пласта большинство скважин сразу обводняется, поэтому количество ГРП не значительно. ГРП на Ватьёганском месторождении проводит совместное российско-немецкое предприятие СП «Catkoneft».

Акустическая реабилитация скважин и пласта (АРС и П) применяется в основном на нагнетательных скважинах, но добывающие скважины обрабатываются тоже, хотя и в меньшей степени. При АРС и П очищается призабойная зона скважин и перераспределяется профиль приёмистости или притока скважины. АРС и П на Ватьёганском месторождении проводит АОЗТ «ИНЕФ».

Гидродинамические методы заключаются в форсированном отборе жидкости из добывающих скважин (в 2016 году – 135 скважин на Ватьёганском месторождении с дополнительной добычей 319,653 тыс. тонн нефти), причём наблюдается тенденция к увеличению количества скважин с форсированием отбора жидкости. Также к гидродинамическим методам отбора нефти относится вовлечение в разработку недренированных запасов (в 2016 году по 232 скважинам получена дополнительная добыча 206,503 тыс. тонн нефти).

Из различных методов интенсификации добычи нефти на Ватьёганском месторождении применяют в основном кислотные обработки. На добывающем фонде скважин проводятся солянокислотные обработки 12 %-ным раствором соляной кислоты (в 2016 году обработаны 8 скважин с дополнительной добычей 4,364 тыс. тонн), призабойная зона обрабатывается глинокислотными смесями (в 2016 году обработаны 30 скважин с дополнительной добычей 6,025 тыс. тонн), также имели место обработки гидрофобизатором ИВВ-1 (8 скважин с эффектом 9,048 тыс. тонн).

Физические основы АРС и П при обработках призабойной зоны пласта

Эффективность процесса добычи нефти при системе разработки месторождений с поддержанием пластового давления в большей степени определяется коэффициентом вытеснения нефти водой и коэффициентом охвата залежи процессом заводнения. Коэффициент вытеснения зависит от структуры пористой среды, физико-химических свойств нефти, воды и породы коллектора, а также гидродинамических условий вытеснения нефти. Коэффициент охвата залежи процессом заводнения определяется геологическими характеристиками пласта, системой разработки залежи и режимами работы скважин.

Однако при заводнении неоднородных пластов нагнетаемая вода в первую очередь движется по высокопроницаемым пропласткам, что приводит к прогрессирующему обводнению скважин при незначительной доле охваченных заводнением запасов нефти. К тому же фактические дебиты скважин по нефти чаще бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны для нефти под влиянием технологических факторов.

Основные причины опережающего вытеснения нефти водой и обводнения отдельных пропластков следующие:

- высокая слоистая неоднородность продуктивного пласта по абсолютной проницаемости;
- совместная эксплуатация высокопроницаемых монолитных песчаников и низкопроницаемых прослоев, разделённых прерывисто или непрерывно непроницаемыми прослоями глины;
- частичное или полное отключение отдельных нефтенасыщенных прослоев из процесса выработки под влиянием технологических факторов;
- опережающее продвижение воды по нефтенедонасыщенным интервалам в зоне ВНК.

Исходя из вышеизложенного, следует считать, что в процессе заводнения многопластовых месторождений, включающих в себя и низкопроницаемые коллекторы, происходит частичное или полное «отключение» из разработки в первую очередь малопроницаемых слоёв. Об «отключении» некоторых прослоев из разработки говорят результаты промысловых исследований профиля приёмистости и притока. Прямое свидетельство «отключения» отдельных слоёв из процесса заводнения (разработки) – устойчивый рост содержания нефти при самоизливе нагнетательных скважин, в которые ранее были закачаны сотни тысяч кубических метров воды.

Поэтому главная задача воздействия на призабойные зоны пластов – выравнивание профилей приёмистости нагнетательных и профилей отдачи добывающих скважин с целью эксплуатации их с дебитами, равными потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации.

Возможность применения акустических методов для воздействия на нефтяные пласты изучается как в нашей стране, так и за рубежом на протяжении 20 лет. Наибольшие успехи в их реализации достигнуты при обработке призабойных зон скважин. В последние годы всё большее внимание стала привлекать возможность использования акустических методов и для воздействия на нефтяные пласты в целом. Это произошло главным образом в связи с успехами в создании мощных, высокоэффективных акустических излучателей, а также теоретическими работами, посвящёнными влиянию акустического поля на призабойную зону скважины и жидкую продукцию скважин в целом.

С помощью аппаратуры, разработанной ЗАО «ИНЕФ», могут устраняться ряд процессов, вызывающих снижение продуктивности скважин во времени, к которым можно отнести отложение в поровом пространстве солей, асфальтенов, смол, парафинов и других веществ, а также изменение фазовых проницаемостей. Обработка околоскважинного пространства волнами даже малой амплитуды, как показал опыт, позволяет увеличить дебит нефти и вызвать другие многочисленные физические процессы в скважинах, важнейшим из которых является увеличение притока нефти в скважину. Возможность управления притоками в околоскважинном пространстве с помощью технологии АРС и П является также важнейшей особенностью этого метода.

Виброволновая обработка пласта по технологии АРС и П позволяет ускорить естественный процесс гравитационного разделения нефти и воды, увеличить скорость фильтрации и массопереноса жидкости за счёт разрушения её реологической структуры, увеличения эффективного сечения поровых каналов, снижения вязкости нефти.

Обработка призабойных зон скважин по технологии АРС и П позволяет выполнять задачи увеличения приёмистости и выравнивания профилей поглощения нагнетательных скважин, интенсификации притока добывающих скважин с включением в работу низкопроницаемых и закольматированных пропластков за счёт очистки зоны перфорации и околоскважинного пространства от грязи, механических включений и высоковязких отложений.

При разработке низкопроницаемых залежей, приуроченных, например, к юрским отложениям, имеет место низкая продуктивность добывающих скважин и низкая приёмистость нагнетательных скважин. В результате ожидаются невысокие темпы добычи нефти и конечная нефтеотдача пластов. Поэтому на таких залежах имеется необходимость повышения продуктивности (приёмистости) скважин в массовом порядке.

Сущность воздействия на ПЗП заключается в следующем:

- месторождение (залежь) делится на характерные участки;
- на участке во всех добывающих и нагнетательных скважинах (или в большинстве из них) практически одновременно проводят воздействие на призабойные зоны

скважин (с целью повышения приёмистости (притока) низкоприёмистых (низкодебитных) или выравнивание профиля приёмистости (притока) высокоприёмистых (высокодебитных) скважин);

- на участке с зональной неоднородностью пласта осуществляется воздействие на призабойную зону тех скважин, которые позволят изменить направление фильтрационных потоков воды в желаемом направлении и вовлечь в процесс разработки ранее не охваченные низкопроницаемые зоны;

- когда технологическая эффективность снижается ниже допустимого уровня, то обработка призабойных зон скважин вновь повторяется.

Соблюдение этих условий при обработке призабойных зон скважин даёт увеличение нефтеотдачи пласта, интенсификацию добычи нефти и сокращение добычи воды вместе с нефтью из пласта.

Обработка призабойных зон единичных скважин в пласте с соблюдением части условий, например, периодичности, также даёт прирост темпов добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. Однако суммарный технологический эффект от ОПЗ единичных скважин будет меньше, чем при соблюдении этих условий.

Главная особенность метода – возможность избирательного воздействия как по мощности, так и по площади залегания пласта, а также возможность регулировки параметров акустического воздействия в зависимости от геологических условий и технологических задач.

Механизм акустического воздействия на нефтяные пласты

Акустическая волна – явление механическое, однако её поведение отлично от движения материальных тел. О волне говорят, что она «распространяется», понимая под этим всю картину изменения возмущённого состояния среды с течением времени. Экспериментальным доказательством перемещения частиц насыщающей среды относительно поровых каналов служит возникновение разности потенциалов между различными точками среды, которое наблюдается при распространении акустических волн (сейсмoeлектрический эффект). Массоперенос в поле акустических волн обусловлен возникновением в каждой точке порового пространства среды высоких знакопеременных (растягивающих и сжимающих) градиентов давления, переменных во времени, величина которых достаточна для разрушения пространственной структуры и пограничных слоёв жидкости на поверхностях поровых каналов. Помимо этого, в высокоинтенсивном акустическом поле возникают так называемые гравитационные эффекты, которые приводят к очистке призабойной зоны от механических примесей, грязи, твёрдого парафина и солей. Пример распространения акустических волн приведён на рисунке 1.

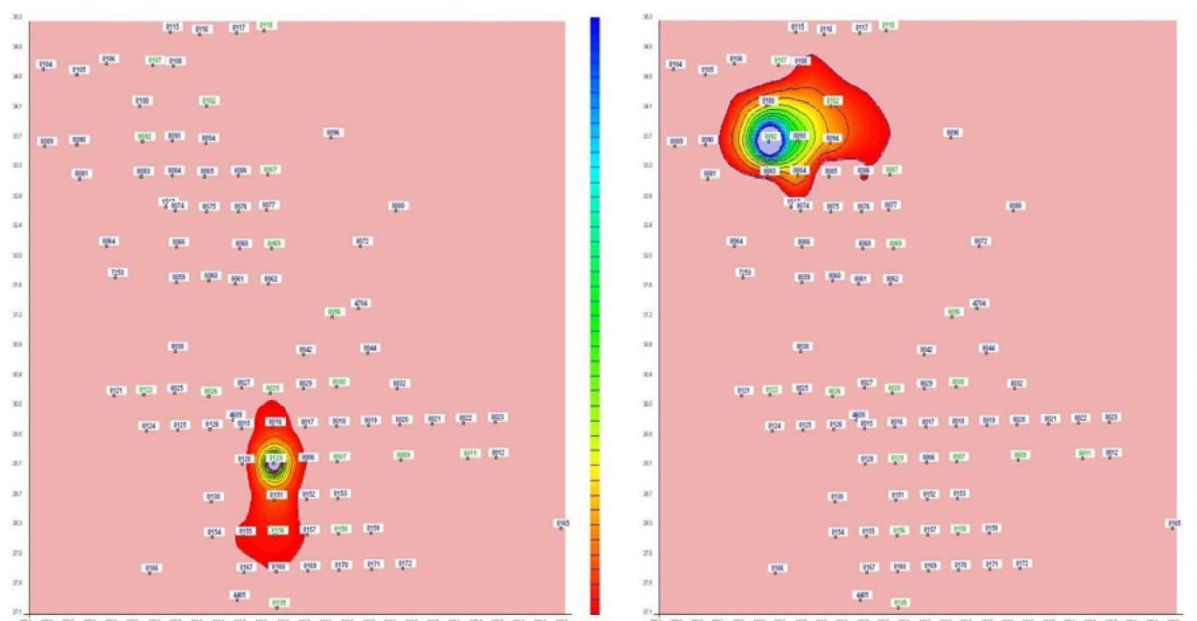


Рисунок 1 – Пример распространения акустической волны при обработке пласта АВ₈ Ватьёганского месторождения

Большинство пластовых жидкостей, которые в объёме ведут себя как неньютоновские, при движении в слабопроницаемых коллекторах проявляют вязкопластичные свойства. Основными характеристиками вязкопластичных жидкостей являются пластическая вязкость и прочность структуры, которая измеряется предельным напряжением сдвига. Влияние акустического поля на фильтрацию однородной жидкости заключается в увеличении скорости фильтрации из-за разрушения реологической структуры жидкости, в том числе в пределах поверхностных слоёв примыкающих к стенкам поровых каналов. Возникновение акустических колебаний с амплитудами давлений, превышающими предельные напряжения сдвига, приводит к разрушению структуры поверхностного слоя и превращению его в неньютоновскую жидкость с вязкостью, равной вязкости в объёме. При этом характер течения жидкости в поровых каналах становится близким к паузейлеву при одновременном увеличении эффективного сечения. Другими словами, под действием акустического поля происходит более интенсивное вытеснение жидкой продукции скважин из порового пространства нефтяного пласта.

Известно, что мелкодиспергированные газовые пузырьки в воде, содержащей капли нефти, всегда образуются на поверхности нефтяных капель и прочно скреплены с ними. Иначе говоря, пузырьку «легче» отодвинуть молекулы воды от гидрофобной поверхности, чем раздвинуть молекулы воды между собой в свободном объёме. В итоге газовые пузырьки окружают капли нефти и прочно прикрепляются к их поверхности. В интенсивном акустическом поле газовые пузырьки, находящиеся на поверхности нефтяных капель, становятся объектами приложения акустических сил. Эти силы почти не оказывают воздействия на несжимаемые капли нефти, однако поскольку капли нефти соединены с окружающими их газовыми пузырьками, они перемещаются в акустическом поле совместно с газовой фазой. Наиболее нагляден механизм такого перемещения, когда пузырёк находится вблизи поровой поверхности. В фазе растяжения пузырёк расширяется, и расстояние от его стенки до поверхности уменьшается. Вследствие вытеснения жидкости из зазора в последнем появляются тангенциальные течения, направленные от газового пузырька. В фазе сжатия пузырька из-за инерционности жидкости течение не успевает изменить направление, поэтому ближайшая к поверхности поры стенка пузырька остаётся на месте, а его сжатие происходит из-за движения противоположной стенки. В результате газовый пузырёк с соседней с ним каплей нефти направленно перемещается в акустическом поле под воздействием результирующей силы.

На основании вышеизложенного можно сделать предположение о возможности акустического воздействия на нефтяные пласты в целом. Дело в том, что после окончания разработки нефтяного месторождения путём заводнения, когда эксплуатационные скважины почти полностью переходят на добычу воды со следами нефти, более 40 % её остаётся в пласте в виде рассеянных отдельных капель и линзообразных скоплений. Если прекратить дальнейшую разработку месторождения, то в пласте будет происходить чрезвычайно медленное гравитационное разделение нефти и воды. При этом нефть, как более лёгкая, будет скапливаться в верхней части пласта. Теоретически продолжительность такого естественного процесса разделения исчисляется многими десятками и даже сотнями лет. А только из-за отмеченных ранее эффектов увеличения абсолютной проницаемости и снижения эффективной вязкости нефти в акустическом поле процесс гравитационного разделения может быть ускорен на 2–3 порядка.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит в основном вследствие проникновения в поровое пространство пласта фильтрата бурового раствора, механических примесей закачиваемой жидкости или жидкости глушения, отложения на поверхности поровых и перфорационных каналов высоковязких компонентов нефти и глинистых частиц, образования на поверхности поровых каналов неподвижных плёнок жидкости, которые включают в себя адсорбционный и частично диффузионный подслои. Эффективность акустического воздействия на призабойную зону пласта обусловлена созданием значительных инерционных сил в жидкости, что приводит к отрыву механических частичек и высоковязких отложений от поверхности перфорационных каналов и порового пространства. Кроме того, генерирование поперечного магнитогидродинамического давления позволяет увеличить эффективное сочетание поровых каналов за счёт срыва застойных поверхностных плёнок жидкости. Таким образом, акустическое воздействие позволяет восстановить или увеличить проницаемость призабойной зоны пласта.

Метод APC и П основан на акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласта частотами звукового и ультразвукового диапазонов и способствует очистке перфорационных каналов и прискважинной зоны пласта от колюматизирующего материала, срыву поверхностных слоёв жидкости, увеличению охвата пластов заводнением, повышению интенсивности вытеснения нефти вытесняющим агентом, изменению фазовых проницаемостей флюида, ускорению гравитационного разделения нефти и воды.

Эффективность акустической обработки по методу APC и П включается в возможности избирательного направленного воздействия для решения конкретных задач из широкого спектра выполняемых этим методом. Такая избирательность позволяет уйти от каких-либо побочных эффектов при достижении заданных целей. Например, возможно увеличить фазовую проницаемость по нефти, тогда как проницаемость по вытесняющей жидкости останется прежней, что уменьшит процент воды в добыче.

Необходимые параметры излучения рассчитываются в зависимости от поставленных задач, геолого-физических условий пласта и эксплуатационно-технических характеристик скважин. Под параметрами излучения подразумеваются интенсивность, частота, угол излучения и длительность обработки. Для расчётов используются компьютерные программы, исходными данными к которым являются физико-химические и механические характеристики насыщающего флюида и каркаса коллектора, технические характеристики скважины.

Расчётная частота воздействия $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ (Гц) определяется через необходимую для достижения эффекта скорости движения частиц флюида U_0 как:

$$\omega = F(\omega\tau) \cdot \frac{K \cdot P_0 \cdot (\rho_2 - \rho_1)}{U_0 \cdot \rho_2 \cdot \rho_1} \quad (1)$$

Здесь:

$$F(\omega\tau) = \frac{1 + \sqrt{2} \cdot (1 + i) \cdot [ber_1(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_1(\sqrt{\omega\tau})]}{\sqrt{\omega\tau} \cdot [ber_0(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_0(\sqrt{\omega\tau})]} \quad (2)$$

где $F(\omega\tau)$ – функциональная зависимость частоты воздействия от инерциальных свойств среды, выраженная в неявном виде; τ – величина, характеризующая время релаксации (является сложной функцией вязкоупругих констант скелета коллектора и насыщающего его флюида, а также градиента давления); K – волновое число, определяемое как отношение скорости звука в пласте к частоте; P_0 – пластовое давление; ρ_1 и ρ_2 – плотности соответственно флюида и скелета коллектора; ber_1 , ber_0 и bei_1 , bei_0 – действительные функции Томсона первого и нулевого порядков; i – мнимая единица.

Интенсивность воздействия I определяется созданием необходимой инерционной силы $I = f(F_{UH})$, значение которой определяется решением уравнения:

$$Q = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left[-\frac{\pi}{2 \cdot \mu} \cdot \left[\frac{R^4}{4} \cdot ((grad P) - F_{UH}) + \tau \cdot \frac{R^3}{6} \right] - \frac{\pi \cdot R^4}{4} \cdot ((grad P) - F_{UH}) \cdot \left(1 - \frac{r_t}{R} \right)^2 \right]; \quad (3)$$

$$F_{UH} = \rho \cdot V_0 \cdot \omega \cdot \sin \omega t; \quad (4)$$

$$r_t = \frac{2 \cdot r}{grad P - F}, \quad (5)$$

где F_{UH} – параметр, характеризующий инерционные силы в жидкости; Q – прирост расхода флюида в акустическом поле; r_t – радиус твёрдой части капилляра; τ – предельное напряжение сдвига флюида; ω – круговая частота; $grad P$ – градиент давления; R – средний капиллярный радиус; μ – динамическая вязкость флюида; T – период колебаний.

Вычисленное значение интенсивности пересчитывается с учётом потерь при излучении из скважины, которые являются функцией диаметров излучателя, обсадной колонны, цементного кольца, их толщин и импедансов, а также свойств скважинной жидкости. При необходимости вносятся поправки в вычисленное значение частоты, если скважинная система работает как частотно-полосовой фильтр.

Длительность воздействия определяется исходя из геолого-физических характеристик пласта и решаемых технологических задач.

Сейсмoeлектрический эффект

Одним из важнейших механизмов акустического воздействия на ПЗП является сейсмoeлектрический эффект, суть которого заключается в преобразовании акустической энергии в электрокинетическую. Созданное переменное электрическое поле разрушает пристеночные слои жидкости, имеющие электростатическую природу и неподвижные при обычных перепадах давления. Также электрическое поле уменьшает дипольные моменты молекул жидкости, таким образом снижая её вязкость. Существенным достоинством сейсмoeлектрического эффекта является его длительное последствие (2 и более месяцев в реальных пластовых условиях).

Несмотря на важность проблемы сейсмoeффекта, в литературе отсутствуют фундаментальные труды на эту тему. Существуют опубликованные в виде статей разрозненные теоретические и экспериментальные материалы, в некоторых случаях противоречащие друг другу. Исследовательский отдел ЗАО «ИНЕФ» проанализировал обнаруженные публикации, несколько переработал и дополнил найденную информацию. В результате была создана теория, позволяющая подходить к электрокинетическому аспекту акустического воздействия на ПЗП расчётным методом и выбирать параметры излучения и способ обработки скважин с целью достижения требуемого результата посредством сейсмoeффекта.

Пристеночные слои жидкости

В пористой среде капиллярный канал представляет собой систему, состоящую из твёрдой стенки, пристеночного слоя неподвижной жидкости (двойного электрического слоя или диффузного слоя), подвижной жидкости. Толщина слоя L зависит от свойств жидкости и определяется по формуле:

$$L = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot K \cdot T}{4 \cdot \pi \cdot e^2 \cdot C \cdot Z^2}}, \quad (6)$$

где e – заряд электрона; ε – диэлектрическая проницаемость; K – константа Больцмана; T – температура; Z – валентность катионов; C – концентрация солей.

Следовательно, толщина слоя пропорциональна корню из диэлектрической проницаемости жидкости. Разброс значений этого параметра от 81 (вода) до 1,5 (маловязкие нефти). Соответственно при равной минерализации раствора толщина плёнки воды будет больше толщины нефтяной плёнки в 8 раз. Это соответствует уменьшению сечения порового канала для воды по сравнению с нефтью (проницаемости) в 1,74 раза.

Возможно, этим объясняется ухудшение профиля приёмистости нагнетательных скважин после времени закачки, достаточного для образования пристеночных слоёв (1–2 месяца).

Строение двойного электрического слоя

Двойной слой на границе «стенка – жидкость» создаётся электрическими зарядами на стенке и ионами противоположного знака, ориентированными в жидкости у поверхности стенки. В формировании ионных обкладок участвуют электростатические и тепловые силы; в результате последних жидкостная сторона двойного слоя имеет размытое, диффузное строение. Также важную роль играет специфическая абсорбция поверхностно-активных ионов и молекул из жидкости (в нефти это асфальтены, нафтенческие кислоты и металлопрофириды). Чем больше их содержание, тем толще двойной слой и сильнее в нём связи. Зависимость объёма жидкости, связанной в двойные слои, от типа коллектора приведена в таблице 2. Зависимость толщины двойного слоя от содержания асфальтенов показана в таблице 3.

Таблица 2 – Зависимость объёма жидкости, связанной в двойные слои, от типа коллектора

Порода–коллектор	Фракция, мм	Удельная поверхность, м ² /г	Объёмная абсорбция в плёнках, мг/1 г породы	Поверхностная абсорбция, мг/см ² поверхности × 10 ⁻³
Аргиллит	0,1–0,09	12,00	6,67–9,88	5,5–8,2
Кварцевый песок	0,15–0,1	0,07	0,06–0,03	9,0–47,0
Доломит	0,25–0,1	0,33	0,77	18
Известняк	0,05–0,1	0,30	0,75–9,00	25–100

Таблица 3 – Зависимость толщины плёнки двойного слоя от содержания асфальтенов

Толщина плёнки, мкм	% асфальтенов
0,1	1,5
0,45	3,0
0,8	4,5
1,1	6,0

Ионная обкладка жидкости может быть условно разделена на 2 части: *плотную* и *диффузную*, созданную ионами, находящимися на расстояниях от стенки, превышающих радиус сольватированного иона. В коллекторах роль ионов могут выполнять полярные молекулы нефти – асфальтены и нафтеновые кислоты. Радиус асфальтеновой мицеллы составляет 5–15 нм – такова толщина плотного слоя. По закону электронейтральности плотность заряда со стороны стенки равна сумме плотностей зарядов в плотной и диффузной части двойного слоя. Чем меньше размер молекулы (иона) в жидкости и больше её поверхностный заряд, тем меньше толщина двойного слоя. В концентрированных ионных растворах диффузная часть отсутствует, и двойной слой подобен плоскому конденсатору.

При наложенном на капилляр градиенте давления только внешняя рыхлоупакованная часть диффузного слоя может быть смещена. В этом случае начинается ламинарное течение жидкости. Ионы внешней части диффузного слоя смещаются в сторону течения, что создаёт разность потенциалов на концах капилляра. В свою очередь, эта разность потенциалов создаёт движение пристеночных заряженных частиц в обратном направлении, пока не будет достигнуто состояние динамического равновесия. По экспериментальным данным встречный против градиента давления расход жидкости может составлять 15–20 % прямого расхода.

Электрокинетические эффекты в процессе разработки месторождений

При фильтрации жидкостей через коллекторы возникает по вышеописанному механизму электрическое поле потенциала протекания. Его величина зависит от свойств среды и от расстояния до добывающей скважины. У стенки скважины значение напряжённости электрического поля максимально и быстро убывает с удалением. Напряжённость поля при стационарной фильтрации определяется по формуле:

$$E = \frac{4,46 \cdot 10^{-11} \cdot \varepsilon \cdot \xi \cdot m \cdot \Delta P}{\pi \cdot \delta \cdot \mu \cdot r \cdot \ln\left(\frac{R}{R_{скв}}\right)}, \quad (7)$$

где ε – диэлектрическая проницаемость (изменяется от 1–3 для нефтей до 81 для воды); ξ – электрокинетический потенциал, В (зависит от пористости и составляет от 0,05 до 0,15 В); K – проницаемость, м²; ΔP – перепад давления между скважиной и питающим контуром, Па; δ – удельная электропроводность, Сименс/метр (изменяется от 0 для 80–100 % обводнённости продукции до 10 для безводных нефтей); m – пористость; μ – вязкость жидкости, Па·с; r , $R_{скв}$ и R – радиусы текущих, скважины и контура питания, м.

Для 50 % обводнённости, проницаемости 500 мДс, радиусе пор 5×10 мкм, пористости 20 %, радиусе питающего контура 300 м, вязкости 1 Пз напряжённость поля составляет 0,92 В/м на расстоянии 10 см от скважины и 0,4 В/м – на расстоянии 20 см.

Потенциал протекания приводит к появлению электрокинетических сил, удерживающих жидкость в порах – кулоновской (F_k) и двойного слоя (F_{dc}):

$$F_k = \left(1 + 2 \cdot \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right) \cdot r_k^2 \cdot E^2; \quad (8)$$

$$F_{dc} = \left(1 + 2 \cdot \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right)^2 \cdot r_k^2 \cdot E^2; \quad (9)$$

$$F_{\text{гг}} = 0,6 \cdot K \cdot \Delta P \cdot r_k, \quad (10)$$

где $F_{\text{гг}}$ – сила гидродинамического вытеснения.

Условие перемещения жидкости в пределах двойных слоёв:

$$\text{grad } P \geq \frac{E^2 \text{ const}}{4 \cdot \pi} \cdot \left[2 + \frac{6 \cdot \varepsilon - 6}{\varepsilon + 2} + \frac{4 \cdot \varepsilon^2 - 8 \cdot \varepsilon + 1}{\varepsilon^2 + 4 \cdot \varepsilon + 4}\right]. \quad (11)$$

Перебарывающее давление для двойных слоёв больше 0,01 атм./м, что недостижимо в реальных условиях.

С приближением к скважине силы, удерживающие жидкость в порах, возрастают как E_2 , чем объясняется феномен резко ухудшенных свойств призабойной зоны. Положение можно исправить, нейтрализуя потенциал протекания переменным электрическим полем, которое может быть создано акустическим воздействием. Напряжённость в акустическом поле рассчитывается по формуле:

$$E = - \frac{8,25 \cdot 10^{-12} \cdot \varepsilon \cdot m \cdot \xi \cdot \rho_0 \cdot 4 \cdot \pi \cdot K}{16 \cdot \pi^2 \cdot \mu \cdot \delta \cdot K - (8,85 \cdot 10^{-12} \cdot \varepsilon \cdot \xi)^2 \cdot m} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_0}\right) \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot J}{\rho_0 \cdot c}} \cdot \omega; \quad (12)$$

$$\rho_0 = (1 - m) \cdot \rho_{\text{ск}} \cdot m \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (13)$$

где $\rho_{\text{ск}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотности скелета и жидкости, кг/м³; J – интенсивность излучения, Вт/м²; ω – частота, Гц.

Так, для приведённого выше расчёта акустоэлектрическое поле составляет 0,25 В/м для 4 кГц и 0,11 В/м для 20 кГц. Снижение E с частотой обусловлено потерями в кабеле, которые возрастают с частотой.

Если жидкость коллектора представляет собой нефть со взвешенными частицами (парафин, кристаллы солей) или с газовой фазой, то её удельная проводимость может достигать 10^{-10} см/м. При определённых свойствах коллектора это может вызывать резонансный эффект преобразования акустической энергии в электрическую. E неограниченно возрастает, если выполняется условие:

$$\delta \cdot K = \frac{4,96 \cdot 10^{-25} \cdot \varepsilon^2 \cdot \xi^2 \cdot m}{\mu}. \quad (14)$$

При возможных пределах изменения параметров ε , ξ , m и μ критическое произведение $\delta \cdot K$ заключено в пределах $7,5 \cdot 10^{-24} \div 6 \cdot 10^{-25}$, если $\delta = 10^{-10}$, то при $K \approx 10 \div 70$ мД выполняется критическое условие и теоретически при любых значениях J и ω возникает резонансно-высокое электрическое поле, которое нейтрализует двойные слои, снижает вязкость и увеличивает проницаемость по нефти. Такие значения δ для нефтей Сибири достаточно редки, но их можно достичь искусственным путём, закачивая в скважину перенасыщенный раствор соли и выкристаллизовывая её ультразвуком.

Отличительной особенностью акустоэлектрического эффекта является отсутствие каких-либо пороговых значений интенсивности и частоты, при которых резко меняются свойства обрабатываемой среды. Происходит ослабление сил, удерживающих

слои жидкости пропорционально напряжённости электроакустического поля, соответственно уменьшается толщина плёнки удерживаемой жидкости при заданном градиенте давления. Силовой параметр, характеризующий акустическое поле – произведение амплитуды давления на частоту. С учётом потерь в кабеле и скважине эти значения следует выбирать так, чтобы их произведение было максимальным.

Поскольку электроакустическое поле генерируется относительным перемещением жидкости около точки равновесия, обработку скважин следует проводить при отсутствии постоянного градиента, который препятствует встречному движению жидкости, т.е. после стабилизации уровня столба жидкости в скважине.

Технология APC и П

Технология APC и П направлена на решение задач увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти и рассматривается как комплекс мероприятий по проведению акустического воздействия на нагнетательных и добывающих скважинах.

Технология APC и П основана на акустическом воздействии на призабойную зону скважины и пласт частотами звукового и ультразвукового диапазонов. Таким образом, акустическое воздействие по методу APC и П, возбуждая в насыщенном флюидом коллекторе колебания, которые сопровождаются значительными знакопеременными нагрузками и принимаемые насыщающей жидкостью, способствует решению задач повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за счёт следующих основных эффектов:

- увеличение объёмов фильтрации подвижного флюида при существующем радиусе пор и градиенте давления за счёт «поршневого» эффекта, что приводит к увеличению отбора жидкости;

- увеличение или восстановление проницаемости коллектора и призабойной зоны пласта достигается за счёт очистки поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений, а также за счёт срыва поверхностных слоёв жидкости, что приводит к увеличению эффективного сечения поровых каналов и вовлечению в процесс фильтрации застойных зон пласта;

- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного при существующем радиусе пор и градиенте давления флюида благодаря преодолению вязкопластических сил, удерживающих флюид, что приводит к повышению коэффициента конечной нефтеотдачи;

- снижение вязкости нефти за счёт разрушения её реологической структуры путём деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей, вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость нефти, тогда как для воды она остаётся неизменной, что способствует уменьшению обводнённости продукции;

- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;

- сегрегация (разделение) нефти и воды в высокообводнённых пластах за счёт ускорения гравитационного разделения фаз разных плотностей в акустическом поле способствует перераспределению нефтенасыщенности и более полному нефтеизвлечению.

Проявление сейсмoeлектрического эффекта способствует разрушению пристеночных неподвижных слоёв жидкости, имеющих электростатическую природу и представленных нефтью, поэтому их разрушение и вовлечение в процесс фильтрации увеличивает проницаемость коллектора и коэффициент нефтеизвлечения.

Эффективность акустической обработки по технологии APC и П заключается в возможности избирательного и направленного воздействия для решения конкретных задач из широкого спектра, выполняемых этим методом. Такая избирательность позволяет уйти от каких-либо побочных эффектов при достижении заданных целей.

Технология APC и П применяется как на нагнетательных скважинах, так и на добывающих.

Технология APC и П позволяет проводить обработку по всей мощности продуктивного пласта без прекращения работы скважины и подъёма-спуска колонны насосно-компрессорных труб на нагнетательном, фонтанном и газлифтном фонде, а на механизированном фонде совместить её с подземным или капитальным ремонтом скважины.

Технологический процесс APC и П не требует привлечения дополнительных производственных мощностей, кроме стандартной геофизической станции.

Продолжительность технологического эффекта от обработки скважин в зависимости от объекта разная – от нескольких месяцев до года и более. Для достижения долговременного технологического эффекта предусматривается процедура периодической повторной обработки профилирующих нагнетательных скважин конкретных участков. Время (период), через которое необходимо опять повторять обработку скважин на том или ином участке, определяется по результатам практических испытаний технологии на конкретном объекте.

При осуществлении технологического процесса АРС и П используется стандартная геофизическая станция с подъемником. Подготовка скважины к технологическому процессу аналогична подготовке скважины к промыслово-геофизическим исследованиям при использовании акустических излучателей «ИНЕФ-1-44», «ИНЕФ-1-37» и аналогична подготовке скважины к перфорационным работам при использовании акустического излучателя «ИНЕФ-1-100». Дополнительно к таким работам необходимо провести шаблонировку НКТ на соответствующий диаметр и обеспечить возможность подключения к электрической сети (220/380 В, 50 Гц, мощность до 10 кВт).

Технологический процесс на скважинах нагнетательного фонда позволяет осуществлять обработку как в основной скважине, так и под закачкой. Технологический процесс позволяет осуществлять обработку продуктивного пласта без прекращения работы скважины и подъема-спуска колонны насосно-компрессорных труб на фонтанном и газлифтном фонде, а на механизированном фонде совместить её с подземным или капитальным ремонтом скважин. Технологический процесс позволяет осуществлять избирательную (с шагом 1 м) обработку отдельных интервалов продуктивного пласта без влияния на необрабатываемые интервалы. Технологический процесс осуществляется из расчёта от 1 до 5 часов на 1 метр обрабатываемого интервала.

Критерии выбора объекта применения технологии АРС и П

Областью применения технологии АРС и П являются пласты группы А и Б палеозойских (девон, карбон, пермь), мезозойских (юра, мел) и кайнозойских (неоген) отложений, разрабатываемых или вводимых в разработку как истощением, так и заводнением месторождений с недостаточными темпами отбора нефти из продуктивного пласта, низкой или невысокой эффективностью процесса заводнения, обусловленной отключением из процесса заводнения низкопроницаемых пропластков.

Тип коллектора – терригенный, неоднородный, вид коллектора – поровый, порово-трещиноватый, соотношение проницаемости пропластков и минеральный состав – не регламентируется.

Объектами наиболее успешного применения технологии на месторождениях, разрабатываемых в режиме заводнения, являются очаговые нагнетательные скважины – с недостаточным значением текущей приёмистости скважины, быстро обводняющие продукцию окружающих добывающих скважин при относительно низких отборах запасов нефти.

Исходя из опыта работы на Ватьёганском месторождении, можно сказать, что наилучшие результаты от применения технологии АРС и П достигались на пластах группы А, по которым удельная эффективность достигает до 3 тыс. тонн/скв.-обр. в зависимости от геологических особенностей и особенностей разработки объекта. Меньшая эффективность до 2,5 тыс. тонн/скв.-обр. достигалась на пластах группы Б. Наименьшая эффективность получена по пластам группы Ю до нескольких сотен тонн/скв.-обр.

Геолого-физические критерии эффективного применения технологического процесса представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-физические критерии эффективного применения технологического процесса

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	терригенный
Вид коллектора	поровый, порово-трещиноватый
Стадия разработки	1–4
Система заводнения	площадная, очагово-избирательная, рядная
Средняя обводнённость добываемой продукции по участку	0–90 %
Глубина залегания пласта	до 5000 м
Пластовая температура	до 120 °С

Технология АРС и П не рекомендуется применять при:

- средней обводнённости участка воздействия более 90 %;
- проницаемости призабойной зоны пласта менее 10 мД.

Технология АРС и П не применяется при:

- глубине залегания пластов менее 1000 м, т.к. не создаётся достаточной нагрузки (давления) на скважинный снаряд;
- температуре в районе исследуемого пласта более 100 °С (ограничение, связанное с элементной базой скважинного снаряда);
- в скважинах, оборудованных «НКТ 2», т.к. снаряд не пройдёт по НКТ;
- в скважинах с НКТ, опущенных ниже интервала перфорации;
- на технически неисправных скважинах (имеющих нарушения герметичности обсадной колонны, цементного кольца, насосно-компрессорных тру, скважин с неисправной устьевой арматурой).

Требования, предъявляемые к технологическому процессу

Перед началом работы по применению технологического процесса необходимо предоставить следующую геолого-техническую информацию:

- 1) данные, необходимые для определения (оценки) объектов воздействия:
 - последние по времени карты разработки и карты пластовых давлений объектов применения технологического процесса;
 - технологические режимы работы скважин на объектах применения технологического процесса (не менее чем за год до начала работ по применению технологического процесса);
- 2) данные «Стандартного каротажа» и «Заключения по интерпретации данных ГИС»;
- 3) данные последних по времени проведения геофизических исследований скважин, объектов применения технологического процесса;
- 4) документы, подтверждающие герметичность обсадной колонны, цементного кольца за ней и колонны насосно-компрессорных труб;
- 5) данные, необходимые для расчёта параметров воздействия и оценки технологической эффективности:
 - результаты гранулометрического анализа проб керна коллектора;
 - результаты физико-химического и минерального анализа коллектора и насыщающего флюида;
 - результаты экспериментальных исследований кернов и насыщающих флюидов и упругие, термодинамические и электростатические свойства;
 - карты распределения пластовых давлений;
 - геолого-технические характеристики скважин;
 - компьютерную базу данных по добыче и закачке, сформированную на основании МЭРов, по объектам применения технологического процесса (не менее чем за год до начала работ по применению технологического процесса).

Требования, предъявляемые к подготовке нагнетательных скважин

К началу работ по применению технологического процесса необходимо:

1. Определить приёмистость скважины от агрегата ЦА-320, АЗИНМАШ-30А ТУ 26-16-53-75 при давлении, равном давлению в водопроводе.
2. При решении задач по выравниванию профилей приёмистости выполнить комплекс ГИС по определению текущей приёмистости и профиля приёмистости.
3. Обеспечить исправность устьевой арматуры.
4. Произвести разрядку скважины.
5. Подготовить рабочую площадку для развёртывания геофизической партии.
6. Обеспечить исправность электрических разъёмов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц).
7. Обеспечить прохождение акустического излучателя $d = 50$ мм до зоны перфорации.
8. Обеспечить зумпф скважины не менее двух метров.

9. Предоставить ёмкость для повторного стравливания жидкости при проведении ГИС непосредственно после применения технологического процесса или проведения технологического процесса под «закачкой».

Требования, предъявляемые к подготовке добывающих скважин

К началу работ по применению технологического процесса необходимо:

1. Предоставить достаточную информацию о дебите скважины.
2. При решении задач по выравниванию профилей притока выполнить комплекс ГИС по определению текущего дебита и профиля притока.
3. При работе на скважинах механизированного фонда поднять подземное механическое оборудование.
4. Обеспечить исправность устьевого арматуры и возможность установки верхнего и нижнего натяжного роликов.
5. Подготовить рабочую площадку для развёртывания геофизической партии.
6. Обеспечить исправность электрических разъёмов и наличие питающего напряжения электрической сети (220/380 В, 50 Гц).
7. Конструкция устьевого арматуры и состояние НКТ должны обеспечивать прохождение акустического излучателя $d = 50$ мм до зоны перфорации.
8. В случае работ с излучателем «ИНЕФ-1-100» состояние эксплуатационной колонны должно обеспечивать прохождение акустического излучателя $d = 100$ мм до зоны перфорации.
9. Обеспечить зумпф скважины не менее двух метров.

После проведения работ по применению технологического процесса производится:

- определение приёмистости нагнетательной скважины от агрегата ЦА-320, АЗИНМАШ-30А ТУ 26-16-53-75 при давлении, равном давлению в водоводе, либо определение притока добывающей скважины по объёму и качеству;
- комплекс ГИС по определению текущей приёмистости (притока), профиля приёмистости (притока), технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ;
- при проведении комплекса ГИС на добывающих скважинах после применения технологического процесса понижение уровня рекомендуется осуществлять свабированием;
- нагнетательные скважины рекомендуется запустить в работу сразу после окончания технологического процесса;
- скважины механизированного фонда рекомендуется запустить в работу не позднее 48 часов после окончания технологического процесса;
- ведётся контроль за разработкой участка геофизическими, промыслово-гидродинамическими, физико-химическими методами;
- анализируются показатели разработки участка.

Технологическое оборудование при проведении АРС и П

Технологический процесс по технологии АРС и П осуществляется скважинным акустическим комплексом «ИНЕФ-1». При осуществлении технологического процесса АРС и П используется стандартная геофизическая станция с подъёмником, оборудованная одним из геофизических кабелей КГ1-30-90-1, КГ1-30-180-1, КГ1-50-90К-1, КГ1-55-90-1, КГ1-55-90-2, КГ1-55-180-1, КГ1-55-180-2, КГ1-70-250-1, КГ3-60-90-1, КГ3-60-100, КГ3-60-180-1, КГ3-60-200, КГ3-40-90-1, КГ3-40-100, КГ7-75-90-1, КГ7-75-180-1, соответствующих ТУ 16.К64-01-88 или ГОСТ 6020-82 (возможно применение других кабелей с аналогичными характеристиками) и геофизическим кабельным наконечником НКБР по ТУ 41-12-054-90 (НКБЗ-36, НКОЗ-36 и пр.). Геофизический кабель должен быть максимально короткой длины.

Оборудование комплекса «ИНЕФ-1» и рабочее место оператора АРС и П может размещаться как в лаборатории, так и в подъёмнике. На рисунке 2 приведена технологическая схема проведения АРС и П.

Излучатель акустический скважинный и источник питания комплекса «ИНЕФ-1» имеют разъёмы, позволяющие присоединиться к геофизическому кабелю без дополнительных элементов.

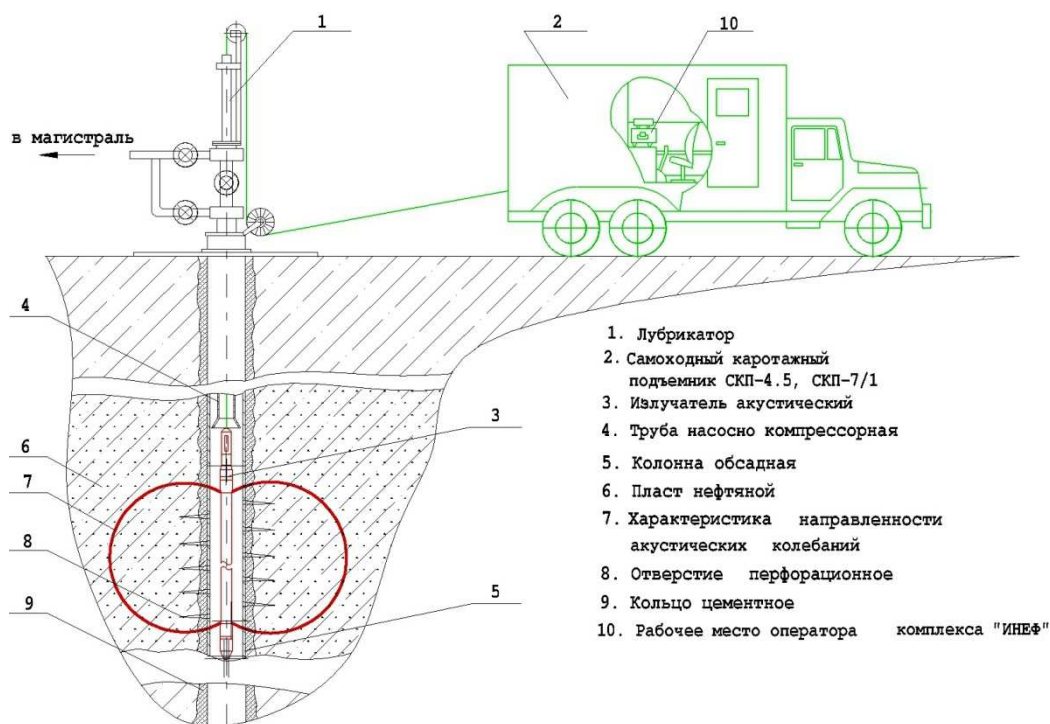


Рисунок 2 – Технологическая схема проведения АРС и П

В состав акустического скважинного комплекса оборудования «ИНЕФ-1» входят:

- 1) излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-44» и его модификации «ИНЕФ-1-37», «ИНЕФ-1-100», соответствующие техническим условиям ТУ 6660.001.26450674-97;

- 2) источник питания типа «ИП-ИНЕФ-1-Л» по ТУ 6660.003.26450674-97 или «ИП-ИНЕФ-1-Т» по ТУ 6660.002.26450674-97 с устройством контроля параметров работы излучателя акустического скважинного – блоком обратной связи (БОС);

- 3) инструмент и приспособления для наладки и обслуживания излучателя акустического скважинного согласно «Техническому описанию и инструкции по эксплуатации»;

- 4) документация:

- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-44». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-37». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «Излучатель акустический скважинный «ИНЕФ-1-100». Техническое описание и инструкция по эксплуатации»;
- «Источник питания «ИП-ИНЕФ-1-Т». Инструкция по эксплуатации»;
- «Источник питания «ИП-ИНЕФ-1-Л». Инструкция по эксплуатации»;
- «Скважинный акустический комплекс «ИНЕФ-1». Техническое описание и инструкция по эксплуатации».

Комплекс аппаратуры, используемый в технологии АРС и П, обладает следующими особенностями и преимуществами:

- высокий КПД (до 90 %) и надёжность;
- высокая мобильность (максимальный вес комплекса 70 кг, максимальные габариты наземной части не превышают 230х585х500 мм);
- комплекс достаточно прост и удобен в эксплуатации и обслуживании. Технологический процесс осуществляется двумя операторами. При проведении технологического процесса наземная часть комплекса может располагаться как в лаборатории, так и в подъёмнике стандартной геофизической станции;
- технологический процесс соответствует «Правилам безопасности в нефтедобывающей промышленности».

Условия эксплуатации скважинного комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и технические данные приведены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5 – Условия эксплуатации комплекса оборудования «ИНЕФ-1»

Температура окружающей среды:	
для источника питания	от –40 °С до +40 °С
для излучателя	от –40 °С до +200 °С
Максимальная влажность воздуха:	
для источника питания	
при температуре выше +30 °С	80 %
при температуре ниже +30 °С	80 %
для излучателя	без ограничений

Таблица 6 – Технические данные комплекса оборудования «ИНЕФ-1»

Акустическая мощность излучателя, Вт	400–3300
Диапазон рабочих частот, Гц	2500–35000
Выходная мощность источника питания, Вт	2400–9000
Электроакустический КПД излучателя, %	60–80
Источник электроэнергии	Сеть переменного тока 220 В, 50 Гц мощностью не менее 5000 Вт или трёхфазная сеть переменного тока 380 В, 50 Гц мощностью не менее 10000 Вт
Габаритные размеры	
Излучатель:	
диаметр, мм	37, 44, 100
длина, мм	1500
Источник питания:	
длина, мм	370
ширина, мм	455
высота, мм	320

При обслуживании эксплуатации оборудования комплекса «ИНЕФ-1» используется следующая контрольно-измерительная аппаратура:

- 1) осциллограф С1-99 И22.044.095ТУ;
- 2) частотомер ЧЗ-63/1 ДЛИЗ.721.007ТУ;
- 3) ампервольтметр – испытатель транзисторов (тестер) ТЛ-4М ТУ 1-01-0252-78;
- 4) мегаомметр Ф4102/2-1М ТУ 25-7534.0005.87.

Допускается применение приборов другого типа с аналогичным классом точности и пределом измерений.

Блок-схема соединения комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и подключения измерительной аппаратуры приведена на рисунке 3. Схема подключения источника питания к коллектору лебёдки подъёмника, оборудованного геофизическим кабелем, представлена на рисунке 4.

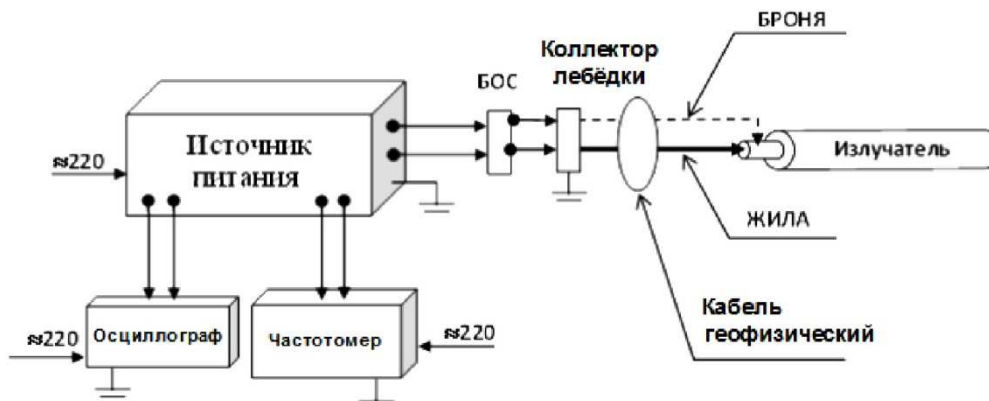


Рисунок 3 – Блок-схема комплекса оборудования «ИНЕФ-1» и подключения измерительной аппаратуры

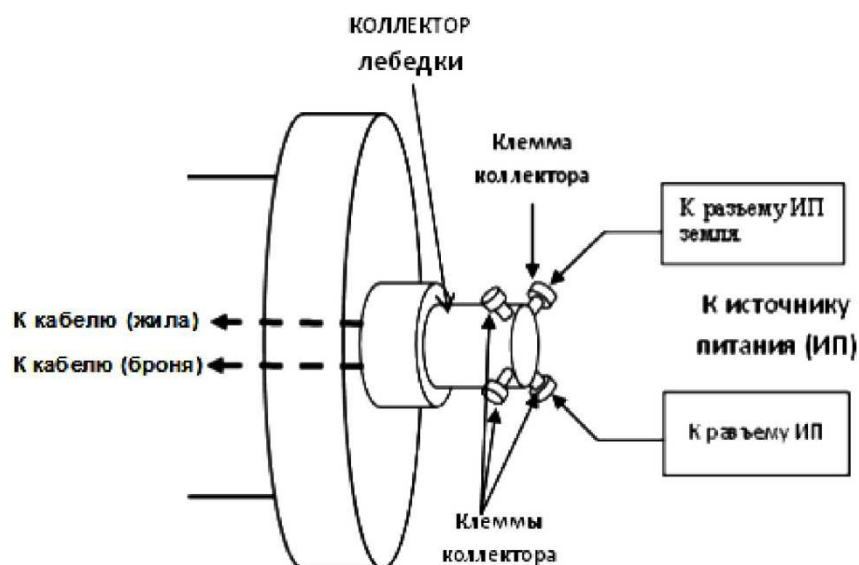


Рисунок 4 – Схема подключения источника питания к коллектору лебедки подъемника, оборудованного геофизическим кабелем

Достоинства акустического метода интенсификации добычи нефти

Если поле имеет высокую интенсивность (свыше $0,1 \text{ кВт/м}^2$), то более 50 % его энергии в пределах ствола скважины трансформируется в тепло. Таким образом, пласт получается совместным тепловым и акустическими полями (термоакустическое воздействие). Под действием теплового поля в призабойной зоне происходит разжижение парафино-смолистых отложений. Влияние акустического поля на жидкую продукцию скважин заключается в возникновении в ней знакопеременных (сжатие – растяжение) быстропотекающих во времени высоких градиентов давления, величина которых достаточна для разрушения пространственной структуры и пограничных слоёв жидкости на поверхностях поровых каналов.

Акустический метод воздействия выгодно отличается от других физических методов следующим:

- 1) создаются значительно высокие сжимающие и растягивающие градиенты давления в масштабе, соизмеримом с размерами пор;
- 2) не возникают нарушения цементного камня и разрушения окружающего пласта, т.е. воздействие является бездефектным;
- 3) существует возможность локального и направленного воздействия на определённые зоны пласта как по его радиусу, так и по мощности;
- 4) происходит совместное воздействие на пласт теплом и высокими знакопеременными градиентами давления;
- 5) обработка ведётся на высоком инженерном уровне, близком к геофизическим исследованиям (в процессе обработки не требуются агрегаты для гидроразрыва пласта, компрессоры и т.п.);
- 6) возможность воздействовать как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом;
- 7) возможность применения технологии на отдельных скважинах, участках пласта и на пластах в целом;
- 8) высокая избирательность воздействия по мощности продуктивного пласта;
- 9) возможность неограниченного количества повторов применения на одной скважине без отрицательных последствий на скважину и пласт;
- 10) возможность изменения параметров воздействия в зависимости от геолого-физических параметров коллектора и технологических показателей разработки месторождения;
- 11) на скважинах нагнетательного, фонтанного и газлифтного фонда работы возможно проводить без подъёма насосно-компрессорных труб;

12) в технологическом процессе используется мощное, высокоэффективное оборудование;

13) в зависимости от геолого-физических условий продолжительность воздействия составляет от 6 до 30 часов;

14) простота реализации технологии в естественных условиях;

15) экологическая безопасность (не вызывает необратимых негативных изменений как в пласте, так и в окружающей среде);

16) минимальные затраты на обработку при высоком технологическом эффекте.

Результаты применения АРСиП на Ватьёганском месторождении

В 2014 году в рамках программы ПНП и ИДН метод АРС и П был предложен как комплексный подход к решению существующих задач повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (ПНП и ИДН) на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». В качестве объекта НГДУ «Ватьёганнефть», на котором планировалось осуществить такой подход, были выбраны 3 продуктивных пласта Ватьёганского месторождения. Объектами воздействия на Ватьёганском месторождении являются пласты АВ₁₋₂, АВ₈ и БВ₁.

Залежь пласта АВ₁₋₂

Участок применения технологии АРС и П на северной части залежи пласта АВ₁₋₂ Ватьёганского месторождения сложен различными по мощности и продуктивности пропластками. Основными проблемами разработки в зависимости от расположения участков воздействия являются:

- недостаточная приёмистость нагнетательных скважин в участках с ухудшенными коллекторскими свойствами;

- опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым пропласткам и недостаточная приёмистость менее проницаемых пропластков в нагнетательных скважинах, разрабатывающих пропластки с различными коллекторскими свойствами.

Рассматривая работу участка за последние годы, можно сказать, что за период 2015–2016 гг. наблюдалось падение добычи нефти с уровня 35 тыс. тонн до 26–27 тыс. тонн в месяц при устойчивом росте обводнённости продукции 7 % в год, и к моменту начала массового применения технологии АРС и П в июне 2015 года составила 61 % при добыче нефти 31 тыс. тонн. После проведения работ по технологии АРС и П в 2015–2016 гг. удалось остановить рост обводнённости продукции, и к началу 2017 года она находилась на уровне 63 %, т.е. её рост составил 1 % в год. Причём за этот же период добыча нефти не только не снизилась, но и возросла и составила по состоянию на январь 2017 года 37 тыс. тонн в месяц. До середины 2017 года за счёт большого количества обработок 2016 года удавалось удерживать добычу нефти на неизменном уровне 36–37 тыс. тонн, и не допустить роста обводнённости. Однако с июня 2017 года, несмотря на рост добычи нефти, начался рост обводнённости продукции. Причём за счёт тех участков, на которых работы по технологии АРС и П в этом году или не проводились вообще (участки 12–3 и 13–3), или проведены в конце года и эффект ещё не проявился (участки 12–2, 13–2), или же работы были пока проведены в неполном объёме (участок 12–1).

В 2017 году для проведения работ по АРС и П было сформировано 10 участков с 27 нагнетательными и 136 добывающими скважинами, при расчётах технологической эффективности использовалась программа EOR – Analyst, принятая в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (разработанная в соответствии с действующим РД 2012 года). По пласту АВ₁₋₂ проведены 18 скважинных операций при удельной эффективности 1,554 тыс. тонн на скважино-обработку, продолжительность эффекта составила до 12 месяцев.

Залежь пласта АВ₈

Рассматривая работу пласта за последние 2 года, следует отметить те положительные тенденции, которые наметились в 2017 году, а именно снижение темпов роста обводнённости до 1,5 % в год (за период 2015–2016 гг. – 7 %), и стабилизация добычи нефти на уровне 19–20 тыс. тонн в месяц. Это связано, в первую очередь, со своевре-

менным проведением работ на нижних участках пласта, которые и формируют основную добычу нефти по пласту в целом. Однако в 2017 году негативное влияние оказало отсутствие обработок скважин верхних участков пласта (участки АВ₈₋₄ и АВ₈₋₅), что было обусловлено бездействием нагнетательного фонда или его неудовлетворительным состоянием. Это и привело к падению добычи нефти и росту обводнённости продукции по этим участкам. Хотя стоит отметить, что на работу пласта в целом это оказывает небольшое влияние из-за небольшой добычи нефти на этих участках.

Для проведения работ по АРС и П было сформировано 5 участков с 14 нагнетательными и 86 добывающими скважинами. По пласту АВ8 было проведено 8 скважинных операций, удельная эффективность 1,076 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 9 месяцев.

Залежь пласта БВ₁

В отличие от пластов группы А залежь пласта БВ₁ сложена слабопродуктивными, низкопроницаемыми пропластками, где основной проблемой разработки является недостаточный охват залежи процессом заводнения, обусловленный недостаточными объёмами закачки в нагнетательные скважины и, как следствие этого, низкие темпы добычи нефти из продуктивного пласта.

Рассматривая работу пласта за последние 4 года, следует отметить стабилизацию добычи нефти на уровне 23–24 тыс. тонн в месяц при неизбежном для третьей стадии разработки росте обводнённости продукции на уровне 7 % в год. Однако темпы роста обводнённости в настоящий момент снижаются, и за период 2017 года её рост составил только 3 %. Следует также отметить, что в силу особенностей геологического строения пласта обводнённость скважин крайне неоднородно распространена по площади пласта. Так, по участку Б₁₋₂ обводнённость составляет 10–12 % и добыча в месяц 3,6–3,7 тыс. тонн, а по участку Б₁₋₅ при добыче нефти 3 тыс. тонн в месяц обводнённость находится на уровне 82–83 %. Поэтому при планировании работ для каждого участка ставилась конкретная задача. В отдельно взятом участке могут быть скважины и с неравномерным профилем приёмистости, и с недостаточным объёмом закачки воды.

Для проведения работ по АРС и П было сформировано 6 участков с 24 нагнетательными и 106 добывающими скважинами. По пласту БВ₁ было проведено 12 скважинных операций, удельная эффективность 0,949 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 7 месяцев.

С начала внедрения технологии АРС и П на Ватьёганском месторождении проведено 347 обработок (130 добывающих скважин и 247 скважин ППД) с дополнительной добычей 1000,387 тыс. тонн.

Необходимо ответить, что проведение в 2014–2017 гг. работ по технологии АРС и П на залежах пластов АВ₁₋₂, АВ8 и БВ₁ Ватьёганского месторождения наглядно продемонстрировало эффективность данной технологии при решении задачи по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на различных пластах при различных геологических условиях и параметрах разработки месторождений.

Так, на пластах групп А (АВ₁₋₂ и АВ₈) со средней обводнённостью по участкам воздействия от 30 до 85 % основной технологический эффект проявлялся в снижении темпов роста или стабилизации обводнённости добываемой продукции (эффект повышения нефтеотдачи пласта) с одновременным увеличением количества фактически добываемой нефти (эффект интенсификации добычи нефти). На пласте БВ₁ со средней обводнённостью от 10 до 30 % основной технологический эффект получен за счёт увеличения количества фактически добытой нефти.

Выводы и заключение

1. Программой работ в 2017 году предусматривалось промышленное проведение работ на 40 скважинах Ватьёганского месторождения НГДУ «Ватьёганнефть» (ожидаемая дополнительная добыча нефти – 40 тыс. тонн). По месторождению фактическое выполнение составило 38 скважино-обработок и дополнительная добыча составила 52 тыс. тонн. Невыполнение программы по охвату ремонтами обусловлено погодными условиями в январе-феврале месяце и неготовностью отдельных скважин к

обработке в первой половине года. В целом за год удельная эффективность от применения технологии АРС и П на Ватьёганском месторождении составила 1,141 тыс. тонн на скважино-обработку, причём:

- по пласту АВ₁₋₂ проведены 18 скважино-операций, удельная эффективность 1,554 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 12 месяцев;
- по пласту АВ₈ проведены 8 скважино-операций, удельная эффективность 1,076 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 9 месяцев;
- по пласту БВ₁ проведены 12 скважино-операций, удельная эффективность 0,949 тыс. тонн, продолжительность эффекта составила до 7 месяцев.

2. Представленные выше материалы характеризуют достаточно высокую эффективность данного метода. Технология может быть использована не только для интенсификации добычи нефти из работающих скважин, но и при освоении после бурения, для уменьшения кольматирующего эффекта после работ бригад ПРС и КРС.

3. Технология АРС и П позволяет проводить избирательное воздействие как по толщине, так и по площади залегания пласта, а также существует возможность регулировки параметров акустического воздействия в зависимости от геологических условий и технологических задач.

4. Для более эффективной работы с целью увеличения и перераспределения приёмистости пласта БВ₁ Ватьёганского месторождения ЗАО «ИНЕФ» планирует внедрение ряда технических и технологических разработок. В 2015 году прошли успешные испытания скважинного генератора, интегрированного в комплекс «ИНЕФ-1». Его применение позволит уйти от потерь энергии в геофизическом кабеле и значительно повысить мощность воздействия в широком диапазоне частот. Это особенно важно при работе на высоких частотах, которые являются наиболее эффективными при разрушении коллоидно-дисперсных систем, образованных кольматирующим материалом.

5. Рассчитаны дополнительные резонансные частоты скважинных излучателей для более полного охвата геологических характеристик системы «скважина – призабойная зона». Применение более широкого частотного ряда позволит добиться естественного резонансного воздействия в более широких геологических условиях и соответственно увеличить эффективность воздействия на призабойную зону скважин и нефтяной пласт в целом.

6. Планируются промысловые испытания принципиально нового акустического излучателя, конструкция и материалы которого позволят повысить интенсивность и КПД воздействия.

7. Разработана комплексная программа расчёта характеристик оборудования, позволяющая более точно определять параметры воздействия на коллектор в зависимости от геологических условий.

8. Результаты испытания новых разработок, проведённые в акустическом бассейне, позволяют говорить о преимуществах нового оборудования и о его более эффективном применении в сложных геологических условиях.

9. Технология АРС и П, особенно применяемая на пластах со слабыми коллекторскими свойствами, позволяет добиться ряда специфических физических процессов при наличии кислотных растворов в поровом пространстве пласта:

- растворять диспергированные в акустическом поле частички карбонатного цемента за счёт увеличения площади контакта раствора;
- увеличить подвижность кислоты и активность её взаимодействия с породой. Акустическое воздействие на поровое пространство, насыщенное кислотным раствором, позволяет приблизить константу диссоциации раствора в поровом пространстве к таковой в свободном объёме, тогда как в обычных режимах закачки она может быть снижена до 30 %.

10. Внедрение описанных выше разработок позволит более эффективно работать на низкопроницаемых сильноглинизированных пластах.

Литература:

1. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти на Ватьёганском месторождении. – Когалым : СК «ПетроАльянс», 2009.
2. Авторский надзор за разработкой Ватьёганского месторождения. – Тюмень : СибНИИ-ИНП, 2011.

3. Утверждение проектных показателей разработки Ватьёганского месторождения на 2011–2015 гг. : Протокол ЦКР № 1954. – Москва, 2011.
4. Отчёт о результатах применения технологии АРС и П на месторождении «Ватьёганское» НГДУ «Ватьёганнефть» ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2011.
5. Технологическая схема разработки Ватьёганского месторождения. – Тюмень : СибНИИ НП, 2013.
6. Статистические документы Отдела Разработки и Производственного отдела добычи нефти НГДУ «Ватьёганнефть».
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. 1–2.
8. 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.
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. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М. : Издательство Недра, 1983. – 192 с.
14. Орентлихерман И.А. Технология акустической реабилитации скважин и пласта. – М. : ЗАО «ИНЕФ», 2011.
15. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пласта для повышения нефтеотдачи пластов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a5d53b88521206c27_0.html
16. Атаманов В.В., Зилонов М.О., Жуйков Ю.Ф. Статистическое обоснование применимости акустического воздействия для интенсификации нефтедобычи / Материалы I Всероссийской конференции-ярмарки: «Техноэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке»; под ред. акад. РАЕН О.Л. Кузнецова. – Ухта : УГТУ, 2002. – С. 27–30.
17. Афанасенков М.И., Жуйков Ю.Ф., Кульпин Л.Г., Соколов А.В., Орлов Г.А. Многоцелевая технология комплексного реагентно-акустического воздействия и контроля // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 41–45.
18. Афанасенков М.И., Жуйков Ю.Ф., Ахияров А.В. Опыт и перспективы промышленного использования акустического воздействия в различных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 15–19.
19. Максимов Г.А., Радченко А.В. Роль нагрева при акустическом воздействии на пласт // Геофизика. – 2001. – № 6. – С. 38–46.
20. 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.
21. 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. – Часть 2. – С. 75–80.
22. 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. – С. 31–36.
23. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Состояние жидких и взвешенных твёрдых фаз продуктивных пластов в поле упругих колебаний / Наука XXI века: открытия, инновации, технологии. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции (30 апреля 2016 года, г. Смоленск). – Смоленск : ООО «НОВАЛЕНСО», 2016. – Ч. 1. – С. 108–119.
24. 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/lpmg>

25. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пластов для повышения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» / Новейшие достижения и успехи развития технических наук: сборник научных трудов по итогам Международной научно-практической конференции (25 июня 2016 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Ареал», 2016. – С. 44–48.

26. 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.

27. Яковлев А.Л. Расчётно-теоретический анализ поведения одиночной поры при воздействии расходящейся ударной волны / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16»: «Технические и технологические системы» (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.

References:

1. The feasibility study on coefficient of oil recovery on the Vatyogan-sky field. – Kogalym : SK «Petroalians», 2009.

2. Architectural supervision of development of the Vatyogansky field. – Tyumen : SIBNI-INP, 2011.

3. The statement of design indicators of development of the Vatyogansky field for 2011–2015 : TsKR No. 1954 protocol. – Moscow, 2011.

4. The report on results of use of ARS and P technology on the Vatyogan-skoye field of NGDU Vatyoganneft of Kogalymneftegaz. – Kogalym, 2011.

5. Technological scheme of development of the Vatyogansky field. – Tyumen : Sib-NIINP, 2013.

6. Statistical documents of Department of Development and Production department of oil production of NGDU Vatyoganneft.

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. 1–2.

8. 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.

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. Praktikum 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., 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. Kuznetsov O.L., Yefimov S.F. Application of ultrasound in oil industry. – M. : Publishing house Subsoil, 1983. – 192 p

14. Orentlikherman I.A. Technology of acoustic rehabilitation of wells and layer. – M. : CJSC INEF, 2011.

15. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layer for increase in oil recovery of layers. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a5d53b88521206c27_0.html

16. Atamanov V.V., Zilonov M.O., Zhuykov Yu.F. Statistical justification of applicability of acoustic influence for an intensification Oil production / Materials I of the All-Russian conference fair: «Tekhnoekogeofizika – new technologies of extraction of mineral raw material resources in the 21st century»; under the editorship of the academician of the Russian Academy of Natural Sciences O.L. Kuznetsov. – Ukhta : UG-TU, 2002. – P. 27–30.

17. Afanasenkov M.I., Zhuykov Yu.F., Kulpin L.G., Sokolov A.V., Orlov G.A. Multi-purpose technology of complex reagent and acoustic influence and control // Oil economy. – 2001. – No. 4. – P. 41–45.

18. Afanasenkov M.I., Zhuykov Yu.F., Akhiyarov A.B. Experience and the prospects of industrial use of acoustic influence in various wells // Oil economy. – 1999. – No. 12. – P. 15–19.

19. Maximov G.A., Radchenko A.V. Rol of heating at acoustic impact on layer // Geophysics. – 2001. – No. 6. – P. 38–46.

20. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – No. 1. – P. 139–148.

21. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence // Collection of articles of TsNS «International Scientific Research» on materials VI of the International scientific and practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – No. 4. – P. 31–36.

23. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Sostoyaniye of the liquid and weighed firm phases of productive layers in the field of elastic fluctuations / Science of the 21st century: opening, innovations, technologies. The collection of scientific works on materials of the International scientific and practical conference (on April 30, 2016, Smolensk). – Smolensk : LLC NOVALENKO, 2016. – Part 1. – P. 108–119.

24. 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). – Page 91-100. – URL: <http://www.bulletennauki.com/#! yakovlev/lpmgc>

25. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layers for increase in oil recovery on fields of PJSC Lukoil / the Latest developments and progress of development of technical science: the collection of scientific works following the results of the International scientific and practical conference (on June 25, 2016, Krasnodar). – Krasnodar : LLC Areal, 2016. – P. 44–48.

26. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of ecological safety // the Equipment and technologies for an oil and gas complex. – 2016. – No. 5. – P. 34–39.

27. Yakovlev A.L. The settlement and theoretical analysis of behavior of a single time at influence of the dispersing shock wave / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference: «Technical and technological systems» (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – P. 276–285.

УДК 622.276.054.23

АНАЛИЗ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА НА ТАЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL REGIMES OF WELLS OF THE MECHANIZED FUND ON THE TALINSKOYE FIELD

Вдовиченко Дмитрий Владимирович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vdovichenkodima24@yandex.ru

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. Эффективность и степень выработки запасов углеводородов из неоднородных низкопроницаемых коллекторов зависят от режима дренирования, метода воздействия на залежь, а также реализуемых режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. При этом не исключается возможность трансформации энергетического состояния залежи. В этой связи подробное рассмотрение особенностей геологического строения Талинского месторождения, а также некоторых процессов, которые происходят в процессе разработки и вносят существенные изменения в систему, влияния технологических характеристик на эффективность выработки запасов (забойное давление, депрессия, обводнённость), применяемых методов воздействия на высоконеоднородные пласты с целью интенсификации выработки запасов нефти и др. является важным. В статье проведён анализ применения и опыта эксплуатации ЭЦН; анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН и анализ применения и опыта эксплуатации ШГН. Сделан анализ осложнений при эксплуатации ЭЦН и даны мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО и с солеотложениями. Приведён расчёт подбора УЭЦН для условий Талинского месторождения.

Ключевые слова: анализ применения опыта эксплуатации ЭЦН; осложнения при эксплуатации ЭЦН; мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО; мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями; анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН; анализ применения и опыта эксплуатации ШГН; анализ оптимизаций технологических режимов скважин.

Vdovichenko Dmitriy Vladimirovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
vdovichenkodima24@yandex.ru

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. The efficiency and degree of hydrocarbon reserves development from non-uniform low-permeability reservoirs depend on the drainage regime, the method of impact on the deposit, and the operational modes of producing and injection wells. This does not exclude the possibility of transforming the energy status of the deposit. In this regard, a detailed consideration of the features of the geological structure of the Talinskoye field, as well as some processes that occur during the development process and introduce significant changes to the system, the influence of technological characteristics on the efficiency of producing reserves (bottomhole pressure, depression, watering), the methods used to influence highly inhomogeneous layers with the aim of intensifying the production of oil reserves, etc. is important. The article analyzes the application and operational experience of the electric centrifugal pump; the analysis of the application and experience of operation of the installation of the electrodiaphragm pump and the analysis of the application and operational experience of the deep rod pumps. An analysis of complications in the operation of the electric centrifugal pump was made and measures were taken to prevent and combat asphalt-resin-paraffin deposits and scale deposition. The calculation of electric centrifugal pump selection for the conditions of the Talinskoye field.

Keywords: analysis of the application of the electric centrifugal pump operation experience; complications in the operation of electric centrifugal pump; measures to prevent and combat asphalt-resin-paraffin deposits; measures to prevent and combat scale deposition; analysis of application and experience of operation of the installation of the electrodiaphragm pump; analysis of application and operational experience of the deep rod pumps; analysis of optimization of technological regimes of wells.

Общие сведения о месторождении

Талинское нефтегазовое месторождение открыто в 1962 году. Ближайшим крупным населённым пунктом является город Нягань, расположенный вдоль дороги Ивдель – Обь.

Описываемая площадь находится на левом берегу реки Оби и представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким длиннобалочным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 23–206 м, на большей части площади 150–160 м.

Талинское месторождение Красноленинского свода – одно из крупнейших по запасам в Западной Сибири, характеризуется специфическими горно-геологическими условиями, значительно осложняющими процесс разработки.

Талинское месторождение находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение простирается с северо-северо-запада на юго-юго-восток полосой шириной от 6 до 16 км на расстояние свыше 150 км (рис. 1).

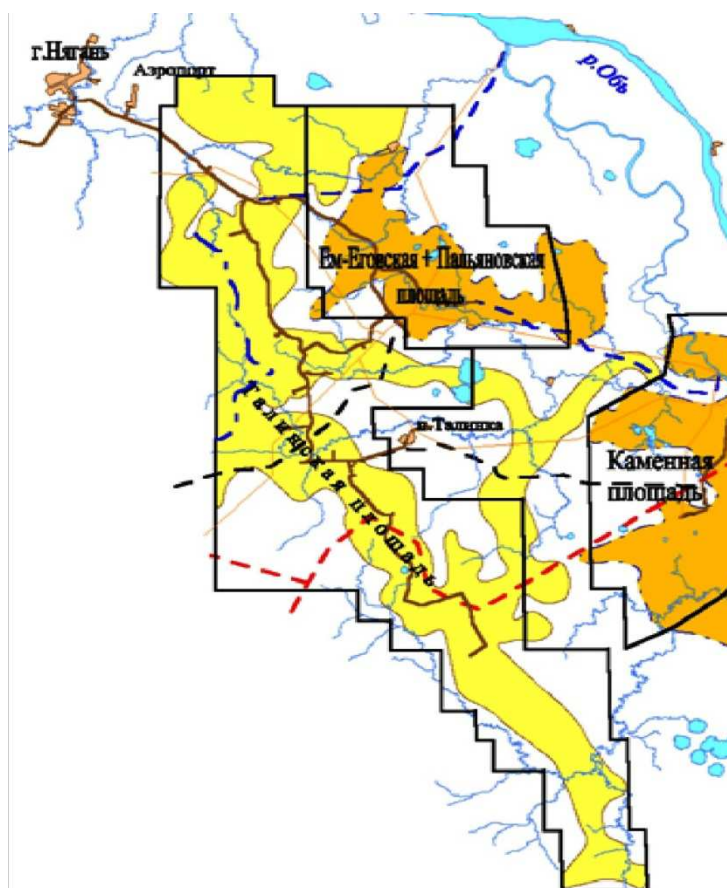


Рисунок 1 – Обзорная карта расположения нефтяных месторождений ОАО «ТНК-Нягань»

Бурением вскрыты отложения четвертичного, палеогенового, мелового, юрского возраста, а также доюрские образования, представленные главным образом сланцами, кварцитами и туфопесчаниками.

Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласты ЮК₂ – ЮК₁₁). Однако основными объектами разработки являются пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинского горизонта.

В пределах Талинского месторождения выделено несколько крупных участков разработки (с севера на юг) – северный, первоочередной, центральный, район разведочной скважины № 800, промежуточный и районы разведочных скважин №№ 802 и 805 (рис. 2).

Глубокое поисково-разведочное бурение на Красноленинском своде начато в 1959 году. За период с 1960-1968 гг. по результатам бурения глубоких скважин была доказана высокая перспективность территории Красноленинского свода в нефтегазовом отношении. Первая промышленная нефть выявлена в 1962 году на Каменной площади, а в 1963 году признаки нефтегазоносности тюменской и викуловской свит установлены на площадях Ай-Торская, Ем-Ёговская, Елизаровская, Пальяновская.

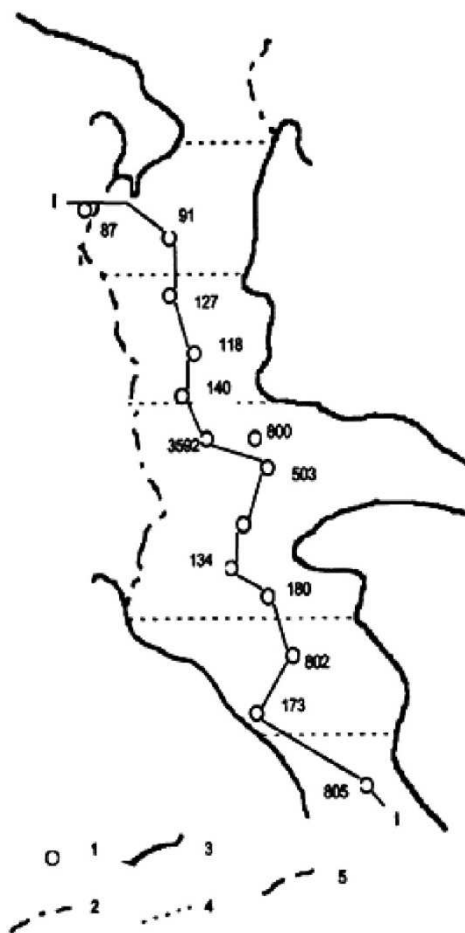


Рисунок 2 – Схема распространения пласта ЮК₁₀ Талинского месторождения:
 1 – скважина; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – граница выклинивания;
 4 – граница участков разработки; 5 – граница замещения коллектора; 1-1 – линия + профиля

Поисково-разведочными работами в период с 1975 по 1982 гг. доказана необходимость объединения всех выявленных в отложениях тюменской свиты залежей в единое Красноталинское нефтегазовое месторождение.

Годы 1979–1983 характеризуются интенсивным разворотом разведочного бурения на Талинской площади и выходом на Южно-Талинскую площадь. Базисным объектом разведки в пределах Талинской и Южно-Талинских площадей являлся шеркалинский горизонт (пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁).

Результаты испытания пробуренных скважин показали значительную изменчивость физических свойств и сложный характер насыщения коллекторов тюменской свиты.

С 1996 года на Южно-Талинской площади начата пробная эксплуатация пласта ЮК₁₁.

Относительно невысокая по меркам Западной Сибири продуктивность скважин (по блокам 53 и 54 $K_{cp} = 2,25 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм.}$) предопределило поведение компании – её стремление к форсированию добычи нефти. Так, в период 1997 года проводилось штуцерование скважин в диапазоне 12–9 мм (скважина № 9232 – 14 мм).

В конце 1997 года предпринята попытка снизить депрессию путём уменьшения диаметра регулирующих шайб до диапазона 8–7 мм, со снижением депрессии на пласт в добывающих скважинах до 4 МПа.

За период 1997 года объёмная обводнённость продукции добывающих фонтанирующих скважин (блоки 53–55) достигла 11,8 %.

При задержке механизированного способа эксплуатации одной только энергии пласта становилось недостаточно для подъёма обводнённой нефти. В то же время работа ЭЦН при высоких газовых факторах со срывами подачи заставляла производителей оттягивать их пуск и удлинять тем самым фонтанный период эксплуатации.

В начале 1998 года на Южно-Талинской площади (эксплуатационный объект ЮК₁₁) по блокам 53–55 вновь производилась регулировка режимов работы фонтанирующих скважин путём увеличения диаметра регулирующих штуцеров в диапазоне 9–8 мм и доведения депрессии на пласт до 6 МПа, а также одновременным переходом на механизированную добычу нефти 31,5 % основного фонда скважин в конце года.

В этом же 1998 году предпринята попытка очагово-избирательного заводнения (скважина № 9217) с суммарным объёмом закачки 6000 м³, но забой скважины вскрыл высокопроницаемый пропласток, по которому произошёл прорыв воды в реагирующие скважины (отдельные порции трития достигли добывающей скважины уже в первые часы, что можно объяснить наличием высокопроводящих каналов).

Эффективная проницаемость путей фильтрации составляет сотни Дарси. Ввиду малой толщины и расхода они не фиксируются по данным ГИС.

Таким высокопроводящим каналом может быть только трещина (или их совокупность), раскрывшаяся или образовавшаяся вновь в процессе закачки воды. Такие примеры известны в практике разработки месторождений.

Скважина № 9217 выведена в консервацию спустя месяц после начала эксплуатации.

За весь период 1999 года объёмная обводнённость продукции скважин увеличилась с 11,8 до 26,11 % в конце года, 63,1 % действующего фонда скважин составляли фонтанирующие скважины.

За этот же год зафиксировано их максимальное количество – 12 ед.

В период с 1999 по июль 2002 года производилась последовательная работа по переводу фонтанного фонда скважин на механизированную добычу (70,8 % – в 2000 году; 85,1 % – в 2001 году; 81,48 % – в 2002 году), дальнейший рост объёмов бурения – доведение основного фонда скважин с 19 до 27 ед., регулирование штуцерованием на выкиде фонтанных скважин до 6 мм в 2003 году.

За это время фонд фонтанирующих скважин уменьшился в 4 раза, количество скважин, оборудованных ШСНУ и ЭЦН, увеличилось соответственно в 6,0 и 3,2 раза.

Объёмная обводнённость достигла 57,27 %. Пластовое давление снизилось до 20,01 МПа на внешнем контуре, на 19,9 % от начального (25,0 МПа).

Площадь блоков 53–55 (пласт ЮК₁₁) Южно-Талинской площади разбурена в основном в зоне условного раздела между блоками 53–54 по правильной геометрической системе для площадного заводнения. Использовалась четырёхточечная система с расстояниями между забоями скважин 600 м в ряду и 600 м между рядами.

Талинское месторождение представляет собой пластовую залежь с наличием в разрезе нескольких нефтенасыщенных пластов. Пласты не выдержаны по простираению, что обусловлено наличием как локальных, так и региональных зон выклинивания. Основными объектами разработки являются пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинского горизонта тюменской свиты.

Не претендуя на абсолютную полноту изложения и ограничиваясь рассмотрением только физики основных явлений, можно утверждать, что при вполне определённых условиях разработки залежи неизбежно:

- изменение емкостных и фильтрационных свойств продуктивного горизонта, влияющих на полноту и эффективность выработки запасов;
- разрушение продуктивного горизонта с возникновением условий, приводящих к деформации земной поверхности в зоне разрабатываемого месторождения или даже к землетрясениям;
- потеря герметичности между обсадной колонной, цементным камнем и стенкой скважины за счёт деформационных процессов на стенке скважины;
- изменение работающей толщины продуктивного горизонта, например, за счёт глинизации прикровельной или приподошвенной частей залежи;
- отрицательное влияние на окружающую среду самого процесса разработки залежи углеводородов.

Во избежание или для минимального проявления указанных отрицательных последствий необходимо ограничение дебитов добывающих или приёмистости нагнетательных скважин, ограничение темпа отбора запасов углеводородов, установление предельных значений забойных давлений, превышение которых недопустимо.

В данной ситуации важнейшей задачей повышения эффективности выработки запасов становится задача нахождения технологий, адекватных реальному состоянию разработки.

При обосновании стратегии повышения эффективности выработки запасов, когда реализуемая система разработки неэффективна, необходимо определить причины её низкой эффективности, что достигается изучением и анализом поведения эксплуатационного объекта в процессе его разработки.

Повышение степени выработки запасов из разрабатываемых пластов может быть достигнуто как повышением эффективности дренирования высокопроницаемых интервалов неоднородного пласта, так и вовлечением в разработку низкопроницаемых, недренируемых при реализуемой системе воздействия на пласт интервалов.

Резюмируя, сформулируем основной тезис возможности повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов: постоянно действующая и адекватно адаптируемая к изменяющимся во времени условиям разработки объекта модель, на которой проигрываются предлагаемые решения и ответственно оцениваются последствия их принятия и реализации.

Анализ применения и опыта эксплуатации ЭЦН

Фонд скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса (УЭЦН), на 01.01.2017 г. составил 468 единиц, из которых в добывающем фонде находилось – 331, в ожидании ремонта – 25, в бездействии – 112 скважин. Доля ЭЦН в общем фонде механизированных скважин составляет 67,2 %. За 2016 год добыча нефти с помощью УЭЦН составила 854,421 тыс. тонн, жидкости 14273,744 тыс. м³.

Основные показатели эксплуатации скважин приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Основные показатели эксплуатации ЭЦН на Талинской площади

Показатель	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀₋₁₁
1	2	3	4
Дебит нефти, тонн/сут.			
минимальный	0,5	0,5	0,9
максимальный	79,8	38,8	65,8
средний	9,4	6,0	8,0
Дебит жидкости, м³/сут.			
минимальный	5	6	12
максимальный	393	360	300
средний	99,0	138,7	103,4
Обводнённость продукции, %			
минимальный	6	15	6
максимальный	99,5	99,0	99,0
средний	79,9	92,6	82,8
Глубина спуска насоса, м			
минимальный	1400	1105	1106
максимальный	2495	2643	2451
средний	2010	1885	1942
Динамический уровень, м			
минимальный	0	0	0
максимальный	1994	1779	1987
средний	889	779	798
Забойное давление, атм.			
минимальный	80	103	68
максимальный	223	223	242
средний	154	167	159

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Затрубное давление, атм.			
минимальный	4,1	4,1	5,8
максимальный	41	28	23
средний	12,4	11,7	11,7
Буферное давление, атм.			
минимальный	6	6	6
максимальный	35	34	26
средний	13,4	12,8	12,5
Пластовое давление, атм.			
минимальный	172	178	183
максимальный	270	255	271
средний	229	227	220
Депрессия на пласт, атм.			
минимальный	75	5	18
максимальный	155	137	132
средний	75	60	61

Глубины спуска насосов изменяются от 1105 до 2643 м при среднем значении 1946 м. Динамические уровни в пределах от устья до 1994 м при средних значениях по пластам от 779 до 889 м. Средние дебиты жидкости по пластам ЮК₁₀ и ЮК₁₁ составляют от 99 до 138,7 м³/сут. Обводнённость продукции пластам ЮК₁₀ и ЮК₁₁ колеблется в среднем от 79,9 до 92,6 %.

Пластовые давления в зоне отбора составляют 17,2–18,3 МПа при средних значениях, близких к начальному 22,0–22,9 МПа.

В широком диапазоне изменяются по скважинам забойные давления – от 6,8 до 24,2 МПа, при среднем 16,0 МПа; проектные давления для механизированных скважин 17,5–18,0 МПа.

На рисунке 3 приведена структура действующего фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2017 г. Характерно увеличение парка УЭЦН с большой производительностью ЭЦН-200, ЭЦН-250, ЭЦН-400.

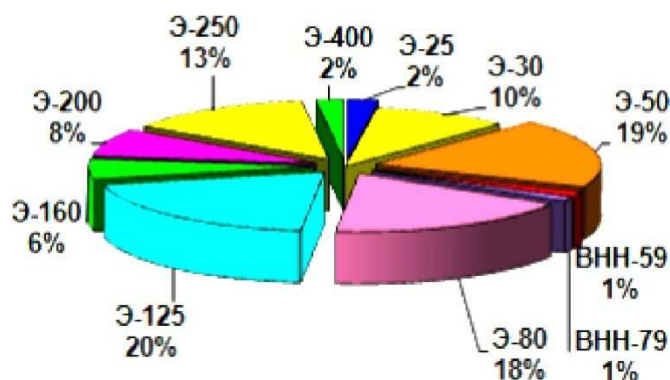


Рисунок 3 – Структура действующего фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2017 г.

Средний дебит УЭЦН составляет $Q = 100$ м³/сут., $Q_n = 8,1$ тонн/сут. Таким образом, основным фондом являются УЭЦН-80 и УЭЦН-125.

В 2016 году произошло 452 отказа, из которых 189 (41,8 %) преждевременных с наработкой менее 120 сут. В 2015 году средний МРП по УЭЦН составил 286 сут., а в 2016 году – 283 сут. В таблице 2 представлена средняя наработка на отказ фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2016 г. и на 01.01.2017 г.

Таблица 2 – Средняя наработка на отказ фонда УЭЦН по типоразмерам на 01.01.2016 г. и на 01.01.2017 г.

	внн-25	Э-30	Э-50	внн-59	внн-79	Э-80	Э-125	Э-160	Э-200	Э-250	Э-400
01.01.2016	0	158	234	0	0	269	225	207	219	211	63
01.01.2017	24	146	253	58	0	250	257	162	167	259	68
Изменение	24	-12	19	58	0	-19	32	-45	-52	48	5

Структура отказов УЭЦН по узлам приведена на рисунке 4.

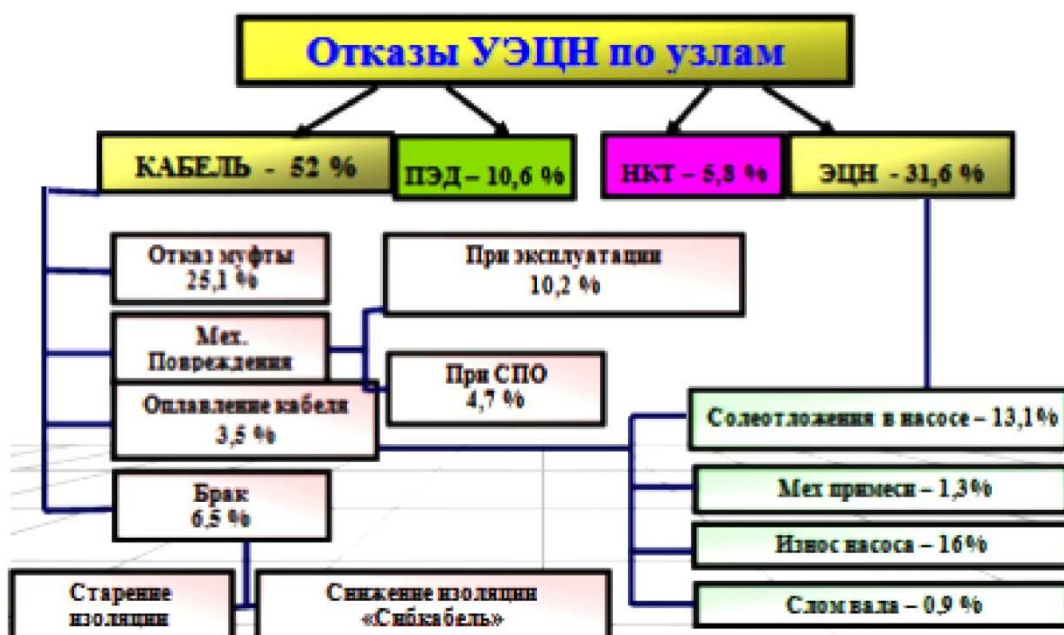


Рисунок 4 – Структура отказов УЭЦН по узлам

За 2016 год произошло 16 полётов УЭЦН по следующим причинам:

- НКТ – 62,5 %;
- ЭЦН – 6,3 %;
- газосепаратор – 31,2 %.

Нарботка на отказ по УЭЦН на сегодняшний день характеризуется двумя показателями:

- 1) низкий уровень наработки;
- 2) снижение наработки на отказ.

Негативное воздействие на уровень наработки на отказ в целом по фонду УЭЦН оказывает эксплуатация УЭЦН в более жёстких условиях:

- заглупление;
- снижение ресурса узлов УЭЦН и кабеля из-за более высокого температурного режима;
 - повышение риска полёта вследствие увеличения нагрузки на колонну НКТ (осевой и от вибрации УЭЦН);
 - повышение риска вибрационной опасности установки вследствие увеличения длины ЭЦН за счёт дополнительных секций;
 - солеотложения из-за изменения термобарических условий при увеличении отбора жидкости из пласта;
 - снижение притока в процессе эксплуатации;
 - несоответствие производительности установки притоку из пласта (скважины из бездействия);
 - вынос мехпримесей (скважины ГРП).

В часто ремонтируемом фонде (ЧРФ) находятся 24 скважины. Как видно из рисунка 5, большую часть ЧРФ 40 % составляют скважины после оптимизации. На сква-

жины, подвергнутые ГРП, приходится 26 % ЧРФ, а также 17 % скважин на коре выветривания (объект Pz). На скважинах, эксплуатируемых кору выветривания, производится штуцерование затрубного пространства и устья. При подземном ремонте скважин делают ГКО, долив нефти в процессе запуска, вывода на режим и эксплуатации. На рисунке 5 приведена структура ЧРФ УЭЦН по видам ГТМ.

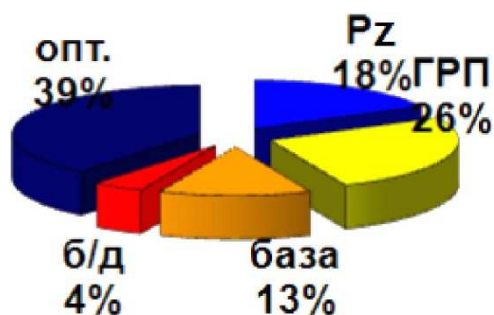


Рисунок 5 – Структура ЧРФ УЭЦН (в разрезе ГТМ)

Периодический фонд, оборудованный УЭЦН, на 01.01.2017 г. насчитывал 16 единиц, что составляет 4,5 % от всего действующего фонда ЭЦН. Причиной периодического режима работы скважин в основном служит, как видно из рисунка 6, нестабильная работа пласта скважин, подвергнутых ГРП (37 %) и несоответствие типоразмера насоса и притока из пласта скважин, выведенных из бездействия (31 %).

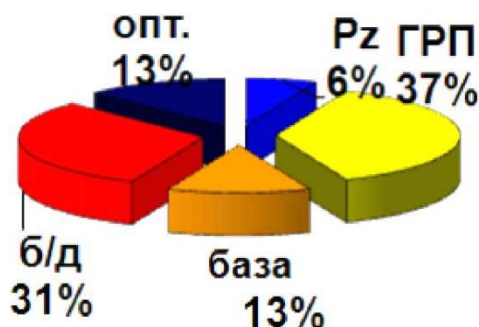


Рисунок 6 – Структура периодического фонда УЭЦН (в разрезе ГТМ)

Внедрение новой техники

На Талинской площади проводятся следующие работы по внедрению новой техники.

С 2012 года применяли кабель теплостойкого исполнения («Камкабель», «Подольск кабель»), а также в качестве удлинителя теплостойкий кабель со свинцовой изоляцией фирм «Борец», «REDA», «Centrilift». Это позволило снизить расслоение изоляции кабеля почти в 5 раз по сравнению с 2011 годом.

Применение сростков кабеля с липкими плёнками производства США сняло проблему отказов по снижению сопротивления изоляции в сростке кабеля. В 2010 году было 42 отказа по этой причине, в 2012 году – только 2.

С марта 2012 года начали внедряться высоконапорные ступени в абразивостойком исполнении АО «Новомет» (г. Пермь), а с 2016 года стали внедряться высоконапорные вихревые насосы 1ВННПИ-25, 2ВННПИ-59, 2ВННПИ-79 износостойкого исполнения (метод порошковой металлургии), имеющие большой рабочий диапазон.

С 2014 года на базе ЦБПО ЭПУ введён в эксплуатацию стенд тестирования узлов УЭЦН. ПЭД испытывают на стенде «Naipottest» высоким напряжением, измеряют токи утечки, измеряют выбег ротора. У ЭЦН определяют напор, мощность, вибрацию, производительность. Кабель тестируют на сверхнизкой частоте 0,1 Гц, что позволяет выявить пробои изоляции в кабельных линиях, не нагружая кабель высоким напряжением.

За 2016 год ОАО «ТНК-Нягань» смонтировано 352 новых ЭЦН, 259 новых ПЭД, 279 новых гидрозащит и 308 новых кабельных муфт.

Осложнения при эксплуатации ЭЦН

Анализ осложнений

В случае интенсивной добычи нефти и отсутствия закачки воды в пласт на некоторых участках залежи текущее пластовое давление может понизиться до величины давления насыщения нефти газом. Это вызовет понижение границы разгазирования нефти и дополнительное охлаждение газонефтяного потока в средней части насосно-компрессорных труб, вследствие чего процесс парафиноотложения усилится.

Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков.

Выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключённых в нефтяной залежи и закачиваемых в систему ППД.

В ряде случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50 мм), в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока. В скважинах, оборудованных ЭЦН, отложения солей обнаруживаются на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах насоса, токоведущем кабеле.

В каждом конкретном случае причиной отложения солей может стать любой из перечисленных факторов или совокупность нескольких. Однако некоторые из них будут вызывать временные осложнения в работе скважин в зависимости от периода их влияния, а изменение термобарических параметров является постоянной и наиболее преобладающей причиной выпадения осадка.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Разработка месторождений ОАО «ТНК-Нягань» осложнена выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании. Вследствие этого непрерывно проводятся различные мероприятия по предупреждению и борьбе с данным осложнением – скребкование скважин скребками парашютными и скребками механическими, а также обработка скважин горячей нефтью и горячей водой. Количество скважин, оснащённых скребками парашютными – 5 ед. (12 %); количество скважин, оснащённых скребками механическими – 9 ед. (24 %). Количество скважин, подверженных парафиноотложению, на 01.01.2017 г. составило 38 ед. (это 11,0 % от действующего фонда скважин); на 01.01.2016 г. – 40 ед. (11,9 %).

Структура скважин, подвергнутых парафиноотложению, представлена на рисунке 7.

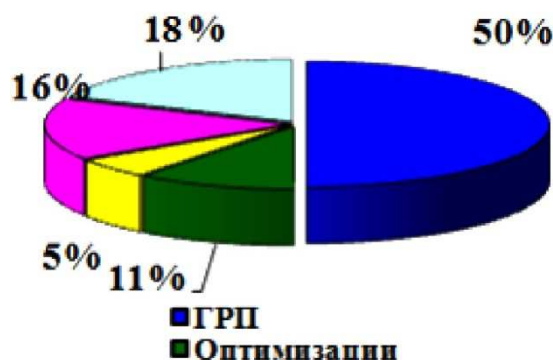


Рисунок 7 – Структура скважин, подвергнутых парафиноотложению

Процент охвата депарафинизацией скважин показан на рисунке 8.

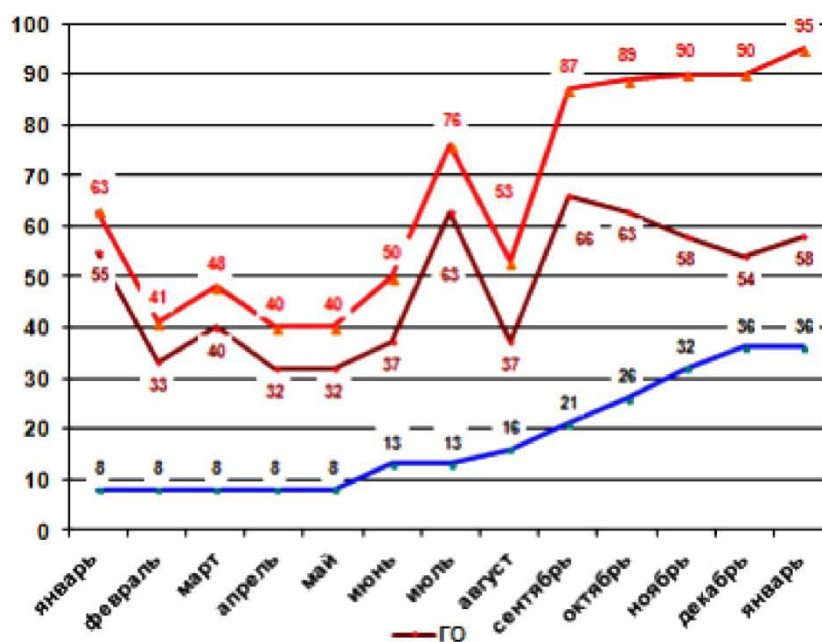


Рисунок 8 – Процент охвата депарафинизацией скважин с 01.01.2016 по 01.01.2017 г.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Другой вид осложнений, наблюдаемый при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, является отложение солей. Отложения снижают производительность нефтепромыслового оборудования, приводят к авариям и простоям.

Основными причинами выпадения осадков из водной фазы являются несовместимость закачиваемых и пластовых вод и изменение термобарических параметров от забоя до устья скважин и далее по пути следования добываемой жидкости. Количество скважин, подверженных солеотложению, на 01.01.2017 г. составило 61 ед. (это 17,1 % от действующего фонда скважин); на 01.01.2016 г. – 23 ед. (6,9 %).

В том числе:

- защита закачкой ингибитора солеотложений ХПС – 15 скважин (20 % осложнённого фонда) – средняя наработка до 58,6 сут., после обработки – 72 сут. (текущая наработка);
- применён дозатор «ТРИЛ» – 2 скважины (3 % осложнённого фонда);
- произведена солянокислотная обработка – 9 скважин (12 операций) (охват осложнённого фонда составляет 43 %; на 01.01.2016 г. – 0 %).

Выводы

В целом ЭЦН при текущих условиях эксплуатации (средняя обводнённость более 90 %) обеспечивают проектные значения забойных давлений и отборы по жидкости. Имеет место рост действующего фонда скважин за счёт ГТМ (ввод из бездействия) за 2016 год плюс 12 скважин.

Выполнение требований регламентов на подготовку скважин после ремонта, по выводу на режим и эксплуатации оборудования, а также применение новой техники, в том числе импортных УЭЦН (например, фирмы «REDA»), позволит достигать МРП до 700 сут.

Рекомендации

С целью снижения отказов узлов УЭЦН по причине солеотложений:

- продолжить практику ОПЗ ингибитором солеотложений ХПС-007 (проведено 15 ОПЗ);
- продолжить опытно-промышленную эксплуатацию поднасосных дозаторов «ТРИЛ» (внедрено 2 шт.).

С целью снижения периодического и часто ремонтируемого фонда скважин обеспечить:

- оснащение скважин часто ремонтируемого и периодического фонда СУ нового поколения «Электон», «Борец» (оснащено 24 скважины);

- оснащение скважин периодического фонда устройством плавного пуска УПП-1 (оснащено 6 скважин).

С целью снижения отказов погружного кабеля при эксплуатации:

- внедрение кабельных муфт токоввода повышенной надёжности производства ООО «Битек», «Борец» (внедрено 16 шт.);

- оснащение кабельных линий УЭЦН термостойкими вставками из освинцованного кабеля (81 % линий).

С целью снижения отказов погружного кабеля при СПО:

- усиление технологического контроля;

- оснащение кабельных линий УЭЦН протекторами крепления кабеля (оснащено 38 линий).

С целью снижения отказов по узлам УЭЦН:

- продолжить внедрение УЭЦН ВНН-25 производства «Новомет» на низкодебитных скважинах (внедрено 24 шт.);

- продолжить внедрение ЭЦН 3 группы (износостойкое исполнение) (внедрено 36 УЭЦН);

- продолжить внедрение СУ «ЭЛЕКТОН-05» с преобразователем частоты (внедрено 5 СУ).

С целью снижения негативного воздействия парафинообразования:

- продолжить внедрение механических скребков (оснащено 9 скважин).

Анализ применения и опыта эксплуатации УЭДН

На 01.01.2017 г. под установки электродиафрагменного насоса (УЭДН) обустроено 3 скважины, все находятся в бездействующем фонде. Причиной перевода в бездействие послужили низкий МРП (до 100 сут.) и низкая продуктивность, вследствие чего ремонтировать скважины с УЭДН стало нецелесообразно.

Низкая наработка была следствием влияния высокого газового фактора, температуры и мехпримесей.

УЭДН применялись на скважинах с дебитами 5–20 м³/сут. По опыту эксплуатации ЭДН производства Ижевского электромеханического завода в различных нефтедобывающих предприятиях России МРП в Татарии, Башкирии, Удмуртии достигнут в среднем 336–439 сут. при максимальной наработке более 3 лет.

В Западной Сибири наибольший МРП был достигнут в Сургутском, Пуровском и Лангепасском районах и составил 436–480 сут.

Анализ применения и опыта эксплуатации ШГН

Эксплуатационный фонд штанговых глубинных насосов (ШГН) на 01.01.2017 г. составил 225 скважин, из которых 77 давали продукцию и 148 находились в простое и бездействии. Доля ШГН в общем механизированном фонде составляет 32,3 %. За 2016 год добыча нефти с помощью ШГН составила 85,267 тыс. тонн, жидкости 202,371 тыс. м³. Средний дебит по жидкости по пласту ЮК10 составил 5,2 м³/сут. и по пласту ЮК₁₁ 8,8 м³/сут.

Основные показатели эксплуатации ШГН приводятся в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели эксплуатации ШГН на Талинской площади

Показатель	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀₋₁₁
1	2	3	4
Дебит нефти, тонн/сут.			
минимальный	0,2	0,3	0,9
максимальный	7,7	5,2	5,1
средний	2,7	1,7	2,6
Дебит жидкости, м ³ /сут.			
минимальный	0,5	1,0	1,5
максимальный	19	16	32
средний	5,2	8,8	9,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Обводнённость продукции, %			
минимальный	2,5	6	5
максимальный	90	96	93
средний	34,2	63,5	42,8
Глубина спуска насоса, м			
минимальный	1098	1103	1090
максимальный	1402	1302	1304
средний	1253	1210	1227
Динамический уровень, м			
минимальный	185	466	648
максимальный	1305	1149	1223
средний	966	846	1016
Забойное давление, атм.			
минимальный	123	150	137
максимальный	227	182	208
средний	160	166	161
Затрубное давление, атм.			
минимальный	0,01	0,2	5,7
максимальный	35	23	29
средний	12,0	9,3	9,7
Буферное давление, атм.			
минимальный	4	6	5
максимальный	19	18,5	11
средний	11	12	7,4
Пластовое давление, атм.			
минимальный	195	197	195
максимальный	255	227	260
средний	225	213,5	224
Депрессия на пласт, атм.			
минимальный	28	27	29
максимальный	109	60	105
средний	68,5	43,5	67

Обводнённость продукции изменяется от 2,5 до 96 % при среднем значении от 34,2 (пласт ЮК₁₀) до 63,5 % (пласт ЮК₁₁). Глубина спуска насосов от 1090 до 1402 м при среднем значении 1230 м.

В широких пределах изменяется забойное давление – от 12,3 до 22,7 МПа. Средние забойные давления по пластам близки к проектным (16,0–16,6 МПа).

Пластовые давления добывающих скважин изменяются в широком диапазоне – от 19,5 до 26 МПа, при средних значениях по пластам, близким к первоначальным. Пониженные пластовые давления в зоне отбора наблюдаются на 21,6 % скважин (от 19,5 до 20,0 МПа).

Средний межремонтный период по ШГН за 2016 год составил 232 сут., за 2015 год данный показатель составлял 272 сут., что является относительно низким показателем для данного оборудования. Так, например, в Татарии МРП достигает 600 сут., на Приобском месторождении (со сложными условиями эксплуатации) – 496 сут.

Наибольшее количество отказов ШГН приходится на негерметичность насосно-компрессорных труб вследствие протёртости их насосными штангами, как правило, при отсутствии центраторов на штангах (44,0 %); на втором месте по количеству отказов – отсутствие подачи насоса (42,5 %) (в основном по износу насоса из-за высокого газового фактора и большого содержания мехпримесей в добываемой продукции).

На сегодняшний день в целях повышения уровня наработки на отказ по УШГН проводятся следующие мероприятия:

1. С целью снижения отказов по НКТ проводится:
 - спуск компоновок штанг с центраторами (оснащено 51,9 % фонда скважин).
2. Для снижения отказов по ШГН:
 - с начала года осуществляется переход на применение отечественных ШГН с хромированным покрытием цилиндра;
 - внедрено 23 газовых и 8 газопесочных якорей.
3. С целью снижения негативного воздействия парафино-гидратообразования:
 - на одной скважине (в рамках опытно-промышленной эксплуатации) внедрён поднасосный дозатор ДИС-146;
 - производятся промывки скважин технической водой с добавлением МЛ-80;
 - ужесточён контроль за выбраковкой НКТ и штанг при проведении ПРС.

Внедрение новой техники

В 2016 году внедрено 29 высоконадёжных импортных насосов «SBS» (австрийского производства) и 3 насоса «Аксельсон-Кубань» (42 % от всего дающего фонда ШГН); средний МРП по данному оборудованию составил 375 сут.

Выводы

ШГН при текущих условиях эксплуатации обеспечивают достижение проектных забойных давлений. МРП достигает 232 сут. Имеет место наличие большого бездействующего фонда – 144 скважины. Заметна тенденция к снижению фонда (за 2016 год минус 24 скважины), в основном скважины выведены в бездействие по нерентабельности с дебитом менее одной тонны в сутки.

Рекомендации

Применение в дальнейшем новых видов оборудования (газопесочных фильтров, штанг с центраторами, штанговращателей, шламоулавителей и др.) и своевременная замена отработавшего свой срок службы оборудования позволят достичь МРП до 500 сут.

Опыт эксплуатации ШГН в других регионах показывает, что при соблюдении перечисленных условий представляется реальным увеличение МРП с 232 до 500 сут.

Расчёт подбора УЭЦН для условий Талинского месторождения

Условия, в которых приходится эксплуатировать установки погружных электронасосов на Талинском месторождении, своеобразны и сложны, как в геологическом, так и технологическом плане. Поэтому оборудованию, находящемуся в работе, приходится испытывать колоссальные нагрузки различных факторов, которые являются причиной многих отказов.

Большой процент УЭЦН на месторождении работает в режиме ниже оптимального, что тоже приводит к преждевременным отказам и снижению эффективности эксплуатации. Оптимизация технологических режимов скважин механизированного фонда является видом ГТМ, направленным, в первую очередь, на увеличение добычи нефти в связи с повышением дебитов скважин.

В связи с этим одной из важнейших задач, стоящих перед технологической службой ОАО «ТНК-Нягань», является проблема оптимального подбора подземного оборудования, учитывающего все тонкости как геологического, так и технико-технологического характера.

Краткий обзор существующих методик подбора УЭЦН к скважине

Работы по созданию методик подбора УЭЦН к скважинам начинались практически одновременно с созданием самих электроцентробежных насосных установок.

В настоящее время во всём мире практически все пользователи УЭЦН используют для подбора установок к скважине те или иные компьютерные или ручные системы подбора.

Особым разнообразием подобных систем подбора отличается российская нефтедобывающая промышленность, в которой используются десятки методик и программ.

К основным отечественным работам по подбору УЭЦН к нефтяной скважине необходимо отнести работы П.Д. Ляпкина, методики, созданные в институтах «БашНИПИнефть» и «ТатНИПИнефть», и др. В значительной части программ используются разработки ОКБ БН, основанные на «Универсальной методике подбора УЭЦН». В её основе лежит адаптивная модель системы «пласт – УЭЦН – лифт», снабжённая аппаратом адаптации для повышения точности модели на базе нефтепромысловой информации.

К заслуживающим внимания зарубежным программным продуктам в области подбора УЭЦН можно отнести последние разработки компании «REDA» (развитие системы «CompseI»), программу компании «Centrilift» (развитие системы «Autograf»).

Произведём подбор УЭЦН к условиям двух реальных скважин с целью оптимизировать работу погружного электроцентробежного насоса. Расчёт произведём по методике, основанной на коэффициенте продуктивности, на скважине № 2037 куст 559 Талинского месторождения.

Исходные данные:

Талинское месторождение	скважина № 2037 куст 559; пласт ЮК ₁₁
Пластовое давление	$P_{пл} = 21,7$ МПа
Забойное давление	$P_{заб} = 16,0$ МПа
Буферное давление	$P_{буф} = 0,5$ МПа
Коэффициент продуктивности	$K_{пр} = 6,63$ м ³ /сут.·атм.
Обводнённость	$B = 0,92$ доли ед.
Давление насыщения	$P_{нас} = 17,5$ МПа
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{н(пл)} = 660$ кг/м ³
Плотность воды в пластовых условиях	$\rho_{в(пл)} = 1005$ кг/м ³
Объёмный коэффициент нефти	$b_n = 1,54$ доли ед.
Газовый фактор	$G_{ф} = 192$ м ³ /м ³
Расстояние до кровли пласта	$H_{кр} = 2712,9$ м
Объёмный коэффициент ГЖС	$B_{пр} = 0,5$ доли ед.
Удлинение по стволу	$L_{удл} = 2,4$ м

Согласно данным расчёта и инклинометрии рекомендуется спустить ЭЦНМ-5А-400 с напором 1550 м на глубину 2020 м с ожидаемыми параметрами работы $Q_{ж} = 394,2$ м³/сут., $Q_n = 25,7$ тонн/сут., $H_d = 883$ м. До оптимизации режима скважина № 2037 была оборудована УЭЦНМ-5А-250-790 с глубиной спуска подвески насоса 1247 м с параметрами работы $Q_{ж} = 230$ м³/сут., $Q_n = 15$ тонн/сут., $H_d = 690$ м. Расчётный прирост составил: по добыче нефти 10,7 тонн/сут., по добыче жидкости 164,2 м³/сут.

Аналогичным методом произведём подбор УЭЦН на скважине № 8974 куст 558 Талинского месторождения.

Исходные данные:

Талинское месторождение	скважина № 8974 куст 558; пласт ЮК ₁₀₋₁₁
Пластовое давление	$P_{пл} = 22,1$ МПа
Забойное давление	$P_{заб} = 16,7$ МПа
Буферное давление	$P_{буф} = 0,6$ МПа
Коэффициент продуктивности	$K_{пр} = 3,5$ м ³ /сут.·атм.
Обводнённость	$B = 0,92$ доли ед.
Давление насыщения	$P_{нас} = 17,5$ МПа
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_{н(пл)} = 660$ кг/м ³
Плотность воды в пластовых условиях	$\rho_{в(пл)} = 1005$ кг/м ³
Объёмный коэффициент нефти	$b_n = 1,54$ доли ед.
Газовый фактор	$G_{ф} = 192$ м ³ /м ³
Расстояние до кровли пласта	$H_{кр} = 2813$ м
Объёмный коэффициент ГЖС	$B_{пр} = 0,5$ доли ед.
Удлинение по стволу	$L_{удл} = 12,6$ м

Согласно данным расчёта и инклинометрии рекомендуется спустить ЭЦНМ-5-200 с напором 1700 м на глубину 2234 м с ожидаемыми параметрами работы

$Q_{ж} = 197,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} = 12,9 \text{ тонн/сут.}$, $H_{\delta} = 893 \text{ м.}$ До оптимизации режима скважина № 8974 была оборудована УЭЦНМ-5-80-2000 с глубиной спуска подвески насоса 2234 м с параметрами работы $Q_{ж} = 106 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{н} = 6,9 \text{ тонн/сут.}$, $H_{\delta} = 442 \text{ м.}$ Расчётный прирост составил: по добыче нефти 6 тонн/сут., по добыче жидкости 91,2 м³/сут.

Анализ оптимизаций технологических режимов скважин на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁, проведённых в 2016 году

Приведённые выше расчёты оптимизации скважин были подтверждены расчётами подбора ЭЦН, применяемыми в ОАО «ТНК-Нягань», и удачно применены на практике. Погрешность расчёта ЭЦН по данной методике и расчётов, проведённых в цеху, очень мала. Подробный отчёт по оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год показан в таблице 4.

Факторами, определяющими условия работы УЭЦН на Талинском месторождении, являются:

- забойное давление;
- давление насыщения нефти газом;
- глубина спуска погружного насоса.

Давление насыщения на Талинском месторождении в среднем составляет 17,5 МПа, и выделение газа происходит не только в интервале подвески насоса, но и вследствие оседания газовых пузырьков на погружном оборудовании и абсорбции солей на границе раздела. Наличие неоднородных каналов фильтрации (свыше 150 мДарси), в том числе с высокоскоростной фильтрацией (от 300 до 871 мДарси по объектам ЮК₁₀ и ЮК₁₁), является причиной парафинообразования – кольматирующего фактора ПЗС.

За 2016 год успешно проведено 42 оптимизации скважин – это 9,6 % от всего действующего механизированного фонда, в том числе 2 скважины были переведены с эксплуатации с ШГН на УЭЦН.

Наблюдается тенденция к увеличению количества высокопроизводительных насосов, в частности, по типоразмерам: ЭЦН-200 на 8 шт., ЭЦН-250 на 17 шт., ЭЦН-400 на 5 шт., а средняя производительность установок после оптимизации выросла на 106 м³/сут.

Дополнительная добыча нефти от оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год составила 36,703 тыс. тонн с начала года.

Ежемесячно в 2016 году благодаря оптимизациям среднесуточный прирост составлял: по нефти 16,2 тонн/сут., по жидкости 253,2 м³/сут.

Выводы и рекомендации

Всё вышеприведённое даёт право не без основания считать, что на данном этапе использование оптимизации как средства повышения добычи нефти с минимальными затратами является целесообразным и оправданным.

Вопрос о будущем данного метода повышения добычи нефти на Талинском месторождении можно оставить открытым по нижеследующим причинам:

- важную роль в процессе дальнейшей разработки залежи играет то, какой курс выберет компания в выработке запасов в будущем («нефть любой ценой, не думая о завтрашнем дне» или «щадящий режим дренирования, увеличение финансирования на геолого-геофизические исследования и нефтеоборудование»);

- на определённом этапе разработки важную роль будет иметь дальнейшая рентабельность проекта при условии, какой курс выберет компания (оптимизация на этапе падающей добычи не даст тех эффектов, на которые рассчитывают менеджеры);

- учитывая особенности геологического строения залежи Талинского месторождения, его уникальную неоднородность и проницаемость продуктивных коллекторов, можно предположить, что оптимизацией не удастся затронуть те пропластки, которые изолированы от воздействия ППД и придётся принимать принципиально иные подходы для выработки оставшихся достаточно больших запасов нефти.

Таблица 4 – Дополнительная добыча нефти от оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда ОАО «ТНК-Нягань» на объектах ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинского месторождения за 2016 год

№№ п/п	Куст	Скважина	Базовые показатели			Показатели текущего месяца				Накопленные показатели					
			дата запуска после ТМ	дебит нефти	дебит жидкости	дни работы	дополнительная добыча нефти	дополнительная добыча жидкости	прирост нефти	прирост жидкости	дни работы	дополнительная добыча нефти	дополнительная добыча жидкости	прирост нефти	прирост жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	3406	1464	14.01.2016	5,5	158,5	23	89	1571	3,9	68	338	1454	18787	4,3	56
2	583	9123	27.12.2015	8,9	135,2	23	24	1604	1,0	70	348	673	24186	1,9	70
3	596,2	9201	16.01.2016	18,3	22,7	10	0	149	0,0	15	293	317	753	1,1	3
4	548	11533	06.01.2016	6,8	130,7	31	129	2844	4,2	92	331	1058	41050	3,2	124
5	579	11553	11.01.2016	6,5	49,6	18	0	1105	0,0	61	326	540	10937	1,7	34
6	3636	8374	09.02.2016	5,6	167,5	31	0	0	0,0	0	297	358	986	1,2	3
7	3696	8542	27.01.2016	4,4	138,0	31	176	3830	5,7	124	324	1900	35108	5,9	108
8	380	8606	09.02.2016	3,1	117,8	31	208	3965	6,7	128	317	2050	43875	6,5	138
9	379	8622	02.02.2016	4,0	122,3	26	156	2826	6,0	109	312	2192	36546	7,0	117
10	573	11315	12.02.2016	2,0	31,6	28	94	0	3,4	0	299	954	1155	3,2	4
11	3716	1772	01.03.2016	5,1	165,0	31	73	2130	2,4	69	287	648	22747	2,3	79
12	522	8737	05.03.2016	4,2	131,1	31	94	2795	3,0	90	290	1809	40935	6,2	141
13	596,2	9194	04.03.2016	9,3	10,4	31	230	280	7,4	9	289	2672	3274	9,2	11
14	5406	11525	19.03.2016	8,6	120,8	31	45	1743	1,5	56	281	851	19115	3,0	68
15	780	1322	02.04.2016	6,8	142,3	31	43	1883	1,4	61	242	317	5436	1,3	22
16	560	9002	01.04.2016	4,9	135,8	31	26	3438	0,8	111	268	790	33207	2,9	124
17	521	11247	03.04.2016	6,7	142,5	31	0	4197	0,0	135	257	419	26271	1,6	102
18	781	1327	14.05.2016	3,0	126,5	31	100	3258	3,2	105		883	23881	3,9	106
19	559	2037	06.05.2016	16,7	241,6	31	0	3259	0,0	105	230	785	23937	3,4	104
20	351	7853	06.05.2016	4,3	147,6	31	173	3281	5,6	106	229	1357	24127	5,9	105
21	549	8894	03.05.2016	5,4	132,9	31	0	2803	0,0	90	210	634	19646	3,0	94
22	521	11239	12.05.2016	2,6	144,4	31	135	2980	4,4	96	215	628	18477	2,9	86

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
23	537	11261	04.05.2016	9,8	85,1	31	48	563	1,5	18	234	2356	8052	10,1	34
24	560	8959	19.06.2016	36,1	108,6	31	0	0	0,0	0	191	1377	1594	7,2	8
25	558	8974	23.06.2016	5,5	80,9	31	79	3542	2,5	114	187	732	21278	3,9	114
26	349	7848	20.07.2016	6,1	157,2	31	74	1591	2,4	51	161	837	13226	5,2	82
27	556	8991	30.06.2016	8,0	41,7	31	0	392	0,0	13	170	676	2402	4,0	14
28	580	9067	02.07.2016	14,0	75,8	31	349	1469	11,3	47	174	1904	7842	10,9	45
29	559	10123	03.08.2016	8,6	110,6	26	0	1991	0,0	77	141	551	11348	3,9	80
30	547	11506	04.08.2016	5,4	58,0	31	189	2295	6,1	74	146	1148	9206	7,9	63
31	5426	1967	09.08.2016	3,0	100,5	31	232	1614	7,5	52	128	855	5725	6,7	45
32	579	11552	26.08.2016	8,3	220,6	31	71	4307	2,3	139	121	897	16522	7,4	137
33	3696	1698	03.09.2016	4,9	138,7	31	155	3089	5,0	100	115	554	11241	4,8	98
34	558	10142	04.09.2016	6,3	82,9	31	7	1650	0,2	53	111	56	6104	0,5	55
35	797	1491	02.09.2016	5,6	31,9	31	0	14	0,0	0	111	124	536	1,1	5
36	521	11248	02.10.2016	7,4	235,7	31	0	400	0,0	13	83	431	4972	5,2	60
37	558	11312	12.10.2016	12,6	246,8	31	138	3219	4,5	104	57	179	6137	3,1	108
38	537	8779	11.11.2016	7,7	134,8	31	0	197	0,0	6	43	58	399	1,3	9
39	543	8816	21.11.2016	5,4	144,2	31	324	3023	10,5	98	35	352	3459	10,1	99
40	570	9045	21.11.2016	4,5	28,0	31	171	1604	5,5	52	35	204	1849	5,8	53
41	354	8268	15.12.2016	9,3	149,1	9	46	388	5,1	43	9	46	388	5,1	43
42	522	8718	17.12.2016	4,2	203,2	9	77	1686	8,6	187	9	77	1686	8,6	187
	ИТОГИ					1195	3755	82975	133	2941	8469	36703	608402	195	3039

Литература:

1. Гаттенбергер К.П., Блох С.С. Геологическое строение и анализ разработки Талинского и других месторождений Красноленинского свода : Отчёт по теме 532. – М. : ВНИИнефть, 1987. – 113 с.
2. Гузеев В.В., Белеет Г.К. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Талинской площади Красноленинского месторождения : Отчёт. – Тюмень : СибНИИИП, 1987. – 120 с.
3. Гузеев В.В. Технологическая схема разработки Талинской площади Красноленинского месторождения : Отчёт о НИР. – Тюмень : СибНИИИП, 1990. – Т. 1–4.
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, 2001. – Т. 1. – 348 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 : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
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 «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Разработка Талинского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd69b5c43a89421306d37_0.html
13. 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), 2017. – № 4. – С. 275–297.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Антониади Д.Г., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 9. – С. 84–86.
15. 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), 2017. – № 1. – С. 33–50.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // 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. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ технологического режима эксплуатации скважин на примере Комсомольского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXXI Международной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (17 января 2018 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2018. – Ч. 1. – С. 5–13.
18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. – № 2. – С. 34–61.
19. 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), 2017. – № 2. – С. 62–81.
20. Гузеев В.В., Белеет Г.К., Адамчук Д.О. Влияние особенностей геологического строения пласта ЮК₁₀ Талинской площади на динамику обводнения скважин / Сборник: Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : СибНИИИП, 1988. – С. 25–30.

21. Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б. Влияние фильтрационной неоднородности продуктивных пластов Талинской площади на динамику обводнения скважин / Сборник: Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : СибНИИ-ИНП, 1989. – С. 144–149.
22. Шатров Х.Г., Темнов Г.Н. Численное исследование процесса нефтеизвлечения на режимах истощения для условий обводнённых пластов ЮК_{10–11} Талинской площади // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1993. – № 11–12. – С. 12–20.
23. Шатров Х.Г., Усенко В.Ф. Об эффективности водогазового воздействия на обводнённые пласты ЮК_{10–11} Талинской площади // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1994. – № 5. – С. 17–20.
24. Обоснование и разработка технологии рациональной эксплуатации добывающих скважин АО «Красноленинскнефтегаз» в различных горно-геологических условиях : Отчёты ГАНГ имени И.М. Губкина. Научный руководитель: академик РАЕН РФ И.Т. Мищенко. – М., 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995.
25. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.
26. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
27. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ системы ППД на Хохряковском месторождении / сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института: «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (09–10 февраля 2018 г.). Секция 3: Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 161–163.
28. 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, e-ISSN 2456-5040, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Gattenberger K.P., Bloch S.S. Geological structure and analysis of development of Talinskogo and other fields of the Krasnoleninsky arch: Report on a subject 532. – М. : Vniineft, 1987. – 113 p.
2. Guzeev V.V., Beleet G.K. An additional note to the technological scheme of development of Talinskaya Square of the Krasnoleninsky field : Report. – Tyumen : SibNIINP, 1987. – 120 p.
3. Guzeev V.V. Technological scheme of development of Talinskaya Square Krasnoleninskogo of the field : Report on research. – Tyumen : SibNIINP, 1990. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2001. – Т. 1. – 348 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
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. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Development of the Talinsky field. – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd69b5c43a89421306d37_0.html

13. 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 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 4. – P. 275–297.
14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Antoniadi D.G., 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.
15. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 1. – P. 33–50.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye 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. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of the technological mode of operation of wells on the example of the Komsomol field // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials XXXI of the International scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 17, 2018, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2018. – P.1. – P. 5–13.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 2. – P. 34–61.
19. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of use of system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2017. – No. 2. – P. 62–81.
20. Guzeev V.V., Beleet G.K, Adamchuk D.O. Influence of features of a geological structure of YuK₁₀ layer of Talinskaya square at dynamics of flood wells / Collection: Increase in efficiency of development of oil fields of Western Siberia. – Tyumen : SibNIINP, 1988. – P. 25–30.
21. Guzeev V.V., Adamchuk D.O., Dubkov I.B. Influence of filtrational inhomogeneity of productive layers of Talinskaya square at dynamics of flood wells / Collection: Problems of geology and development of oil fields of Western Siberia. – Tyumen: SibNIINP, 1989. – P. 144–149.
22. Shatrov H.G., Temnov G.N. A numerical research of process of petroextraction on the exhaustion modes for conditions of the flooded YuK_{10–11} layers of Talinskaya Square // RNTS «Oil-field Business». – 1993. – No. 11–12. – P. 12–20.
23. Shatrov H.G., Usenko V.F. About efficiency of water gas impact on the flooded YuK_{10–11} layers of Talinskaya Square // RNTS «Oil-field Business». – 1994. – No. 5. – P. 17–20.
24. Justification and development of technology of rational operation of production wells of JSC Krasnoleninskneftegaz in various mining-and-geological conditions : Reports of GANG of I.M. Gubkin. Research supervisor: academician of the Russian Academy of Natural Sciences of the Russian Federation I.T. Mishchenko. – M., 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995.
25. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – No. 2. – P. 36–51.
26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
27. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the PPD system on the Hokhryakovsky field / 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 cars and the equipment of oil and gas fields of the Armavir mekhaniko-institute of technology: «Science and technologies in oil and gas business» (on February 09–10, 2018). Section 3: Management and monitoring of development of OIL AND GAS FIELDS / FGBOU WAUGH «The Kuban state technological university». – Krasnodar: FGBOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – P. 161–163.
28. 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, e-ISSN 2456-5040, URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

УДК 656.261

**АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ДОСТАВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ
ПОТРЕБИТЕЛЯМ НА ПРИМЕРЕ ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОМСК»**

**ANALYSIS OF THE DELIVERY SYSTEM
FOR OIL PRODUCTS TO CONSUMERS
BY THE EXAMPLE OF LLC «GAZPROMNEFT-OMSK»**

Климов Максим Юрьевич

слушатель курсов профессиональной переподготовки по дополнительной образовательной программе «Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
9935999@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. Целью статьи является совершенствование системы доставки нефтепродуктов потребителям в городе Омске, повышение эффективности работы подвижного состава и качества транспортного обслуживания логистической системы. В статье проведено исследование существующей системы доставки, изучение теоретических и практических представлений об управлении транспортными запасами и разработка проектного решения. Объектом исследования является ОАО «Газпромнефть-Омск».

Ключевые слова: описание и анализ цепи поставок; виды грузов, объёмы и условия их доставки; описание работы погрузочно-разгрузочных пунктов; установки оседающих насосов; условия перевозок и разрешённые скорости движения; характеристика маршрутов перевозки грузов; описание существующей системы доставки ГСМ.

Klimov Maxim Yurievich

Student of professional retraining courses on the additional educational program «Modern technologies of transport and storage of oil, gas and processed products»
9935999@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 purpose of the article is to improve the system for delivering oil products to consumers in the city of Omsk, to increase the efficiency of the rolling stock and the quality of transportation services for the logistics system. The article explores the existing delivery system, studies theoretical and practical views on the management of transport stocks and develops a design solution. The object of the study is LLC «Gazpromneft-Omsk».

Keywords: description and analysis of the supply chain; types of cargo, volumes and conditions of their delivery; description of the work of loading and unloading points; installation of axial diagonal pumps; conditions of carriage and permitted speeds; characteristic of routes of cargo transportation; description of the existing system for the delivery of fuels and lubricants.

Описание и анализ цепи поставок

Описание производителя, поставщиков, потребителей

Решение о строительстве в Омске первого в Сибири нефтеперерабатывающего завода было принято правительством СССР в 1949 году. Создание в центре Западной Сибири такого предприятия было необходимо, чтобы в полной мере обеспечить горюче-смазочными материалами этот регион, а также соседние Урал, Казахстан и другие территории. Сырьём для переработки должна была стать нефть с месторождений Башкирии.

Развернулась грандиозная стройка, тысячи молодых специалистов из разных городов ехали в Омск. 5 сентября 1955 года запылала форсунка в печи первой атмосферно-вакуумной установки Омского НПЗ. С этого момента началась история предприятия, а 5 сентября ежегодно отмечается как день рождения завода.

История Омскнефтепродукта уходит корнями в дореволюционное время. В Таре, например, нефтяная база появилась ещё в 1909 году. Чуть позднее – в Черлаке и Исилюле. В начале тридцатых годов нефтесбытовая отрасль получает мощный толчок для развития. Промышленность и сельское хозяйство остро нуждаются в горюче-

смазочных материалах. Существующие в этот момент на территории Омской области разрозненные нефтебазы не могут в полной мере обеспечить потребности растущей инфраструктуры.

Официальным днём рождения Омскнефтепродукта считается 21 января 1935 года. Именно этим числом датирован первый приказ по Омскому областному отделению Союзнефлесбыта: «Организовать Омское областное отделение Союзнефлесбыта с центром в городе Омске с подчинением ему нефтебаз в пунктах: Любинский, Марьяновка, Москаленки, Называевск, Клин, Красный, Романтеево, Тара, Черлак, Исилькуль, Калачинск, Колонии, Кормиловка, Куломзино, Омск, Елгашино, Ялуторовск, Заводовск, Ишим, Тюмень, Тобольск, Остяко-Вогульск и Обдорск».

Знаковым становится строительство на берегу Иртыша Куломзинской перевалочной базы. Со временем она стала крупнейшим сбытовым подразделением региона и внесла огромный вклад в экономическое развитие Омска и области. В декабре 2005 года Куломзинское отделение сбыта, так теперь называется нефтебаза, отмечает своё 75-летие. Старейшее отделение сбыта до недавнего времени исправно снабжало своих потребителей нефтепродуктами, сейчас же основное направление его деятельности – масла.

Весьма интенсивно предприятие развивалось в 60–80 годы. В то время оно отгружало продукцию Омского нефтезавода во все уголки страны и даже за рубеж, одновременно укрепляя и развивая собственную сеть в районах области. Омскнефтепродукт первым в стране стал использовать топливно-раздаточные колонки с автоматизированным дозовым наливом.

На сегодняшний день высокие требования к безопасности заставляют предприятия-нефтеперевозчиков модернизировать материально-техническую базу. Введение новых современных образцов цистерн, контейнеров, емкостей, оборудованных системами контроля давления, температуры, влажности и других параметров, требует больших материальных вложений. Именно поэтому в условиях рынка конкурентоспособными оказываются крупные компании, работающие, как правило, по полному циклу, т.е. предприятие само добывает, перерабатывает, хранит и транспортирует нефтепродукты.

Сегодня «Омскнефтепродукт» работает в 6 городах и 31 районе Омской области, в его распоряжении 7 нефтебаз и 103 АЗС, через которые реализуются высокооктановые бензины, дизельное топливо, широкий выбор масел и сопутствующих товаров. Предприятие постоянно проводит реконструкцию автозаправочных станций, превращая их в многотопливные комплексы, реализующие все виды бензинов и специальный автомобильный газ. На сегодняшний день в активе компании «Омскнефтепродукт» – 12 многотопливных автозаправочных станций (МТАЗС), расположенных как в городе, так и в районах Омской области. Особое внимание уделяется сопутствующему сервису. Развивается система минимаркетов, сутью работы которой является предложение широкого спектра продуктовой и промышленной продукции. Посетив АЗС, можно подкачать шины и пропылесосить салон автомобиля, а потом выпить кофе и перекусить в специально оборудованной зоне кафе. Современная заправочная станция компании «Омскнефтепродукт» – это качество обслуживания «европейского уровня», удобство, комфорт и безопасность. В 1959 году нефтебазы, расположенные в Тюменской области (в Тюмени, Тобольске, Ишиме и др.), вышли из состава компании «Омскнефтепродукт» и стали структурными подразделениями вновь образованного в Тюмени Тюменского управления Главнефлеснаба.

27 мая 2008 года предприятие переименовано в ОАО «Газпромнефть-Омск».

В последние несколько лет ОАО «Газпромнефть-Омск» постепенно приобрело статус ведущего игрока топливного рынка за Уралом. Ежегодный объём реализации горюче-смазочных материалов предприятия составляет около одного миллиона тонн.

Розничный бизнес заслуженно считается гордостью ОАО «Газпромнефть-Омск», рост объёмов розничной реализации нефтепродуктов компанией представлен на рисунке 1.

В этой сфере предприятие накопило колоссальный опыт, который взяли на вооружение подразделения ОАО «Газпромнефть-Омск» в других регионах России. Благодаря высокому техническому уровню именно омские АЗС стали для многих региональ-

ных сбытовых предприятий эталоном: ОАО «Газпромнефть-Омск» взяла опыт «Омскнефтепродукта» за образец для разработки нормативов строительства, реконструкции, оборудования и внешнего оформления заправок со своим логотипом на всей территории России. Фирменные заправки компании в Омске и области имеют высокую степень автоматизации, безопасны для окружающей среды и органично вписываются в городской ландшафт.

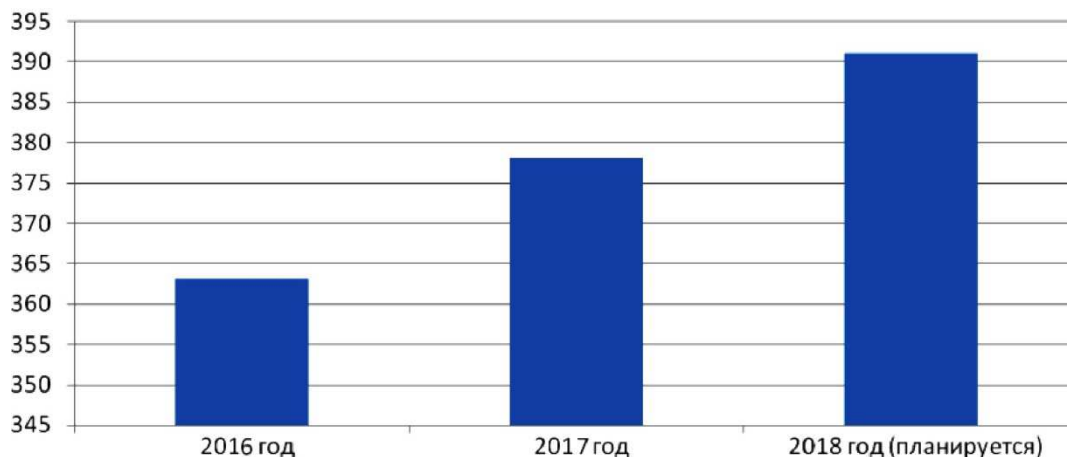


Рисунок 1 – Объемы розничной реализации нефтепродуктов

Потребители грузов ОАО «Газпромнефть-Омск» являются физические, юридические лица, крестьянско-фермерские хозяйства, дорожные и строительные организации, автозаправочные станции, которые традиционно разделяются на городские и областные.

В статье рассматриваются потребители грузов внутри города.

В активе ОАО «Газпромнефть-Омск» 7 современных нефтебаз, которые обслуживают оптовых покупателей. Благодаря продуманному расположению отделений сбыта по районам области, ОАО «Газпромнефть-Омск» полностью покрывает потребности Омского региона в ГСМ.

Виды грузов, объёмы и условия их доставки

В статье рассматриваются перевозки светлых нефтепродуктов – автомобильного бензина марок А-80, А-92, А-95 и дизельного топлива.

Рассматриваемые грузы относятся к категории «Опасные грузы». Согласно ГОСТ 19433-88 данный груз относится к 3 классу опасности. Согласно рекомендации ООН по перевозке опасных грузов «Оранжевая книга» «Бензин автомобильный» имеет № вещества по списку ООН – 1203, «Дизельное топливо» – 1202. В «Руководстве по организации перевозок опасных грузов автомобильным транспортом» (РД 3112199-0199-96) дана краткая характеристика опасных грузов по классам опасности и подклассам:

Класс 3 – легковоспламеняющиеся жидкости.

Легковоспламеняющимися являются жидкости или смеси жидкостей, а также жидкости, содержащие твёрдые вещества в растворе или суспензии (например, краски, политуры, лаки и т.п., кроме веществ, классифицируемых иначе в соответствии с их опасными свойствами), которые выделяют пары, легко воспламеняющиеся при испытании в закрытом сосуде при температурах не выше 61 °С или при испытании в открытом сосуде при температурах не выше 65,6 °С.

Подкласс 3.1 – легковоспламеняющиеся жидкости с низкой температурой вспышки и жидкости, имеющие температуру вспышки в закрытом тигле ниже минус 18 °С или имеющие температуру вспышки в сочетании с другими опасными свойствами, кроме легковоспламеняемости (бензин моторный неэтилированный, бензол, ацетон, газолин).

Подкласс 3.2 – легковоспламеняющиеся жидкости со средней температурой вспышки – жидкости с температурой вспышки в закрытом тигле от минус 18 до плюс 23 °С (жидкости гидротормозные, жидкость «Арктика», жидкость «Холод-40», лаки кремний-органические, масла ацетоновые, масла сивушные).

Подкласс 3.3 – легковоспламеняющиеся жидкости с высокой температурой вспышки – жидкости с температурой вспышки от 23 до 61 °С включительно в закрытом тигле (лаки, латексы, лигроин, разбавители, растворители, топливо дизельное, топливо печное бытовое, уайт-спирит).

Автомобильный бензин марок А-80, А-92, А-95, доставляемый автомобилями ОАО «Газпромнефть-Омск» на автозаправочные станции, соответствует подклассу 3.1, дизельное топливо – подклассу 3.2.

Бензин – смесь лёгких углеводородов с температурой кипения от 30 до 200 °С; плотность около 0,7 г/см³; теплотворная способность примерно 10500 ккал/кг; горючая жидкость. Получается путём перегонки нефти, гидрокрекингом и при необходимости дальнейшей ароматизации – каталитическим крекингом и риформингом. Для специальных бензинов характерна дополнительная очистка от нежелательных компонентов и смешение с полезными добавками.

«Классическая» технология производства автомобильного бензина на современных НПЗ предполагает его компаундирование (смешение) из нескольких составляющих, главными из которых являются:

- прямогонный бензин (лёгкая нефтя);
- изомеризат (продукт изомеризации предыдущего);
- риформат (продукт риформинга тяжёлой нефтя);
- бензин каталитического крекинга (продукт разложения тяжёлых фракций первичной перегонки);
- алкилат (продукт алкилирования предыдущего);
- бензин гидрокрекинга (продукт разложения наиболее тяжёлых жидких фракций, уцелевших после атмосферной, а затем вакуумной перегонки);
- модифицирующие присадки.

Основными качественными показателями топливных бензинов являются:

- испаряемость и смесеобразование;
- детонационная стойкость;
- склонность к неуправляемому воспламенению (капильное зажигание);
- нагарообразование и склонность к отложениям;
- химическая стабильность (индукционный период);
- коррозионная активность;
- экологичность;
- токсичность.

Основными характеристиками влияющим на данные показатели являются:

- фракционный состав бензина, определяемый температурами начала и конца кипения, выкипания 10, 50 и 90 % бензина;
- углеводородный состав (учитывая и их строение);
- содержание серы, кислородсодержащих соединений, растворённых смол, металлов.

Прямогонный бензин, полученный путём перегонки нефти, не обладает детонационной стойкостью, необходимой для работы современного двигателя. Бензин марки А-72 и ниже использовался только в моторах, разработанных до 1950 года.

Основные компоненты высокооктановых бензинов получают каталитическим крекингом и риформингом.

Дополнительно используются различные присадки и антидетонаторы, использование некоторых из них ограничено стандартами.

В России применяются следующие марки автомобильных бензинов: АИ-80 (А-76) («стандарт»); АИ-92 («регуляр»); АИ-93 («регуляр»); АИ-95 («премиум»); АИ-98 («супер»).

Дизельное топливо – один из наиболее востребованных нефтепродуктов. Дизельное топливо дешевле бензина, средний расход горючего в дизельных двигателях на 25–30 % ниже, чем в карбюраторных. Высокие показатели надёжности и экономичности дизельных двигателей оправдывают их широкое применение.

Основные потребители дизельного топлива – железнодорожный транспорт, грузовой автотранспорт и сельскохозяйственная техника. Кроме дизельных двигателей остаточное дизельное топливо (соляровое масло) зачастую используется в качестве

котельного топлива, для пропитывания кож, в смазочно-охлаждающих средствах при механической и закалочных жидкостях при термической обработке металлов.

Основные эксплуатационные показатели дизельного топлива:

- цетановое число, определяющее высокие мощностные и экономические показатели работы двигателя;
- фракционный состав, определяющий полноту сгорания, дымность и токсичность отработавших газов двигателя;
- вязкость и плотность, обеспечивающие нормальную подачу топлива, распыливание в камере сгорания и работоспособность системы фильтрования;
- низкотемпературные свойства, определяющие функционирование системы питания при отрицательных температурах окружающей среды и условия хранения топлива;
- степень чистоты, характеризующая надежность работы фильтров грубой и тонкой очистки и цилиндро-поршневой группы двигателя;
- температура вспышки, определяющая условия безопасности применения топлива в дизелях;
- наличие сернистых соединений, непредельных углеводородов и металлов, характеризующее нагарообразование, коррозию и износ.

Различают три марки дизельного топлива по ГОСТ 305-82 – летнее топливо (ДТЛ), зимнее (ДТЗ), и арктическое (ДТА). Основными параметрами, определяющими принадлежность горючего к той или иной марке, являются диапазон температур, в котором топливо может использоваться, температура вспышки и застывания. Согласно ГОСТ 305-82, летнее топливо предназначено для использования при температуре 0 °С и выше, застывает оно при –10 °С. Зимнее выдерживает температуры в диапазоне от –20 °С и выше или от –30 °С (в зависимости от того, для какой климатической зоны – холодной или умеренной – оно производится, используются разные добавки), а застывает при –35 °С или –45 °С. Арктическое дизельное топливо обладает наибольшей устойчивостью к морозу. Оно применяется при температурах от –50 °С, а застывает при –55 °С.

Марки различаются и по содержанию серы – до 0,2 % от объема для ДТЛ, до 0,5 % для ДТЗ, и до 0,4 % для ДТА. Надо отметить, что наличие серы в составе обосновано – чем оно выше, тем лучше смазывающие характеристики топлива. Но сера – основной источник вредных соединений в выхлопах, потому существует необходимость ограничивать количество этого элемента.

Летнее дизельное топливо:

- плотность 860 кг/м³;
- температура вспышки 45 °С;
- температура застывания –10 °С.

Зимнее дизельное топливо:

- плотность: 840 кг/м³;
- температура вспышки 40 °С;
- температура застывания –35 °С.

Арктическое дизельное топливо:

- плотность: 830 кг/м³;
- температура вспышки 35 °С;
- температура застывания – нет данных.

Объемы перевозок бензина и дизельного топлива зависят от потребности в них автозаправочных станций.

Объем перевозок за одну езду в тоннах определяется по формуле:

$$Q = V_u \cdot \rho_m,$$

где V_u – объем цистерны, м³; ρ_m – усреднённая плотность топлива, кг/м³.

Результаты расчёта объема перевозок по видам топлива для существующего типа цистерны с емкостью 24 м³ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт объёма перевозок по видам топлива

Наименование и марка топлива	Усреднённая плотность, кг/м ³	Расчётный объём перевозок за одну езду, тонн
А-80	775	17,8
АИ-92 (А-92)	760	18,2
АИ-95 (А-95)	750	18
АИ-98 (А-98)	780	18,7
Дизельное топливо (л/з)	860/840	20,6/20,1
Сжиженный газ	530	12,7

Операторы АЗС подают заявку на доставку топлива, не дожидаясь освобождения этих емкостей, тем самым регулярно пополняя запас топлива на АЗС.

Описание работы погрузочно-разгрузочных пунктов

Погрузочным пунктом для подвижного состава автомобильного транспорта является нефтебаза ОАО «Газпромнефть-Омск» – комплекс сооружений и объектов, основными из которых являются:

- резервуарный парк, состоящий из подземных, полуназемных и наземных баков для раздельного хранения тёмных и светлых нефтепродуктов и масел;
- приёмные и раздаточные устройства;
- сеть трубопроводов;
- котельная;
- водопровод для целей пожарной защиты и др.

Резервуары могут быть цилиндрическими (вертикальными и горизонтальными), сферическими, прямоугольными и др. Для приёма нефтепродуктов с железной дороги к нефтебазе обычно прокладывают подъездной путь. Производительность и темпы погрузки-разгрузки зависят от транспортной характеристики перекачиваемого нефтепродукта и мощности насосных установок.

Доставка нефтепродуктов на нефтебазу осуществляется железнодорожным транспортом. Нефтебаза располагает несколькими цилиндрическими вертикальными емкостями общим объёмом 100 000 м³. На рисунке 10 показана подача вагонов под разгрузку.

Перекачка нефтепродуктов в ёмкости нефтебазы и по трубопроводным сетям к постам погрузки автотранспорта осуществляется с помощью электронасосов типа УОДН (установки оседиагональных шнековых насосов).

Установки оседиагональных насосов (УОДН) – универсальные высокопроизводительные шнековые насосы, предназначенные для перекачки жидкостей с большим диапазоном значений кинематической вязкости:

- воды;
 - тёмных (нефть, мазут, масла) и светлых (бензин, дизтопливо) нефтепродуктов;
 - загрязнённых нефтеостатков из емкостей, цистерн, резервуаров с большим содержанием твёрдых включений;
 - осадков сточных вод и промстоков;
 - солевых и глиняных растворов.
- УОДН нашли широкое применение на предприятиях:
- нефтегазодобывающей отрасли (на нефтепромыслах);
 - топливно-энергетического комплекса (для базовых работ на нефтебазах, нефтяных терминалах, наливных эстакадах);
 - жилищно-коммунальных хозяйств (системах промстоков и промтоходов, станциях аэрации);
 - железнодорожных станциях и морских терминалах (слив/налив железнодорожных цистерн, танкеров, емкостей);
 - аварийно-спасательных служб (экстренных ситуациях при погрузке / разгрузке нефтепродуктов, химически активных жидкостей, аварийных разливах нефти).

УОДН обладает высокой всасывающей способностью (до 9 м); возможностью

перекачивать высоковязкие до 10^{-3} м²/с (1000 сСт) жидкости; стабильностью энергетических показателей вне зависимости от напора и расхода; способностью перекачивать газонасыщенную жидкость (до 30 % свободного газа) с большим количеством механических примесей (от 6 до 10 мм). Главная особенность оседиагональных насосов (ОДН) – применение в них шнековых колёс с винтовыми лопастями переменного шага. Это позволяет получить межлопаточный канал, обеспечивающий низкую гидродинамическую нагруженность лопастей, высокие антикавитационные и энергетические показатели и совмещает в одном насосе качества как динамических (осевых, центробежных), так и объёмных (винтовых, поршневых) насосов.

Технические характеристики электронасоса типа УОДН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики электронасоса типа УОДН

	УОДН 120-100-65	УОДН 170-150-125	УОДН 200-150-125	УОДН 290-150-125
Производительность, м ³ /ч	27–54	90–198	75–185	36–180
Напор, м	13–8	30–16	52–28	30–20
Мощность двигателя, кВт	3	18,5	30	18,5
Частота вращения, об./мин.	3000	2910	3000	1500
Высота всасывания, м	8	8	8	8
Габаритные размеры, мм	720x215x410	1585x635x555	1128x481x650	1110x585x647
Масса, кг	72	230	355	330
Диаметр условного прохода при- соединительных патрубков, мм				
всасывающий	100	150	150	150
нагнетающий	65	125	125	125

Погрузка автоцистерн осуществляется на постах погрузки нефтебазы, которые представляют собой погрузочный фронт из 10 постов, присоединённых к топливным бакам трубопроводной сетью.

Слив светлых нефтепродуктов из автоцистерны производится с помощью насосного оборудования на автозаправочных станциях в ёмкости-резервуары.

Автозаправочные станции являются разгрузочными пунктами для автомобилей с цистернами и погрузочными пунктами для автомобилей, заправляющихся на АЗС.

Условия перевозок, разрешённые скорости движения

Движение автомобилей от базы предприятия ОАО «Газпромнефть-Омск» до пунктов разгрузки осуществляется по специально утверждённому маршруту, дороги имеют твердое асфальтобетонное покрытие, пригородные магистрали с таким же покрытием. При движении порожнего автомобиля возможны скорости, регламентированные правилами дорожного движения (в районе города 60 км/ч, за городом 80 км/ч).

При движении гружёного автомобиля в районы Омской области часть самого протяжённого маршрута проходит за чертой города, затем по объездной дороге.

Ограничение скорости движения автотранспортных средств при перевозке опасных грузов устанавливается ГИБДД МВД России с учётом конкретных дорожных условий при согласовании маршрута перевозки. Если согласование маршрута с органами ГИБДД МВД России не требуется, то скорость движения устанавливается согласно Правилам дорожного движения и должна обеспечивать безопасность движения и сохранность груза.

За городом гружёный подвижной состав движется со скоростью в среднем 50 км/ч, по объездной дороге 40 км/ч.

Характеристика маршрутов перевозки грузов, описание существующей системы доставки ГСМ

Доставка топлива автомобилями ОАО «Газпромнефть-Омск» осуществляется помашинными отправлениями в средней системе доставки грузов.

На ветвях средней системы имеются маятниковые маршруты с обратным негружённым пробегом, что представляет собой микросистемы с различными расстояниями перевозки. Кроме того, имеются и развозочные маршруты.

Микросистема – система, состоящая из пункта погрузки, пункта разгрузки, транспортной связи, одного автомобиля, работающего по маятниковому маршруту с обратным негружённым пробегом. Микросистема характеризуется незначительным грузопотоком.

Рассматриваемая система характеризуется неравномерностью распределения грузопотока по часам суток и дням недели, т.к. грузопоток данного вида груза не стабилен и зависит от спроса на топливо со стороны АЗС.

Описание используемого подвижного состава

Списочный состав техники ОАО «Газпромнефть-Омск» составляет – 30 ед., прицепной состав – 22 ед. Структура парка техники на сегодняшний день приведена в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Подвижной состав ОАО «Газпромнефть-Омск»

№№ п/п	Седелный тягач, автоцистерна	ППЦ, ПЦ	Количество	Объём, л
Модель и производитель				
Раздел 1. Бензовозы-автопоезда				
1	Volvo FM6x2	ППЦ-96222-0000012	6	28000
2	МАЗ-643008-060-010	ППЦ НЕФАЗ-96742	5	23300
3	МАЗ-642205-020	ППЦ НЕФАЗ 96742	4	23300
4	МАЗ-64229-032	ППЦ НЕФАЗ 96742	2	23300
5	КамАЗ-54115-15	ППЦ НЕФАЗ-96741-10-01	1	16600
Раздел 2. Бензовозы-автоцистерны				
1	ЗИЛ-433362		8	6500
Раздел 3. Газовозы-автопоезда				
1	МАЗ-642205-020	ППЦТ-38961131	1	38000
2	МАЗ-643008-060-010	ППЦ НЕФАЗ-96742-10	1	36000
3	МАЗ-5432А5-323	ППЦТ 12-885М	1	12000
4	КамАЗ 5410Ц	ППЦТ 12-885М	1	10000

Таблица 4 – Прицепной состав ОАО «Газпромнефть-Омск»

Наименование полуприцепа	Объём, л	Количество секций, ед.	Количество единиц ПС, ед.
НЕФАЗ-96742	32000	3	2
НЕФАЗ-96741	23300	3	14
ППЦ-96222-0000012	28000	4	6

Перевозку автомобильного бензина и дизельного топлива ОАО «Газпромнефть-Омск» осуществляют автомобили-цистерны и седельные тягачи с полуприцепом-цистерной.

При перевозках рассматриваемой категории грузов используется подвижной и прицепной состав – полуприцеп цистерна НЕФАЗ-96742.

Полуприцеп цистерна НЕФАЗ-96742 предназначен для транспортировки светлых нефтепродуктов объёмной массой не более 860 кг/м³ и забора-выдачи топлива из цистерны.

Корпус полуприцепа цистерны овального сечения, разделенный на 3 изолированных отсека. Каждый отсек оборудован горловиной с указателем уровня, наливным люком, дыхательными клапанами и воздухоотводящим устройством.

Цистерна оборудована ящиком ЗИП, пеналами для укладки рукавов, лестницей с поручнями, рабочей площадкой в зоне горловин и противопожарным инвентарем.

Тележка двухосная с двухскатной ошиновкой. Рабочая тормозная система – двухпроводная с пневмоприводом, тормозные механизмы всех колёс барабанного типа (возможна установка АБС «WABCO», «KnorrBremse»).

Стояночная тормозная система – механический винтовой привод на тормозные механизмы передних и задних колёс.

Цистерна оборудована насосным оборудованием для слива топлива.

Технические характеристики полуприцепа цистерны НЕФАЗ-96742 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики полуприцепа цистерны НЕФАЗ-96742

Наименование показателя	Значение показателя
Весовые параметры	
масса снаряженного полуприцепа цистерны, кг	6 500
полная масса полуприцепа цистерны, кг	25 880
Распределение нагрузки от ППЦ 96742-10 полной массы, кгс	
на седельное устройство тягача	11 050
на дорогу через шины тележки	14 830
Цистерна	
номинальная вместимость цистерны, л	23 000
время слива топлива из одной секции цистерны самотёком, мин., не более	60
при помощи насоса, мин., не более	46
Электрооборудование полуприцепа цистерны	
номинальное напряжение, В	24
габаритные размеры полуприцепа	8160×2500×3430
Насосное оборудование	
насос полуприцепа цистерны 96742-10	самовсасывающий, ЖН-30-Л-У2
подача м ³ /час	40,04
напор цистерны, м	10
высота самовсасывания, м	6

Условия доставки топлива оговорены в «Правилах перевозки опасных грузов автомобильным транспортом», а также в «Руководстве по организации перевозок опасных грузов автомобильным транспортом».

Согласно перечисленным нормативным документам, при перевозке топлива необходимо получение лицензии на перевозку опасных грузов, утверждён порядок заключения договоров на перевозку опасных грузов, предъявляются определённые требования к подвижному составу, оформлению транспортно-сопроводительных документов, составлению маршрута движения автомобилей и чёткому следованию по нему. Кроме того, необходима специальная экипировка автомобилей и применение транспортных элементов системы информации об опасности. Немаловажное значение при перевозке топлива имеет специальная подготовка водителей.

Требования к ёмкостям для хранения ГСМ

Для хранения горюче-смазочных материалов, как правило, применяются специальные резервуары, покрытые изнутри эпоксидной смолой. Эти ёмкости конструируются с учётом циркуляции воздуха – резервуары оснащаются специальными клапанами, обеспечивающими доступ воздуха, но в то же время препятствующими попаданию влаги вовнутрь. Некоторые виды горюче-смазочных материалов могут храниться и в обычных ёмкостях из низкоуглеродистой стали при условии их модернизации. Основные требования предъявляются не столько к составу металла, из которого изготовлен корпус резервуара, сколько к конструкции дренажной системы. Ёмкости, не оснащён-

ные силикагелевыми клапанами, следует регулярно проверять на наличие конденсированной влаги. Специалисты рекомендуют располагать резервуары с ГСМ под небольшим наклоном, исключения составляют ёмкости для хранения пластичных смазок.

Зачистка емкостей ГСМ проводится с целью соблюдения правил технической эксплуатации резервуаров, улучшения качества нефтепродуктов, подготовке к техническому диагностированию и ремонтным работам.

Резервуары зачищают перед сменой хранимого нефтепродукта, перед подготовкой резервуара к ремонту или противокоррозийной обработке, работам по градуировке резервуаров.

Необходимо соблюдать правила технической эксплуатации, регулярно проводить технический контроль резервуарного парка для своевременного выявления и устранения обнаруженных дефектов.

Зачистка резервуаров – это проведение газоопасных работ, связанных с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, в т.ч. работы внутри емкостей. Этапы производства работ по зачистке резервуаров

Традиционная технология зачистки резервуаров представляет собой процесс обезжиривания поверхностей мощными составами, которые относятся к группе легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) – ацетон, уайтспирит, керосин, бензин, различные растворители и т.п. Применение ЛВЖ характеризуется высокой пожароопасностью, экологической вредностью и высокой себестоимостью, поэтому большинство предприятий перешло на использование водорастворимых технических моющих средств (ТМС), к которым относятся каустическая и кальцинированная сода, Лабомид, Форс, Темп.

Применяемые в настоящее время традиционные технологии экологически опасны, длительны по времени, неэффективны и исключительно дорогостоящи. Составляющими высокой себестоимости являются большие теплоэнергозатраты, значительное водопотребление, необходимость в стационарных очистных сооружениях и оборудовании для сепарации нефтепродуктов.

Организовать замкнутый безотходный процесс отделения углеводородных соединений позволяет новая технология зачистки резервуаров ГСМ с применением мобильного комплекса МКО-1000. Данная технология очистки (мойки) резервуаров нефтебаз, нефтехранилищ, АЗС основана на использовании по замкнутому циклу технического моющего средства, отделяющего загрязнение от внутренних поверхностей резервуара и образующего неустойчивую эмульсию с нефтепродуктом. Эмульсия в последующем разделяется на оборотный раствор и нефтепродукт, который после прохождения системы очистки возвращается заказчику, что существенно экономит средства.

Организация и управление движением материальных и информационных потоков в цепи поставок.

Изучение системы оперативного управления транспортным процессом

ОАО «Газпромнефть-Омск» является предприятием комплексного типа, осуществляющее перевозку грузов, хранение, техническое обслуживание и ремонт подвижного состава, а также снабжение необходимыми эксплуатационными, ремонтными материалами и запасными частями.

Рассмотрим технологические процессы, связанные с доставкой светлых нефтепродуктов на АЗС. В первую очередь выполняется подача заявки старшим оператором АЗС, следящим за количеством топлива на АЗС, в отделение сбыта нефтепродуктов.

В отделение сбыта заявка обрабатывается диспетчером по завозу нефтепродуктов на АЗС, который по завершению сбора всех заявок отправляет их в отделение сбыта нефтепродуктов, где их дальнейшей обработкой занимается Диспетчер по эксплуатации автотранспорта. После обработки заявки диспетчер по эксплуатации автотранспорта вместе с начальником участка выделяют подвижной состав под погрузку и доставку топлива.

Водитель, осуществляющий перевозку опасного груза, должен иметь при себе следующие транспортные документы:

- лицензионную карточку на транспортное средство с отметкой «Перевозка ОГ»;
- путевой лист с указанием маршрута перевозки;

- свидетельство о допуске водителя к перевозке опасных грузов;
- аварийную карточку системы информации об опасности;
- товарно-транспортную накладную;
- адреса и телефоны должностных лиц автотранспортной организации, грузоотправителя, грузополучателя, ответственных за перевозку дежурных частей органов ГАИ МВД России, расположенных по маршруту движения.

По получении водителем вышеупомянутых документов, медосмотра, водитель приступает к осмотру ТС совместно с механиком; удостоверившись в исправности ТС, водителя выпускают в линию. По прибытии на нефтебазу, где по предъявлении Накладных оператору по наливу, который также должен проверить чистоту автоцистерны, водитель получает номер топливораздаточного крана. Водитель ставит автоцистерну на заправочную площадку. Погрузка производится при выключенном двигателе автомобиля водителем. Первым делом заземляется автоцистерна, при помощи устройства заземления. Далее водитель опускает топливораздаточный кран в заливочную горловину автоцистерны. Тем временем оператор за контрольным прибором устанавливает количество необходимое для залива и активирует кран. По заполнении автоцистерны подача топлива прекращается. Вспомогательное для погрузки оборудование убирается, в том числе обязательное снятие заземления с автоцистерны. На КПП проверяется количество залитого топлива инженером учёта, по посантиметровой градуированной таблице, нанесённой на автоцистерну. В автомобильной цистерне, не имеющей посантиметровой градуированной таблицы, уровень нефтепродукта не замеряется, а объём определяется по паспорту цистерны и высоте взлива. Инженер поднимается на цистерну и проверяет уровень нефтепродукта, который должен быть по планку (на горловину приваривается металлическая планка, указывающая уровень заполнения). После чего происходит опломбирование заливочной горловины и сливных кранов. После чего водитель движется к проходной, где его выпускают при предъявлении накладной.

Нефтепродукты, поступающие на АЗС, принимаются по товаротранспортной накладной (выписываемой заранее в четырёх экземплярах), в которой указывается: номер автоцистерны, количество нефтепродукта, наименование и сорт в соответствии государственным стандартом. Водитель обязан сдать получателю также паспорт (сертификат) качества, в котором указываются ГОСТ или ТУ на сдаваемый нефтепродукт и все показатели качества, предусмотренные этим стандартом с обязательным штампом, заверенным подписью ответственного лица.

В автомобильной цистерне, не имеющей посантиметровой градуировочной таблицы, уровень нефтепродукта не замеряется, а объём определяется по паспорту цистерны и полноте её заполнения. В этом случае оператор поднимается на цистерну и проверяет количество нефтепродукта. Цистерна должна быть заполнена по планку (на горловине цистерны приваривается планка, указывающая уровень наполнения цистерны). При отклонении уровня бензина в автоцистерне от планки Оператор доводит до сведения о недостатке нефтепродукта мастера АЗС, после чего в журнале по приёму нефтепродукта, а также в товаро-транспортной накладной проставляется фактическое количество нефтепродукта, делается отметка о его приёме.

При отсутствии расхождения между количеством нефтепродуктов, указанным в товаро-транспортной накладной, и определенным в результате измерений в транспортных средствах или узлами учёта при приёмке, оператор расписывается в накладной, один экземпляр которой остается на АЗС, а три экземпляра возвращаются водителю, доставившему нефтепродукт.

Перед сливом нефтепродукта в резервуар оператор отбирает пробу из отстойника автоцистерны на наличие воды и механических примесей в нефтепродукте. Проба берется в стеклянную тару, к которой прикрепляется табличка с указанием номера АЗС, марки нефтепродукта, номера товаро-транспортной накладной, номера автоцистерны, Ф.И.О. водителя и оператора, даты, плотности и температуры нефтепродукта, номера резервуара. Проба хранится на АЗС до следующего слива нефтепродукта в данный резервуар.

Результаты измерения температуры и плотности нефтепродукта в автоцистерне отмечаются в товаротранспортной накладной и сменном отчёте (графы 7 и 9 на оборо-

те отчёта). В товаро-транспортной накладной должно быть указано время (часы и минуты), когда заполнена автоцистерна.

Перед сливом нефтепродукта оператор проверяет исправность технологического оборудования, трубопроводов, резервуара, измеряет уровень и температуру нефтепродукта в резервуаре, проверяет исправность сливных устройств, наличие средств пожаротушения, соответствие полученного нефтепродукта находящемуся в резервуаре.

Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности предусматривается заземление автоцистерны перед сливом из неё нефтепродуктов. Из-за опасности искрообразования при подсоединении «заряженной» автоцистерны к заземляющему устройству заземление необходимо выполнять вне взрывоопасной зоны медным проводом, причём его сначала необходимо присоединить к автоцистерне, а затем к специальному выводу заземляющего контура АЗС с помощью болтового зажима.

Автоцистерна устанавливается по ходу движения автотранспорта и для неё должен быть обеспечен свободный выезд на случай аварийной ситуации.

При сливе нефтепродукта самотеком или насосом АЗС двигатель автоцистерны должен быть выключен, автотранспортное средство поставлено на тормоз, водитель не должен находиться в кабине автомобиля.

Во время слива не допускается движение автотранспорта на расстоянии менее 8 м от сливных муфт резервуаров.

Отпуск нефтепродукта из резервуара, в который сливается нефтепродукт, прекращается до окончания слива.

Слив нефтепродукта из автоцистерны в резервуар производится в присутствии оператора АЗС и водителя автоцистерны. При этом оператор должен находиться на расстоянии не более 1 м от сливного устройства резервуара и следить за его герметичностью, а водитель должен находиться у сливного крана автоцистерны. При обнаружении утечки нефтепродукта оператор даёт команду о прекращении слива, а водитель автоцистерны немедленно перекрывает сливной кран.

Слив нефтепродукта осуществляется через сливной рукав автоцистерны путём присоединения ниппеля, закрепленного на конце сливного рукава, с муфтой сливного устройства и фиксации соединения рычагом. Ниппель сливного рукава изготавливают из цветных металлов для предупреждения фрикционного искрения во время подготовительных работ перед сливом нефтепродукта.

По окончании слива нефтепродукта водитель автоцистерны совместно с оператором АЗС через верхний смотровой люк убеждаются в том, что нефтепродукт из автоцистерны слит полностью.

После окончания приёма нефтепродукта выключается перекачивающий насос (если слив осуществляется не самотёком), закрываются запорные вентили автоцистерны и перекачивающего устройства, отсоединяется сливной рукав автоцистерны устройства резервуара и колодец, отключается заземляющее устройство от автоцистерны.

Служба эксплуатации ОАО «Газпромнефть-Омск» состоит из трёх групп:

1) оперативного планирования – принимает заявки, планирует перевозки на сутки, при необходимости может снимать автомобили и автобусы с одних маршрутов и переключать их на другие;

2) диспетчерской – руководит работой автомобилей и автобусов с момента выпуска на линию до возвращения в ОАО «Газпромнефть-Омск», контролирует работу автомобилей на линии;

3) учётно-контрольной – принимает от водителей путевые листы, проверяет правильность их оформления, производит первичную их обработку, в результате чего определяет объём выполненной работы каждым транспортным средством и выполнение плана перевозок по ОАО «Газпромнефть-Омск».

Анализ существующих представлений о функционировании логистических систем

Обоснование подхода к решению задачи организации работы подвижного состава в логистической системе

Организация перевозок грузов является сложным многосторонним процессом, определяющим работу и отношение отправителей и получателей грузов и транспортных предприятий. Оптимальные или близкие к ним решения на всех этапах организа-

ции перевозок невозможны без чёткой постановки задач и применения научно обоснованных методов в логистической цепочке «производитель – перевозчик – получатель».

Современные подходы к товародвижению материальной продукции связывают с логистикой, которая начала развиваться с 50-х годов XX века. Логистика – наука о планировании, организации, управлении, контроле и регулировании движения материальных и информационных потоков в пространстве и во времени от их первичного источника до конечного потребления.

В современных условиях выделяют несколько видов логистики:

- логистику, связанную с обеспечением производства материалами (закупочная логистика);

- производственную логистику;

- сбытовую (маркетинговую или распределительную) логистику.

Кроме того, выделяют также и транспортную логистику, которая, в сущности, является неотъемлемой составной частью каждого из трёх выше приведённых видов логистики.

Особенно актуальным в условиях рынка является решение следующих задач:

- разработка системы организации транспортного процесса;

- управление запасами на предприятиях, фирмах, складских комплексах;

- размещение запасов и их обслуживание транспортными средствами, информационными системами;

- изучение компромиссов между запасами ресурсов, их транспортировкой и размещением.

Оптимизация и решение этих задач зависит от конкретной ситуации, исходных данных, условий и требований к эффективной работе логистической системы, а также проблем, связанных с обеспечением производства сырьём и полуфабрикатами, с устраниением узких мест в технологии доставки различных видов продукции в пункты производства, складирования и сбыта.

Основой решения всех этих задач является разработка стратегии и логистической концепции построения модели транспортного обслуживания потребителей и фирм, которая основывается на рациональных маршрутах перевозки и составления графиков доставки продукции потребителям.

Разработка графиков поставок, обслуживающих логистическую систему, позволит точно определить объём перевозок грузов, количество автотранспортных средств (АТС), осуществляющих эти перевозки, способствует сокращению простоя автомобилей под загрузкой и разгрузкой, эффективному использованию подвижного состава и высвобождению из сфер обращения значительных материальных ресурсов потребителей.

Предлагаемое к рассмотрению в данной статье направление логистики позволяет снизить величину затрат на содержание подвижного состава и транспортировку продукции. Целью статьи является совершенствование системы доставки нефтепродуктов потребителям в городе Омске, повышение эффективности работы подвижного состава и качества транспортного обслуживания логистической системы.

Задачи, которые необходимо решить для достижения поставленной цели, следующие:

- исследование существующей системы доставки;

- изучение теоретических и практических представлений об управлении транспортными запасами;

- разработка проектного решения;

- определение экономической целесообразности предлагаемого решения.

Понятие логистической системы является одним из базовых понятий логистики. Существуют разнообразные системы, обеспечивающие функционирование экономического механизма. В этом множестве необходимо выделять именно логистические системы с целью их анализа и совершенствования.

Общепринятое определение логистической системы гласит: логистическая система – это адаптивная система с обратной связью, выполняющая те или иные логистические функции. Она, как правило, состоит из нескольких подсистем и имеет развитые связи с внешней средой. В качестве логистической системы можно рассматривать

промышленное предприятие, территориально-производственный комплекс, торговое предприятие и т.д. Цель логистической системы – доставка товаров и изделий в заданное место, в нужном количестве и ассортименте, в максимально возможной степени подготовленных к производственному или личному потреблению при заданном уровне издержек.

Границы логистической системы определяются циклом обращения средств производства (см. рис. 2).

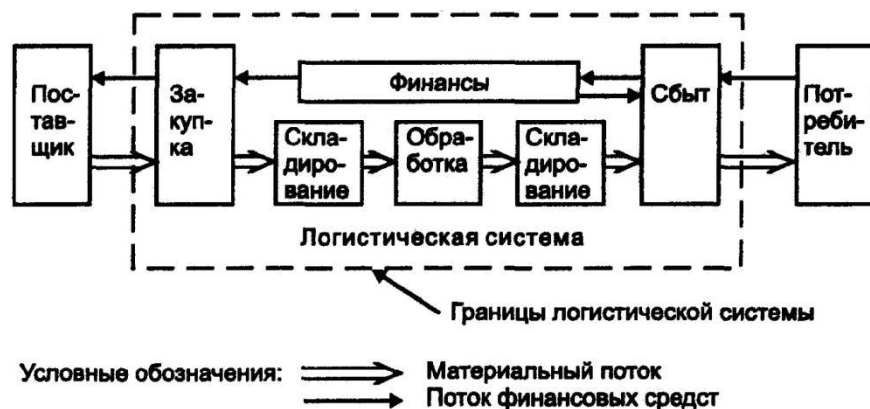


Рисунок 2 – Выделение границ логистической системы на основе цикла обращения средств производства

В начале закупаются средства производства (сырьё). Они в виде материального потока поступают в логистическую систему, складироваться, обрабатываются, вновь хранятся и затем уходят из логистической системы в потребление в обмен на поступающие в логистическую систему финансовые ресурсы.

Большинству реально функционирующих на практике логистических систем присущи основные черты сложных (больших) систем, позволяющие применять к их анализу и проектированию системный подход, а именно:

- сложность логистической системы – характеризуется такими основными признаками, как наличие большого числа элементов (звеньев); сложный характер взаимодействия между отдельными элементами; сложность функций, выполняемых системой; наличие сложно организованного управления; воздействие на систему большого числа стохастических факторов внешней среды;
- иерархичность, т.е. подчинённость элементов более низкого уровня (порядка, ранга) элементам более высокого уровня в плане линейного или функционального логистического управления;
- эмерджентность (целостность), т.е. свойство системы выполнять заданную целевую функцию, реализуемое только логистической системой в целом, а не отдельными её звеньями или подсистемами;
- структурированность – предполагает наличие определённой организационной структуры логистической системы, состоящей из взаимосвязанных объектов и субъектов управления, реализующих заданную цель.

Согласно классификации, логистические системы делятся на 2 большие группы: микрологистические и макрологистические системы.

Макрологистическая система – это крупная система управления материальными потоками, охватывающая предприятия и организации промышленности, посреднические, торговые и транспортные организации различных ведомств, расположенных в разных регионах страны или в разных странах. Макрологистическая система представляет собой определённую инфраструктуру экономики региона, страны или группы стран.

Микрологистические системы являются подсистемами, структурными составляющими макрологистических систем. К ним относят различные производственные и торговые предприятия, территориально-производственные комплексы. Микрологистические системы представляют собой класс внутрипроизводственных логистических систем, в состав которых входят технологически связанные производства, объединённые единой инфраструктурой.

В настоящем проекте рассматривается микрологистическая система доставки материалов на строительство и ремонт дорожной сети.

В рамках макрологистики связи между отдельными микрологистическими системами устанавливаются на базе товарно-денежных отношений. Внутри микрологистической системы также функционируют подсистемы. Однако основа их взаимодействия бестоварная. Это отдельные подразделения внутри фирмы, объединения либо другой хозяйственной системы, работающие на единый экономический результат.

Выделяют три вида логистических систем: логистические системы с прямыми связями, гибкие и эшелонированные (см. рис. 3).

Логистические системы с прямыми связями. В этих логистических системах материальный поток проходит непосредственно от производителя продукции к её потребителю, минуя посредников (рис. 3а).

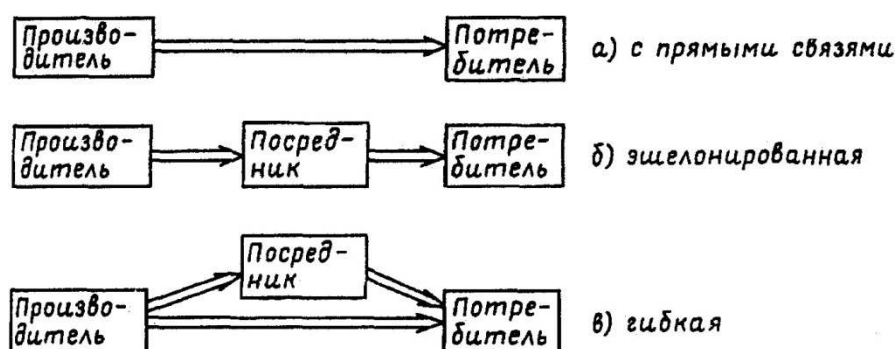


Рисунок 3 – Принципиальные схемы логистических систем различных видов

Эшелонированные логистические системы. В таких системах на пути материального потока есть хотя бы один посредник (рис. 3б).

Гибкие логистические системы. Здесь движение материального потока от производителя продукции к её потребителю может осуществляться как напрямую, так и через посредников (рис. 3в).

Согласно данной классификации, мы имеем дело с системой с эшелонированными связями, т.к. доставка грузов от производителя потребителям производится при помощи посредника-нефтебазы.

Характеристика систем управления запасами

Одной из основных задач в логистике является разработка эффективной системы управления запасами.

Материальный запас – это находящиеся на разных стадиях производства и обращения продукция производственно-технического назначения, изделия народного потребления и другие товары, ожидающие вступления в процесс личного и производственного потребления.

Материальный запас характеризуется тремя факторами:

1) не существует принципиального различия в процессе работы с запасами продукции различного вида, т.к. функционирование запасов удовлетворяет потребность в них;

2) определяющим для размера запаса является характер потребления запаса продукта данного вида;

3) вид запаса зависит от потребностей, которые он удовлетворяет.

Создание запасов сопряжено со следующими расходами:

- затраты, связанные с содержанием запасов (сюда входят расходы на эксплуатацию и содержание специального оборудования и помещения, затраты, связанные с оплатой труда персонала);

- расходы, связанные с покупкой данного вида товара, выраженные в дисконтированной стоимости (т.е. при покупке замораживаются финансовые средства на определённый срок, тем самым увеличивается срок оборачиваемости денежных средств, что, в свою очередь, приводит к недополучению дополнительной прибыли);

- затраты, связанные с моральным и физическим устареванием продукции;
- затраты, связанные с риском порчи и хищения;
- затраты, связанные с отсутствием запаса (они будут выражены в форме различных потерь: от простоя производства, потери от отсутствия запасов на складе в момент предъявления спроса, от закупок мелких партий товара по более высоким ценам).

Причины создания материального запаса:

- вероятность нарушения установленного графика поставок (в этом случае запас необходим для того, чтобы не остановилось производство);
- возможность колебания спроса на готовую продукцию, однако спрос на любую продукцию можно предсказать с той или иной долей вероятности (если не иметь достаточного запаса готовой продукции, то не исключается ситуация потери клиента);
- сезонные колебания производства некоторых видов товаров или продукции;
- скидки на покупку крупной партии товара;
- издержки, связанные с оформлением нового заказа.

Процесс оформления каждого нового заказа сопровождается издержками административного характера (поиск поставщика, поиск перевозчика, определение маршрутов перевозки, проведение переговоров, командировки и прочее). Снизить все эти затраты можно сократив количество заказов, а это, в свою очередь, равносильно увеличению объёма заказанной партии и увеличению размера запасов.

Значительным фактором в повышении эффективности работы предприятий является рационализация материально-технического снабжения, одна из основных проблем которого состоит в планировании и управлении запасами. С помощью экономико-математических методов можно определить оптимальный размер единовременных поставок, их периодичность, размер максимального, среднего и страхового запасов, графики поставок и т.д. Различные постановки соответствующих задач отличаются друг от друга исходными предпосылками: постоянным или колеблющимся расходом материалов, допустимостью или недопустимостью дефицита, возможностью или невозможностью опоздания поставок и другими условиями.

Необходимость контроля состояния запасов обусловлена повышением издержек в случае выхода фактического размера запаса за рамки, предусмотренные нормами запаса. Контроль состояния запаса проводится на основе данных учёта запасов и может осуществляться непрерывно, либо через определённые периоды.

На практике применяются различные методы контроля, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- порядок проверки: периодическая или непрерывная;
- пороговый уровень запаса: наличие или отсутствие;
- величина заказываемой партии: одинаковая или разная.

Контроль состояния запасов и формирование заказа поставщику может осуществляться по одной из представленных ниже систем.

Система оперативного управления. Через определённые промежутки времени принимается оперативное решение: «заказывать» или «не заказывать», если заказывать, то какое количество единиц товара (рис. 4).

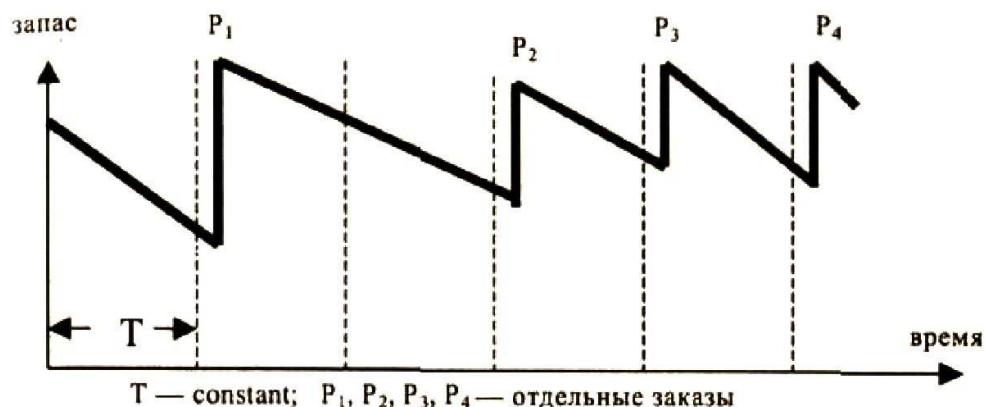


Рисунок 4 – Система оперативного управления

Система равномерной поставки. Через равные промежутки времени заказывается постоянное количество единиц товара (рис. 5).

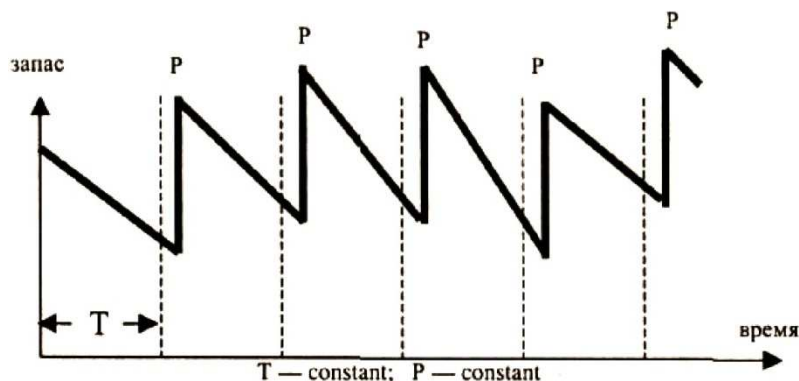


Рисунок 5 – Система поставки равного заказа через равные периоды времени

Система пополнения запаса до максимального уровня. При этом через равные промежутки времени заказывается партия, объём которой, т.е. число единиц товара, равен разности установленного максимального уровня запасов и фактического уровня запасов на момент проверки. Размер заказа увеличивается на величину запаса, который будет реализован за период выполнения заказа (рис. 6).

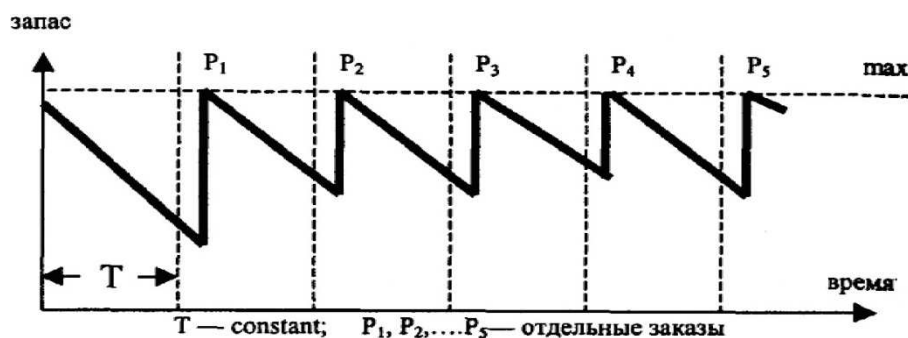


Рисунок 6 – Система пополнения запаса до максимального уровня

Система с фиксированным размером заказа при периодической проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса). Фактический уровень запасов проверяется через равные промежутки времени. Решение о заказе постоянного объёма товара принимается при условии, что товарный запас в момент проверки оказывается меньше или равен установленному пороговому уровню товарных запасов. В противном случае принимается решение «не заказывать» (рис. 7).

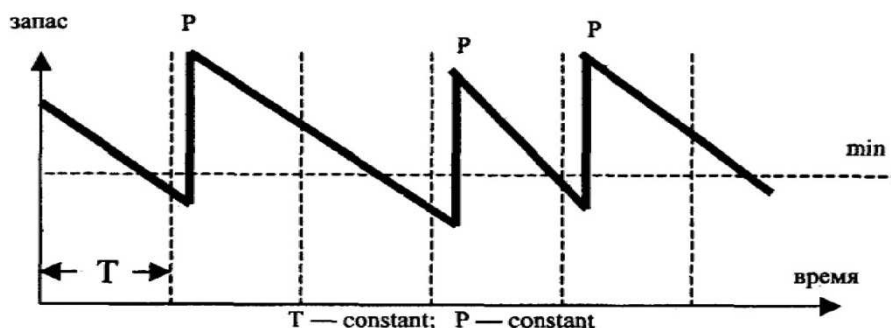


Рисунок 7 – Система с фиксированным размером заказа при периодической проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса)

Система с фиксированным размером заказа при непрерывной проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса). В момент достижения запасом порогового значения заказывается партия постоянного объёма (рис. 8).

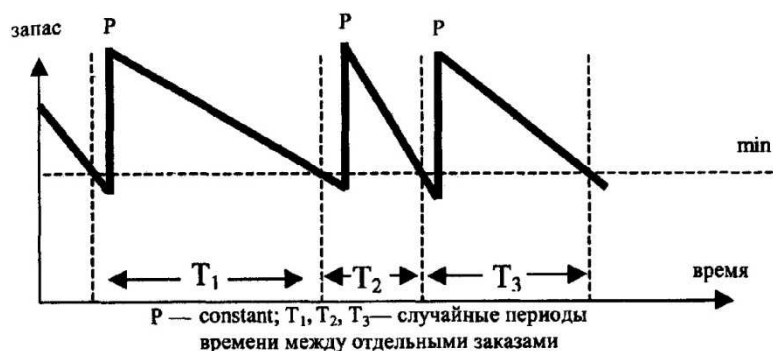


Рисунок 8 – Система с фиксированным размером заказа при непрерывной проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса)

Система с двумя уровнями при периодической проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса). Фактический уровень товарных запасов проверяется через равные промежутки времени. Если он оказывается меньше минимального или равен ему, то принимается решение заказывать партию, равную разности максимального товарного запаса и фактического запаса на момент проверки с увеличением на ожидаемую реализацию за время выполнения заказа. Если фактический товарный запас больше минимального, то принимается решение «не заказывать» (рис. 9).

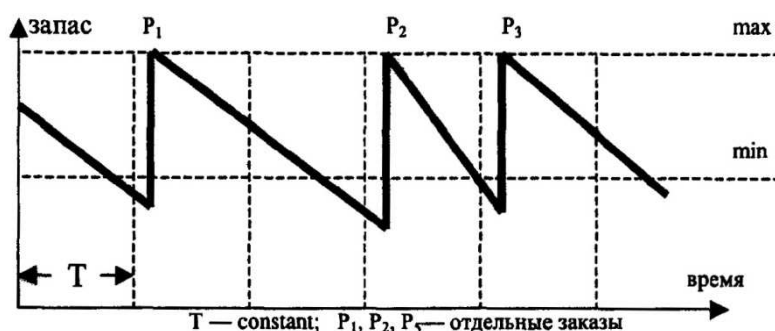


Рисунок 9 – Система с двумя уровнями при периодической проверке фактического уровня запаса (система «минимум – максимум»)

Система с двумя уровнями при непрерывной проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса). Решение заказать партию принимается при достижении порогового запаса. Размер заказываемой партии принимается равным разности максимального товарного запаса и порогового уровня, с увеличением на ожидаемую реализацию за время выполнения заказа (рис. 10).

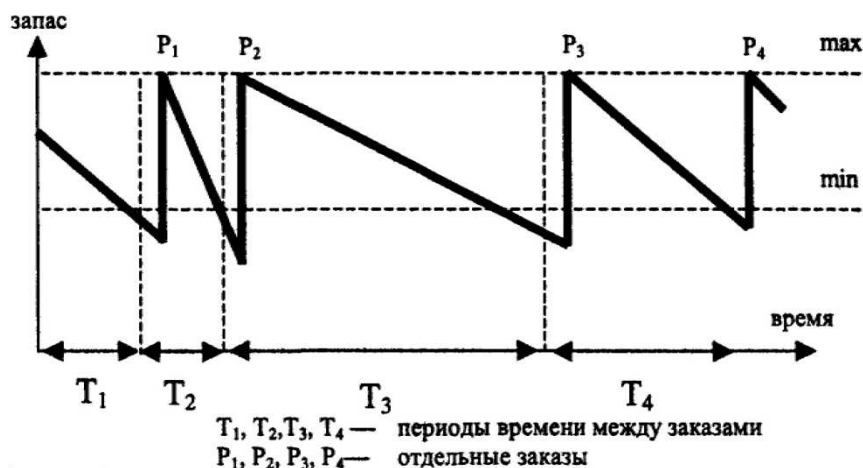


Рисунок 10 – Система двух уровней при непрерывной проверке фактического уровня запаса (с пороговым уровнем запаса)

Основные системы управления запасами – это система с фиксированным размером заказа и система с фиксированным интервалом поставки. Главная цель системы управления запасами с фиксированным размером заказа – определение оптимальной величины заказа, которое обеспечивало бы минимум издержек.

Уравнение стоимости содержания запасов выглядит следующим образом:

$$C_{сз} = C_n + C_{xp},$$

где C_n – стоимость подачи заказов, руб.; C_{xp} – стоимость хранения запаса, руб.

Зависимость стоимости управления запасами от размера заказа по классической теории, изложенной в трудах учёных и специалистов в области логистики Б.А. Аникина, Ю.М. Неруша и других, представлена на рисунке 11.

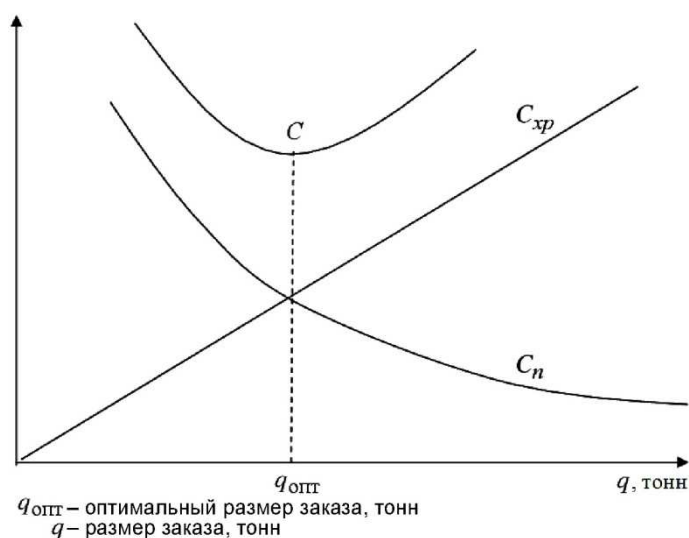


Рисунок 11 – Зависимость стоимости управления запасами от размера заказа

Рассмотрим подробнее классическую модель управления запасами. Стоимость подачи заказов за период определяется по формуле

$$C_n = \frac{A \cdot Q}{q},$$

где Q – годовая потребность в материале, тонн; A – стоимость подачи одного заказа, руб.; q – размер заказа, тонн.

По классической модели величина A является постоянной и с увеличением объёма груза не изменяется.

Стоимость подачи и обработки одного заказа, включает в себя расходы с оформлением получения материалов, затраты на разработку условий поставки, стоимость контроля исполнения заказа, стоимость транспортировки заказа, стоимость погрузочно-разгрузочных работ.

Стоимость хранения запасов определяется по формуле:

$$C_{xp} = \frac{q}{2} \cdot i,$$

где i – стоимость хранения единицы товара в день, руб./тонн (i выражается как доля цены единицы товара).

Оптимальный размер заказа определяется по формуле Вильсона:

$$q_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{2 \cdot A \cdot Q}{i}}.$$

Несмотря на кажущуюся привлекательность формулы Вильсона для решения задачи оптимизации размера заказа, использование её ограничено.

Вывод формулы основывается на целом ряде допущений, большинство которых не может быть применено к практике бизнеса. К таким допущениям можно отнести следующие:

- модель применяется для одного вида товара;
- уровень спроса постоянен в течение планового периода времени;
- средний уровень запаса составляет половину размера заказа;
- интервал времени между поставками постоянен;
- время доставки постоянно;
- стоимость хранения запасов определяется исходя из среднего размера запаса;
- затраты на размещение заказа постоянны;
- цены на закупку постоянны;
- каждый заказ приходит отдельной поставкой;
- поставка приходится на склад единовременно, т.е. в рамках одного учётного периода (так называемая мгновенная поставка);
- темп потребления и отгрузки постоянен, приёмка осуществляется в момент времени, когда уровень запаса равен нулю;
- транспортный (транзитный), подготовительный, сезонный и страховой запасы отсутствуют;
- отсутствуют ограничения по производственным мощностям склада; отсутствуют потери от дефицита.

В соответствии с исследованиями, проведёнными учёными СибАДИ, стоимость подачи одного заказа – величина переменная, она определяется по формуле

$$A = Z_{mp} + Z_{пр} + Z_{оф},$$

где Z_{mp} – затраты на транспортировку груза, руб.; $Z_{пр}$ – затраты на проведение погрузочно-разгрузочных работ, руб.; $Z_{оф}$ – затраты на оформление заказа, руб.

$$Z_{mp} = \Sigma AЧ_p \cdot S_{ач},$$

где $\Sigma AЧ_p$ – суммарное время работы автомобилей в системе, ч; $S_{ач}$ – стоимость одного часа работы автомобиля, руб./ч.

$$Z_{пр} = q \cdot S_{1m},$$

где S_{1m} – стоимость погрузочно-разгрузочных работ на 1 тонну груза, руб./т.

Для расчёта затрат на хранение запаса на складе предлагается использовать формулу, которая учитывает дискретность расходования запаса на складе:

$$C_{xp} = S_{1m} \cdot \left(\sum_{i=1}^{T_n} (Q_c - Q_{cym}) + \sum_{k=1}^{T_{расх}} (МЖЗ - (k-1) - Q_{cym}) \right),$$

где i – день пополнения заказа ($i = 1, 2, 3, \dots, T_n$); T_n – время пополнения запаса до максимально желательного уровня, дни; S_{1m}^c – стоимость хранения одной тонны груза в сутки, руб./тонн · сут.; k – день расходования запаса ($k = 1, 2, 3, \dots, T_{расх}$); $T_{расх}$ – время расходования запаса до нулевого уровня, дни; Q_{cym} – суточная потребность в материале, тонн.

Максимальный желательный запас (МЖЗ), т.е. то количество груза, которое целесообразно хранить в логистической системе, может определяться различными способами. Одним из вариантов определения МЖЗ является приведение его в прямую зависимость от суточного объёма потребления материала (товара). В этом случае на складе создаётся k – дневная норма запаса:

$$МЖЗ = Q_{cym} \cdot T_{расх}.$$

При этом МЖЗ зависит от суточного спроса, поэтому его необходимо задать, и он не может быть меньше суточного потребления (Q_{cym}), т.е. $MЖЗ \geq Q_{cym}$.

При пополнении запаса до МЖЗ необходимо учитывать одновременное расходование запаса, поэтому формула определения времени цикла может быть представлена следующим образом:

$$T_{ц} = \frac{q_{зак}}{Q_{cym}},$$

где $q_{зак}$ – величина заказываемой партии, тонн.

В связи с этим продолжительность цикла, т.е. промежуток времени, в течение которого запас полностью расходуется, определяется:

$$T_{ц} = T_{п} + T_{расх}.$$

Количество машинозаявок для доставки заданного объёма за цикл определяется:

$$Z_{ц} = \frac{q_{зак}}{q \cdot \gamma}.$$

При заданном объёме МЖЗ величина заказываемой партии определяется по формуле:

$$q_{зак} = T_{п} \cdot Q_{с} + \Delta q,$$

где $Q_{с}$ – объём груза, который необходим, либо который может быть переработан в системе, тонн; Δq – возможный довозимый остаток, приходящийся на последний день пополнения, тонн.

Данная формула определения величины заказываемой партии учитывает пропускную способность системы, что является немаловажным фактором в логистической системе доставки грузов. Она определяется

$$Q_{max} = Z_{max} \cdot q_{н} \cdot \gamma,$$

где $q_{н}$ – номинальная грузоподъёмность автомобиля, тонн; γ – коэффициент использования грузоподъёмности; Z_{max} – количество машинозаявок, которое может быть обслужено в пункте с максимальным ритмом R_{max} .

$$Z_{max} = \frac{T_j}{R_{max}},$$

где T_j – продолжительность функционирования пункта с максимальным ритмом, ч; R_{max} – максимальный ритм пункта погрузки-выгрузки, мин.

$$R = \max\{R_{п}, R_{в}\}.$$

Ритм пункта погрузки-выгрузки рассчитывается по формуле:

$$R_{п/в} = \frac{t_{п(в)}}{X_{п(в)}},$$

где $t_{п(в)}$ – время на погрузку-выгрузку; $X_{п(в)}$ – количество постов погрузки-выгрузки.

Если $Q_{cym} \leq Q_{max}$, то время пополнения составит 1 день (мгновенное пополнение), если же данное условие не соблюдается, то необходимо рассчитать $T_{п}$:

$$T_{п} = \frac{MЖЗ}{Q_{с} - Q_{cym}}.$$

При этом округление числа происходит в меньшую сторону.
Объём в системе определяется:

$$\begin{cases} Q_{\text{сум}}, & \text{если } \text{МЖЗ} = Q_{\text{сум}}; \\ Q_c = \text{МЖЗ}, & \text{если } Q_{\text{сум}} < \text{МЖЗ} \leq Q_{\text{max}}; \\ Q_{\text{max}}, & \text{если } Q_{\text{сум}} < \text{МЖЗ} > Q_{\text{max}}. \end{cases}$$

Довозимый остаток Δq :

$$\Delta q = \text{МЖЗ} - Q_{\text{пополн}},$$

где $Q_{\text{пополн}}$ – величина пополнения за смену, которая рассчитывается как:

$$Q_{\text{пополн}} = T_n \cdot (Q_c - Q_{\text{сум}}).$$

В результате возникает необходимость рассмотрения процесса функционирования системы управления запасами с учётом реального характера протекания транспортного и складского процессов. Данная задача представляет интерес и для рассматриваемой логистической системы доставки горюче-смазочных материалов.

Литература:

1. Гаджинский А.М. Логистика : учебник. – М. : Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2012. – 484 с.
2. Гаджинский А.М. Проектирование товаропроводящих систем на основе логистики. – М. : Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2017. – 324 с.
3. Совершенствование системы доставки нефтепродуктов потребителям в городе Омске. – URL : http://knowledge.allbest.ru/transport/2c0a65625a2bd78a4c53b89521206d37_0.html
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 «Промсвещение-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. 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.
8. 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.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Методологические аспекты эксплуатационной надёжности оборудования нефтедобычи. Информационная компонента методологии и постановка задачи по построению информационной системы // Современные научные исследования. Выпуск 1. – Концепт. – 2013. – ART 53675. – URL : <http://e-koncept.ru/article/1097/>
11. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодёжной 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.
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Ежемесячный научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 7. – С. 43–49.
13. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность». Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – М. : Издательство ООО «Газоил пресс», 2013. – № 692/2013. – С. 91–95.

14. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д., Антониади Д.Г. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.

15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общей редакцией Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.

References:

1. Gadzhinsky A.M. Logistics : textbook. – M. : Publishing and trade corporation «Dashkov and K», 2012. – 484 p.

2. Gadzhinsky A.M. Design of commodity distribution systems on the basis of logistics. – M. : Publishing and trade corporation «Dashkov and K», 2017. – 324 p.

3. Improvement of system of delivery of oil products to consumers in the city of Omsk. – URL : http://knowledge.allbest.ru/transport/2c0a65625a2bd78a4c53b89521206d37_0.html

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. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

7. 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. – P.1. – 248 p.

8. 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. – P. 2. – 218 p.

9. 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.

10. Antoniadu D.G., Savenok O.V. Methodological aspects of operational reliability of the equipment of oil production. Information a component of methodology and problem definition on creation of an information system // Modern scientific research. Release 1. – Concept. – 2013. – ART 53675. – URL : <http://e-koncept.ru/article/1097/>

11. Sharypova D.D., Savenok O.V. 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. The section 8 Economy and management in the oil and gas industry. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 179.

12. Antoniadu D.G., Savenok O.V. Principles of formation of innovative and production and resource-saving methods and strategy // Monthly scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2013. – No. 7. – P. 43–49.

13. Antoniadu D.G., Savenok O.V. The prospects of rational use of associated petroleum gas in Russia // the Monthly scientific and technical and production magazine «Ga-zovaya Promyshlennost». Special issue of the Gazovaya Promyshlennost magazine: High school science – oil and gas branch. – M. : LLC Gasoil Press publishing house, 2013. – No. 692/2013. – P. 91–95.

14. Savenok O.V., Sharypova D.D., Antoniadu D.G. Methods and technologies of processing and effective use of associated petroleum gas // Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2013. – No. 10/2013. – P. 64–71.

15. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for installation of preparation of associated petroleum gas // Current trends of development of oil and gas and machine-building branches : the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm); under the general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T. M., 2016. – P. 21–29.

УДК 656.073

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К МАРШРУТИЗАЦИИ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ НА ПЕРЕВОЗКУ ГРУЗОВ

METHODOLOGICAL APPROACHES TO THE ROUTING OF VEHICLES WITH RESTRICTIONS ON THE TRANSPORT OF GOODS

Богоявленская О.И.

Кубанский государственный
технологический университет

Богоявленский И.А.

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 методические подходы к маршрутизации транспортных средств с ограничениями на перевозку грузов. По результатам моделирования наиболее эффективным методом проектирования процесса доставки грузов от поставщиков до потребителей в рамках логистической системы признана предлагаемая методика оптимизации, у которой наименьшая суммарная длина маршрутов по всем контрольным задачам (характеристика точности метода), сумма процентов отклонений от оптимального результата (характеристика стабильности метода).

Ключевые слова: маршрутизация перевозок, загрузка, разгрузка, автомобильный транспорт, транспортировка, управление перевозками, автомобильный транспорт.

Bogoyavlenskaya O.I.

Kuban state technological university

Bogoyavlenskiy I.A.

Kuban state technological university

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article describes the methodological approaches to the routing of vehicles with restrictions on the transport of goods. According to the simulation results, the most effective method of designing the process of delivery of goods from suppliers to consumers within the logistics system is the proposed optimization technique, which has the smallest total length of routes for all control tasks (characteristic of the accuracy of the method), the sum of percentages of deviations from the optimal result (characteristic of the stability of the method).

Keywords: routing of transport, loading, unloading, road transport, transportation, transportation management, road transport.

Составление рациональных маршрутов движения автомобилей, обеспечивающих сокращение непроизводительных холостых пробегов в целом по ПС – это маршрутизация перевозок. Задача составления рациональных маршрутов становится особенно актуальной при перевозках массовых грузов.

При составлении маршрутов возможно несколько подходов к организации процесса:

– за каждым поставщиком закрепляется группа автомобилей, которые работают по маятниковым маршрутам;

– автомобили не закрепляются за конкретными поставщиками, а маршрут может проходить через разные пункты погрузки-разгрузки (возможно сокращение суммарного пробега автомобиля за счет применения рациональных кольцевых маршрутов).

В случаях, когда количество поставщиков и потребителей не велико, можно построить рациональный план перевозок без использования математических методов проектирования [1, 2]. Но на практике, когда число потребителей и поставщиков является стохастической величиной, необходимо использование специальных методик для построения рациональных планов перевозок.

По одному маршруту могут перевозиться различные грузы, удовлетворяющие условию, при котором их можно транспортировать одним и тем же ПС. Поэтому перед составлением маршрутов необходимо классифицировать грузы, предъявленные к пе-

ревозке, на группы, однородные с точки зрения возможности их перевозки на одном и том же ПС. Маршруты составляют для каждой группы грузов отдельно [3].

Сложность задач маршрутизации заключается, как правило, в их большой размерности и множестве ограничений, которые могут динамически меняться.

В связи с тем, что перевозчик чаще всего обслуживает постоянных клиентов на определенной территории, при решении задачи маршрутизации с ограничениями на перевозку, сначала пытаются воспользоваться ранее рассчитанными маршрутами. Для этого создаются библиотеки маршрутов, и определение оптимального маршрута производится по алгоритму, представленному на рисунке 1.

Методика маршрутизации транспортных средств с ограничениями на перевозку грузов несколько отличается от маршрутизации перевозки обычных грузов без ограничений [4, 5]. Маршрутизация производится одним из двух описанных способов выше, но с учетом дорожных условий, знаков и ограничений наложенных на перевозку. В ходе расчета мы определяем наиболее удобный способ доставки грузов с минимальными затратами на перевозку, а далее накладываем географические условия и ограничения по ходу следования транспорта на маршруте для выявления наиболее короткого и экономически выгодного маршрута с учетом ограничений.

Ограничения на перевозку грузов могут быть:

- по габаритам;
- по допустимой массе;
- по нагрузке на ось;
- по общей массе;
- по скорости и др.

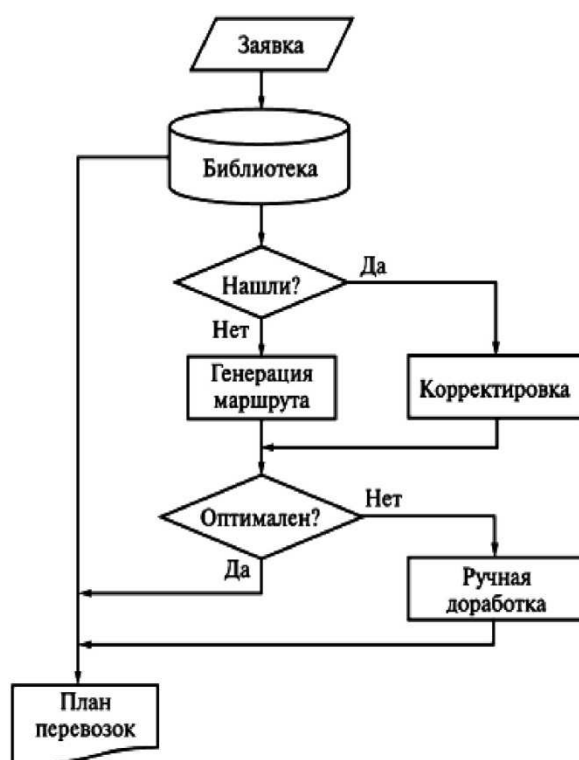


Рисунок 1 – Алгоритм планирования оптимального маршрута

Инженер составляет маршрут от пункта отправления в пункт назначения с соблюдением ПДД и с учетом описанных ограничений.

На рисунке 2 представлен алгоритм выбора действий при планировании маршрута с ограничениями на перевозку груза.

После составления маршрута инженер составляет заявку и отправляет ее в соответствующий орган на согласование маршрута. При отказе в согласовании определенного маршрута, маршрут корректируется и заявка отправляется повторно.

Большие объемы информации, возникающие в процессе выполнения перевозок, требуют срочной обработки, как в целях учета, так и в целях анализа, необходимого для оперативного логистического управления. Для корректировки в процессе управления необходимо регулярно выявлять и оценивать ущерб от ошибок, которые возникают в ходе логистической деятельности предприятия. С этой целью разработана методика оптимизации процесса доставки мелкопартионных грузов автомобильным транспортом, которая предусматривает перебор пунктов транспортной сети, включаемых в каждый маршрут перевозок с помощью процедуры рекурсии и обеспечивает рационализацию порядка их объезда методом «ветвей и границ». Суть предложенной программы состоит в том, что выдаются все возможные комбинации маршрутов доставки грузов. Для каждой комбинации определяется суммарная минимальная длина маршрута. И, наконец, из числа рассмотренных вариантов выбирается маршрут, который имеет минимальную суммарную протяженность. В соответствии с данной методикой разработана компьютерная программа по проектированию процесса доставки, написанная на языке программирования «Borland Delphi 6.0» под операционную систему Windows 98/Me/2000/XP. Интерфейс соответствует существующим стандартам эргономики, интуитивного восприятия, и, после краткого ознакомления, позволяет перейти к полноценной работе с программой.

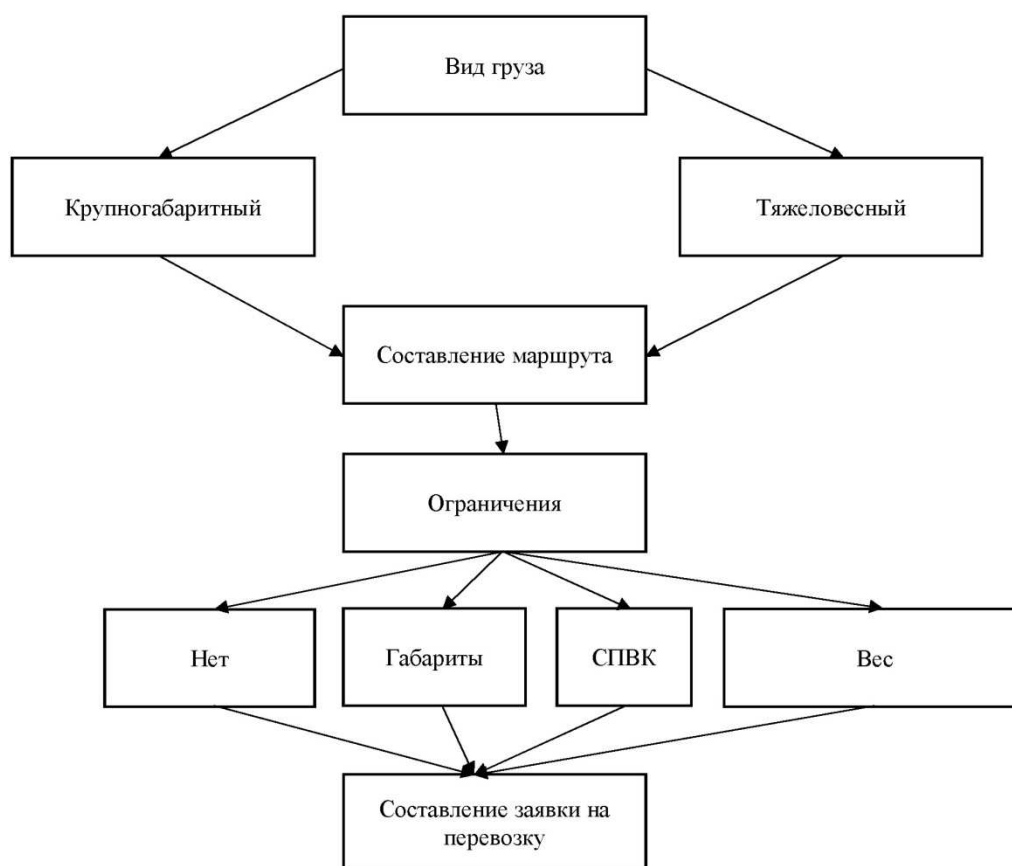


Рисунок 2 – Алгоритм выбора маршрутизации с ограничением

В качестве исходных данных приняты параметры: количество грузополучателей, грузоподъемность транспортного средства, суммарный объем вывоза (завоза) груза от грузоотправителя, объемы завозимого (вывозимого груза) для каждого грузополучателя, длины звеньев транспортной сети между пунктами.

Введение несколько ужесточенных ограничений по ряду параметров не противоречит сложившимся условиям перевозки грузов в городах, позволяет исключить необходимость обращения к элементам внешней памяти при выполнении расчетов, а следовательно, обеспечивает минимальные затраты машинного времени для решения задачи маршрутизации автомобильных перевозок. Последнее будет являться особен-

но существенным при организации ежедневного оптимального оперативного планирования в рамках логистической системы, особенно при большом количестве пунктов завоза грузов [1, 2].

Для проверки эффективности разработанной методики оптимизации развозочных маршрутов движения автомобиля проведены экспериментальные исследования путем моделирования. Для этого были разработаны конкретная транспортная сеть, совокупность клиентов, а также характеризующие их показатели.

Далее была сформулирована программа моделирования, включающая следующую последовательность расчетов:

- моделирование работы оператора-диспетчера предприятия, который ежедневно разрабатывает схемы доставки грузов от поставщиков до потребителей;

- моделирование системы доставки грузов с помощью экономико-математических методов, известных в логистике (метод «ветвей и границ», использование кратчайшей связывающей сети, метод суммирования по столбцам, метод Кларка-Райта) и с помощью предлагаемой компьютерной программы по проектированию процесса доставки мелкопартионных грузов;

- сопоставление полученных значений и определение отклонений суммарной длины развозочных маршрутов, рассчитанных по предложенной методике от расчетов операторов предприятий и от расчетов, полученных с использованием экономико-математических методов, применяемых в логистике для планирования работы автомобильного транспорта.

Т.е. анализ результатов показал, что доставка мелкопартионных грузов, планируемая оператором-диспетчером предприятия в рамках логистической системы, даже с применением экономико-математических методов, имеет тенденцию к заметному сокращению пробега транспортных средств. Тем не менее, традиционные методы планирования и организации перевозок, не могут обеспечить оптимальное решение, которое можно применить для повышения качества принимаемых решений. Тем более в современных условиях, когда из-за постоянного роста числа поставщиков и потребителей решение задач маршрутизации перевозок грузов методом ручного счета крайне затруднено, а во многих случаях и просто неосуществимо.

Таким образом, по результатам моделирования наиболее эффективным методом проектирования процесса доставки грузов от поставщиков до потребителей в рамках логистической системы признана предлагаемая методика оптимизации, у которой наименьшие суммарная длина маршрутов по всем контрольным задачам (характеристика точности метода), сумма процентов отклонений от оптимального результата (характеристика стабильности метода) [6, 7].

Имеется еще один факт существенного преимущества разработанной методики – она дает наименьшее из всех методов количество маршрутов, - что может оказаться решающим условием для выбора того или иного плана перевозок. По результатам эксперимента выяснилось, что с увеличением количества маршрутов движения автомобиля и с количества пунктов завоза, суммарная длина маршрута увеличивается. Очевидно, что при увеличении числа грузополучателей возрастает средняя ошибка отклонения от оптимального результата.

Литература:

1. Домбровский А.Н., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н., Надирян С.Л. Научные проблемы экономики транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2017. – 264 с.
2. Коновалова Т.В., Супрун О.С. К вопросу выбора критерия оптимизации маршрута при доставке грузов автомобильным транспортом // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 11. – С. 143–150.
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Супрун О.С. Проблемы обеспечения безопасности движения при доставке грузов в городских условиях / сборник: Развитие теории и практики автомобильных перевозок, транспортной логистики сборник научных трудов кафедры «Организация перевозок и управление на транспорте» (с международным участием). Министерство образования и науки Российской Федерации, Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ). – Омск, 2017. – С. 141–145.

4. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортно-го обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.
5. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Организационно-производственные структуры транспорта : учебное пособие. –Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 263 с.
6. Коновалова Т.В. Экономика дорожного движения : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Издание второе, переработанное и дополненное. – 156 с.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Влияние транспортной безопасности на экономические показатели работы автомобильного транспорта / сборник: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 183–185.
8. Сенин И.С., Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Особенности разработки проектов организации дорожного движения по маршруту перевозки крупногабаритных грузов. Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. – 2017. – Т. 1. – С. 65–70.

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., Suprun O.S. To a question of the choice of criterion of optimization of a route on delivery freights the motor transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – No. 11. – P. 143–150.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Suprun O.S. Problems of safety of the movement on delivery freights in city conditions / the collection: Development of the theory and practice of automobile transportations, transport logistics the collection of scientific works of «The Organization of Transportations and Management on Transport» department (with the international participation). Ministry of science and education of the Russian Federation, Siberian state automobile and road university (SibADI). – Omsk, 2017. – P. 141–145.
4. 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.
5. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Organizational and production structures of transport : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2014. – 263 p.
6. Konovalova T.V. Traffic economy : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – The edition second processed and added. – 156 p.
7. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Influence of transport safety on economic indicators of work of the motor transport / collection: Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 183–185.
8. Xining I.S., Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Features of development of projects of the organization of traffic along a route of transportation of large-size freights. Modernization and scientific research in a transport complex. – 2017. – Т. 1. – P. 65–70.

УДК 656.073

ДЕТСКИЙ ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНЫЙ ТРАВМАТИЗМ В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ

CHILDREN'S ROAD TRAFFIC INJURIES IN THE KRASNODAR REGION

Власова Е.С.

Кубанский государственный
технологический университет

Савчук Л.С.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Черная Т.Н.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы детского дорожно-транспортного травматизма в Краснодарском крае. Значительное увеличение дорожно-транспортных происшествий в Краснодарском крае вызвано ростом парка автотранспортных средств, связанным с глобальной урбанизацией и увеличением потребности в личном транспорте на фоне отставания в разработке качественной дорожной инфраструктуры. Детский дорожно-транспортный травматизм является составной частью общей проблемы дорожно-транспортного травматизма и безопасности дорожного движения.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, дорожно-транспортные происшествия, дорожно-транспортный травматизм, безопасность дорожного движения.

Vlasova E.S.

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Savchuk S.L.

Kuban state technological university

Nadiryana Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Chernaya T.N.

Kuban state technological university

Annotation. The article deals with the issues of children's road traffic injuries in the Krasnodar region. A significant increase in road accidents in the Krasnodar region is caused by the growth of the fleet of vehicles associated with global urbanization and an increase in the need for personal transport against the background of the backlog in the development of high-quality road infrastructure. Children's road traffic injuries are an integral part of the overall problem of road traffic injuries and road safety.

Keywords: road transport, road traffic accidents, road traffic injuries, road safety.

Дорожно-транспортный травматизм на сегодняшний день представляет собой проблему, волнующую не только наш регион – Краснодарский край, но и все мировое сообщество.

Значительное увеличение дорожно-транспортных происшествий в Краснодарском крае вызвано ростом парка автотранспортных средств, связанным с глобальной урбанизацией и увеличением потребности в личном транспорте на фоне отставания в разработке качественной дорожной инфраструктуры [1, 2].

Детский дорожно-транспортный травматизм является составной частью общей проблемы дорожно-транспортного травматизма и безопасности дорожного движения.

Статистика аварий с участием детей снова выросла как в целом по России, так и по Краснодарскому краю. По усредненным данным, ежегодно на улицах и дорогах страны гибнет 1500 и получает ранения 24000 несовершеннолетних участников дорожного движения.

Таблица 1 – Статистика детского дорожно-транспортного травматизма в Краснодарском крае за 2017 год

	ДТП	Погибло	Ранено
С детьми-пешеходами	304	14	298
С детьми-велосипедистами	45	0	45
По собственной неосторожности	161	6	156

Анализ статистики шокирует. Только в одном нашем регионе в 2017 году пострадало 499 детей.

Таблица 2 – Статистика детского дорожно-транспортного травматизма в Краснодарском крае за 2018 год

	ДТП	Погибло	Ранено
С детьми-пешеходами	250	10	250
С детьми-велосипедистами	47	2	45
По собственной неосторожности	140	2	139

В 2018 показатели оказались также, неутешительными: 434 ребенка пострадали в ДТП.

Проанализировав «антирейтинг» по количеству дорожно-транспортных происшествий с участием автомобилей с детьми, на первой строчке располагается Москва (118 отмеченных ГИБДД случаев), на втором месте Краснодарский край (95), замыкает тройку Санкт-Петербург (90).

Рост количества детского дорожно-транспортного травматизма обусловлен неэффективными профилактическими мероприятиями, разрабатываемыми и проводимыми для его снижения.

Правовые основы работы по профилактике детского дорожно-транспортного травматизма заложены в следующих нормативно-правовых актах:

- Федеральный закон №196-ФЗ от 10 декабря 1995 «О безопасности дорожного движения»;
- Федеральный закон №273-ФЗ от 29 декабря 2012 «Об образовании в Российской Федерации»;
- Федеральный закон № 196-ФЗ от 30 декабря 2001 «Кодекс РФ об административных правонарушениях»;
- Правила дорожного движения;
- Конвенция о правах ребёнка

Детская безопасность является одним из приоритетных направлений федеральной целевой программы «Повышение безопасности дорожного движения в 2014 – 2020 гг.». В рамках этой программы для снижения ДДТТ планируется реализовать следующие мероприятия:

- разработать программы, учебно-методические пособия, образовательные ресурсы (в том числе в электронном виде), разработать специализированный интернет-портал по обучению безопасному участию в дорожном движении учащихся, воспитанников дошкольных образовательных учреждений и общеобразовательных учреждений, учреждений дополнительного образования, в том числе с использованием инновационных образовательных продуктов и современных компьютерных технологий;
- разработать модульные программы повышения квалификации педагогических работников дошкольных образовательных учреждений и общеобразовательных учреждений, учреждений дополнительного образования по вопросам обучения учащихся, воспитанников навыкам безопасного участия в дорожном движении и рекомендаций по их использованию;
- разработать оборудования (уголки по правилам дорожного движения, тренажеры, компьютерные программы и др.) для образовательных учреждений в целях использования их в процессе обучения детей безопасному участию в дорожном движении;
- приобрести мобильные автогородки для организаций в субъектах Российской Федерации, осуществляющих деятельность по формированию у детей дошкольного и школьного возраста навыков безопасного поведения на улично-дорожной сети;
- создать федеральные экспериментальные центры (полигоны) «Детский автогород»;
- построить детские автогородки, организовать на их основе базовых учебно-методических центров по изучению детьми, а также педагогическим составом общеобразовательных учреждений, учреждений дополнительного образования детей и дошкольных образовательных учреждений основ безопасного участия в дорожном движении;

– провести всероссийские массовые мероприятия с детьми (конкурсы, фестивали отрядов юных инспекторов движения «Безопасное колесо», профильные смены активистов отрядов юных инспекторов движения, чемпионаты юношеских автошкол по автомногоборью, конкурсы образовательных учреждений по профилактике детского дорожно-транспортного травматизма) по профилактике детского дорожно-транспортного травматизма и обучению безопасному участию в дорожном движении;

– изготовить и распространить световозвращающие приспособления среди дошкольников и учащихся младших классов образовательных учреждений.

Ежегодно организуются и проводятся Всероссийские целевые профилактические мероприятия «Внимание – дети!», Всероссийский конкурс юных инспекторов движения «Безопасное колесо», Всероссийские профильные смены Юных Инспекторов Движения, Межгосударственный слет ЮИД, чемпионаты по автомногоборью, автопробеги юношеских автошкол, конкурс среди общеобразовательных учреждений по профилактике детского дорожно-транспортного травматизма «Дорога без опасности» [3, 4].

Деятельность по профилактике детского дорожно-транспортного травматизма включает в себя комплекс профилактических мероприятий, проводимых совместно с сотрудниками Госавтоинспекции, с работниками отделений профилактики правонарушений несовершеннолетних, участковыми уполномоченными милиции, заинтересованными лицами федеральных органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, местных органов управления образования, воспитателями и педагогами дошкольных, общеобразовательных учреждений и учреждений системы дополнительного образования, представителями средств массовой информации и общественных объединений.

Основными компонентами системы профилактики детского дорожно-транспортного травматизма являются:

– органы исполнительной власти (Управление ГИБДД и управление образования);

– образовательные учреждения, в структуре которых работают педагоги, владеющие знаниями, методами обучения и воспитания школьников;

– учреждения социально-культурной сферы;

– организации и ведомства, причастные к профилактике ДДТТ.

Мероприятия по снижению ДДТТ проводятся по нескольким основным направлениям, одним из которых является обучение детей основам правил дорожного движения (ПДД).

В средних общеобразовательных учреждениях с детьми младшего и среднего школьного возраста проводятся занятия по основам безопасного поведения на дороге. Но, к сожалению, при проведении занятий педагогами часто допускается множество ошибок, искажающих смысл ПДД и провоцирующих детей на совершение нарушений, приводящих к тяжелым последствиям [5, 6]. Дети – это особая категория пешеходов и пассажиров. К ним должны применяться специальные методы обучения, адаптированные к возрастной категории детей. Например, нельзя дословно доводить текст ПДД для детей младшего школьного возраста, так как нормативное изложение обязанностей пешеходов и пассажиров на недоступной им лексике, затрудняет процесс обучения и воспитания детей. Поэтому при проведении занятий необходимо учитывать психофизиологические особенности детей определенной возрастной группы, адаптировать текст ПДД и методику преподавания в соответствии с возрастом учащихся. И эта обязанность возлагается на педагога.

Дети разного возраста имеют разные психофизиологические особенности, отличающие их от взрослых и определяющие их поведение на дороге. Сюда следует отнести: маленький рост; короткий шаг; сектор обзора (меньше чем у взрослых на 15–20%); ограниченная слуховая ориентация; замедленная реакция на опасность (3–4 секунды, вместо 0,8–1 секунды у взрослого) и многое другое. Восприятие дорожного движения у детей затрудняется чаще всего отсутствием (или недостаточной сформированностью) одновременности восприятия изменения формы и положения объекта в пространстве (приближающийся автомобиль). Оценка же движущихся транспортных средств подвержена влиянию контрастов. Чем больше размер транспортного средства, значительнее его отличия от общего цветового фона и звуков окружающей обстановки, тем «быстрее» дети представляют движение [7].

Большинство детей младшего школьного возраста не имеют представления об остановочном пути автомобиля и его изменении в зависимости от различных внешних факторов. Движения автомобиля у многих детей ассоциируется с движением игрушечных транспортных средств, которые можно в любой момент мгновенно остановить.

Кроме того, очень большое значение имеет эмоциональное состояние ребенка, от которого зависит восприятие дорожной обстановки. Поэтому безопасность детей зависит не только от их психофизиологических характеристик, но и от метода обучения, в котором должны учитываться все особенности учеников.

Часто занятия для младших школьников проводятся в игровой форме для того, что бы разнообразить процесс обучения детей ПДД и сделать его более эффективным. Но в игре нельзя делать акцент на символах, изображенных на дорожных знаках, на сигналах светофора без моделирования конкретных дорожных ситуаций. Детям в первую очередь необходимо усвоить ПДД и значение дорожных знаков для пешеходов, поэтому не стоит нагружать их информацией, предназначенной для водителей – в этом случае дети не смогут выделить и запомнить действительно важную для них информацию. Кроме того, необходимо учитывать, что в современной дорожной обстановке некоторые пункты ПДД для пешеходов безопаснее выполнять не в полном соответствии с их формулировкой, а иногда и не выполнять вовсе.

Например, утверждение, что стоящий безрельсовый транспорт (автобус, троллейбус) следует обходить сзади, а рельсовый (трамвай) – спереди, потеряло свою актуальность. Как показывает практика, такая установка является опасной и может привести к дорожно-транспортному происшествию. Ребенку необходимо объяснить, что если необходимо перейти через проезжую часть, то при выходе из любого маршрутного транспорта (будь то трамвай, троллейбус или автобус), нельзя обходить его ни спереди, ни сзади. Нужно дойти до ближайшего пешеходного перехода, и подождать, пока транспортное средство отъедет от остановки и только потом переходить дорогу. Причем в том месте, где она хорошо просматривается в обе стороны.

Так же распространенной ошибкой является объяснение детям правил перехода через проезжую часть. Детей учат смотреть сначала налево, а дойдя до середины проезжей части – направо. Но необходимо учитывать тот факт, что многие водители нарушают ПДД, выезжая на полосу встречного движения, поэтому необходимо посмотреть сначала налево, затем направо, потом еще раз налево и только убедившись в отсутствии автомобилей или в их полной остановке выходить на проезжую часть. Так же не совсем правильно трактуются значения сигналов светофора. Красный – запрещающий, зеленый – разрешающий, желтый – сигнал приготовиться к переходу. В современных реалиях необходимо и красный, и желтый сигналы светофора отнести к запрещающим – так как водители зачастую продолжают движение на желтый и даже на красный свет. Зеленый сигнал – разрешающий, но перед движением даже на зеленый свет необходимо убедиться в отсутствии или полной остановке автомобилей. Необходимо объяснять детям, что опасность совершения дорожно-транспортного происшествия может возникнуть не только на проезжей части, а в любом месте – в жилой зоне, где тоже движутся автомобили, и даже на тротуаре – многие водители используют их в качестве места для парковки, нарушая ПДД.

Не следует использовать при обучении веселые истории или смешные иллюстрации, мультфильмы – они создают впечатление нереальности опасности, а так же мешают детям воспринимать важную информацию. Так же нельзя при объяснении употреблять уменьшительно-ласкательные формы слов – это тоже создает эффект незначительности опасности, ведь «машинка на дорожке» вреда никому причинить не может.

Детский травматизм во всех странах становится предметом особой озабоченности широкого круга лиц и работников различных специальностей. В настоящее время от травм и несчастных случаев умирает во много раз больше детей, чем от детских инфекционных заболеваний. В возникновении повреждений существенное значение имеют анатомо-физиологические и психологические особенности детей, их физическое и умственное развитие, недостаточность житейских навыков, повышенная любознательность и т.п. Только при правильной методике, совместной работе учителей, родителей и сотрудников Госавтоинспекции можно добиться снижения уровня детского дорожно-транспортного травматизма.

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. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Основные направления профилактики детского травматизма на дорогах // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2013. – Т. 2. – № 2 (71). – С. 282–285.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2015.
4. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 11–2. – С. 269–271.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методические основы оценки эффективности системы управления безопасностью движения на автотранспортных предприятиях. – Краснодар, 2015.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Ненастин С.В. Особенности финансово-экономического анализа деятельности автотранспортных предприятий // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2015. – № 3 (43). – С. 137–141.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Влияние транспортной безопасности на экономические показатели работы автомобильного транспорта / сборник: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 183–185.

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. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. The main directions of prevention of children's traumatism on roads // the Bulletin of the Saratov state technical university. – 2013. – Т. 2. – No. 2 (71). – P. 282–285.
3. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. The systems of automation on the motor transport. – Krasnodar : Kuban state technological university, 2015.
4. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. Introduction of the automated system of transport logistics at the motor transportation enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – No. 11–2. – P. 269–271.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Methodical bases of assessment of system effectiveness of management of traffic safety at the motor transportation enterprises. – Krasnodar, 2015.
6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nenastin S.V. Features finansovo-ekonomiches-whom analysis of activity of the motor transportation enterprises // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – No. 3 (43). – P. 137–141.
7. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Influence of transport safety on economic indicators of work of the motor transport / collection: Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 183–185.

УДК 528

ГЕОДЕЗИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗЛИЧНЫХ СООРУЖЕНИЙ

GEODETIC CALCULATIONS FOR THE DESIGN OF VARIOUS STRUCTURES

Гориславский Андрей Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
agorislavskij@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена геодезическим расчетам различных сооружений. Особое внимание в статье уделено проектированию линейных объектов.

Ключевые слова: расчеты линейных сооружений, расчеты трасс.

Gorislavsky Andrey Andreevich

Student,
Kuban State University of Technology
agorislavskij@mail.ru

Annotation. This article is devoted to the geodetic calculations of various structures. Special attention is paid to the design of linear objects.

Keywords: calculations of linear structures, calculation of traces.

Геодезические расчеты при проектировании трасс линейных сооружений

Главной задачей проектирования линейных построек считается подбор оптимального положения линии трассы на территории. Выбранный вид должен учитывать сбалансированность размеров земельных работ, хорошо вписываться в существующий окружающую ситуацию, выполняя минимальные нарушения в ней. При выполнении проектирования обязательно должны быть соблюдены технические требования, которые зависят от будущего строения. Основная масса данных вопросов необходима для решения проектирования камерального и полевого трассирования. После выбора главного вида камеральным путем и исполнения полевого трассирования, оформляют продольный и поперечный профили территории и приступают к проектированию линии трассы согласно известной высоты [1, с. 223].

Проектный вид линейной постройки хотят сделать, следуя техническим критериям, экономическим условиям и особенностям его эксплуатации. При проектировании автомобильных путей и железных дорог главный интерес уделяется обеспечению плавного и безопасного перемещения с предельной скоростью. Согласно данному обстоятельству уклон проектной линии никак не должен быть выше предельной величины, а радиус вертикальной кривой должен быть меньше допустимого измерения. При проектировании, находящийся под землей трубопроводов, уклон профиля обязан гарантировать перемещение воды в трубах с определенной скоростью, исключая осадок взвешенных элементов при наименьших уклонах и истирание труб песком и жесткими частичками при максимальных уклонах. Углубленность заложения труб от поверхности должна быть такой, чтобы трубы никак не рушились вследствие нагрузок на них транспортных средств, а смесь никак не замерзала. Как правило, канализации диаметр 150, 200 и 1250 миллиметров (и больше) получают соответственно 7,5 и 0,5 %. С параметром металлических труб наибольший наклон должен быть таким, чтобы скорость жидкости никак не превысила 8 м/с, а для неметаллических труб – 4 м/с. Углубленность заложения водопровода должна быть ниже глубины сезонного промерзания грунта в 0,3–0,5 м, а канализации – в 0,3–0,5 м выше этого уровня. Газопроводы прокладывают на глубине 0,8 м от поверхности [2, с. 97].

С целью защиты дорог предусматривают размещение их в насыпи. В соответствии с данными на равнинной и слабопересеченной территории используют «обертывающее» положение проектной линии. На пересеченной местности применяют много способов. В данном случае при прокладке трассы необходимо стараться соблюдать баланс земельных работ: размеры грунта, взятого из выемок, должны соответствовать объемам грунта, требуемой насыпи. Проектную линию на профиле устанавливают положение ряда контрольных точек, отметки которых получают за исходные расчеты. К

подобным оценкам относят высоты начала и конца трассы, отметки переходов через водные преграды и пересечения с существующими дорогами, отметки переходов к имеющимся трассам и т.п. Создание проектного профиля начинают от контрольной точки: планируют начало и конец места с однородным предназначенным скатом, устанавливают его длину и считают предварительный угол. Для строительства постройки и вычисления объема земельных трудов по всем точкам трассы вычисляют рабочие отметки [3, с. 51].

По формулам вычисляют главные компоненты круговых искривлений, а далее устанавливают отметку половины искривлений. Для определения остальных отметок применяют метод прямоугольных координат. При этом поверхность данной разбивки располагают не в горизонтальном положении, а в вертикальном положении. С целью подсчета размеров земельных работ на поперечные профили наносят проектные сечения линейного сооружения и схематически определяют площади сечений. При проектировании продольных профилей трубопроводов выполняют подобные вычисления: вычисляют проектные высоты лотков труб в любом колодце либо в камере и проектные углы между ними; вместо рабочих оценок устанавливают глубину заложения лотков от поверхности. Контурные профили, находящиеся под землей трубопроводов, содержат информацию о материале труб, их диаметре, инженерных сетях, пересекающих данную линию.

В наше время происходит переход к высококачественно новейшему методу проектирования линейных сооружений – проектированию с применением ЭВМ. [4, с. 187]. Проектные вычисления для данного случая легко поддаются программированию, и применение их в том числе небольшой вычисляемой техники предоставляет видимый результат. Особенной перспективностью и огромным экономическим эффектом различаются системы автоматизированного проектирования (САПР). [5, с. 195]

Геодезические расчеты при проектировании трассы автодороги

Нанесение проектной линии продольной оси трассы автомобильной дороги на профиль

Нанесение проектной линии предполагает собой непростую единую задачу, при которой должны быть обеспечены:

- возможно меньшие продольные уклоны;
- хорошая видимость и плавность пути, позволяющее автомобилям развивать высокие скорости;
- отвод воды от земляного полотна;
- увязка проектной линии с контрольными точками, имеющими заданные отметки: настилы мостов, примыкания существующих дорог, пересечения с другими автомобильными и железными дорогами в одном или разных уровнях;
- лучшие эксплуатационные показатели в зимний период времени;
- снижение стоимости сооружения и удобство механизированного производства работ [6, с. 241].

Подобные требования с целью любого класса путей повергнуты в СНиПах и иных нормативных бумагах.

Учитывая большие требования и конкретизируя их с целью, в нашем случае, следует присутствие конструирования и нужно придерживаться последующих требований:

- максимальный уклон проектной линии 50%;
- отметка проектной линии на пикете должна быть равна 0 (черной отметке);
- отметка настила через реку должна быть на 3м выше уреза воды;
- мост и подходы к нему запроектировать с нулевыми уклонами до ближайших пикетов;
- проектная линия должна пересекать существующую железную дорогу на отметке головки рельсы;
- объемы земляных работ должны быть минимальными и сбалансированными (на глаз);
- точки изменения уклона трассы должны совпадать с закрепленными пикетами [7, с. 253].

В соответствии с принятыми условиями проектирования при нанесении проектной линии рекомендуется придерживаться следующего порядка:

- записать в строку красных отметок напротив пикета 0 проектную линию, соблюдая заданные условия (рекомендуется пользоваться прозрачной линейкой);
- установить уклон первого участка проектной линии по формуле:

$$i = \frac{H_K - H_H}{d},$$

где H_K – отметка конечной проектной линии, определяется графически по профилю; H_H – отметка начальной точки, записанная в строке красных отметок; d – расстояние между крайними точками проектной линии [8, с. 99].

В нашем примере:

$$i = \frac{94,50 - 99,57}{300} = -0,0169 \text{ или } i = -17 \text{ ‰}.$$

Если при этом уклон проектной линии выразится не в целых десятитысячных, его следует округлить до ближайшего целого тысячного и заново вычислить отметку конца проектной линии по формуле:

$$H_K = H_H + i \cdot d,$$

где i – уклон, округленный до целых тысячных [9, с. 107].

Приняв отметку этой точки за исходную, аналогично устанавливаются уклоны последующих участков.

Заполним строку уклонов (в числителе уклон в мм, в знаменателе – длина линии в м.) [10, с. 372].

Заключение

Использование высокоточных геодезических инструментов в сочетании с системами автоматизированного проектирования позволяет делать очень точные расчеты и качественно проводить весь комплекс геодезических и обмерных работ в составе строительства, из которых складывается успех строительного процесса в целом.

Литература:

1. Строительство автомобильных дорог / под ред. В.К. Некрасова. – М. : Транспорт, 1980. – Т. 1. – 416 с. – URL : http://www.stroitelstvo-new.ru/geodesy/lin_trass.shtml (Дата обращения: 16.07.2018).
2. Курс инженерной геодезии : Учебник для вузов / под ред. В.Е. Новака. М. : Недра, 1989. – 430 с. – URL:<https://studfiles.net/preview/1977444/> (Дата обращения:16.07.2018).
3. Шевченко А.А., Смолина А.И., Гуцалова А.А. Проблемы геодезических изысканий линейных объектов и способы их устранения // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 10. – С. 49–59.
4. Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Гура Т.А., Муриев Т.А. О прохождении учебной геодезической практики в КубГТУ студентами направлений «Строительство» // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 12. – С. 180–194.
5. Гура Т.А., Мокрицкий А.А. Особенности работы в координатах и с использованием линейно-угловой засечки при определении осадок сооружений / сборник статей Международной научно-практической конференции: «Европейские научные исследования»; под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. – 2016. – С. 195–199.
6. Гура Т.А., Погодина П.В., Ищук Ю.П., Рабданов Д.М., Гайко Е.В. Среда Autocad Civil 3d: анализ программы, способы и методы обработки данных инженерно-геодезических изысканий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 240–242.
7. Гура Т.А., Сикорская М.Н.А., Каранова В.В., Себелева А.А., Бирюкова А.О. Геодезическое обеспечение при мелиоративном строительстве // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 250–255.
8. Гура Т.А., Глазков Р.Е. Точность и надежность электронных тахеометров // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 11 (364). – С. 90–99.

9. Абушенко С.С., Амиров Э.К., Гура Д.А., Аветисян Г.Г. Проблемы, возникающие при выполнении контрольно-исполнительной съемки / Материалы IV Международной научно-практической конференции: «Науки о земле на современном этапе». – 2012. – С. 107–109.

10. Касмынина М.Г., Малыгина Т.А., Горбачёв С.Ю. ГИС как инструмент стратегического развития территории г. Ставрополя / Сборник научных статей по материалам V Международной научной конференции: «Эволюция и деградация почвенного покрова». – 2017. – С. 371–372.

References:

1. Construction of highways / under the editorship of V.K. Nekrasov. – M. : Transport, 1980. – Т. 1. – 416 p. – URL : http://www.stroitelstvo-new.ru/geodesy/lin_trass.shtml (Date of the address: 7/16/2018).

2. Course of engineering geodesy: The textbook for higher education institutions / under the editorship of V.E. Novak. M. : Nedra, 1989. – 430 p. – URL : <https://studfiles.net/preview/1977444/> (Date obrashchaniya:16.07.2018).

3. Shevchenko A.A., Smolina A.I., Gutsalova A.A. Problems of geodetic researches of linear objects and ways of their elimination // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 10. – P. 49–59.

4. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura T.A., Muriyev T.A. About passing of educational geodetic practice in KubGTU students of the Construction directions // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 12. – P. 180–194.

5. Gura T.A., Mokritsky A.A. Features of work in coordinates and with use linearly – an angular notch when determining a deposit constructions / collection of articles of the International scientific and practical conference: «The European scientific research»; under the general edition of G.Yu. Gulyaev. – 2016. – P. 195–199.

6. Gura T.A., Pogodina P.V., Ishchuk Yu.P., Rabdanov D.M., Gayko E.V. Autocad Civil 3D environment: analysis of the program, ways and methods of data processing of engineering and geodetic researches // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 2. – P. 240–242.

7. Gura T.A., Sikorskaya M.N.A., Karanova V.V., Sebeleva A.A., Biryukova A.O. Geodetic support at meliorative construction // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 2. – P. 250–255.

8. Gura T.A., Glazkov R.E. Tochnost and reliability of electronic tacheometers // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – No. 11 (364). – P. 90–99.

9. Abushenko S.S., Amirov E.K., Gura D.A., Avetisyan G.G. The problems arising when performing control and executive shooting / Materials IV International nauchno-prakti-a chesky conference: «Sciences about the earth at the present stage». – 2012. – P. 107–109.

10. Kasmynina M.G., Malykhina T.A., Gorbachev S.Yu. GIS as instrument of strategic development of the territory of the Stavropol / collection of scientific articles on materials V of the International scientific conference: «Evolution and degradation of a soil cover». – 2017. – P. 371–372.

УДК 656.073

**АЛГОРИТМ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА
НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ**

**ALGORITHM OF ORGANIZATION OF THE PROCESS
OF PROFESSIONAL DEVELOPMENT OF PERSONNEL IN ROAD TRANSPORT**

Коновалова Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Папазьян М.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрен алгоритм организации процесса профессионального развития персонала на автомобильном транспорте. На структуру персонала организации оказывают влияние особенности производства, его специализация и масштабы производственного процесса, то есть удельный вес каждой категории работающих зависит от развития техники, технологии и организации производства.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, автотранспортное предприятие, управление персоналом, кадровая политика, конкурентоспособность, прогнозирование, экономика.

Konovalova T.V.

Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna

Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Papazian M.V.

Kuban state technological university

Annotation. The article describes the algorithm of the organization of the process of professional development of personnel in road transport. The structure of the organization's personnel is influenced by the characteristics of production, its specialization and the scale of the production process, that is, the proportion of each category of workers depends on the development of technology, technology and organization of production.

Keywords: automobile transport, motor transport enterprise, personnel management, personnel policy, competitiveness, forecasting, economy.

В целом, суть, которую мы вкладываем в управление профессиональным развитием персонала, можно свести к трем основным задачам:

- формирование и развитие у сотрудника способностей и моделей поведения, которые коррелируют с целями и задачами компании;
- создание на производстве социально-экономических и производственно-технических условий для максимальной реализации способностей сотрудника;
- реализация двух вышеизложенных задач в соответствии не только с потребностями компании, но и интересами сотрудника.

Обучение и развитие персонала помогает ряд распространенных среди компаний любого типа задач:

- соответствие стандартам выполнения работы;
 - зачастую сотрудник не соответствует предъявляемым требованиям просто потому, что не имеет четкого представления об ожиданиях работодателя [1, 2];
- сохранение накопленного опыта, знаний, навыков;
 - обмен знаниями внутри компании сделает ее более независимой, защитит в случае потери ценного сотрудника;
- подготовка персонала для осуществления будущих планов и проектов;
 - долгосрочное планирование должно включать не только просчет возможных выгод и рисков, но и оценку возможностей сотрудников наряду с развитием необходимых способностей [3, 4];
- планирование структуры компании: подготовка будущих руководителей;
 - любая ключевая позиция в организации нуждается в страховке, каждому важному сотруднику необходим потенциальный преемник;

- подготовка нового сотрудника;
 - новичка необходимо поддержать с первых дней работы. Часто обучение нового сотрудника эффективнее поиска по сжатоному набору критериев;
- сохранение корпоративной культуры;
 - известная история развития управления персоналом наглядно показывает, что обучение персонала создает положительный имидж компании, а ценности и принципы, заложенные с первого дня работы, определяют результаты;
- создание позитивной атмосферы и здоровой конкуренции;
 - обучение способно свести к минимуму периоды застоя, а привычка постоянно развиваться обеспечивает здоровую конкуренцию среди сотрудников [5];
- поддержка системы мотивации.

Возможность обучения и развития – один из определяющих критериев при поиске работы. Обучение способно улучшить климат в коллективе, предотвратить «текучесть» персонала.

В любом случае, технология управления развитием персонала организации должна представлять отлаженную систему, направленную на профессиональное развитие и карьерный рост сотрудников компании. Только в этом случае она поможет в решении вышеизложенных задач и станет взаимно эффективной для работодателя и персонала [6, 7].

Управление развитием персонала – это вполне определенный бизнес-процесс.

Следовательно, можно выделить достаточно обособленные этапы развития управления персоналом.

Предшествующие запуску данного алгоритма этапы сходны для большинства организаций. Как правило, процесс начинается с появлением экстренных, но довольно спонтанных требований к обучению. В такой ситуации комплексный подход, анализ и системность процессов приносятся в жертву «горящей» потребности.

На рисунке 1 представлен алгоритм организации процесса профессионального развития персонала.



Рисунок 1 – Алгоритм организации процесса профессионального развития персонала

Согласно данной схеме, вначале определяется потребность в обучении персонала, после чего формируется бюджет обучения. Далее определяются цели обучения (определение критериев оценки). Затем происходит определение содержания программ (выбор методов обучения), после чего назначается обучение, в результате чего – профессиональные знания и навыки. И заключительный этап – определение критериев оценки.

Одной из главных частей алгоритма организации процесса профессионального развития персонала является выбор обучения персонала предприятия.

На рисунке 2 наглядно представлена классификация видов обучения.

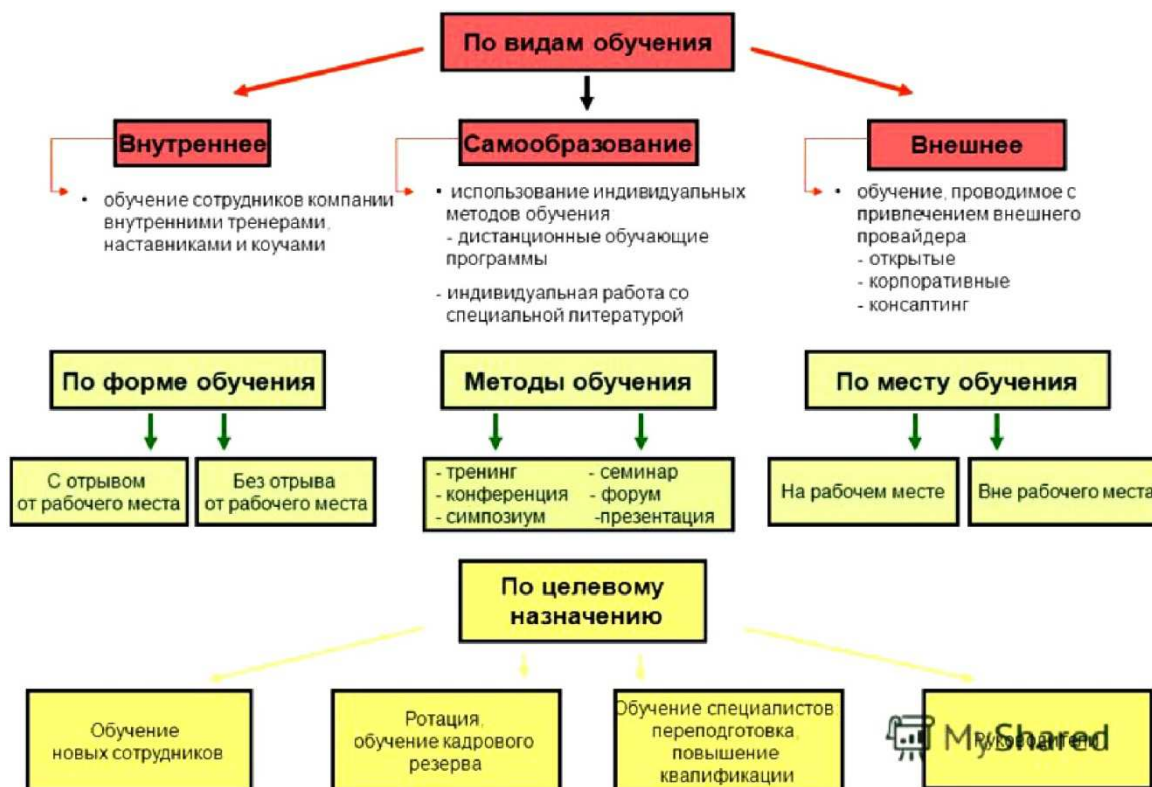


Рисунок 2 – Классификация видов обучения

Главным элементом всей системы управления народным хозяйством являются кадры, которые в одно и тоже время могут выступать как объектом, так и субъектом управления. Работники предприятия выступают объектом потому, что они являются частью производственного процесса. Кадры представляют собой штатный состав работников предприятий, учреждений, организаций подразделяются на две большие группы: кадры управления и рабочие кадры [8,9].

От того, в какой степени предприятие обеспечено трудовыми ресурсами и насколько они эффективно используются, зависят объем и своевременность выполнения всех работ, эффективность использования оборудования, машин, механизмов и как результат – объем производства продукции, ее себестоимость, прибыль и ряд других экономических показателей.

Рациональное использование промышленно-производственного персонала – неперемнное условие, обеспечивающее бесперебойность производственного процесса и успешное выполнение производственных планов.

При анализе различных аспектов использования трудовых ресурсов используют различные показатели.

При изучении показателей трудовых ресурсов в первую очередь обращается внимание на то, как организация обеспечена необходимым персоналом. С этой целью рассматриваются:

- состав и структура промышленно-производственного персонала;
- обеспеченность организации и ее подразделений рабочими, административно-управленческим персоналом;
- обеспеченность квалификационным составом работающих;
- движение рабочей силы.

На структуру персонала организации оказывают влияние особенности производства, его специализация и масштабы производственного процесса, то есть удельный вес каждой категории работающих зависит от развития техники, технологии и организации производства.

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., Папазыян М.В. Современное состояние кадрового обеспечения автомобильного транспорта // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2017. – № 1 (53). – С. 150–158.
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Мелешенко О.И., Папазыян М.В. К вопросу повышения безопасности движения при организации автомобильных перевозок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 48–50.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Гусикова А.Ф., Папазыян М.В. Управление персоналом для повышения безопасности движения на автотранспортных предприятиях // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2018. – № 1. – С. 144–147.
5. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Организационно-производственные структуры транспорта : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 263 с.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Научные проблемы обеспечения безопасности движения на автотранспортном предприятии / Международный конгресс: «Архитектура, строительство, транспорт» 67-я научно-практическая конференция «Теория, методы проектирования машин и процессов в строительстве» посвящённая 100-летию со дня рождения засл. деятеля науки и техники РСФСР, д-ра техн. наук, профессора Т.В.Алексеевой (с международным участием) Секция № 7 «Автотранспортное обеспечение строительных потоков» : Сборник научных трудов № 6: «Технология, организация и управление автомобильными перевозками. Теория и практика». ФГБОУ ВПО «СибАДИ». – 2013. – С. 48–52.
7. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методика оценки работы автотранспортных предприятий по обеспечению безопасности движения // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2015. – № 4 (179). – С. 62–64.
8. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Миронова Ю.П. К вопросу эффективности кадрового обеспечения на автомобильном транспорте / Материалы III Международной научно-практической конференции, в рамках 3-го Международного Научного форума Донецкой Народной Республики: «Научно-технические аспекты инновационного развития транспортного комплекса»; Донецкая академия транспорта; ГУ «Институт Экономических Исследований». – 2017. – С. 169–172.
9. Князев Р.И., Коновалова Т.В., Мелешенко О.И., Надирян С.Л., Папазыян М.В. Стратегическое планирование организации эффективного взаимодействия служб и подразделений автотранспортного предприятия / Материалы IV Международной научно-практической конференции: «Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса»; ответственный редактор С.И. Климашин. – 2014. – С. 129–132.

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., Papazyan M.V. Current state of staffing of the motor transport // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2017. – No. 1 (53). – P. 150–158.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Meleshchenko O.I., Papazyan M.V. To a question of increase in traffic safety at the organization of automobile transportations // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2014. – No. 1. – P. 48–50.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Gusikova A.F., Papazyan M.V. Management of personnel for increase in traffic safety at the motor transportation enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2018. – No. 1. – P. 144–147.
5. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Organizational and production structures of transport : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2014. – 263 p.
6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Scientific problems of safety of the movement at the motor transportation enterprise / the International congress: «Architecture, construction, transport» the 67th scientific and practical conference «The Theory, Design Methods of Cars and Processes in Construction» devoted to the 100 anniversary since birth zasl. the figure of science and technology of RSFSR, the Dr. Sci. Tech., professor T.V. Alekseeva (with the international participation) Section No. 7 «Motor transportation providing construction streams»: Collection of scientific works No. 6: «Technology, organization and management of automobile transportations. Theory and practice». FGBOU VPO «SibADI». – 2013. – P. 48–52.
7. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Technique of evaluation of the work of the motor transportation enterprises for safety of the movement // Bulletin of the Orenburg state university. – 2015. – No. 4 (179). – P. 62–64.

8. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Mironova Yu.P. To a question of efficiency of staffing on the motor transport / Materials III of the International scientific and practical conference, within the 3rd International Scientific forum of the Donetsk National Republic: «Scientific and technical aspects of innovative development of a transport complex»; Donetsk academy of transport; GU «Institute of Economic Researches». – 2017. – P. 169–172.

9. Knyazev R.I., Konovalova T.V., Meleshchenko O.I., Nadiryan S.L., Papazyan M.V. Strategic planning of the organization of effective interaction of services and divisions of the motor transportation enterprise / Materials IV of the International scientific and practical conference: «Prospects of development and safety of a motor transportation complex»; editor-in-chief of S.I. Klimashin. – 2014. – P. 129–132.

УДК 004.42/004.65:692

СОВМЕСТНАЯ РАБОТА В BIM360 DESIGN

JOINT WORK IN BIM360 DESIGN

Гура Дмитрий Андреевич
Кубанский государственный
технологический университет

Кондохов Ислам Мухамедович
Кубанский государственный
технологический университет
islam.kondokhov@mail.ru

Хейшхо Асет Борисовна
Кубанский государственный
технологический университет
akheyshkho@mail.ru

Шмелева Екатерина Глебовна
Кубанский государственный
технологический университет
lolofu1234@gmail.com

Войлоков Денис Вячеславович
Кубанский государственный
технологический университет
volkovdenis202@mail.ru

Пальянова Анастасия Владиленовна
Кубанский государственный
технологический университет
nastya.palyanova@bk.ru

Аннотация. В данной статье произведен обзор программного обеспечения для использования BIM В данной статье рассмотрена совместная работа в BIM360 Design. В статье говорится о том, какие приложения существуют и используются в России для совместной работы на данный момент. Также рассмотрены некоторые отдельные функции приложений, а также возможности, которые они дают участникам проектирования.

Ключевые слова: BIM-технологии, приложения, проектирование, строительство, совместная работа.

Gura Dmitriy Andreevich
Kuban state technological university

Kondokhov Islam Myhamedovich
Kuban state technological university
islam.kondokhov@mail.ru

Kheyshkho Aset Borisovna
Kuban state technological university
akheyshkho@mail.ru

Shmeleva Ekaterina Glebovna
Kuban state technological university
lolofu1234@gmail.com

Voilokov Denis Vyacheslavovich
Kuban state technological university
volkovdenis202@mail.ru

Palyanova Anastasiya Vladilenovna
Kuban state technological university
nastya.palyanova@bk.ru

Annotation. This article discusses collaborative work in BIM360 Design. The article talks about what applications exist and are used in Russia to work together at the moment. In addition, some of the individual application functions are considered, as well as the opportunities that they give to the design participants.

Keywords: BIM-technologies, applications, design, construction, collaboration.

На сегодняшний момент строительство сложных современных объектов может осуществляться с помощью новых информационных технологий – BIM-технологий. Существуют и используются в России на данный момент:

1. BIM 360 Docs;
2. BIM 360 Design;
3. BIM 360 Glue;
4. BIM 360 Build [1].

Если раньше были отдельные продукты, то сейчас это скорее аккаунты-подписки, которые объединяют себя в группу продуктов. Каждая из этих подписок включает в себя набор продуктов, которые отличаются между собой не так значительно [2]. Например, первое и второе отличаются тем, что в «BIM 360» есть возможность работать через «Revit». В третьем появился такой модуль, в котором можно проверить модель на пересечение. А в четвёртом появились специфические модули, связанные с организацией и самим процессом строительства. Также людям, использующим данные продукты, предоставляется доступ к так называемым классическим сервисам [3].

Самым главным нововведением является то, что все эти модули, включённые в разные блоки, связаны между собой, то есть теперь, куда бы вы не отправили модель, все остальные сервисы просто считывают её и используют, уже применяя к ней свои дополнительные функции. То есть можно сказать, что все облачные сервисы «Autodesk» объединены в одну общую экосистему [4].

Когда человек начинает создание какой-либо модели, то все изменения, происходящие в ней, выгружаются в «облако». Все люди, связанные с этой моделью, обладающие всеми необходимыми подписками, имеют к ней доступ. После того, как все изменения произведены, можно сохранить актуальную модель или же оставить ту, которая была сохранена автоматически в определенный срок времени [5]. Именно так осуществляется совместная работа. Модель ни на какие листы не разделяется, она хранится единым документом. У каждой модели есть своя версия и атрибуты, которые можно добавлять. Через атрибуты можно осуществлять поиск, если проект большой, либо как-то структурировать объекты в этом проекте. При просмотре модели в 3D формате, по ней можно перемещаться, нажимая определённое сочетание клавиш. Можно передвигаться по комнатам, рассматривать здание как снаружи, так и внутри. Это является значительным плюсом при презентации проекта и проверке ошибок. Также можно использовать кнопку «Поделиться» и отправить свою модель кому-либо на почту [6].

Также появилась такая функция как сравнение модели. Все версии модели хранятся в приложении. Можно выбрать любую из версий, созданную в тот или иной момент времени, и сравнить актуальную версию с ней. Выдаётся целый список пошаговых изменений, которые отображаются и на самой модели [7].

В BIM 360 Team выгружаются все модели [8]. Также с помощью определённых приложений можно просмотреть все изменения в модели. Бывает три типа изменений:

1. Изменение формы объекта;
2. Изменения, связанные с тем, что объект был каким-либо образом перемещён, повернут, в общем – трансформирован;
3. Изменения, связанные с параметрами, с атрибутами.

При просмотре модели можно также переходить на листы и отслеживать, как детали модели выглядят на них. Но листы в какой-то мере менее интересны, потому что на них можно выбирать только объекты, которые не относятся к видам, то есть расположены непосредственно на листе [9].

Процесс не обходится без участия новых геодезических технологий. Так, чтобы получить фасадные чертежи необходимых сооружений, используются наземные лазерные сканеры. Они позволяют значительно ускорить процесс сбора и обработки данных. Лазерные сканеры нового поколения синхронизируются со многими проектировочными программами самостоятельно, что облегчает задачу проектировщикам. При наличии доступа к сети Интернет сканер передаёт данные в соответствующие программы нажатием одной кнопки. Так, совместная работа инженеров и геодезистов позволяет ускорить процесс и сделать его более точным [10].

Далее происходит непосредственно процесс создания информационной модели исследуемого объекта с помощью всех полученных данных. Лазерное сканирование местности и объекта в процессе строительства даёт полные сведения, которые помогают предугадать дальнейшее развитие событий. Появляется возможность проверить, как будет вести себя объект в критических условиях, что с ним будет происходить, как долго он прослужит.

Таким образом, с каждым годом информационные технологии выходят на новый уровень, появляются новые приложения и уходят из использования старые. Но без их совместной работы невозможно получить пользу. Именно совместная работа данных приложений, осуществляемая с помощью приложений – «облаков», позволяет всем участникам проекта вовремя узнавать о каких-либо изменениях, даёт возможность просмотреть список всех изменений и поделиться ими с помощью электронной почты. Также никакие процессы не обходятся без совместной работы инженеров и геодезистов, снабжённых современным и точным оборудованием. Это всё значительно сокращает затраты труда и времени.

Литература:

1. Соловьева Е.В., Сельвиан М.А. Основные этапы внедрения технологии информационного моделирования (BIM) в строительных организациях // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 110–119.
2. Шевченко А.А., Мелитонян А.А. Методология создания BIM моделей и творческая составляющая в процессе BIM проектирования / Сборник статей Международной научно-практической конференции: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет, Институт строительства и транспортной инфраструктуры; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – 168–172.
3. Припутин Н.А., Леонова А.Н. Применение bim-технологии в строительстве / Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых в рамках Программы развития деятельности студенческих объединений Череповецкого государственного университета «РАЙОН IT» в сборнике: Молодежь и новые информационные технологии. – 2016. – С. 301–304.
4. Лагода Р.А., Гура Т.А. Внедрение BIM в зарубежных странах / Сборник статей Международной научно-практической конференции: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 158–162.
5. Гура Т.А., Уткина О.А. Аспекты использования BIM в строительстве и проектировании / Сборник статей Международной научно-практической конференции: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 68–71.
6. Припутин Н.А., Леонова А.Н. Применение информационных технологий при проектировании зданий // Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах. – Сочи, 2016. – № 2.
7. Веб-сайт компании «Autodesk», программы для 3D проектирования, дизайна, анимации и графики. – URL : [http:// https://www.autodesk.ru](http://https://www.autodesk.ru) (дата обращения: 20.11.2017).
8. Соловьева Е.В., Совков В.И. BIM-технологии в строительстве: solibri model checker / сборник статей Международной научно-практической конференции: Экологические, инженерно-экономические, правовые и управленческие аспекты развития строительства и транспортной инфраструктуры / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Институт строительства и транспортной инфраструктуры; Международный центр инновационных исследований «OMEGA SCIENCE». – 2017. – С. 272–275.
9. Гура Т.А., Мавропуло М.Д., Ковалева А.А., Трошкин Н.И., Знова М.К., Стрельцов А.И. Мировой опыт создания информационных моделей объектов с помощью технологии сканирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 209–212.
10. Бушнева И.А., Безверхова Ю.А., Шевченко Г.Г., Гура Д.А. Об использовании наземного лазерного сканирования для получения фасадных чертежей исследуемых зданий и строений // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 89–97.

References:

1. Solovyova E.V., Selvian M.A. The main stages of introduction of technology of information modeling (BIM) in the construction organizations//Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 11. – P. 110–119.
2. Shevchenko A.A., Melitonyan A.A. Metodologiya of creation of BIM models and a creative component in the course of BIM the design / Collection of articles of the International scientific and practical conference: Ecological, engineering and economic, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / FGBOU IN the Kuban state technological university, Institute of construction and transport infrastructure; International center of the innovative researches «OMEGA SCIENCE». – 2017. – 168–172.
3. Priputin N.A., Leonova A.N. Use of bim-technology in construction / the All-Russian scientific and practical conference of young scientists within the Program of development of activity of student's associations of the Cherepovets state university «RAYON IT» in the collection: Youth and new information technologies. – 2016. – P. 301–304.

4. Lagoda R.A., Gura T.A. Introduction of BIM in foreign countries / the Collection of articles of the International scientific and practical conference: Ecological, engineering and economic, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / FGBOU IN «The Kuban state technological university», Institute of construction and transport infrastructure; International center of the innovative researches «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 158–162.
5. Gura T.A., Utkina O.A. Aspects of use of BIM in construction and design / Collection of articles of the International scientific and practical conference: Ecological, in-zhenerno-economic, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / FGBOU IN «The Kuban state technological university», Institute of construction and transport infrastructure; International center of the innovative researches «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 68–71.
6. Priputin N.A., Leonova A.N. Use of information technologies at design of buildings // Topical issues of city construction, architecture and design in resort regions. – Sochi, 2016. – No. 2.
7. Website of the Autodesk company, program for 3D design, design, animation and graphics. – URL : [http:// www.autodesk.ru](http://www.autodesk.ru) (date of the address: 11/20/2017).
8. Solovyova E.V., Sovkov V.I. BIM technology in construction: solibri model checker / collection of articles of the International scientific and practical conference: Ecological, engineering and economic, legal and administrative aspects of development of construction and transport infrastructure / FGBOU IN «The Kuban state technological university», Institute of construction and transport infrastructure; International center of the innovative researches «OMEGA SCIENCE». – 2017. – P. 272–275.
9. Gura T.A., Mavropulo M.D., Kovalyov A.A., Troshkin N.I., Znova M.K., Streltsov A.I. International experience of creation of information models of objects by means of technology of scanning // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – No. 2. – P. 209–212.
10. Bushneva I.A., Bezverkhova Yu.A., Shevchenko G. G., Gura D.A. About use of land laser scanning for obtaining front drawings of the explored buildings and structures // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 11. – P. 89–97.

УДК: 336.711.65

**АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ГОСУДАРСТВЕННОГО АВТОДОРОЖНОГО НАДЗОРА
ПО КРАСНОДАРСКОМУ КРАЮ И РЕСПУБЛИКЕ АДЫГЕЯ**

**ANALYSIS OF THE ACTIVITIES OF THE INTERREGIONAL DIRECTORATE
OF STATE ROAD SURVEILLANCE IN THE KRASNODAR TERRITORY
AND THE REPUBLIC OF ADYGEA**

Тищенко Олег Евгеньевич
Кубанский государственный
технологический университет
olegtishchenko1994@mail.ru

Василенко Илья Сергеевич
Кубанский государственный
технологический университет
window13@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема обмена информации с базами данных разновидностью Системы Контроля Автомобильного Транспорта. Цель данной статьи - показать недостатки системы обмена данными, напрямую взаимодействующую с постами весового контроля и центральным, контрольным аппаратом в г. Краснодаре. Проанализировав работу систем 2015–2017 годов включительно, были составлены методики совершенствования обработки данных и создание единой базы данных для всех государственных служб.

Ключевые слова: система контроля автомобильного транспорта, база данных, стационарный пункт габаритно-весового контроля, передвижной пункт габаритно-весового контроля.

Tishchenko Oleg Evgenyevich
Kuban state technological university
olegtishchenko1994@mail.ru

Vasilenko Ilya Sergeevich
Kuban state technological university
window13@mail.ru

Annotation. This article deals with the problem of information exchange with databases by a variety of Automotive Transport Control System. The purpose of this article is to show the shortcomings of the data exchange system that directly interacts with the weight control posts and the central control device in Krasnodar. Analyzing the work of the systems 2015–2017 inclusive, the methods of improving data processing were developed and a single database for all public services.

Keywords: automotive transport monitoring system, database, stationary point of overall-weight control, mobile point of overall-weight control.

Весогабаритный контроль транспортных средств, осуществляющих движение в международном сообщении по территории Российской Федерации, организуется в соответствии с международными договорами Российской Федерации, Федеральным законом от 24 июля 1998 г. № 127-ФЗ «О государственном контроле за осуществлением международных автомобильных перевозок и об ответственности за нарушение порядка их выполнения ФЗ» [1].

В среднем за сутки по федеральным автомобильным дорогам общего пользования интенсивность составляет 120 транспортных средств (в зависимости от сезона). Из них с нарушением движется 10–15 транспортных средств. При подъезде к стационарным постам габаритно-весового контроля водителям необходимо перестроиться по переходно-скоростной полосе для проезда по динамическим весам, на основании п. 2.4 Правил дорожного движения (знак 7.14 – Транспортный контроль) [2].

Если выявлено нарушение в процессе движения, то инспектор сопровождает нарушителя на стационарное взвешивание по полной массе или по осям на основании Приказа Министерства транспорта от 29 марта 2018 г. № 119 «Об утверждении Порядка осуществления весового и габаритного контроля транспортных средств, в том числе порядка организации пунктов весового и габаритного контроля транспортных средств» [3].

После взвешивания тяжеловесного транспортного средства на стационарных весах, датчики подают сигнал о перегрузе по общей массе или по осям. Инспектор на посту заносит данные в отдельный реестр формата «Excel». Данные обрабатываются в программном комплексе «Система контроля автомобильного транспорта» (СКАТ-ТК), интерфейс которой изображён на рисунке 1.

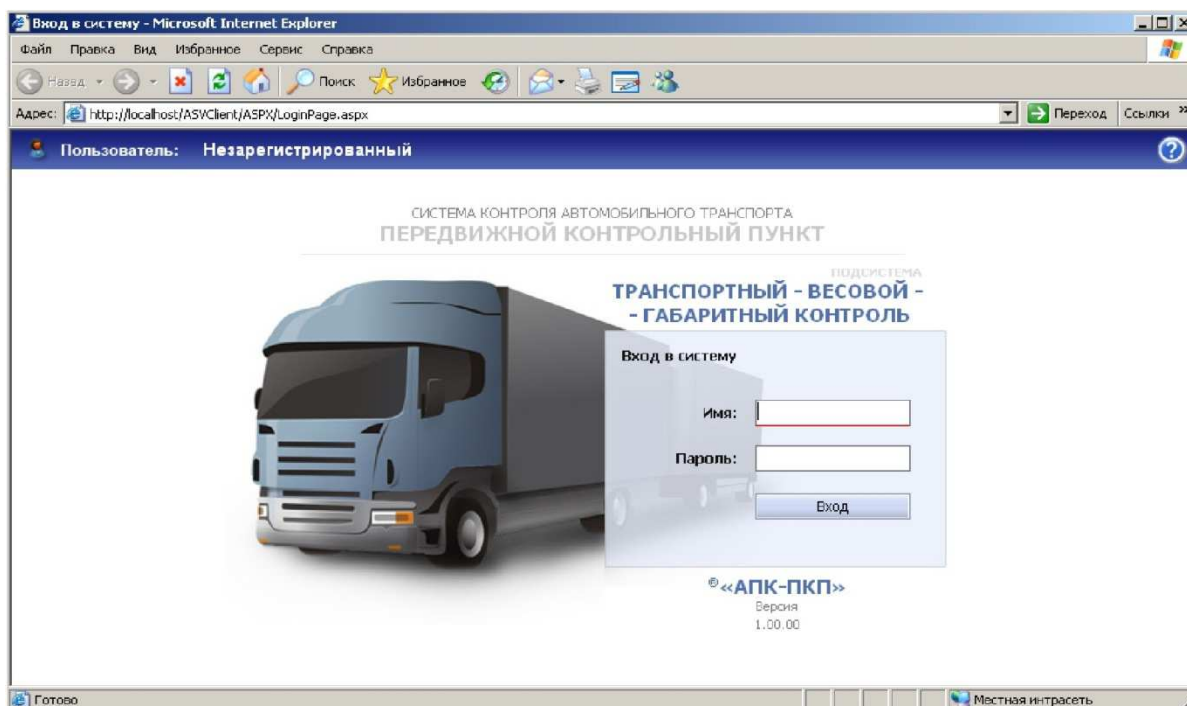


Рисунок 1 – Вход в систему СКАТ-ТК

Автоматическая обработка данных позволяет быстро составлять Акт взвешивания. К сожалению, программные комплексы написаны под интернет-браузер Internet Explorer и не могут взаимодействовать с другими. В данную программу вносятся данные касательно перевозчиков: характер перевозки, маршрут движения, характеристика груза, наименование перевозчика, водителя, принадлежность перевозчика к региональному подразделению, статью нарушения КоАП РФ. Взаимосвязь общей базы данных с Таможенным союзом позволяет отслеживать нарушителей, которые пересекали границы России.

Использование программы позволяет:

1. Автоматически вести посменные журналы транспортных средств, проследовавших через посты инструментального, визуального и документального контроля;
2. Оформлять предписания, протоколы, постановления, рапорты;
3. Вести учет дорожных сборов, оплаты административных штрафов;
4. Использовать данные результатов контроля на ПКП Управлениями внутри РФ, а именно, исходя из нарушений, выявленных на ПКП, осуществлять планирование контрольно-надзорных мероприятий в отношении российских международных перевозчиков, имеющих удостоверения допуска;
5. Формировать различные виды отчетности.

Почти все стационарные и передвижные пункты габаритно-весового контроля Межрегионального управления по Краснодарскому краю и Республике Адыгея расположены не на территории международных границ. Обмен данными происходит после выгрузки информации в общую базу данных, но уровни доступа у сотрудников разные. Поэтому с территории поста сложно отследить пересечение границ перевозчиком, хоть российским, хоть иностранным. Напротив, у центрального аппарата есть полный доступ ко всем нарушениям, поэтому в программе можно отследить перевозчика, только в статусе «Международной перевозки». На рисунке 2 представлен программный комплекс СКАТ-ТК центрального аппарата в Краснодаре.

СКАТ-ДИР – инспектирование (рис. 3). В данную программу заносятся административные материалы, которые автоматически не присвоились с номерами к базе данных СКАТ-ТК. Дабы не дублировать одни и те же материалы, сотрудники отдела вносят их самостоятельно. Сбои и неполадки в программном комплексе СКАТ-ТК значительно усложняют работу инспекторов на постах.

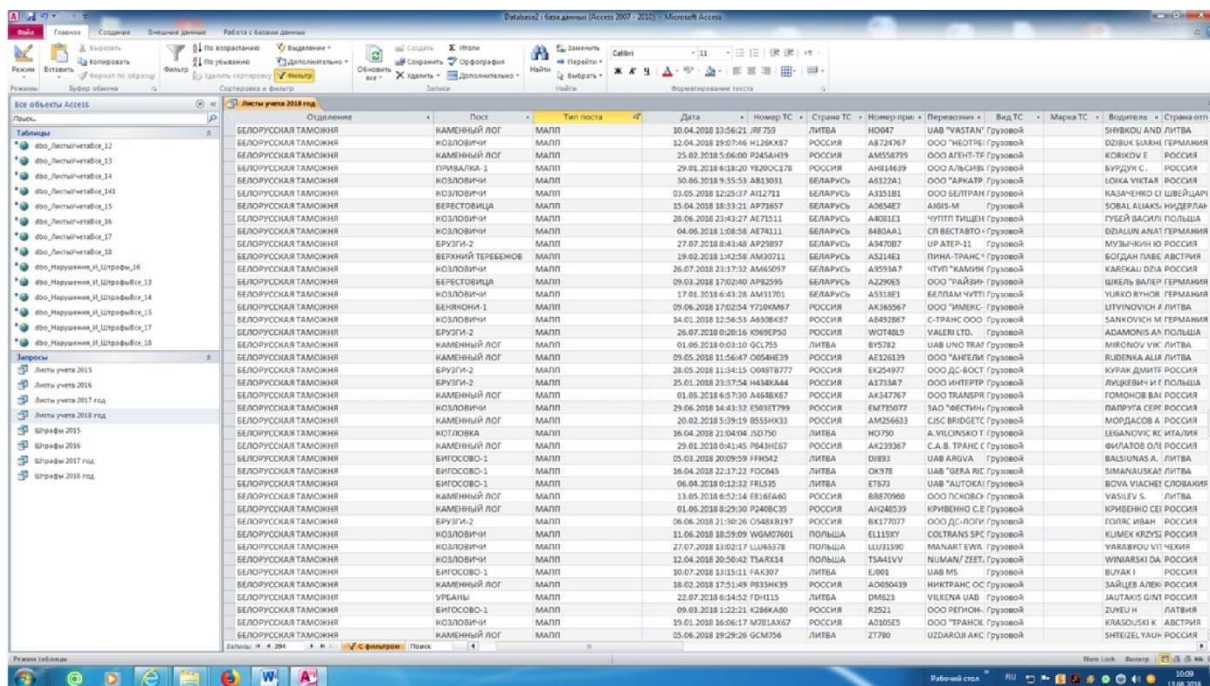


Рисунок 2 – База данных СКАТ-ТК

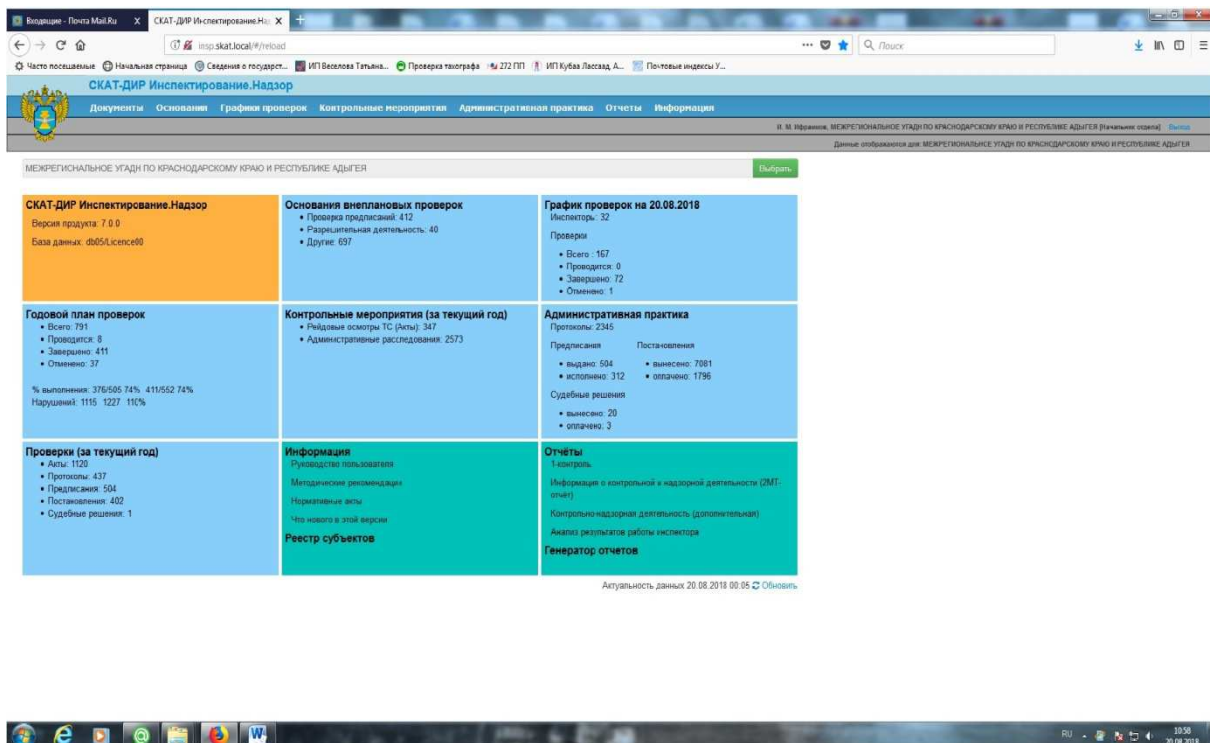


Рисунок 3 – База данных СКАТ-ДИР

В выходные дни система начинает работать с задержками, это связано с рабочим графиком сотрудников управления. Какая бы не была автоматизированная программа, главным контрольным пунктом управляет человек.

Вторым минусом баз данных в Межрегиональном управлении является не объединенная система обмена между государственными ведомствами. Если у администраторов центрального аппарата есть доступ к таможенной базе данных, то стационарные и передвижные пункты лишены этой возможности. Следом за Таможенным союзом следует ГИБДД, у которой также имеется своя база данных. Сложность в выявлении нарушения заключается в невозможности отслеживания водителей, а общая база

данных как раз позволит сделать запрос, как по водителю, так и по перевозчику, отобразив все его нарушения, маршрут следования и оплату штрафов.

Для единой информационной платформы достаточно будет один раз занести данные по перевозчику, чтобы проследить в дальнейшем за его деятельностью. Межрегиональное управление Государственного автодорожного надзора, Государственная инспекция безопасности дорожного движения, Министерство внутренних дел и Таможенный союз следует оптимизировать, разрешить доступ к нарушениям всех законов и обеспечить единую базу данных, что, в свою очередь, укрепит безопасность на автомобильных дорогах страны.

Литература:

1. О государственном контроле за осуществлением международных автомобильных перевозок и об ответственности за нарушение порядка их выполнения : Федеральный закон от 24 июля 1998 г. № 127-ФЗ.
2. О правилах дорожного движения : Постановление Совета Министров – Правительства РФ от 23 октября 1993 г. № 1090.
3. Об утверждении Порядка осуществления весового и габаритного контроля транспортных средств, в том числе порядка организации пунктов весового и габаритного контроля транспортных средств : Приказ Министерства транспорта от 29 марта 2018 г. № 119.

References:

1. About the state control of implementation of the international automobile transport and about responsibility for violation of an order of their performance : Federal law of July 24, 1998 No. 127-FZ.
2. About traffic regulations : The resolution of Council of ministers – the Governments of the Russian Federation of October 23, 1993 No. 1090.
3. About the statement of the Procedure of weight and dimensional control of vehicles, including an order of the organization of points of weight and dimensional control of vehicles : Order of the Ministry of Transport of March 29, 2018 No. 119.

УДК 62.83.52:62.503.56

СИНТЕЗ ОДНОКОНТУРНОЙ САР УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ С УЛУЧШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

SYNTHESIS OF SINGLE-CIRCUIT ACS OF THE ANGULAR VELOCITY OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE WITH ELASTIC SHAFTING 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»

Сахно Игорь Александрович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Выполнен синтез одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками. Разработаны два алгоритма для определения параметров систем, при которых достигается максимально возможное быстродействие при различных требованиях по перерегулированию по каналу «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа механизма».

Ключевые слова: система автоматического регулирования (САР), электропривод, угловая скорость 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

Sakhno Igor Alexandrivich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. Was performed the synthesis of single-circuit ACS of the angular velocity of the executive body of the electric drive with elastic shafting with improved characteristics.

Two algorithms have been developed to determine the parameters of the systems at which the maximum possible speed is achieved with different requirements for overshoot through the channel «the setting voltage of the speed circuit – the angular velocity of the executive body of the mechanism».

Keywords: automatic control system (ACS), electric drive, angular velocity of the executive body, elastic shafting.

В настоящее время разработаны одноконтурные САР положения исполнительного органа электропривода [1, 2]. В данной статье представлена одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом.

На рисунке 1 приведена структурная схема одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками. На рисунке приняты обозначения:

Φ – фильтр;

P – регулятор;

K – корректор;

$ИП$ – импульсный преобразователь;

$КУ$ – компенсирующее устройство;

$U_{зс}$ – задающее напряжение контура скорости, В;

U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$I_{я}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А;

ω_1 – угловая скорость исполнительного органа электродвигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;

M_y – момент в валопроводе (упругий момент), Н·м;

$M_{с0}$ – момент сопротивления электропривода, Н·м;

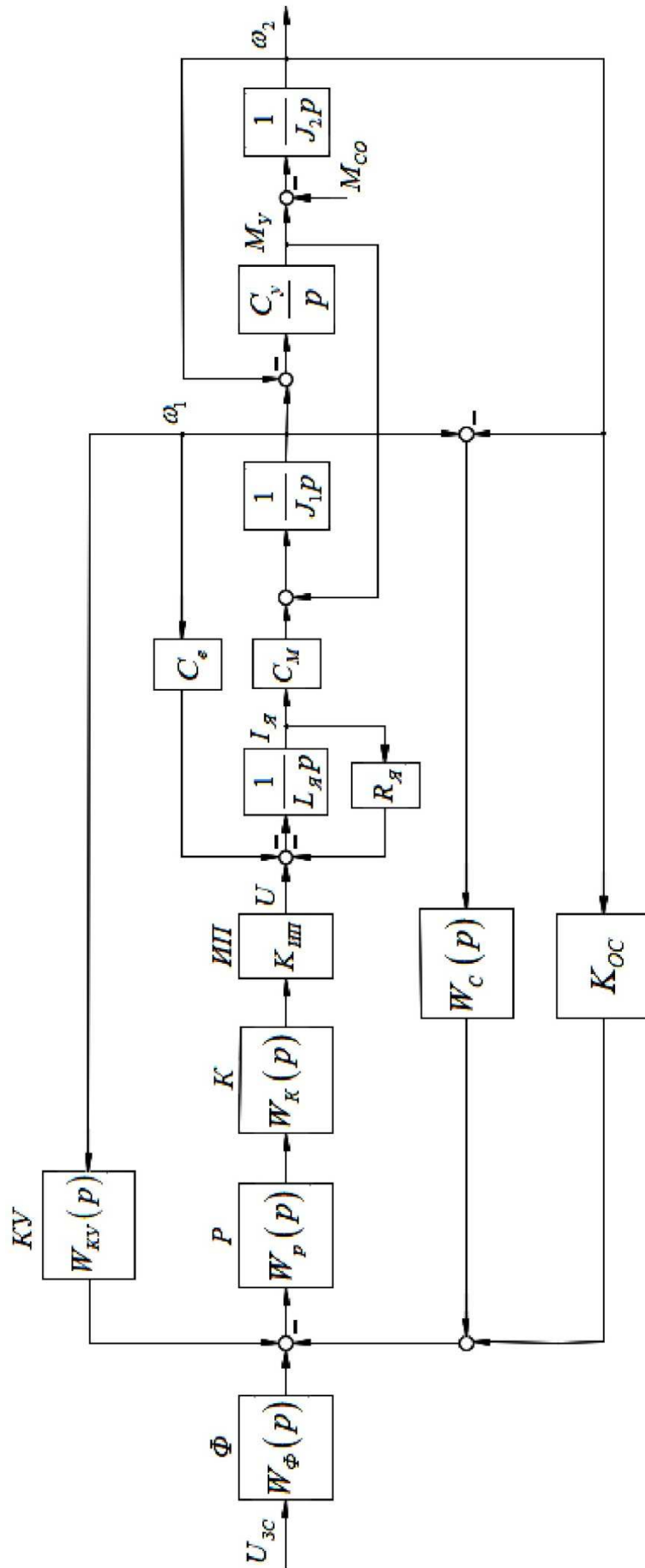


Рисунок 1 – Структурная схема одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с улучшенными характеристиками

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа механизма, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 $K_{\text{ИП}}$ – 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;
 $R_{\text{Я}}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;
 $L_{\text{Я}}$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;
 J_1 – момент инерции исполнительного органа электродвигателя, кг·м²;
 C_y – жесткость валопровода, $\frac{\text{Н}\cdot\text{м}}{\text{рад}}$;
 J_2 – момент инерции исполнительного органа механизма, кг·м²;
 $K_{\text{ОС}}$ – коэффициент обратной связи по скорости, $\frac{\text{В}\cdot\text{с}}{\text{рад}}$;

$$W_{\Phi}(p) = \frac{1}{\tau_p p + 1};$$

$$W_p(p) = \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p};$$

$$W_K(p) = \frac{T_K p + 1}{\tau_K p + 1};$$

$$W_{\text{КУ}}(p) = \frac{C_e}{\beta_p} \cdot \frac{\tau_p p}{\tau_p p + 1} \cdot \frac{\tau_K p + 1}{T_K p + 1} \cdot \frac{1}{K_{\text{ИП}}};$$

$$W_C(p) = K_{\text{ОС}} \cdot \frac{\tau_C p + K_C}{\tau_p p + 1};$$

β_p – динамический коэффициент регулятора;

τ_p – постоянная времени регулятора, с;

T_K, τ_K – постоянные времени корректора, с;

τ_C – постоянная времени дополнительной обратной связи по скорости, с;

K_C – коэффициент дополнительной обратной связи по скорости;

p – преобразователь Лапласа, $\frac{1}{\text{с}}$.

В схеме предусмотрено устройство с передаточной функцией $W_{\text{КУ}}(p)$, обеспечивающее компенсации влияния внутренней обратной связи по ЭДС двигателя.

Для системы справедливы уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[\frac{1}{\tau_p p + 1} \cdot U_{\text{ЗС}} - K_{\text{ОС}} \cdot \omega_2 - K_{\text{ОС}} \cdot \frac{\tau_C p + K_C}{\tau_p p + 1} \cdot (\omega_1 - \omega_2) \right] \times \\ \quad \times \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p} \cdot \frac{\tau_K p + 1}{\tau_K p + 1} \cdot K_{\text{ИП}} = R_{\text{Я}} \cdot \left(\frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}} \cdot p + 1 \right) \cdot I_{\text{Я}}; \\ (\omega_1 - \omega_2) = \frac{J_2}{C_y} \cdot p^2 \omega_2 + \frac{1}{C_y} \cdot p M_{\text{СО}}; \\ I_{\text{Я}} = \frac{1}{C_M} \cdot \left[\frac{J_1 J_2}{C_y} \cdot p^3 + (J_1 + J_2) \cdot p \right] \cdot \omega_2 + \frac{1}{C_M} \cdot \left[\frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right] \cdot M_{\text{СО}}. \end{array} \right.$$

Если выбрать постоянную времени корректора равную $T_K = \frac{L_{\text{Я}}}{R_{\text{Я}}}$, то после преобразований получаем:

$$\left[\frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{\text{Я}} J_1 J_2}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОС}} C_M C_y} \cdot \tau_K \tau_p p^5 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{\text{Я}} J_1 J_2}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОС}} C_M C_y} \cdot \tau_p p^4 + \right. \\ \left. + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{\text{Я}} (J_1 + J_2)}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОС}} C_M} \cdot \tau_K \tau_p p^3 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{\text{Я}} (J_1 + J_2)}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОС}} C_M} \cdot \tau_p p^2 + \frac{J_2}{C_y} \cdot \tau_C p^3 + \frac{J_2}{C_y} \cdot K_C p^2 + \tau_p p + 1 \right] \cdot \omega_2 = \\ = \frac{U_{\text{ЗС}}}{K_{\text{ОС}}} - \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_{\text{Я}} (J_1 + J_2)}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОС}} C_M} \cdot \tau_p p \cdot (\tau_K p + 1) \cdot \left[\frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right] \cdot M_{\text{СО}} - (\tau_C p + K_C) \cdot \frac{1}{C_y} \cdot p M_{\text{СО}}.$$

Предлагаются два варианта синтеза одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками.

Вариант 1

При выборе параметров системы:

$$\beta_p = 64 \cdot \frac{R_{Я} J_1 J_2}{K_{ИП} K_{ОС} C_M C_y T_{\mu}^3};$$

$$\tau_p = T_{\mu};$$

$$\tau_K = \frac{1}{16} \cdot T_{\mu};$$

$$\tau_C = \frac{1}{8} \cdot \left[1 - \frac{1}{128} \cdot \frac{C_y \cdot (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y \cdot T_{\mu}^2}{J_2} \cdot T_{\mu};$$

$$K_C = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \frac{1}{32} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_2},$$

её передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа механизма» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа механизма» принимают вид:

$$\frac{\omega_2(p)}{U_{ЗС}(p)} = \frac{1}{K_{ОС}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{1024} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{64} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\omega_2(p)}{M_{СО}(p)} = -\frac{1}{64} \cdot \frac{T_{\mu}}{J_2} \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_1} \times$$

$$\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left(\frac{1}{16} T_{\mu} p + 1 \right) \cdot \left(\frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right)}{\frac{1}{1024} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{64} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1} - \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{\mu}}{J_2} \times$$

$$\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left\{ \frac{1}{4} \cdot \left[1 - \frac{1}{128} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_{\mu} p + \left[1 - \frac{1}{32} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \right\}}{\frac{1}{1024} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{64} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}.$$

При этом система обеспечивает по каналу «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа механизма» максимально возможное быстродействие с перерегулированием около 5%.

Вариант 2

При выборе параметров системы:

$$\beta_p = 125 \cdot \frac{R_{Я} J_1 J_2}{K_{ИП} K_{ОС} C_M C_y T_{\mu}^3};$$

$$\tau_p = T_{\mu};$$

$$\tau_K = \frac{1}{25} \cdot T_{\mu};$$

$$\tau_C = \frac{2}{25} \cdot \left[1 - \frac{1}{250} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_2} \cdot T_{\mu};$$

$$K_C = \frac{2}{5} \cdot \left[1 - \frac{1}{50} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_2},$$

её передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа механизма» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа механизма» принимают вид:

$$\frac{\omega_2(p)}{U_{3c}(p)} = \frac{1}{K_{0c}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{3125} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{125} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{2}{25} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{2}{5} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\omega_2(p)}{M_{co}(p)} = -\frac{1}{125} \cdot \frac{T_{\mu}}{J_2} \cdot \frac{C_y T_{\mu}^2}{J_1} \times$$

$$\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left(\frac{1}{25} T_{\mu} p + 1 \right) \cdot \left(\frac{J_1}{C_y} \cdot p^2 + 1 \right)}{\frac{1}{3125} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{125} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{2}{25} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{2}{5} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1} - \frac{2}{5} \cdot \frac{T_{\mu}}{J_2} \times$$

$$\times \frac{T_{\mu} p \cdot \left\{ \frac{1}{5} \cdot \left[1 - \frac{1}{250} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \cdot T_{\mu} p + \left[1 - \frac{1}{50} \cdot \frac{C_y (J_1 + J_2) \cdot T_{\mu}^2}{J_1 J_2} \right] \right\}}{\frac{1}{3125} T_{\mu}^5 p^5 + \frac{1}{125} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{2}{25} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{2}{5} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}.$$

При этом система обеспечивает по каналу «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа механизма» хорошее быстродействие при отсутствии перерегулирования.

Выводы

Синтезирована одноконтурная САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками.

Определены параметры САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками, при которых достигается максимально возможное быстродействие с перерегулированием около 5%.

Определены параметры САР угловой скорости исполнительного органа электропривода с упругим валопроводом с улучшенными характеристиками, при которых достигается хорошее быстродействие при отсутствии перерегулирования.

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. Одноконтурная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления / Научные труды КубГТУ. – 2015. – № 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/627>

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Makhova V.A., Vinogradova I.N. Single-circuit system of automatic control of the position of the executive body of the DC drive / Scientific works of KubGTU. – 2015. – № 5. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/419>
2. Dobrobaba YU.P., Makhova V.A. Single-circuit automatic control system the position of the executive body of the DC electric drive with speed-dependent torque / Scientific works of KubGTU. – 2015. – № 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/627>

УДК 62.83.52:62.503.56

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО ТРЕТЬЕЙ, ЧЕТВЁРТОЙ
И ПЯТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**

**SYMMETRIC OPTIMAL PERFORMANCE DIAGRAM OF MOVEMENT
THE EXECUTIVE BODY OF THE PRECISION ELECTRIC DRIVE
WITH ELASTIC SHAFTING WITH RESTRICTIONS ON THIRD, FOURTH
AND FIFTH DERIVED SPEED**

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»

Федин В.С.

Кубанский государственный
технологический университет
fedin@spets-stroy.com

Аннотация. Представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Разработан алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Получены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

Ключевые слова: электропривод, упругий валопровод, симметричная диаграмма, исполнительный орган, прецизионный электропривод, оптимальное по быстродействию перемещение, ограничения по третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

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

Fedin V.S.

Kuban state technological university
fedin@spets-stroy.com

Annotation. A symmetric optimal speed diagram of the movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft-water with restrictions on the third, fourth and fifth derivatives of speed is presented. An algorithm is developed to determine the parameters of the symmetric optimal for the speed diagram of the movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft line with restrictions on the third, fourth and fifth derivatives of speed. The results of determination of the parameters of the symmetric optimal speed diagram of movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft line with restrictions on the third, fourth and fifth derivatives of speed are presented.

Keywords: electric drive, elastic shaft, symmetrical diagram, precision electric drive, Executive body, optimal speed of movement, restrictions on the third, fourth and fifth derivatives of speed.

В монографии [1] разработана группа из трех симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по второй, третьей и четвертой производным скорости.

В монографии [2] разработана группа симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по третьей и четвертой производным скорости.

В данной статье разработана диаграмма для использования в электроприводах промышленных механизмов, у которых по технологическим требованиям необходимо ограничивать третью, четвертую и пятую производные скорости.

Представленная работа посвящена разработке математического обеспечения, которое позволяет определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости.

На рисунках 1 и 2 приведена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости, состоящая из двадцати семи этапов. На рисунках приняты следующие обозначения:

φ_2 – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

t – время, с;

$\varphi_{нач}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{кон}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_{max} – максимальное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

$\omega_{max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^2}$;

$\omega_{max}^{(2)}$ – максимальное значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^3}$;

$\omega_{дон}^{(3)}$ – максимально допустимое значение третьей производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^4}$;

$\omega_{дон}^{(4)}$ – максимально допустимое значение четвертой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^5}$;

$\omega_{дон}^{(5)}$ – максимально допустимое значение пятой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^6}$;

t_1 – длительность первого, третьего, пятого, седьмого, восьмого, десятого, двенадцатого, шестнадцатого, восемнадцатого, двадцатого, двадцать первого, двадцать третьего, двадцать пятого, двадцать седьмого этапов, с;

$2t_1$ – длительность четырнадцатого этапа, с;

t_2 – длительность второго, шестого, девятого, тринадцатого, пятнадцатого, девятнадцатого, двадцать второго, двадцать шестого этапов, с;

t_3 – длительность четвертого, одиннадцатого, семнадцатого, двадцать четвертого этапов, с.

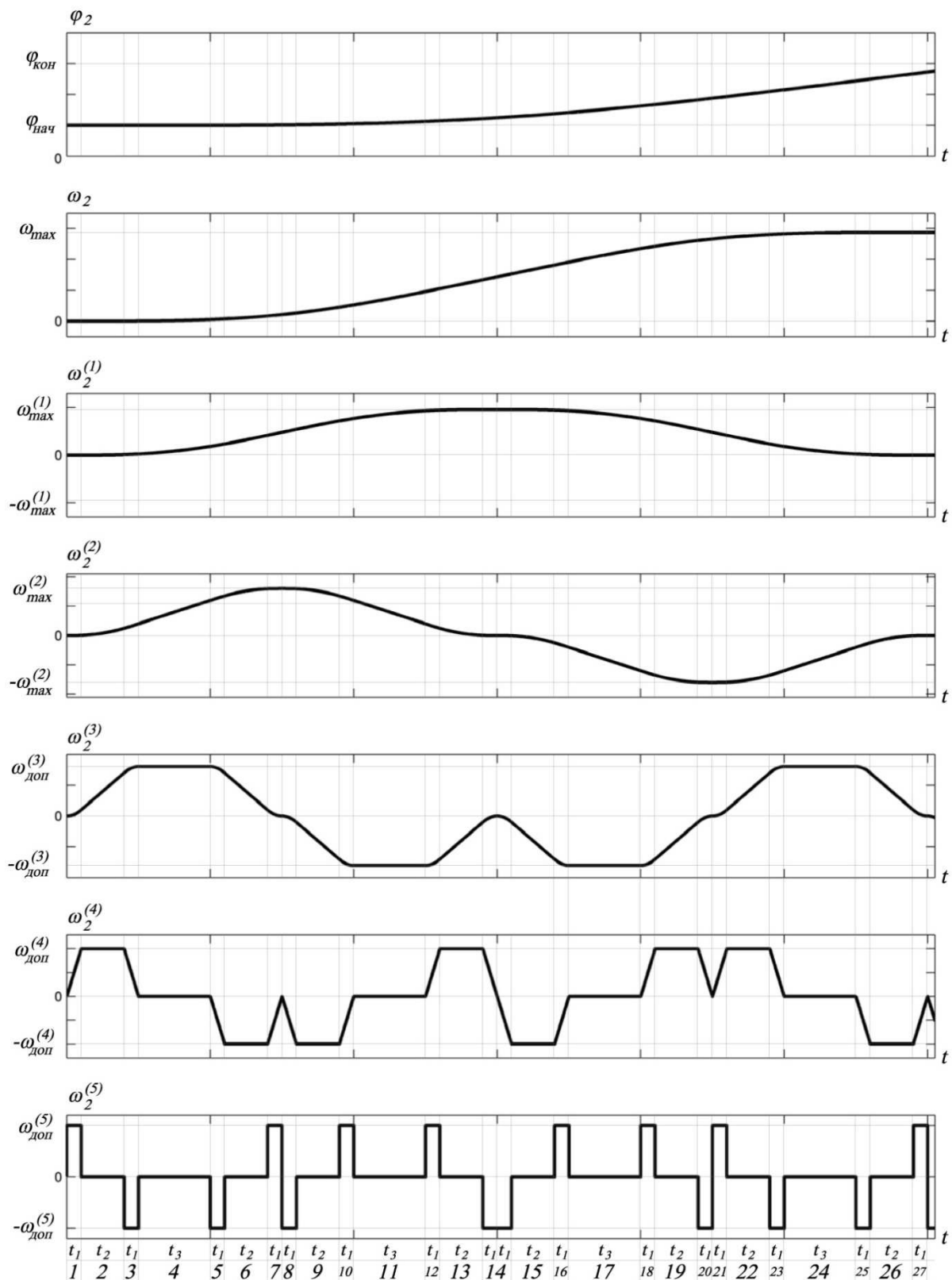


Рисунок 1 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости (разгон)

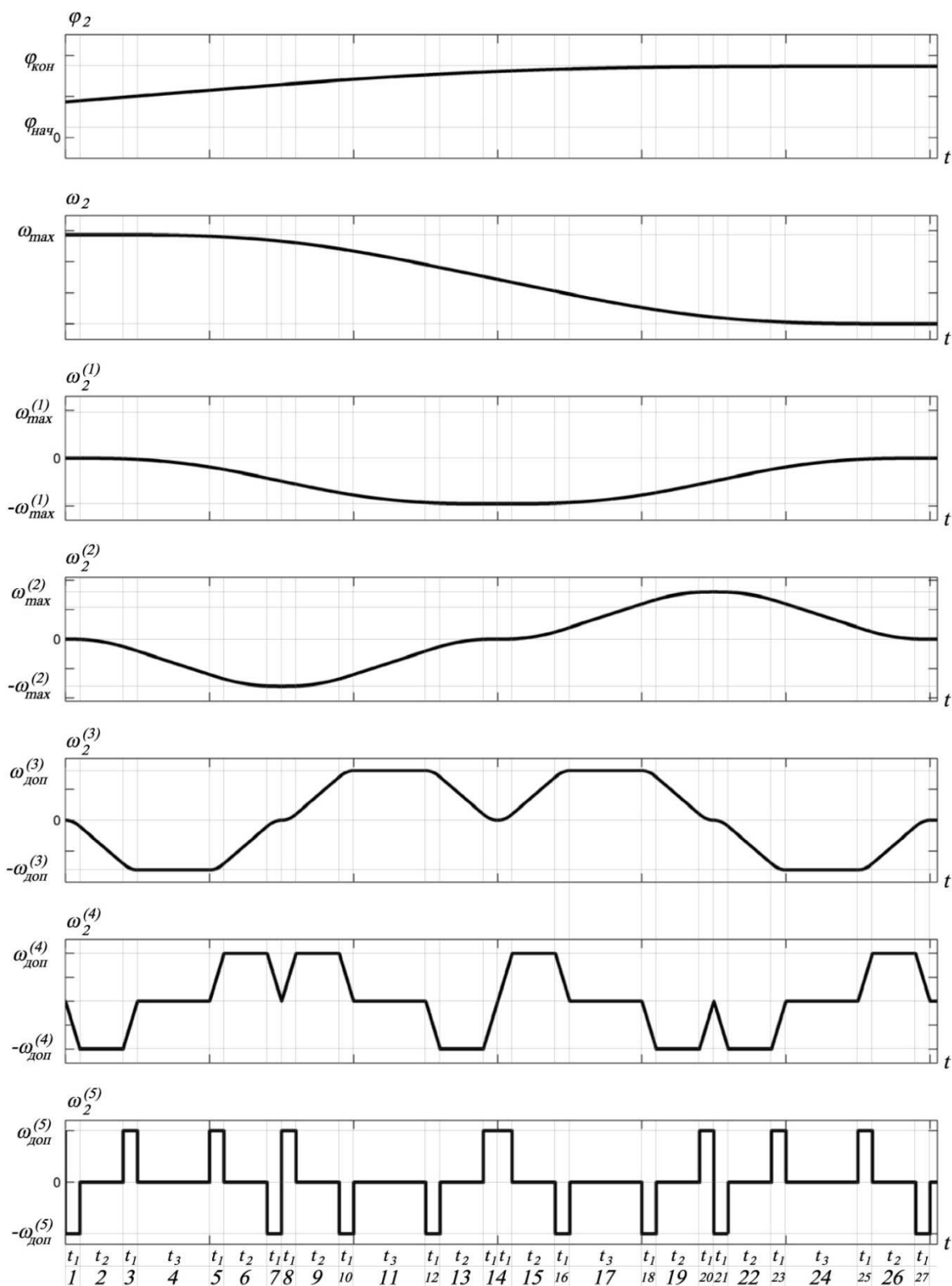


Рисунок 2 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости (торможение)

Для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ог-

раничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости справедливы следующие соотношения:

$$\omega_{\text{дон}}^{(4)} = \omega_{\text{дон}}^{(5)} \cdot t_1; \quad (1)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(3)} = \omega_{\text{дон}}^{(4)} \cdot (t_1 + t_2); \quad (2)$$

$$\omega_{\text{max}}^{(2)} = \omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3); \quad (3)$$

$$\omega_{\text{max}}^{(1)} = \omega_{\text{max}}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3) = \omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3) \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3); \quad (4)$$

$$\omega_{\text{max}} = \omega_{\text{max}}^{(1)} \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3) = 2\omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3) \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3)^2; \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{кон}} &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}} \cdot (16t_1 + 8t_2 + 4t_3) = \\ &= \varphi_{\text{нач}} + 8\omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3) \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3)^3; \end{aligned} \quad (6)$$

$$T_{\text{ц}} = 32t_1 + 16t_2 + 8t_3, \quad (7)$$

где $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

Из соотношений (1)–(6) следует, что длительности этапов симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости равны:

$$t_1 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (8)$$

$$t_2 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}. \quad (9)$$

Для определения t_3 необходимо решить уравнение:

$$\begin{aligned} t_3^4 + 7 \cdot (2t_1 + t_2) \cdot t_3^3 + 18 \cdot (2t_1 + t_2)^2 \cdot t_3^2 + 20 \cdot (2t_1 + t_2) \cdot t_3 + \\ + 8 \cdot (2t_1 + t_2)^4 - \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{8\omega_{\text{дон}}^{(3)}} = 0. \end{aligned} \quad (10)$$

При движении электропривода минимально $\varphi_{\text{Гр.2}}$ и максимально $\varphi_{\text{Гр.3}}$ возможные значения угла поворота в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости равны:

$$\varphi_{\text{Гр.2}} = 64\omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]^4; \quad (10)$$

$$\varphi_{\text{Гр.3}} = 8\omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]^3, \quad (11)$$

где $\omega_{\text{дон}}^{(2)}$ – максимально допустимое значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$.

В данной статье рассматривается электропривод, у которого максимально допустимые значения соответственно равны: $\omega_{дон}^{(2)} = 160 \frac{рад}{с^3}$; $\omega_{дон}^{(3)} = 800 \frac{рад}{с^4}$; $\omega_{дон}^{(4)} = 10000 \frac{рад}{с^5}$; $\omega_{дон}^{(5)} = 500000 \frac{рад}{с^6}$.

При этом:

$$\varphi_{гр.2} = 64 \cdot 800 \cdot \left[\frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right]^4 = 5,12 \text{ рад};$$

$$\varphi_{гр.3} = 8 \cdot 160 \cdot \left[\frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right]^3 = 34,56 \text{ рад}.$$

В таблице 1 представлены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

Таблица 1 – Результаты по определению параметров

$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}), \text{ рад}$	$t_3, \text{ с}$	$T_{ц}, \text{ с}$	$\omega_{max}^{(2)}, \frac{рад}{с^3}$	$\omega_{max}^{(1)}, \frac{рад}{с^2}$	$\omega_{max}, \frac{рад}{с}$
5,12	0	1,6	80	16	6,4
6,519744	0,01	1,68	88	18,48	7,7616
8,177664	0,02	1,76	96	21,12	9,2928
10,122944	0,03	1,84	104	23,92	11,0032
12,386304	0,04	1,92	112	26,88	12,9024
15	0,05	2	120	30	15
17,997824	0,06	2,08	128	33,28	17,3056
21,415104	0,07	2,16	136	36,72	19,8288
25,288704	0,08	2,24	144	40,32	22,5792
29,657024	0,09	2,32	152	44,08	25,5664
34,56	0,1	2,4	160	48	28,8

При этом остальные параметры не менялись и имели следующие значения:

$$\omega_{дон}^{(3)} = 800 \frac{рад}{с^4}; \omega_{дон}^{(4)} = 10000 \frac{рад}{с^5}; \omega_{дон}^{(5)} = 500000 \frac{рад}{с^6}; t_1 = 0,02 \text{ с}; t_2 = 0,06 \text{ с}.$$

На рисунках 1 и 2 приведена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости, которая имеет следующие параметры: $(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) = 15 \text{ рад}$; $t_1 = 0,02 \text{ с}$;

$$t_2 = 0,06 \text{ с}; t_3 = 0,05 \text{ с}; T_{ц} = 2 \text{ с}; \omega_{дон}^{(5)} = 500000 \frac{рад}{с^6}; \omega_{дон}^{(4)} = 10000 \frac{рад}{с^5}; \omega_{дон}^{(3)} = 800 \frac{рад}{с^4};$$

$$\omega_{max}^{(2)} = 120 \frac{рад}{с^3}; \omega_{max}^{(1)} = 30 \frac{рад}{с^2}; \omega_{max} = 15 \frac{рад}{с}.$$

Выводы

В представленной статье разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвёртой и пятой производным скорости, состоящая из двадцати семи этапов.

Установлена область существования симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Получен алгоритм, позволяющий определить параметры оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Громницкий Е.Е. Оптимальные по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 160 с.

2. Добробаба Ю.П., Кузьмина И.Б. Прецизионный позиционный электропривод переменного тока с упругим валопроводом: монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2015. – 132 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Gromnitsky E.E. Optimalnye on speed of the chart of movement of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – 160 p.

2. Dobrobaba Yu.P., Kuzmina I.B. The precision position electric drive of alternating current with the elastic shaft line : monograph / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2015. – 132 p.

УДК 62.83.52:62.503.56

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО ВТОРОЙ, ТРЕТЬЕЙ, ЧЕТВЁРТОЙ И
ПЯТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**

**SYMMETRIC OPTIMAL PERFORMANCE DIAGRAM OF MOVEMENT
THE EXECUTIVE BODY OF THE PRECISION ELECTRIC DRIVE WITH
ELASTIC SHAFTING WITH CONSTRAINTS ON THE SECOND, THIRD, FOURTH
AND THE FIFTH DERIVATIVE OF SPEED**

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»

Федин В.С.

Кубанский государственный
технологический университет
fedin@spets-stroy.com

Аннотация. Разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Представлен алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Приведены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

Ключевые слова: упругий валопровод, прецизионный электропривод, перемещение исполнительного органа, оптимальная по быстродействию диаграмма, ограничения по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

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

Fedin V.S.

Kuban state technological university
fedin@spets-stroy.com

Annotation. A symmetric optimal speed diagram of the movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft-house with restrictions on the second, third, fourth and fifth derivatives of speed is developed. An algorithm is presented to determine the parameters of a symmetric optimal speed diagram of the movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft line with restrictions on the second, third, fourth and fifth derivatives of speed. The results of determining the parameters of the symmetric optimal speed diagram of the movement of the Executive body of a precision electric drive with an elastic shaft with restrictions on the second, third, fourth and fifth derivatives of speed are presented.

Keywords: elastic shaft line, precision electric drive, movement of the Executive body, optimal performance diagram, restrictions on the second, third, fourth and fifth derivatives of speed.

Ранее разработаны:

- группа из трех симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по второй, третьей и четвёртой производным скорости [1];
- группа симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по третьей и четвертой производным скорости [2].

Данная статья посвящена разработке симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы, которая используется в электроприводах промышленных механизмов, у которых по технологическим требованиям необходимо ограничивать вторую, третью, четвертую и пятую производные скорости.

Предлагается математическое обеспечение, позволяющее определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

На рисунках 1 и 2 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, состоящая из двадцати девяти этапов. На рисунках приняты следующие обозначения:

φ_2 – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

t – время, с;

$\varphi_{нач}$ – ачальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{кон}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_{max} – максимальное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

$\omega_{max}^{(1)}$ – максимальное значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^2}$;

$\omega_{дон}^{(2)}$ – максимально допустимое значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^3}$;

$\omega_{дон}^{(3)}$ – максимально допустимое значение третьей производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^4}$;

$\omega_{дон}^{(4)}$ – максимально допустимое значение четвертой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^5}$;

$\omega_{дон}^{(5)}$ – максимально допустимое значение пятой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^6}$;

t_1 – длительность первого, третьего, пятого, седьмого, девятого, одиннадцатого, тринадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать третьего, двадцать пятого, двадцать седьмого, двадцать девятого этапов, с;

$2t_1$ – длительность пятнадцатого этапа, с;

t_2 – длительность второго, шестого, десятого, четырнадцатого, шестнадцатого, двадцатого, двадцать четвертого, двадцать восьмого этапов, с;

t_3 – длительность четвертого, двенадцатого, восемнадцатого, двадцать шестого этапов, с;

t_4 – длительность восьмого и двадцать второго этапов, с.

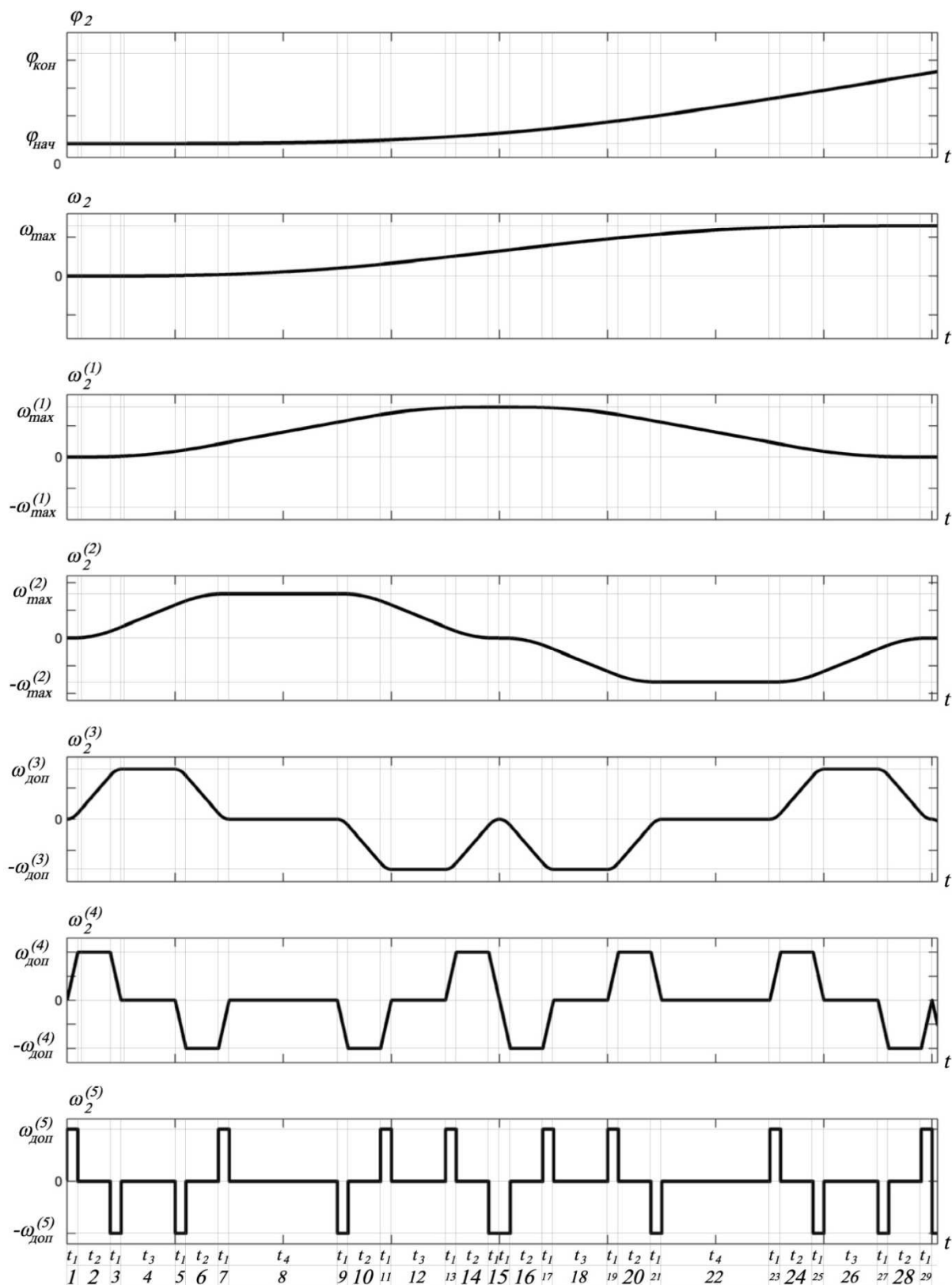


Рисунок 1 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости (разгон)

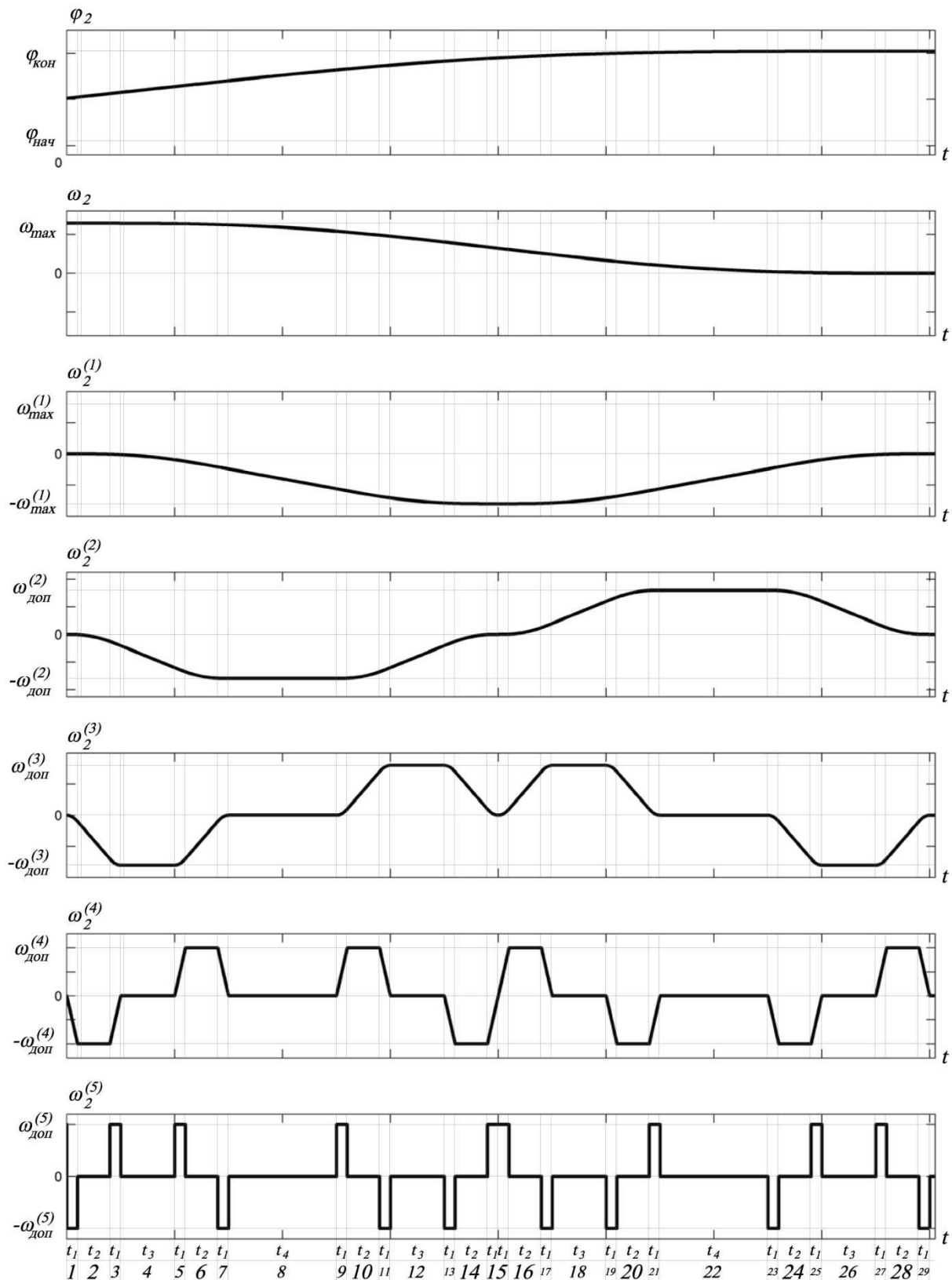


Рисунок 2 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости (торможение)

Для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ог-

раничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости справедливы следующие соотношения:

$$\omega_{\text{дон}}^{(4)} = \omega_{\text{дон}}^{(5)} \cdot t_1; \quad (1)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(3)} = \omega_{\text{дон}}^{(4)} \cdot (t_1 + t_2); \quad (2)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(2)} = \omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3); \quad (3)$$

$$\omega_{\text{max}}^{(1)} = \omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4); \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{max}} &= \omega_{\text{max}}^{(1)} \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4) = \\ &= \omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4) \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4); \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{кон}} &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}} \cdot (16t_1 + 8t_2 + 4t_3 + 2t_4) = \\ &= \varphi_{\text{нач}} + 2\omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4) \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4)^2; \end{aligned} \quad (6)$$

$$T_{\text{ц}} = 32t_1 + 16t_2 + 8t_3 + 4t_4, \quad (7)$$

где $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

Из соотношений (1)–(6) следует, что длительности этапов симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости равны:

$$t_1 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (8)$$

$$t_2 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (9)$$

$$t_3 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}. \quad (10)$$

Для нахождения t_4 необходимо решить уравнение:

$$\begin{aligned} t_4^3 + 5 \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3) \cdot t_4^2 + 8 \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3)^2 \cdot t_4 + \\ + 4 \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3)^3 - \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{2\omega_{\text{дон}}^{(2)}} = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

Минимально $\varphi_{\text{гр.3}}$ и максимально $\varphi_{\text{гр.4}}$ возможные значения угла поворота для электропривода при его движении в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости равны:

$$\varphi_{\text{гр.3}} = 8\omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]^3; \quad (12)$$

$$\varphi_{гр.4} = 2\omega_{дон}^{(1)} \cdot \left[\frac{\omega_{дон}^{(1)}}{\omega_{дон}^{(2)}} + \frac{\omega_{дон}^{(2)}}{\omega_{дон}^{(3)}} + \frac{\omega_{дон}^{(3)}}{\omega_{дон}^{(4)}} + \frac{\omega_{дон}^{(4)}}{\omega_{дон}^{(5)}} \right]^2, \quad (13)$$

где $\omega_{дон}^{(1)}$ – максимально допустимое значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^2}$.

В работе представлен электропривод, у которого максимально допустимые значения соответственно равны: $\omega_{дон}^{(1)} = 80 \frac{рад}{с^2}$; $\omega_{дон}^{(2)} = 160 \frac{рад}{с^3}$; $\omega_{дон}^{(3)} = 800 \frac{рад}{с^4}$; $\omega_{дон}^{(4)} = 10000 \frac{рад}{с^5}$; $\omega_{дон}^{(5)} = 500000 \frac{рад}{с^6}$.

При этом:

$$\varphi_{зр.3} = 8 \cdot 160 \cdot \left[\frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right]^3 = 34,56 \text{ рад};$$

$$\varphi_{зр.4} = 2 \cdot 80 \cdot \left[\frac{80}{160} + \frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right]^2 = 102,4 \text{ рад}.$$

В таблице 1 приведены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

Таблица 1 – Результаты по определению параметров

$(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}), \text{ рад}$	$t_4, \text{ с}$	$T_ц, \text{ с}$	$\omega_{max}^{(1)}, \frac{рад}{с^2}$	$\omega_{max}, \frac{рад}{с}$
34,56	0	2,4	48	28,8
36,91232	0,01	2,44	49,6	30,256
39,36256	0,02	2,48	51,2	31,744
41,91264	0,03	2,52	52,8	33,264
44,56448	0,04	2,56	54,4	34,816
47,32	0,05	2,6	56	36,4
50,18112	0,06	2,64	57,6	38,016
53,14976	0,07	2,68	59,2	39,664
56,22784	0,08	2,72	60,8	41,344
59,41728	0,09	2,76	62,4	43,056
62,72	0,1	2,8	64	44,8
66,13792	0,11	2,84	65,6	46,576
69,67296	0,12	2,88	67,2	48,384
73,32704	0,13	2,92	68,8	50,224
77,10208	0,14	2,96	70,4	52,096
81	0,15	3	72	54
85,02272	0,16	3,04	73,6	55,936
89,17216	0,17	3,08	75,2	57,904
93,45024	0,18	3,12	76,8	59,904
97,85888	0,19	3,16	78,4	61,936
102,4	0,2	3,2	80	64

При этом остальные параметры не менялись и имели следующие значения:
 $\omega_{don}^{(2)} = 160 \frac{pad}{c^3}$; $\omega_{don}^{(3)} = 800 \frac{pad}{c^4}$; $\omega_{don}^{(4)} = 10000 \frac{pad}{c^5}$; $\omega_{don}^{(5)} = 500000 \frac{pad}{c^6}$; $t_1 = 0,02 c$;
 $t_2 = 0,06 c$; $t_3 = 0,1 c$.

На рисунках 1 и 2 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, имеющая следующие параметры: $(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) = 81 pad$; $t_1 = 0,02 c$;
 $t_2 = 0,06 c$; $t_3 = 0,1 c$; $t_4 = 0,15 c$; $T_{ц} = 3 c$; $\omega_{don}^{(5)} = 500000 \frac{pad}{c^6}$; $\omega_{don}^{(4)} = 10000 \frac{pad}{c^5}$;
 $\omega_{don}^{(3)} = 800 \frac{pad}{c^4}$; $\omega_{don}^{(2)} = 160 \frac{pad}{c^3}$; $\omega_{max}^{(1)} = 72 \frac{pad}{c^2}$; $\omega_{max} = 54 \frac{pad}{c}$.

Выводы

В данной научной статье представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, состоящая из двадцати девяти этапов.

Определена область существования симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Для определения параметров оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости разработан алгоритм.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Громницкий Е.Е. Оптимальные по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 160 с.
2. Добробаба Ю.П., Кузьмина И.Б. Прецизионный позиционный электропривод переменного тока с упругим валопроводом : монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2015. – 132 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Gromnitsky E.E. Optimalnye on speed of the chart of movement of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – 160 p.
2. Dobrobaba Yu.P., Kuzmina I.B. The precision position electric drive of alternating current with the elastic shaft line : monograph / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2015. – 132 p.

УДК 62.83.52:62.503.56

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО ПЕРВОЙ, ВТОРОЙ, ТРЕТЬЕЙ, ЧЕТВЁРТОЙ
И ПЯТОЙ ПРОИЗВОДНЫМ СКОРОСТИ**

**SYMMETRIC OPTIMAL ON PROGRESS MOVEMENT
DIAGRAM EXECUTIVE BODY OF PRECISION ELECTRIC DRIVE
WITH ELASTIC TARGET WITH RESTRICTIONS ON THE FIRST, SECOND,
THIRD, FOURTH AND FIFTH SPEED DERIVATIVES**

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»

Федин В.С.

Кубанский государственный
технологический университет
fedin@spets-stroy.com

Аннотация. Представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Разработан алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости. Приведены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

Ключевые слова: симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма, упругий валопровод, прецизионный электропривод, перемещение исполнительного органа, ограничения по первой, второй, третьей, четвёртой и пятой производным скорости.

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

Fedin V.S.

Kuban state technological university
fedin@spets-stroy.com

Annotation. The symmetric chart of movement of executive body of the precision electric drive, optimum on speed, with the elastic shaft line with restrictions on the first, second, third, fourth and fifth derivatives of speed is submitted. The algorithm is developed for determination of parameters of the symmetric chart of movement of executive body of the precision electric drive, optimum on speed, with the elastic shaft line with restrictions on the first, second, third, fourth and fifth derivatives of speed. Results on determination of parameters of the symmetric chart of movement of executive body of the precision electric drive, optimum on speed, with the elastic shaft line with restrictions on the first, second, third, fourth and fifth derivatives of speed are given.

Keywords: symmetric chart, optimum on speed, elastic shaft line, precision electric drive, movement of executive body, restriction on the first, second, third, fourth and fifth derivatives of speed.

Для управления электроприводами с упругими валопроводами ранее разработаны:

– группа из трех симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по второй, третьей и четвертой производным скорости.

– группа симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, у которых отсутствуют ограничения по третьей и четвертой производным скорости.

Данная работа посвящена разработке симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы, предназначенной для электроприводов промышленных механизмов, у которых по технологическим требованиям необходимо ограничивать первую, вторую, третью, четвертую и пятую производные скорости.

Разработано математическое обеспечение, которое позволяет определить параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

На рисунках 1 и 2 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, состоящая из тридцати одного этапа.

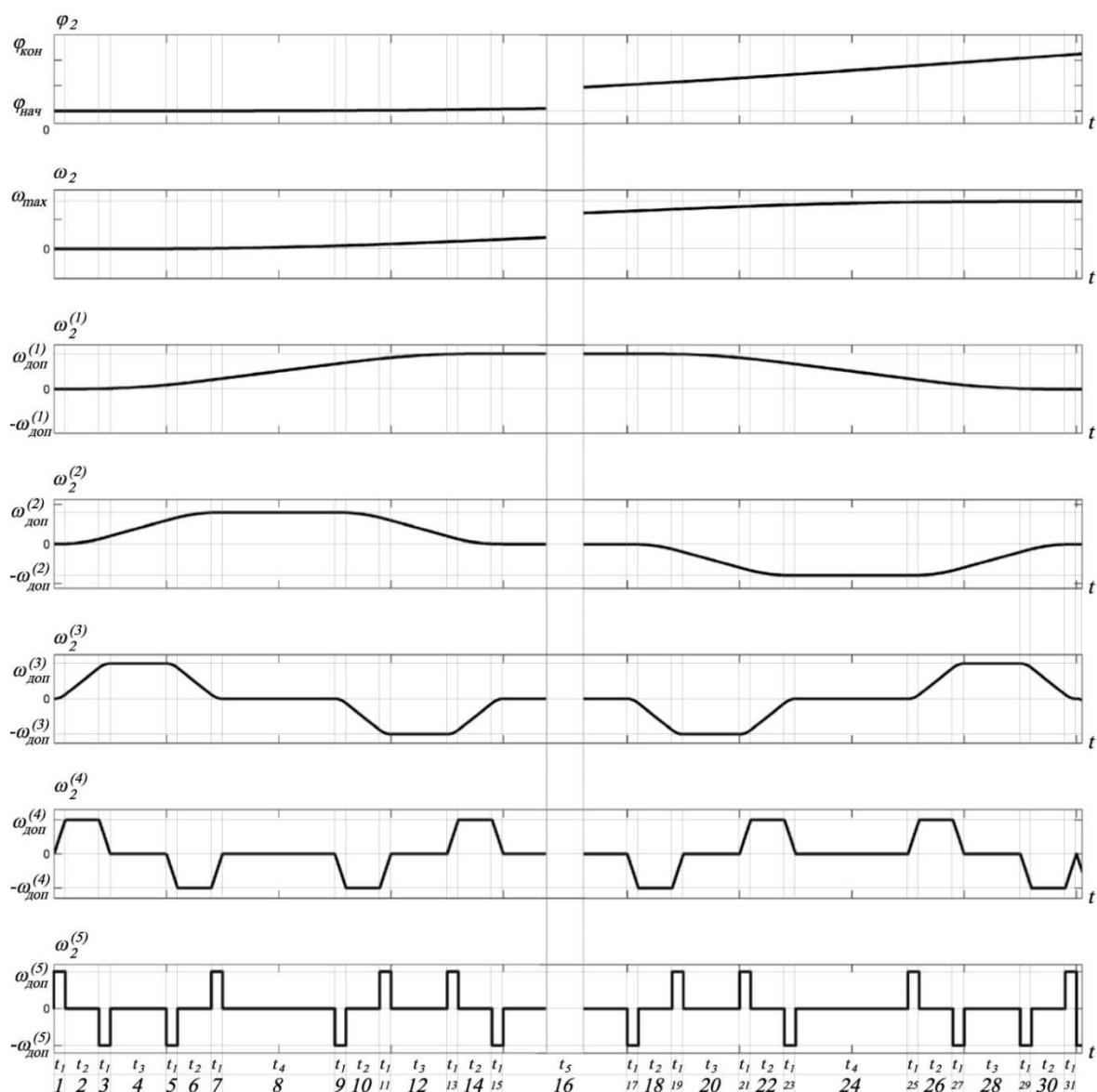


Рисунок 1 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости (разгон)

На рисунках приняты следующие обозначения:

φ_2 – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

- t – время, с;
- $\varphi_{\text{нач}}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
- $\varphi_{\text{кон}}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;
- ω_{max} – максимальное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
- $\omega_{\text{дон}}^{(1)}$ – максимально допустимое значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;
- $\omega_{\text{дон}}^{(2)}$ – максимально допустимое значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$;
- $\omega_{\text{дон}}^{(3)}$ – максимально допустимое значение третьей производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$;
- $\omega_{\text{дон}}^{(4)}$ – максимально допустимое значение четвертой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$;
- $\omega_{\text{дон}}^{(5)}$ – максимально допустимое значение пятой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$;
- t_1 – длительность первого, третьего, пятого, седьмого, девятого, одиннадцатого, тринадцатого, пятнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать третьего, двадцать пятого, двадцать седьмого, двадцать девятого, тридцать первого этапов, с;
- t_2 – длительность второго, шестого, десятого, четырнадцатого, восемнадцатого, двадцать второго, двадцать шестого, тридцатого этапов, с;
- t_3 – длительность четвертого, двенадцатого, двадцатого, двадцать восьмого этапов, с;
- t_4 – длительность восьмого и двадцать четвертого этапов, с;
- t_5 – длительность шестнадцатого этапа, с.

Для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости справедливы следующие соотношения:

$$\omega_{\text{дон}}^{(4)} = \omega_{\text{дон}}^{(5)} \cdot t_1; \quad (1)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(3)} = \omega_{\text{дон}}^{(4)} \cdot (t_1 + t_2); \quad (2)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(2)} = \omega_{\text{дон}}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3); \quad (3)$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(1)} = \omega_{\text{дон}}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4); \quad (4)$$

$$\omega_{\text{max}} = \omega_{\text{дон}}^{(1)} \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4 + t_5); \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{кон}} &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{max}} \cdot (16t_1 + 8t_2 + 4t_3 + 2t_4 + t_5) = \\ &= \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{доп}}^{(1)} \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4 + t_5) \cdot (16t_1 + 8t_2 + 4t_3 + 2t_4 + t_5); \end{aligned} \quad (6)$$

$$T_{\text{ц}} = 32t_1 + 16t_2 + 8t_3 + 4t_4 + 2t_5, \quad (7)$$

где $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

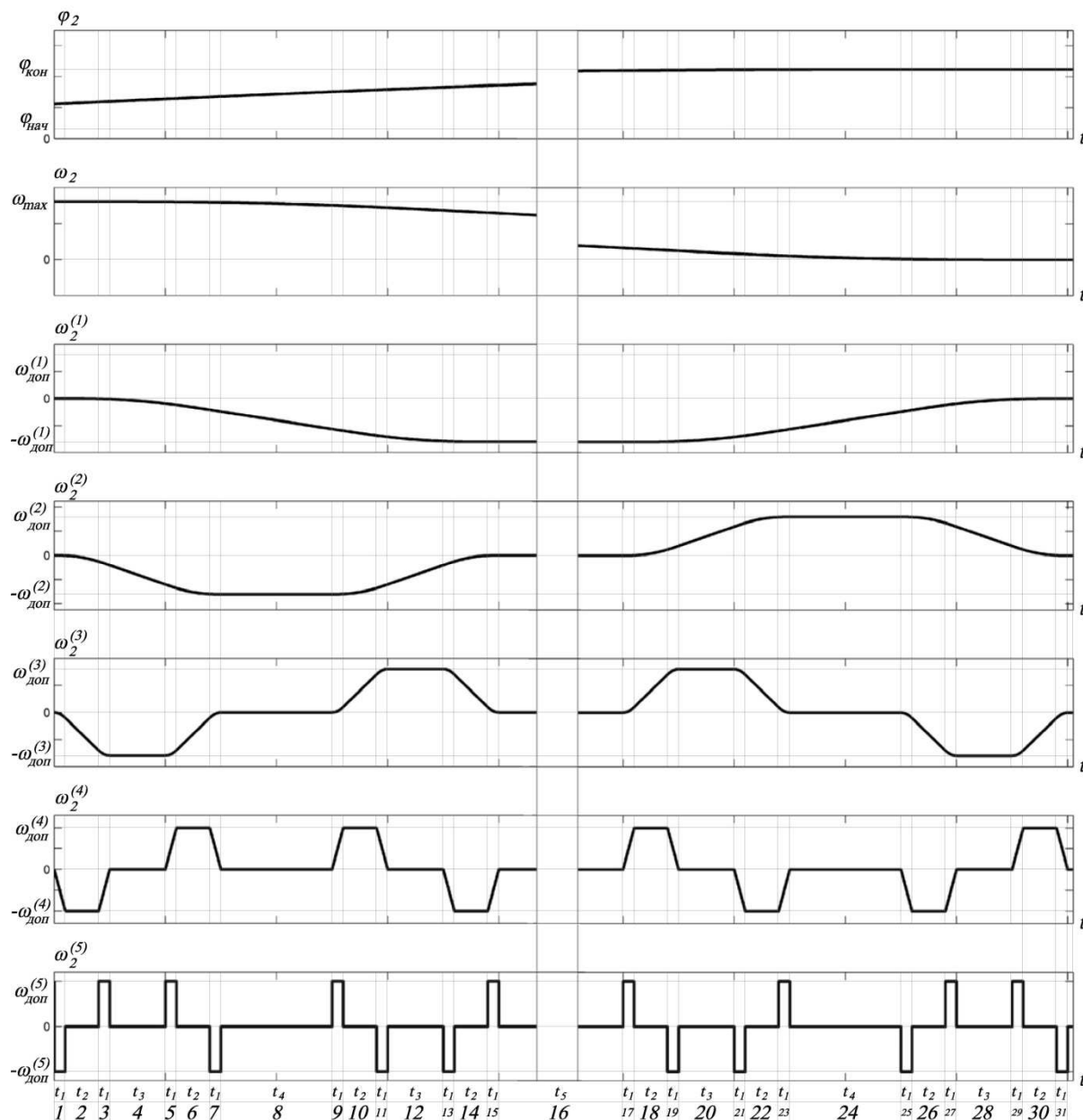


Рисунок 2 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости (торможение)

Из соотношений (1) – (6) следует, что длительности этапов симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости равны:

$$t_1 = \frac{\omega_{\text{доп}}^{(4)}}{\omega_{\text{доп}}^{(5)}}; \quad (8)$$

$$t_2 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (9)$$

$$t_3 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (10)$$

$$t_4 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (11)$$

$$t_5 = \sqrt{\frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{дон}}^{(1)}} + \frac{1}{4} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]^2} - \frac{3}{2} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]. \quad (12)$$

При движении электропривода минимально $\varphi_{\text{гр.4}}$ и максимально $\varphi_{\text{гр.5}}$ возможные значения угла поворота в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости равны:

$$\varphi_{\text{гр.4}} = 2\omega_{\text{дон}}^{(1)} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]^2; \quad (13)$$

$$\varphi_{\text{гр.5}} = \omega_{\text{дон}} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}}{\omega_{\text{дон}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right], \quad (14)$$

где $\omega_{\text{дон}}$ – максимально допустимое значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

В данной статье представлен электропривод, у которого максимально допустимые значения соответственно равны: $\omega_{\text{дон}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$; $\omega_{\text{дон}}^{(1)} = 80 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\omega_{\text{дон}}^{(2)} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; $\omega_{\text{дон}}^{(3)} = 800 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$; $\omega_{\text{дон}}^{(4)} = 10000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$; $\omega_{\text{дон}}^{(5)} = 500000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$.

При этом:

$$\varphi_{\text{гр.4}} = 2 \cdot 80 \cdot \left[\frac{80}{160} + \frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right]^2 = 102,4 \text{ рад};$$

$$\varphi_{\text{гр.5}} = 160 \cdot \left[\frac{160}{80} + \frac{80}{160} + \frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right] = 448 \text{ рад}.$$

В таблице 1 указаны результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Таблица 1 – Результаты по определению параметров

$(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \text{ рад}$	$t_5, \text{ с}$	$T_{\text{ц}}, \text{ с}$	$\omega_{\text{max}}, \frac{\text{рад}}{\text{с}}$
102,4	0	3,2	64
122,4	0,1	3,4	72
144	0,2	3,6	80
167,2	0,3	3,8	88
192	0,4	4	96
218,4	0,5	4,2	104
246,4	0,6	4,4	112
276	0,7	4,6	120
307,2	0,8	4,8	128
340	0,9	5	136
374,4	1	5,2	144
410,4	1,1	5,4	152
448	1,2	5,6	160

При этом остальные параметры не менялись и имели следующие значения:
 $\omega_{\text{дон}}^{(1)} = 80 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\omega_{\text{дон}}^{(2)} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; $\omega_{\text{дон}}^{(3)} = 800 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$; $\omega_{\text{дон}}^{(4)} = 10000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$; $\omega_{\text{дон}}^{(5)} = 500000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$;
 $t_1 = 0,02 \text{ с}$; $t_2 = 0,06 \text{ с}$; $t_3 = 0,1 \text{ с}$; $t_4 = 0,2 \text{ с}$.

На рисунках 1 и 2 изображена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, которая имеет следующие параметры: $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = 144 \text{ рад}$;

$t_1 = 0,02 \text{ с}$; $t_2 = 0,06 \text{ с}$; $t_3 = 0,1 \text{ с}$; $t_4 = 0,2 \text{ с}$; $t_5 = 0,2 \text{ с}$; $T_{\text{ц}} = 3,6 \text{ с}$; $\omega_{\text{дон}}^{(5)} = 500000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$;
 $\omega_{\text{дон}}^{(4)} = 10000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}$; $\omega_{\text{дон}}^{(3)} = 800 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}$; $\omega_{\text{дон}}^{(2)} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$; $\omega_{\text{дон}}^{(1)} = 80 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$; $\omega_{\text{max}} = 80 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Выводы

В данной статье приведена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости, состоящая из тридцати одного этапа.

Найдены минимально и максимально возможные значения угла поворота при движении электропривода в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Представлен алгоритм, позволяющий определить параметры оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

Литература:

1. Добрабаба Ю.П., Кошкин Г.А., Громницкий Е.Е. Оптимальные по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 160 с.

2. Добробаба Ю.П., Кузьмина И.Б. Прецизионный позиционный электропривод переменного тока с упругим валопроводом : монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2015. – 132 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Gromnitsky E.E. Optimalnye on speed of the chart of movement of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – 160 p.

2. Dobrobaba Yu.P., Kuzmina I.B. The precision position electric drive of alternating current with the elastic shaft line : monograph / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2015. – 132 p.

УДК 62.83.52:62.503.56

**СИММЕТРИЧНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ
С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО СКОРОСТИ И ЕЕ ПЕРВОЙ, ВТОРОЙ, ТРЕТЬЕЙ,
ЧЕТВЁРТОЙ И ПЯТОЙ ПРОИЗВОДНЫХ**

**SYMMETRIC OPTIMAL ON PROGRESS MOVEMENT
DIAGRAM EXECUTIVE BODY OF PRECISION ELECTRIC DRIVE WITH
ELASTIC TARGET WITH LIMITS ON SPEED AND ITS FIRST, SECOND, THIRD,
FOURTH AND FIFTH DERIVATIVES**

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»

Федин В.С.

Кубанский государственный
технологический университет
fedin@spets-stroy.com

Аннотация. Разработана симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных. Представлен алгоритм для определения параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных. Приведены результаты по определению параметров симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных.

Ключевые слова: симметричная диаграмма, оптимальное по быстродействию перемещение, упругий валопровод, исполнительный орган прецизионного электропривода, ограничения по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производным скорости.

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

Fedin V.S.

Kuban state technological university
fedin@spets-stroy.com

Annotation. A symmetrical speed-optimal displacement diagram for the executive body of a precision electric drive with an elastic shafting with speed restrictions and its first, second, third, fourth and fifth derivatives has been developed. An algorithm for determining the parameters of a symmetric speed-optimal displacement diagram of the executive body of a precision electric drive with an elastic shaft line with speed limits and its first, second, third, fourth and fifth derivatives is presented. The results of determining the parameters of a symmetric speed-optimal movement diagram of the executive body of a precision electric drive with an elastic shaft line with speed limits and its first, second, third, fourth and fifth derivatives are presented.

Keywords: symmetric diagram, optimal in speed movement, elastic shaft line, executive body of a precision electric drive, speed limits and its first, second, third, fourth and fifth velocity derivatives.

В монографии [1], посвященной разработке группы из трех симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, отсутствуют ограничения по второй, третьей и четвертой производным скорости.

В монографии [2], посвященной разработке группы симметричных оптимальных по быстродействию диаграмм перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, отсутствуют ограничения по третьей и четвертой производным скорости.

Предлагается разработать симметричную оптимальную по быстродействию диаграмму, предназначенную для электроприводов промышленных механизмов, у которых по технологическим требованиям необходимо ограничивать скорость и ее первую, вторую, третью, четвертую и пятую производные.

Представлено математическое обеспечение, которое позволяет рассчитать параметры симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных.

На рисунках 1, 2 и 3 представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных, состоящая из тридцати одного этапа. На рисунках приняты следующие обозначения:

φ_2 – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

ω_2 – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

t – время, с;

$\varphi_{нач}$ – начальное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\varphi_{кон}$ – конечное значение угла поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$\omega_{дон}$ – максимально допустимое значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

$\omega_{дон}^{(1)}$ – максимально допустимое значение первой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^2}$;

$\omega_{дон}^{(2)}$ – максимально допустимое значение второй производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^3}$;

$\omega_{дон}^{(3)}$ – максимально допустимое значение третьей производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^4}$;

$\omega_{дон}^{(4)}$ – максимально допустимое значение четвертой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^5}$;

$\omega_{дон}^{(5)}$ – максимально допустимое значение пятой производной угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с^6}$;

t_1 – длительность первого, третьего, пятого, седьмого, девятого, одиннадцатого, тринадцатого, пятнадцатого, семнадцатого, девятнадцатого, двадцать первого, двадцать третьего, двадцать пятого, двадцать седьмого, двадцать девятого, тридцать первого этапов, с;

t_2 – длительность второго, шестого, десятого, четырнадцатого, восемнадцатого, двадцать второго, двадцать шестого, тридцатого этапов, с;

t_3 – длительность четвертого, двенадцатого, двадцатого, двадцать восьмого этапов, с;

t_4 – длительность восьмого и двадцать четвертого этапов, с;

t_5 – длительность шестнадцатого этапа, с.

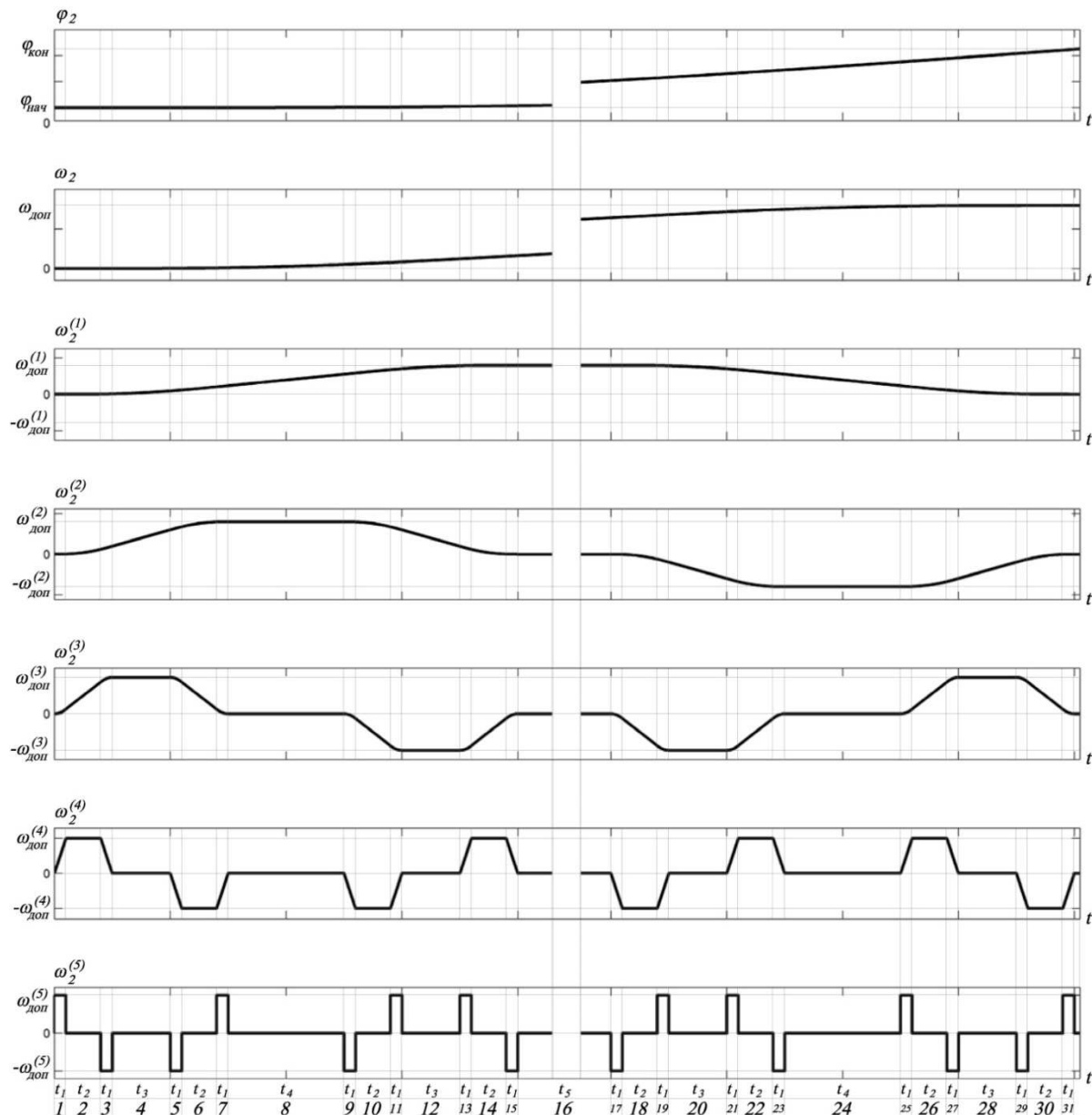


Рисунок 1 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных (разгон)

Для симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных справедливы следующие соотношения:

$$\omega_{дон}^{(4)} = \omega_{дон}^{(5)} \cdot t_1; \quad (1)$$

$$\omega_{дон}^{(3)} = \omega_{дон}^{(4)} \cdot (t_1 + t_2); \quad (2)$$

$$\omega_{дон}^{(2)} = \omega_{дон}^{(3)} \cdot (2t_1 + t_2 + t_3); \quad (3)$$

$$\omega_{дон}^{(1)} = \omega_{дон}^{(2)} \cdot (4t_1 + 2t_2 + t_3 + t_4); \quad (4)$$

$$\omega_{дон} = \omega_{дон}^{(1)} \cdot (8t_1 + 4t_2 + 2t_3 + t_4 + t_5); \quad (5)$$

$$\varphi_{\text{кон}} = \varphi_{\text{нач}} + \omega_{\text{доп}} \cdot (16t_1 + 8t_2 + 4t_3 + 2t_4 + t_5 + t_6); \quad (6)$$

$$T_{\text{ц}} = 32t_1 + 16t_2 + 8t_3 + 4t_4 + 2t_5 + t_6, \quad (7)$$

где $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

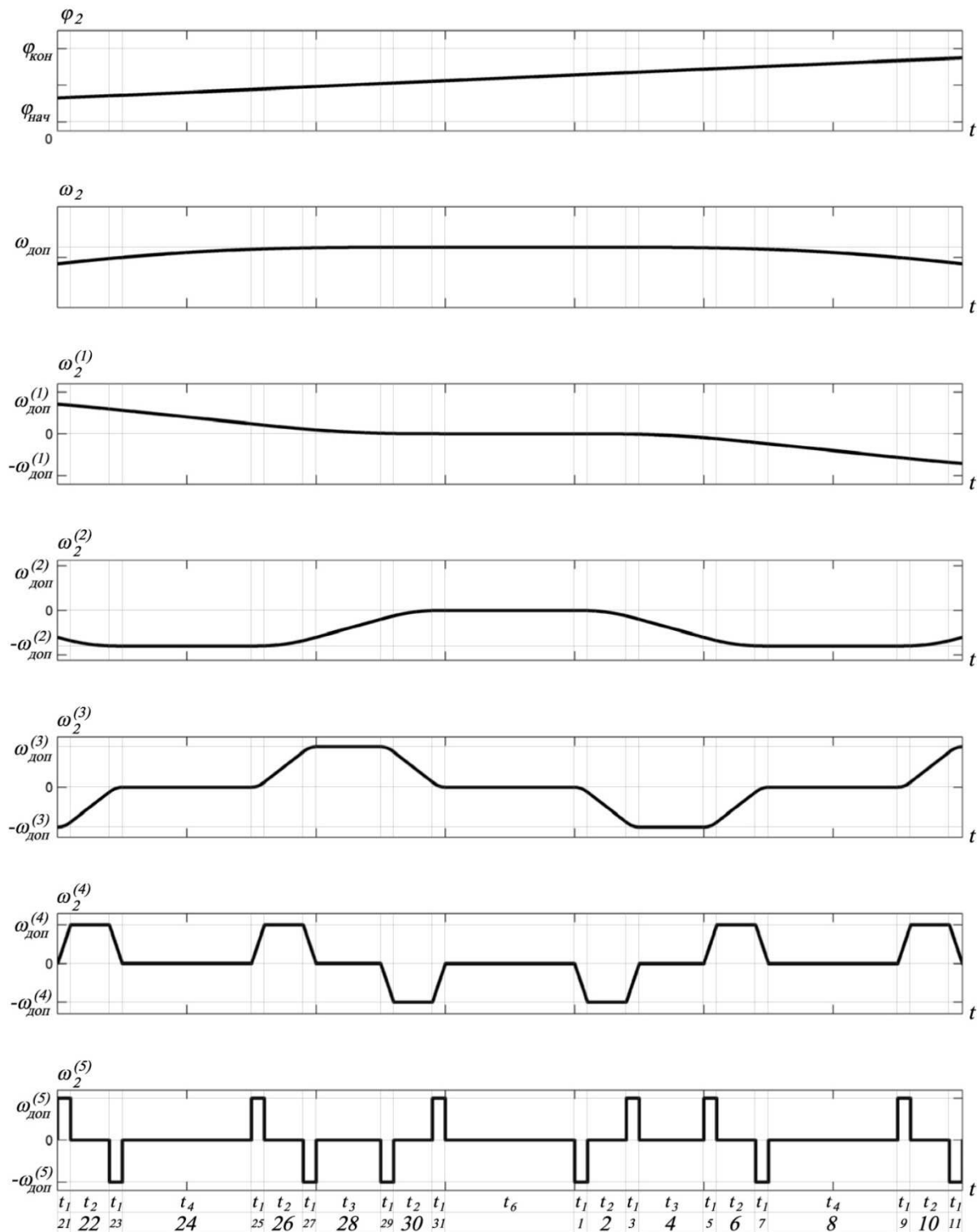


Рисунок 2 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных (устоявшееся значение)

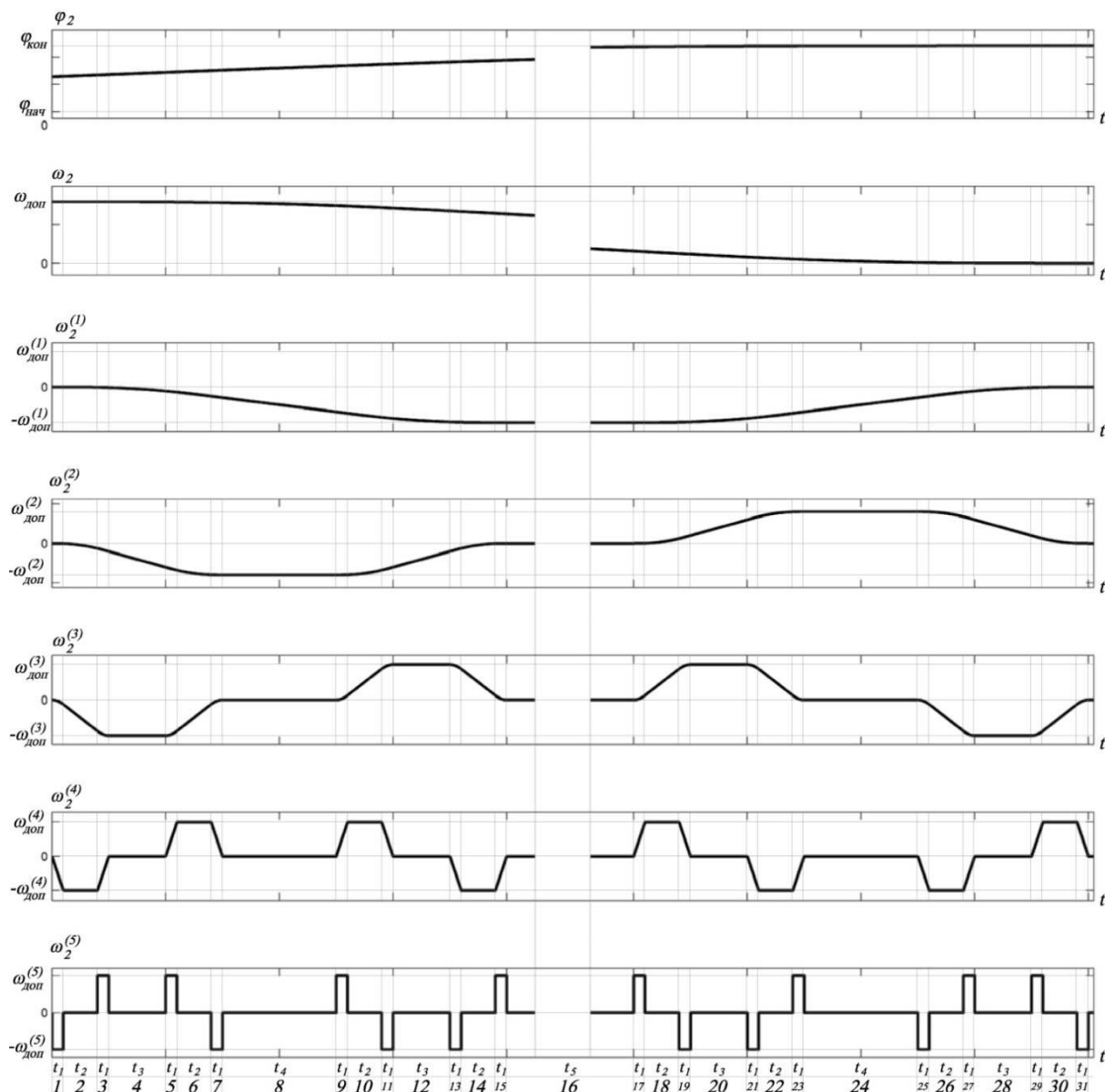


Рисунок 3 – Симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных (торможение)

Из соотношений (1)–(6) следует, что длительности этапов симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных равны:

$$t_1 = \frac{\omega_{дон}^{(4)}}{\omega_{дон}^{(5)}}; \quad (8)$$

$$t_2 = \frac{\omega_{дон}^{(3)}}{\omega_{дон}^{(4)}} - \frac{\omega_{дон}^{(4)}}{\omega_{дон}^{(5)}}; \quad (9)$$

$$t_3 = \frac{\omega_{дон}^{(2)}}{\omega_{дон}^{(3)}} - \frac{\omega_{дон}^{(3)}}{\omega_{дон}^{(4)}} - \frac{\omega_{дон}^{(4)}}{\omega_{дон}^{(5)}}; \quad (10)$$

$$t_4 = \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (11)$$

$$t_5 = \frac{\omega_{\text{дон}}}{\omega_{\text{дон}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}; \quad (12)$$

$$t_6 = \frac{\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}}{\omega_{\text{дон}}} - \frac{\omega_{\text{дон}}}{\omega_{\text{дон}}^{(1)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} - \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}}. \quad (13)$$

Минимально возможное значение угла поворота $\varphi_{\text{Гр.5}}$ для электропривода при его движении в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных равно:

$$\varphi_{\text{Гр.5}} = \omega_{\text{дон}} \cdot \left[\frac{\omega_{\text{дон}}}{\omega_{\text{дон}}^{(1)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(1)}}{\omega_{\text{дон}}^{(2)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(2)}}{\omega_{\text{дон}}^{(3)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(3)}}{\omega_{\text{дон}}^{(4)}} + \frac{\omega_{\text{дон}}^{(4)}}{\omega_{\text{дон}}^{(5)}} \right]. \quad (14)$$

В работе рассматривается электропривод, у которого максимально допустимые значения соответственно равны: $\omega_{\text{дон}} = 160 \frac{\text{рад}}{c}$; $\omega_{\text{дон}}^{(1)} = 80 \frac{\text{рад}}{c^2}$; $\omega_{\text{дон}}^{(2)} = 160 \frac{\text{рад}}{c^3}$; $\omega_{\text{дон}}^{(3)} = 800 \frac{\text{рад}}{c^4}$; $\omega_{\text{дон}}^{(4)} = 10000 \frac{\text{рад}}{c^5}$; $\omega_{\text{дон}}^{(5)} = 500000 \frac{\text{рад}}{c^6}$.

При этом:

$$\varphi_{\text{зр.5}} = 160 \cdot \left[\frac{160}{80} + \frac{80}{160} + \frac{160}{800} + \frac{800}{10000} + \frac{10000}{500000} \right] = 448 \text{ рад}.$$

Если $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = 448 \text{ рад}$, то $t_1 = 0,02c$; $t_2 = 0,06c$; $t_3 = 0,1c$; $t_4 = 0,2c$; $t_5 = 1,2c$; $t_6 = 0c$; $T_{\text{ц}} = 5,6c$.

На рисунках 1, 2 и 3 приведена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных, которая имеет следующие параметры: $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = 480 \text{ рад}$; $t_1 = 0,02c$; $t_2 = 0,06c$; $t_3 = 0,1c$; $t_4 = 0,2c$; $t_5 = 1,2c$; $t_6 = 0,2c$;

$$T_{\text{ц}} = 5,8c; \quad \omega_{\text{дон}}^{(5)} = 500000 \frac{\text{рад}}{c^6}; \quad \omega_{\text{дон}}^{(4)} = 10000 \frac{\text{рад}}{c^5}; \quad \omega_{\text{дон}}^{(3)} = 800 \frac{\text{рад}}{c^4}; \quad \omega_{\text{дон}}^{(2)} = 160 \frac{\text{рад}}{c^3};$$

$$\omega_{\text{дон}}^{(1)} = 80 \frac{\text{рад}}{c^2}; \quad \omega_{\text{дон}} = 160 \frac{\text{рад}}{c}.$$

Выводы

В данной статье представлена симметричная оптимальная по быстродействию диаграмма перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных, состоящая из тридцати одного этапа.

Установлено минимально возможное значение угла поворота для электропривода при его движении в соответствии с симметричной оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных.

Разработан алгоритм, необходимый для определения параметров оптимальной по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом с ограничениями по скорости и ее первой, второй, третьей, четвертой и пятой производных.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Громницкий Е.Е. Оптимальные по быстродействию диаграммы перемещения исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 160 с.

2. Добробаба Ю.П., Кузьмина И.Б. Прецизионный позиционный электропривод переменного тока с упругим валопроводом : монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2015. – 132 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Gromnitsky E.E. Optimalnye on speed of the chart of movement of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2018. – 160 p.

2. Dobrobaba Yu.P., Kuzmina I.B. The precision position electric drive of alternating current with the elastic shaft line : monograph / Kuban State Technological un-t. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KubGTU», 2015. – 132 p.

62.83.52:62.503.56

**УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ОДНОКОНТУРНАЯ САР
ПОЛОЖЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА
С ИДЕАЛЬНЫМ ВАЛОПРОВОДОМ**

**ADVANCED SINGLE-CIRCUIT ACS OF THE POSITION
OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE WITH IDEAL SHAFTING**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук,
доцент, профессор кафедры
электропитания промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ ООО «Прогресс»

Хамхоев Абдулрашид Акрамбиевич

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Разработана усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом. Предложены два алгоритма определения параметров фильтра, регулятора, корректора, компенсирующего устройства и дополнительной обратной связи по положению исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом. Синтез усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом выполнен по методу, при котором коэффициенты эталонной передаточной функции принимают заранее заданные значения.

Ключевые слова: система автоматического регулирования (САР), электропривод, положение исполнительного органа, идеальный 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

Khamkoev Abdurashid Akrambievich

Kuban state technological university

Annotation. Developed an improved single-circuit ACS of the position of the executive body of the electric drive with the ideal shafting. Proposed two algorithms for determining the parameters of the filter, regulator, corrector, compensating device and additional feedback of the position of the executive body of the electric drive with the ideal shafting. The synthesis of the improved single-circuit ACS of the position of the executive body of the electric drive with ideal shafting is performed by the method in which the coefficients of the reference transfer function take pre-set values.

Keywords: automatic control system (ACS), electric drive, position of the executive body, ideal shafting.

Монография [1] посвящена разработке:

- астатических первого порядка САР положения исполнительного органа электропривода постоянного тока с типовыми регуляторами;
- модернизированной САР положения исполнительного органа электропривода постоянного тока;
- астатической первого порядка САР положения исполнительного органа электропривода постоянного тока с улучшенными характеристиками.

Все эти системы являются трехконтурными. Они содержат контура: тока, скорости и положения.

В данной статье синтезируется усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом.

Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом приведена на рисунке 1. На рисунке приняты обозначения:

- Ф – фильтр;
- Р – регулятор;
- К – корректор;

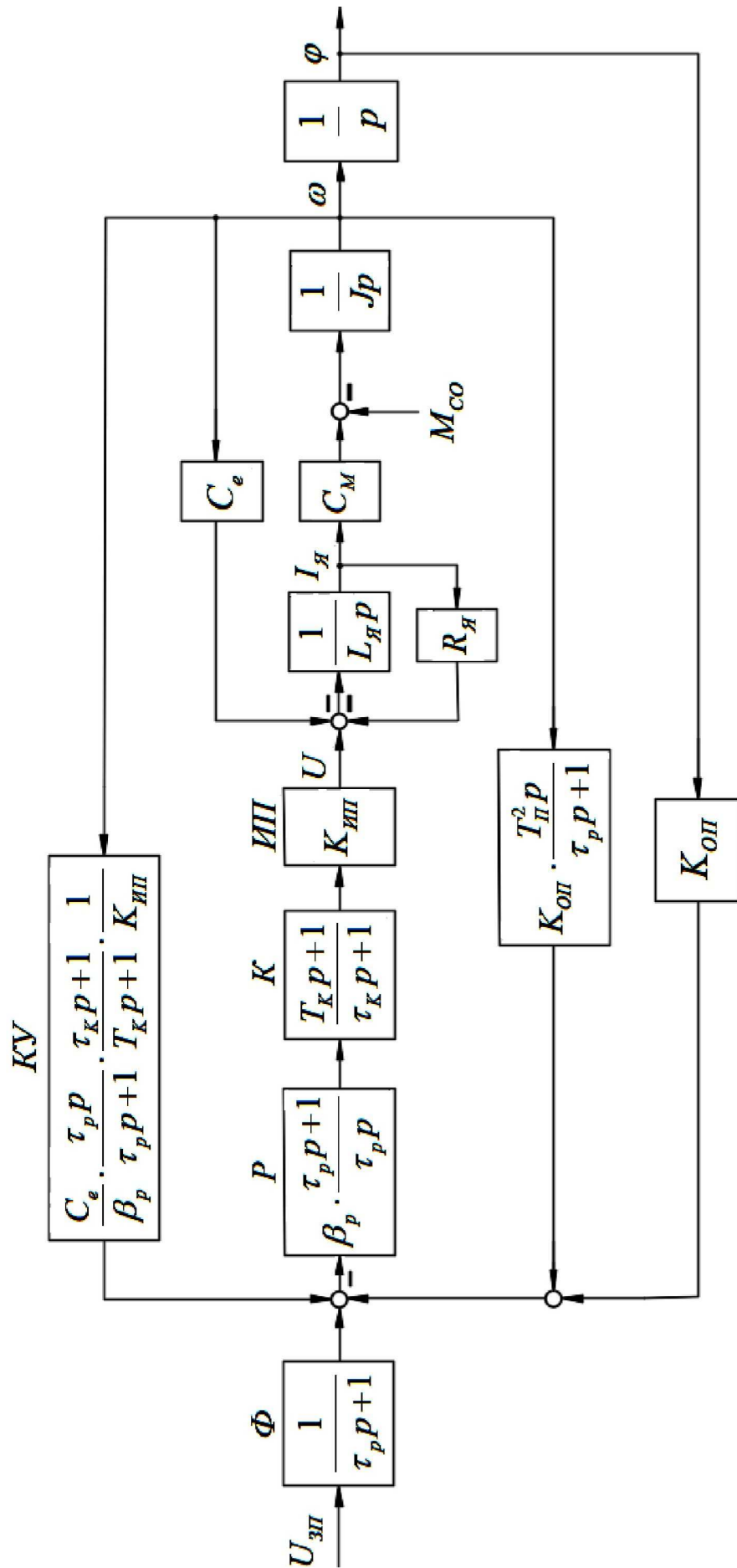


Рисунок 1 – Структурная схема усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом

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;
 ω – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
 φ – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;
 M_{CO} – момент сопротивления электропривода, Н·м;
 β_p – динамический коэффициент регулятора;
 τ_p – постоянная времени регулятора, с;
 T_K, τ_K – постоянные времени корректора, с;
 $K_{ИП}$ – коэффициент усиления ИП;
 $L_я$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;
 $R_я$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;
 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;
 J – момент инерции исполнительного органа электропривода, кг · м²;
 $T_{П}^2$ – постоянная времени дополнительной обратной связи по положению, с²;
 $K_{ОП}$ – коэффициент обратной связи по положению, $\frac{\text{В}\cdot\text{с}}{\text{рад}}$.

В предлагаемой системе для компенсации влияния внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС электродвигателя предусмотрено компенсирующее устройство с передаточной функцией:

$$W_{КУ}(p) = \frac{C_e}{\beta_p} \cdot \frac{\tau_p p}{\tau_p p + 1} \cdot \frac{\tau_K p + 1}{T_K p + 1} \cdot \frac{1}{K_{ИП}}$$

Для усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом справедлива система из трех уравнений:

$$\begin{cases} \left[\frac{1}{\tau_p p + 1} \cdot U_{зп} - K_{ОП} \cdot \varphi - K_{ОП} \cdot \frac{T_{П}^2 p}{\tau_p p + 1} \cdot \omega \right] \cdot \beta_p \cdot \frac{\tau_p p + 1}{\tau_p p} \cdot \frac{T_K p + 1}{T_K p + 1} \cdot K_{ИП} = \\ = R_я \cdot \left(\frac{L_я}{R_я} + 1 \right) \cdot I_я; \\ C_M I_я = M_{CO} + J p \omega; \\ \omega = p \varphi. \end{cases}$$

Если постоянную времени корректора выбрать равную:

$$T_K = \frac{L_я}{R_я},$$

то после преобразований система из трех уравнений принимает вид:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_я J}{K_{ИП} K_{ОП} C_M} \cdot \tau_K \tau_p p^4 + \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_я J}{K_{ИП} K_{ОП} C_M} \cdot \tau_p p^3 + T_{П}^2 p^2 + \tau_p p + 1 \right] \cdot \varphi = \\ & = \frac{U_{зп}}{K_{ОП}} - \frac{1}{\beta_p} \cdot \frac{R_я}{K_{ИП} K_{ОП} C_M} \cdot \tau_p p \cdot (\tau_K p + 1) \cdot M_{CO}. \end{aligned}$$

В настоящее время для синтеза систем находит широкое применение метод, при котором предлагается такой выбор параметров элементов системы с заданной структурой и при котором коэффициенты эталонной передаточной функции принимают заранее заданные значения. При этом используются два вида эталонных передаточных функций.

Вариант 1

Если выбрать параметры усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом равными:

$$\beta_p = 8 \cdot \frac{R_{\text{я}} J}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОП}} C_M T_{\mu}^2};$$

$$\tau_p = T_{\mu};$$

$$\tau_K = \frac{1}{8} T_{\mu};$$

$$T_{\text{П}}^2 = \frac{1}{2} T_{\mu}^2,$$

то передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\varphi(p)}{U_{\text{ЗП}}(p)} = \frac{1}{K_{\text{ОП}}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{64} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\varphi(p)}{M_{\text{СО}}(p)} = -\frac{1}{8} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J} \cdot \frac{\frac{1}{8} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p}{\frac{1}{64} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{8} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}.$$

При нанесении ступенчатых внешних воздействий по задающему напряжению $U_{\text{ЗП}}$ или моменту сопротивления $M_{\text{СО}}$ и нулевых начальных условиях зависимости угла положения исполнительного органа электропривода от времени определяются следующими зависимостями:

$$\varphi(t) = \left[1 - 2 \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) - e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) - 2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) + 2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) \right] \cdot \frac{U_{\text{ЗП}}}{K_{\text{ОП}}};$$

$$\varphi(t) = -\left[3 \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) - 6 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) + 2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} \cdot e^{-2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}} \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{t}{T_{\mu}}\right) \right] \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{T_{\mu}^2 M_{\text{СО}}}{J}.$$

Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом обрабатывает по каналу управления «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» ступенчатое воздействие с максимально возможным быстродействием с перерегулированием около 5%.

Вариант 2

Если выбрать параметры усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом равными:

$$\beta_p = 16 \cdot \frac{R_{\text{я}} J}{K_{\text{ИП}} K_{\text{ОП}} C_M T_{\mu}^2};$$

$$\tau_p = T_{\mu};$$

$$\tau_K = \frac{1}{16} T_{\mu};$$

$$T_{\text{П}}^2 = \frac{3}{8} T_{\mu}^2,$$

то передаточные функции по каналам «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\varphi(p)}{U_{3П}(p)} = \frac{1}{K_{ОП}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{256} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{16} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{3}{8} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\varphi(p)}{M_{CO}(p)} = -\frac{1}{16} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J} \cdot \frac{\frac{1}{16} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p}{\frac{1}{256} T_{\mu}^4 p^4 + \frac{1}{16} T_{\mu}^3 p^3 + \frac{3}{8} T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu} p + 1}.$$

При нанесении ступенчатых внешних воздействий по задающему напряжению $U_{3П}$ или моменту сопротивления M_{CO} и нулевым начальным условиям зависимости угла положения исполнительного органа электропривода от времени определяются следующими зависимостями:

$$\varphi(t) = \left[1 - e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} - 4 \cdot \frac{t}{T_{\mu}} \cdot e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} - 8 \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} - \frac{32}{3} \cdot \frac{t^3}{T_{\mu}^3} \cdot e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{U_{3П}}{K_{ОП}};$$

$$\varphi(t) = - \left[8 \cdot \frac{t^2}{T_{\mu}^2} \cdot e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} + 32 \cdot \frac{t^3}{T_{\mu}^3} \cdot e^{-4 \frac{t}{T_{\mu}}} \right] \cdot \frac{1}{16} \cdot \frac{T_{\mu}^2 M_{CO}}{J}.$$

Усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом обрабатывает по каналу управления «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» ступенчатое воздействие с хорошим быстродействием при отсутствии перерегулирования.

Выводы

Синтезированы два варианта усовершенствованной одноконтурной САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом.

При первом варианте усовершенствованная одноконтурная САР положения исполнительного органа электропривода с идеальным валопроводом обеспечивает обработку по каналу управления «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» ступенчатое воздействие с максимальным быстродействием с перерегулированием 5% («технический оптимум»); при втором варианте – хорошее быстродействие при отсутствии перерегулирования.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Прохоренко Н.Я. Разработка оптимальных по быстродействию диаграмм для малых перемещений исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления : монография. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – 125 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A. Prokhorenko N.Ya. Development of optimal performance diagrams for small movements of the executive body of the DC drive with speed-dependent torque resistance : monography. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO «KubGTU», 2018 – 125p.

62.83.52:62.503.56

АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК САР УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ МОМЕНТА ИНЕРЦИИ

ANALYSIS OF DYNAMIC CHARACTERISTICS OF ACS OF THE ANGULAR VELOCITY OF THE EXECUTIVE BODY OF THE DRIVE WHEN YOU CHANGE THE MOMENT OF INERTIA

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»

Сташ Заур Юрьевич

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Для САР угловой скорости исполнительного органа электропривода получены зависимости переходных характеристик и амплитудно-частотных характеристик при различных значениях момента инерции электропривода. Показано как при изменении момента инерции электропривода изменяются коэффициенты зависимостей для динамических характеристик САР угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Ключевые слова: система автоматического регулирования (САР), электропривод, угловая скорость исполнительного органа.

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

Stash Zaur Yurievich

Kuban state technological university

Annotation. For the ACS of the angular velocity of the executive body of the drive obtained the dependences of the transient characteristics and amplitude-frequency characteristics at different values of the moment of inertia of the electric drive. It is shown how when the moment of inertia of the electric drive changes, the coefficients of dependencies for the dynamic characteristics of the ACS of the angular velocity of the executive body of the drive are changed.

Keywords: automatic control system (ACS), electric drive, angular velocity of the executive body.

В работе [1] произведен синтез различных САР угловой скорости исполнительного органа электроприводов постоянного тока по эталонным передаточным функциям.

На рисунке 1 представлена структурная схема одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода, где приняты следующие обозначения

ФКС – фильтр контура скорости;

РС – регулятор скорости;

ККС – корректор контура скорости;

РТ – регулятор тока;

ИП – импульсный преобразователь

КУ – компенсирующее устройство;

$U_{зс}$ – задающее напряжение контура скорости, В;

$U_{зт}$ – задающее напряжение контура тока, В;

U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;

$I_{я}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А;

$M_{с0}$ – момент сопротивления электропривода, Н·м;

ω – угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{рад}{с}$;

φ – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;

$K_{ип}$ – коэффициент усиления ИП;

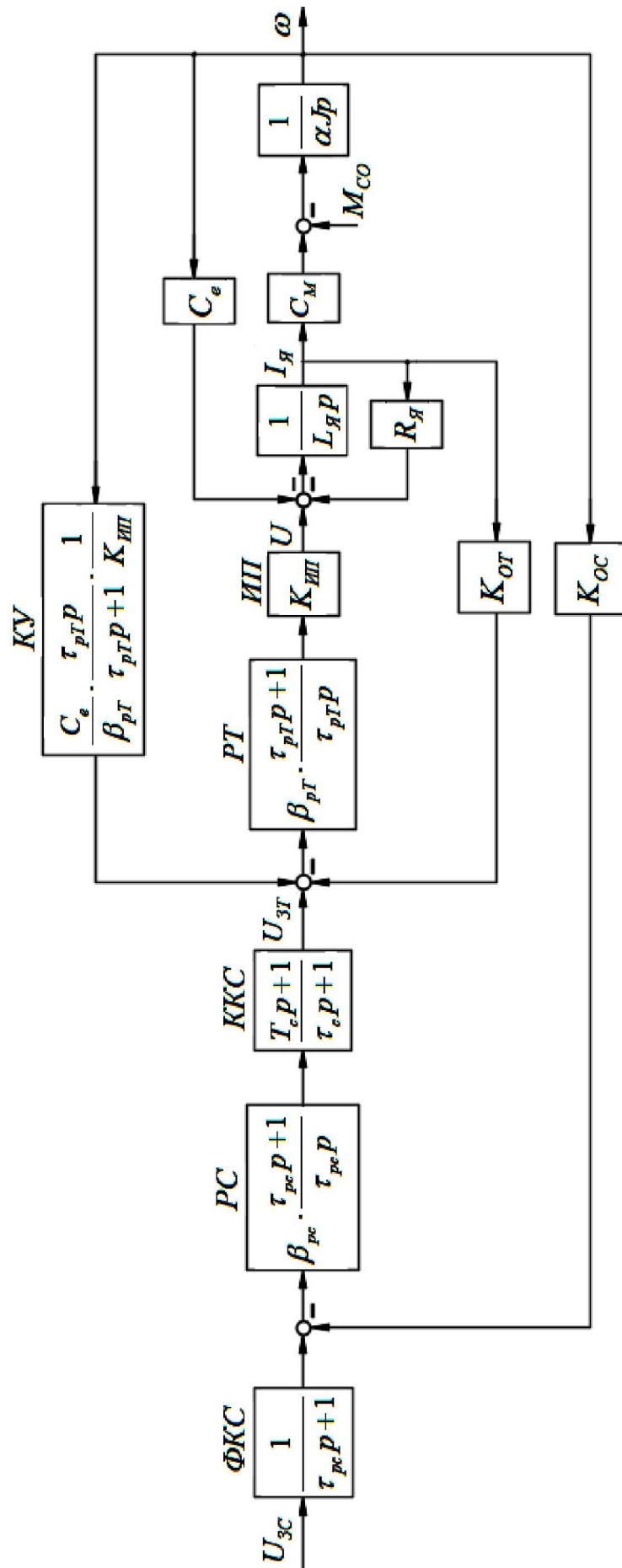


Рисунок 1 – Структурная схема одноконтурной САР угловой скорости исполнительного органа электропривода

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 – момент инерции электропривода, кг · м².

K_{OT} – коэффициент обратной связи по току, Ом;

K_{OC} – коэффициент обратной связи по скорости, $\frac{В \cdot с}{рад}$;

β_{pc} – динамический коэффициент РС;

τ_{pc}, T_c, τ_c – постоянные времени РС и ККС, с;

β_{pT} – динамический коэффициент РТ;

τ_{pT} – постоянная времени РТ, с;

α – коэффициент, учитывающий изменение момента инерции исполнительного органа электропривода.

Синтез контура тока

В схеме предусмотрено устройство, компенсирующее влияние отрицательной внутренней обратной связи по ЭДС двигателя, с передаточной функцией:

$$W_{КУ}(p) = \frac{1}{\beta_{pT}} \cdot \frac{\tau_{pT} p}{\tau_{pT} p + 1} \cdot \frac{1}{K_{ИП}}$$

При этом для контура тока справедливо следующее выражение:

$$(U_{ЗТ} - K_{OT} I_{Я}) \cdot \beta_{pT} \cdot \frac{\tau_{pT} p + 1}{\tau_{pT} p} \cdot K_{ИП} = R_{Я} \cdot \left(\frac{L_{Я}}{R_{Я}} \cdot p + 1 \right) \cdot I_{Я}$$

Если выбрать динамический коэффициент и постоянную времени регулятора тока в соответствии с формулами:

$$\beta_{pT} = \frac{L_{Я}}{K_{ИП} K_{OT} T_{\mu}};$$

$$\tau_{pT} = \frac{L_{Я}}{R_{Я}},$$

то передаточная функция контура тока по каналу «задающее напряжение контура тока – ток якорной цепи электродвигателя» принимает вид передаточной функции первого порядка с постоянной времени T_{μ} :

$$\frac{I_{Я}(p)}{U_{ЗТ}(p)} = \frac{1}{K_{OT}} \cdot \frac{1}{T_{\mu} p + 1},$$

где T_{μ} - некомпенсированная постоянная времени, с.

Синтез контура угловой скорости

Для контура скорости справедливы следующие выражения:

$$\begin{cases} \left(\frac{1}{\tau_{pc} p + 1} \cdot U_{ЗС} - K_{OC} \omega \right) \cdot \beta_{pc} \cdot \frac{\tau_{pc} p + 1}{\tau_{pc} p} \cdot \frac{T_c p + 1}{\tau_c p + 1} = U_{ЗТ}; \\ U_{ЗТ} = K_{OT} \cdot (T_{\mu} p + 1) \cdot I_{Я}; \\ C_M I_{Я} = M_{CO} + \alpha J p \omega. \end{cases}$$

Если выбрать динамический коэффициент регулятора скорости и постоянные времени регулятора скорости и корректора контура скорости в соответствии с формулами:

$$\beta_{pc} = 2 \cdot \frac{K_{OT} \cdot J}{K_{OC} \cdot C_M \cdot T_{\mu}};$$

$$\tau_{pc} = T_{\mu};$$

$$T_c = T_\mu;$$

$$\tau_c = \frac{1}{4} T_\mu,$$

то справедлива зависимость:

$$\left(\frac{\alpha}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{\alpha}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1\right) \cdot \omega = \frac{U_{3c}}{K_{oc}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{T_\mu}{\alpha J} \cdot T_\mu p \cdot \left(\frac{1}{4} T_\mu p + 1\right) \cdot M_{co}.$$

Если $\alpha = 1$, то зависимость принимает вид:

$$\left(\frac{1}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{1}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1\right) \cdot \omega = \frac{U_{3c}}{K_{oc}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{T_\mu}{J} \cdot T_\mu p \cdot \left(\frac{1}{4} T_\mu p + 1\right) \cdot M_{co}.$$

Так как переходные характеристики исследуются при единичном воздействии, то рассмотрим передаточную функцию:

$$W(p) = \frac{1}{\frac{\alpha}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{\alpha}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1}.$$

Характеристическое уравнение системы: $\frac{\alpha}{8} T_\mu^3 p^3 + \frac{\alpha}{2} T_\mu^2 p^2 + T_\mu p + 1 = 0$ представимо в виде: $(T_1 p + 1) \cdot (T^2 p^2 + 2\xi T p + 1) = 0$.

После преобразования: $T^2 T_1 p^3 + (T^2 + 2\xi T T_1) \cdot p^2 + (2\xi T + T_1) \cdot p + 1 = 0$.

Таким образом, справедлива система уравнений:

$$\begin{cases} T^2 T_1 = \frac{\alpha}{8} T_\mu^3; \\ T^2 + 2\xi T T_1 = \frac{\alpha}{2} T_\mu^2; \\ 2\xi T + T_1 = T_\mu. \end{cases}$$

Корни характеристического уравнения: $p_1 = -\frac{1}{T_1}$; $p_{2,3} = -\frac{\xi}{T} \pm j \cdot \frac{\sqrt{1-\xi^2}}{T}$.

Переходная характеристика системы и её первая и вторая производные соответственно равны:

$$h(t) = K_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + K_2 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + K_3 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + K_4.$$

$$\begin{aligned} h^{(1)}(t) = & -\frac{K_1}{T_1} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} - \xi \cdot \frac{K_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \\ & + \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{K_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) - \\ & - \xi \cdot \frac{K_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) - \\ & - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{K_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h^{(2)}(t) = & \frac{K_1}{T_1^2} \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + (2\xi^2 - 1) \cdot \frac{K_2}{T^2} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) - \\ & - 2\xi \cdot \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{K_2}{T^2} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \\ & + (2\xi^2 - 1) \cdot \frac{K_3}{T^2} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \\ & + 2\xi \cdot \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{K_3}{T^2} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right). \end{aligned}$$

Вариант 1

Если $\alpha = 1$, то $T = \frac{1}{2} T_\mu$; $T_1 = \frac{1}{2} T_\mu$ и $\xi = \frac{1}{2}$, то $\left(\frac{1}{2} T_\mu p + 1\right) \cdot \left(\frac{1}{4} T_\mu^2 p^2 + \frac{1}{2} T_\mu p + 1\right) = 0$.

Корни характеристического уравнения: $T_\mu p_1 = -2$; $T_\mu p_{2,3} = -1 \pm j \cdot \sqrt{3}$.

Переходная характеристика системы:

$$h_1(t) = K_1 \cdot e^{-2\frac{t}{T_\mu}} + K_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + K_3 \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + K_4.$$

где $K_1 = -1$; $K_2 = -\frac{2\sqrt{3}}{3}$; $K_3 = 0$; $K_4 = 1$.

Таким образом:

$$h_1(t) = -e^{-2\frac{t}{T_\mu}} - \frac{2\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + 1;$$

$$h_1^{(1)}(t) = \left[2 \cdot e^{-2\frac{t}{T_\mu}} - \frac{2\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - 2 \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu};$$

$$h_1^{(2)}(t) = \left[-4 \cdot e^{-2\frac{t}{T_\mu}} + \frac{4\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + 4 \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu^2}.$$

Переходная характеристика системы по каналу «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода»:

$$h_{1*}(t) = e^{-2\frac{t}{T_\mu}} + \sqrt{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right).$$

Передаточные функции контура скорости по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» без учета влияния внутренней обратной связи по ЭДС электродвигателя соответственно принимают вид:

$$\omega(t) = \left[1 - e^{-2\frac{t}{T_\mu}} - \frac{2\sqrt{3}}{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{U_{3C}}{K_{OC}};$$

$$\omega(t) = - \left[e^{-2\frac{t}{T_\mu}} + \sqrt{3} \cdot e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - e^{-\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(\sqrt{3} \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{T_\mu M_{CO}}{J}.$$

Вариант 2

Если $\alpha = 0,75$, то $T = 0,381635428T_\mu$; $T_1 = 0,643685766T_\mu$ и $\xi = 0,466825414$, то $(0,643685766T_\mu p + 1) \cdot (0,1456456T_\mu^2 p^2 + 0,356314234T_\mu p + 1) = 0$.

Корни характеристического уравнения: $T_\mu p_1 = -1,553553073$;

$T_\mu p_{2,3} = -1,223223476 \pm j2,317262579$.

Переходная характеристика системы:

$$h_2(t) = K_1 \cdot e^{-1,553553073\frac{t}{T_\mu}} + K_2 \cdot e^{-1,223223476\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + K_3 \cdot e^{-1,223223476\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + K_4,$$

где $K_1 = -1,25318538$; $K_2 = -0,527874348$; $K_3 = 0,25318538$; $K_4 = 1$.

Таким образом:

$$h_2(t) = -1,25318538 \cdot e^{-1,553553073\frac{t}{T_\mu}} - 0,527874348 \cdot e^{-1,223223476\frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + 0,25318538 \cdot e^{-1,223223476\frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + 1;$$

$$h_2^{(1)}(t) = \left[1,946889998 \cdot e^{-1,553553073 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ \left. + 0,059011288 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \right. \\ \left. - 1,532925776 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu};$$

$$h_2^{(2)}(t) = \left[-3,024596939 \cdot e^{-1,553553073 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ \left. + 3,480007545 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + \right. \\ \left. + 2,011855445 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu^2}.$$

Переходная характеристика системы по каналу «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода»:

$$h_{2*}(t) = 1,190740764 \cdot e^{-1,553553073 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \\ + 0,929013174 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \\ - 1,029961915 e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right).$$

Передаточные функции контура скорости по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» без учета влияния внутренней обратной связи по ЭДС электродвигателя соответственно принимают вид:

$$\omega(t) = \left[1 - 1,25318538 \cdot e^{-1,553553073 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \right. \\ \left. - 0,527874348 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + \right. \\ \left. + 0,25318538 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{U_{3C}}{K_{OC}};$$

$$\omega(t) = - \left[1,190740764 \cdot e^{-1,553553073 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ \left. + 0,929013174 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \right. \\ \left. - 1,029961915 \cdot e^{-1,223223476 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(2,317262579 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{T_\mu M_{CO}}{J}.$$

Вариант 3

Если $\alpha = 0,5$, то $T = 0,282598858T_\mu$; $T_1 = 0,782598858T_\mu$ и $\xi = 0,384646179$, то $(0,782598858T_\mu p + 1) \cdot (0,079862114T_\mu^2 p^2 + 0,217401141T_\mu p + 1) = 0$.

Корни характеристического уравнения: $T_\mu p_1 = -1,27779384$;
 $T_\mu p_{2,3} = -1,361103095 \pm j3,266340499$.

Переходная характеристика системы:

$$h_3(t) = K_1 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + K_2 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + \\ + K_3 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + K_4,$$

где $K_1 = -1,172880753$; $K_2 = -0,386791052$; $K_3 = 0,172880753$; $K_4 = 1$.

Таким образом:

$$h_3(t) = -1,172880753 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \\ - 0,386791052 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + \\ + 0,172880753 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + 1;$$

$$h_3^{(1)}(t) = \left[1,498699801 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \right. \\ \left. - 0,038224907 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - \right. \\ \left. - 1,498699806 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu};$$

$$h_3^{(2)}(t) = -1,915029374 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \\ + 4,947291911 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + \\ + 1,915029383 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \left] \cdot \frac{1}{T_\mu^2}.$$

Переходная характеристика системы по каналу «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода»:

$$h_{3*}(t) = 1,019942418 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \\ + 1,198598071 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - \\ - 1,019942461 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right).$$

Передаточные функции контура скорости по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» без учета влияния внутренней обратной связи по ЭДС электродвигателя соответственно принимают вид:

$$\omega(t) = \left[1 - 1,172880753 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \right. \\ \left. - 0,386791052 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + \right. \\ \left. + 0,172880753 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{U_{3c}}{K_{oc}};$$

$$\omega(t) = - \left[1,019942418 \cdot e^{-1,27779384 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ \left. + 1,198598071 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \right. \\ \left. - 1,019942461 \cdot e^{-1,361103095 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(3,266340499 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{T_\mu M_{Co}}{J}.$$

Вариант 4

Если $\alpha = 0,25$, то $T = 0,186373312T_\mu$; $T_1 = 0,899668626T_\mu$ и $\xi = 0,26916776$, то $(0,899668626T_\mu p + 1) \cdot (0,034735011T_\mu^2 p^2 + 0,100331373T_\mu p + 1) = 0$.

Корни характеристического уравнения: $T_\mu p_1 = -1,111520366$;
 $T_\mu p_{2,3} = -1,444239834 \pm j5,167549485$.

Переходная характеристика системы:

$$h_4(t) = K_1 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + K_2 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + \\ + K_3 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + K_4;$$

где $K_1 = -1,073659528$; $K_2 = -0,210353556$; $K_3 = 0,073659528$; $K_4 = 1$.

Таким образом:

$$h_4(t) = -1,073659528 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \\ - 0,210353556 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + \\ + 0,073659528 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + 1;$$

$$h_4^{(1)}(t) = \left[1,193394432 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \right. \\ \left. - 0,076838272 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \right. \\ \left. - 1,193394434 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu};$$

$$h_4^{(2)}(t) = \left[-1,326482216 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ \left. + 6,277897686 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) + \right. \\ \left. + 1,326482207 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) \right] \cdot \frac{1}{T_\mu^2}.$$

Переходная характеристика системы по каналу «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода»:

$$h_{4*}(t) = 0,861773878 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \\ + 1,49263615 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right) - \\ - 0,861773883 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos \left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu} \right).$$

Передаточные функции контура скорости по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» без учета влияния внутренней обратной связи по ЭДС электродвигателя соответственно принимают вид:

$$\begin{aligned} \omega(t) = & \left[1 - 1,073659528 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} - \right. \\ & - 0,210353556 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) + \\ & \left. + 0,073659528 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot \frac{U_{3C}}{K_{OC}}; \\ \omega(t) = & - \left[0,861773878 \cdot e^{-1,111520366 \cdot \frac{t}{T_\mu}} + \right. \\ & + 1,49263615 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \sin\left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) - \\ & \left. - 0,861773883 \cdot e^{-1,444239834 \cdot \frac{t}{T_\mu}} \cdot \cos\left(5,167549485 \cdot \frac{t}{T_\mu}\right) \right] \cdot 2 \cdot \frac{T_\mu M_{CO}}{J}. \end{aligned}$$

Амплитудно-частотная характеристика системы имеет вид:

$$A(\Omega) = \frac{1}{\sqrt{\frac{\alpha^2}{64} \cdot T_\mu^6 \cdot \Omega^6 - \frac{\alpha}{4} \cdot (1 - \alpha) \cdot T_\mu^4 \cdot \Omega^4 + (1 - \alpha) \cdot T_\mu^2 \cdot \Omega^2 + 1}}$$

При $\alpha = 1$:

$$K_{OC} \cdot A(\Omega) = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{64} \cdot T_\mu^6 \cdot \Omega^6 + 1}}$$

При $\alpha = \frac{3}{4}$:

$$K_{OC} \cdot A(\Omega) = \frac{1}{\sqrt{\frac{9}{1024} \cdot T_\mu^6 \cdot \Omega^6 - \frac{3}{64} \cdot T_\mu^4 \cdot \Omega^4 + \frac{1}{4} \cdot T_\mu^2 \cdot \Omega^2 + 1}}$$

При $\alpha = \frac{1}{2}$:

$$K_{OC} \cdot A(\Omega) = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{256} \cdot T_\mu^6 \cdot \Omega^6 - \frac{1}{16} \cdot T_\mu^4 \cdot \Omega^4 + \frac{1}{2} \cdot T_\mu^2 \cdot \Omega^2 + 1}}$$

При $\alpha = \frac{1}{4}$:

$$K_{OC} \cdot A(\Omega) = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{1024} \cdot T_\mu^6 \cdot \Omega^6 - \frac{3}{64} \cdot T_\mu^4 \cdot \Omega^4 + \frac{3}{4} \cdot T_\mu^2 \cdot \Omega^2 + 1}}$$

Выводы

Определены аналитические зависимости для переходных характеристик 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» при различных значениях момента инерции электропривода.

Получены зависимости для амплитудно-частотных характеристик САР угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Показано как изменяются коэффициенты полученных зависимостей при изменении значения момента инерции электропривода.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Чумак А.Ю. Синтез САР угловой скорости электроприводов постоянного тока по эталонным передаточным функциям. – Краснодар : Изд-во КубГТУ, 2000. – 96 с.

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Chumak A.Yu. Synthesis of SAR of angular velocity of DC electric drives by reference transfer functions. – Krasnodar : pub. KubGTU, 2000. – 96 p.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 378.147:378.018.43

**КВАЛИМЕТРИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА
СОЦИОКУЛЬТУРНЫХ ПРЕДПОСЫЛОК
ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЩЕСТВА**

**SOCIO-CULTURAL FACTORS QUALIMETRY ASSESSMENT
FOR POSTINDUSTRIAL SOCIETY FORMATION**

Изотова Лидия Евгеньевна
кандидат педагогических наук,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Москаленко София
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что информационное общество – общество информационных технологий, в котором доминирующую роль играют информация и информационные процессы («общество знаний»). В настоящее время уровень и компьютерных информационных систем, и методов обработки информации достиг уровня, с полным основанием дающего говорить о сформированности информационного общества; уровень их развития – технологический критерий сформированности информационного общества. Тем не менее, развитие информационного общества сдерживается рядом социокультурных факторов. В настоящей статье авторы представили социокультурные критерии сформированности информационного общества.

Ключевые слова: информационное общество, диагностика, социокультурные предпосылки, модель.

Izotova Lidia Eugenievna
Candidate of pedagogical sciences,
department of physics,
Associate professor,
Kuban state technological university

Moskalenko Sofia
Student,
Kuban state technological university

Annotation. It is known, that the postindustrial society is society of informational technologies with dominating role of information and informational processes («society of knowledge's»). Nowadays the level of computer-aided systems and processing information methods is allowed to think about postindustrial society completeness; the level of its development is technological criterion of postindustrial society completeness. However, the postindustrial society development is dropped by some socio-cultural factors. In current paper the authors presented the postindustrial society completeness socio-cultural criterions.

Keywords: postindustrial society, assessment, socio-cultural factors, model.

Введение

Информационное общество – общество информационных технологий, в котором доминирующую роль играют информация и информационные процессы [1–8]. В настоящее время уровень технических информационных систем и методов работы с информацией достиг уровня, с полным основанием дающего говорить о сформированности информационного общества; достаточно сказать о технологиях баз данных, автоматизированном системно-когнитивном анализе, «интеллектуальных» технологиях и т.д. Для авторов настоящей статьи очевидно, что уровень развития вышеуказанного инструментария – технологический критерий сформированности информационного общества (какими инструментами для реализации информационных процессов располагает общество?).

Тем не менее, развитие информационного общества сдерживается рядом социокультурных факторов [1–6]. Это, прежде всего, недостаточный уровень информационной компетентности значительной части населения (под информационной компетентностью понимают приобщённость индивида к информационным технологиям [1, 2, 6]), а также недостаточный уровень информатизации некоторых предприятий и организаций. Иначе говоря, и отдельные индивиды, и социально-экономические системы разного профиля и уровня социальной иерархии не в полной мере используют потенциал современных информационных технологий из-за недостаточного уровня готовности к информационной деятельности. В настоящее время сложилась малоприятная ситуация: социокультурные предпосылки для построения информационного общества (и, в частности, для полного перехода к цифровой экономике) существенно отстают от технологических [1, 2, 6, 8].

Проблема исследования

Вопрос: каким образом диагностировать социокультурные предпосылки становления информационного общества?

Цель исследования

Разработка метода интегративной диагностики факторов, детерминирующих развитие информационного общества. Актуальность вышеуказанной проблемы усиливается в связи с необходимостью реализации государственной программы «Развитие цифровой экономики в России до 2035 года»: переход к цифровой экономике невозможен без соответствия всех социально-экономических систем (фирм, предприятий, организаций и их структурных подразделений) требованиям информационного общества.

Результаты исследования

С точки зрения авторов, социокультурные критерии сформированности информационного общества – одновременно и индикаторные показатели, и прогностические параметры, по которым возможно оценить вероятность его дальнейшего развития (общество – сильнонеравновесная синергичная система). Представим их.

Критерий F_1 – совокупная готовность индивидов к информационной деятельности:

$$F_1 = \frac{n_1 + 0,75 \cdot n_2 + 0,5 \cdot n_3 + 0,25 \cdot n_4}{N},$$

где N – общее число индивидов в социуме, n_1 , n_2 , n_3 и n_4 – соответственно число индивидов с высшим (творческим), высоким (образованности), средним (грамотности) и низким (ситуативным) уровнями информационной компетентности [5, 6, 10].

Индивиды с низшим уровнем информационной компетентности не влияют на потенциал информационного общества. Более жёсткая модель расчёта, основанная на математической теории пределов, принципиально ограничивает роль индивидов не с высшими уровнями информационной компетентности:

$$F_1 = \frac{n_1 + 0,75 \cdot n_2 + \sum_{j=1}^{n_3} 0,5^j + \sum_{j=1}^{n_4} 0,25^j}{N}.$$

Но информационная компетентность – личностно-профессиональное качество, включающее значительное множество общекультурных и профессиональных компетенций [1, 2, 6]. С учётом данного обстоятельства второй критерий выглядит следующим образом:

$$F_2 = \frac{\sum_{j=1}^N B_j}{N \cdot B},$$

где B – балльность линейной шкалы, B_j – сформированность информационной компетентности у j -го индивида.

Очевидно, что:

$$B_j = \sum_{i=1}^{m_j} b_{j,i},$$

где m_j – число сформированных информационных компетенций у j -го индивида, b_i – сформированность i -й информационной компетенции у j -го индивида.

Третий критерий отражает готовность перехода общества к цифровой экономике. Очевидно, что такую готовность детерминируют лишь социально-экономические системы с высоким уровнем информатизации, поэтому:

$$F_3 = \frac{1,2 \cdot d_1 + d_2 + 0,8 \cdot d_3 + 0,6 \cdot d_4 + 0,4 \cdot d_5 + 0,2 \cdot d_6}{N}.$$

Здесь: d_1, d_2, d_3, d_4, d_5 и d_6 – соответственно число систем с высшим, очень высоким, высоким, выше среднего, средним и низким уровнями информатизации (фирмы, предприятия и организации с низким уровнем информатизации не являются индикатором развития цифровой экономики). Коэффициент выше единицы в представленной формуле обусловлен тем обстоятельством, что предприятия (организации) с высшим уровнем информатизации являются «примером для подражания», т.е. источником положительного опыта, подлежащего анализу и заимствованию. Более жёсткая модель расчёта, основанная на теории пределов, ограничивает роль систем не с высшими уровнями информатизации:

$$F_3 = \frac{1,2 \cdot d_1 + d_2 + 0,8 \cdot d_3 + \sum_{j=1}^{d_4} 0,6^j + \sum_{j=1}^{d_5} 0,4^j + \sum_{j=1}^{d_6} 0,2^j}{N}.$$

Четвёртый критерий отражает неравномерность распределения индивидов с высокими уровнями информационной компетентности на географически распределённой территории:

$$F_4 = \frac{H}{H_{min}},$$

где H_{min} – минимально возможный индекс Херфендаля населённых пунктов по видам с высокими уровнями информационной компетентности (равен $\frac{10000}{L}$, где L – количество населённых пунктов), H – фактический индекс Херфендаля населённых пунктов по индивидам с высокими уровнями информационной компетентности.

Заключение

Для авторов настоящей статьи очевидно, что социокультурные факторы развития информационного общества более значимы, чем технологические, т.к. человек – доминирующий компонент любой социальной системы. О сформированности и информационного общества в целом, и цифровой экономики в частности можно говорить лишь в случае высокого уровня готовности их «единиц» к информационной деятельности (соответственно, индивидов, фирм и предприятий).

Литература:

1. Ушаков А.Р. Информационные технологии переподготовки сотрудников Федеральной службы Российской Федерации по контролю за оборотом наркотиков / А.Р. Ушаков, Д.А. Романов, Т.Л. Шапошникова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2010. – № 10 (68). – С. 95–101.
2. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников, Т.Л. Шапошникова, А.Е. Карасева, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
3. Шапошникова Т.Л. Диагностика сформированности компетенций / Т.Л. Шапошникова, В.Г. Миненко, К.В. Хорошун, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2015. – № 3 (121). – С. 180–184.
4. Шапошникова Т.Л. Теория графов как математическая основа решения социально-педагогических задач / Т.Л. Шапошникова, О.Н. Подольская, И.П. Пастухова // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 370–384.
5. Шапошникова Т.Л. Современные модели и методы диагностики конкурентоспособности выпускника вуза / Т.Л. Шапошникова, О.Н. Подольская, И.П. Пастухова // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 385–398.
6. Шапошникова Т.Л. Квалиметрическая оценка информационной компетентности студентов / Т.Л. Шапошникова, В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое и дистанционное образование. – 2016. – № 2 (62). – С. 35–39.
7. Янаева М.В. Перспективы внедрения информационной системы экологического мониторинга районов строительной застройки / М.В. Янаева, Т.И. Цыгикало // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10–2. – С. 171–175.

8. Янаева М.В. Информационная система завода металлоконструкций / М.В. Янаева, М.В. Арзуманова // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 10. – С. 321–334.

References:

1. Ushakov A.R. Information technologies of retraining of staff of Federal Drug Control Service of the Russian Federation / A.R. Ushakov, D.A. Romanov, T.L. Shaposhnikova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2010. – No. 10 (68). – P. 95–101.
2. Shaposhnikov V.L. Interrelation of formation of research and information competence of students in the conditions of education informatization / V.L. Shaposhnikov, T.L. Shaposhnikova, A.E. Karasyova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2017. – No. 1. – P. 37–41.
3. Shaposhnikova T.L. Diagnostics of formation of competences / T.L. Shaposhnikova, V.G. Minenko, K.V. Horoshun, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2015. – No. 3 (121). – P. 180–184.
4. Shaposhnikova T.L. Theory of counts as mathematical basis of the solution of social and pedagogical tasks / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 370–384.
5. Shaposhnikova T.L. Modern models and methods of diagnostics of competitiveness of the university graduate / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 385–398.
6. Shaposhnikova T.L. Qualimetric assessment of information competence of students / T.L. Shaposhnikova, V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open and remote education. – 2016. – No. 2 (62). – P. 35–39.
7. Yanayeva M.V. Prospects of introduction of an information system of ecological monitoring of areas of construction building / M.V. Yanayeva, T.I. Tsygikalo // International magazine of applied and basic researches. – 2013. – No. 10–2. – P. 171–175.
8. Yanayeva M.V. Information system of the plant of a metalwork / M.V. Yanayeva, M.V. Arzumanova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 10. – P. 321–334.

УДК 378.147:378.018.43

ФУНКЦИИ ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ ОБУЧАЮЩИХСЯ

FUNCTIONS OF BEINGS NATURAL SCIENCE COMPETENCE

Изотова Лидия Евгеньевна

кандидат педагогических наук,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Москаленко София

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что естественнонаучную компетентность – готовность индивида к применению естественнонаучных знаний в жизнедеятельности и профессиональной деятельности. Очевидно, что модели данного личностно-профессионального качества не могут быть полными без знания её важнейших функций. Авторы выделили и охарактеризовали функции естественнонаучной компетентности; при их выделении авторы учитывали её взаимосвязь с иными составляющими социально-профессиональной компетентности – компетенциями и личностно-профессиональными качествами. Результаты настоящего исследования дополняют существующие модели естественнонаучной компетентности студентов, как целостного личностно-профессионального качества, и могут быть базой для дальнейшего научного осмысления проблемы её преемственного формирования в системе непрерывного образования.

Ключевые слова: естественнонаучная компетентность, модель, функции, роль.

Izotova Lidia Eugenievna

Candidate of pedagogical sciences,
department of physics,
Associate professor,
Kuban state technological university

Moskalenko Sofia

Student,
Kuban state technological university

Annotation. It is known that natural science competence is an individual's readiness to apply natural science knowledge in life and professional activity. It is obvious that models of this personal and professional quality cannot be complete without knowledge of its most important functions. The authors identified and characterized the functions of natural science competence; in their selection, the authors took into account its relationship with other components of social and professional competence – competence and personal and professional qualities. The results of this study complement the existing models of natural science competence of students as a holistic personal and professional quality, and can be the basis for further scientific understanding of the problem of its successive formation in the system of continuing education.

Keywords: natural science competence, model, functions, role.

Введение

Известно, что естественнонаучная компетентность (готовность индивида к применению естественнонаучных знаний в жизнедеятельности и профессиональной деятельности) – личностно-профессиональное качество, значимость которого будет только возрастать в условиях современного общества – общества знаний и наукоёмких технологий («ядро» такой компетентности – естественнонаучное мировоззрение); формирование данного качества у студентов – социальный заказ системе непрерывного образования, её целевой ориентир [1–5].

Но известно, что любой целевой ориентир должен быть операционально задан; это означает полную сформированность их моделей, как минимум, модельных представлений о них. В настоящее время охарактеризованы компоненты естественнонаучной компетентности (с учётом взаимосвязей между ними), чего нельзя сказать о её функциях.

Проблема исследования

Вопрос: каковы функции естественнонаучной компетентности студентов?

Цель исследования

Выделение функций естественнонаучной компетентности студентов.

Результаты исследования

Исходя из современных модельных представлений (прежде всего – сущности и содержания) о естественнонаучной компетентности, а также её роли в жизнедеятельности

(профессиональной деятельности), авторами были выделены функции данного личностно-профессионального качества: информационно-ориентировочная, интегрирующая (объединяющая), консолидирующая, профилактическая, мобилизационно-побудительная, социализирующая, адаптационная, развивающая (воспитательная), оценочно-прогностическая (дифференцирующая), рефлексивная (регулятивная, устойчивости), оптимизационная и коммуникативная. Представим указанные функции более подробно.

Очевидно, что важнейшей функцией естественнонаучной компетентности является оптимизационная – повышение конкурентоспособности личности в современном мире, а также обеспечение возможности инновационного развития всех сфер человеческой деятельности, связанных с наукоёмкими технологиями, повышения их конкурентоспособности; обеспечение социальной активности индивида. Очевидно, что без естественнонаучных знаний и умений их эффективно применять при решении различных задач невозможно развитие наукоёмких (высоких) технологий, интеграция науки и практики в соответствующих сферах человеческой деятельности, научно-технический прогресс. Примечательно, что в странах с высоким уровнем жизни и передовыми технологиями (Швеция, Германия и т.д.) огромное внимание уделяется естественнонаучной (фундаментальной) подготовке обучающихся.

Профилактическая функция любой компетенции (личностно-профессионального качества) направлена на предотвращение (профилактику) возможных личностных и профессиональных деформаций. Например, физическая культура личности – фактор профилактики всех аддикций (а наряду с информационной компетентностью, фактор профилактики информационной зависимости), толерантность – равнодушия к людям, чрезмерной оценочности [1, 2, 5]. Естественнонаучная компетентность, при условии должного уровня развития её компонентов, может и должна быть фактором профилактики обскурантизма (скептического и враждебного отношения к науке и научному знанию), невежества и т.д. К сожалению, «вирус невежества» – не менее распространённая болезнь, чем аддикции (наркомания, алкоголизм и т.д.). Кроме того, профилактическая функция естественнонаучной компетентности направлена на предотвращение снижения профессиональной компетентности (особенно для студентов инженерно-технических специальностей и направлений подготовки).

Интегрирующая и развивающая функции естественнонаучной компетентности дополняют друг друга, если речь идёт о личностно-профессиональном развитии индивида. Интегрирующая функция – обеспечение целостности социально-профессиональной компетентности индивида, за счёт её взаимосвязи с другими компетенциями и личностно-профессиональными качествами, развивающая – обеспечение возможности (при условии должного уровня сформированности) развития сопряжённых (связанных) с ней компетенций и личностно-профессиональных качеств. Например, естественнонаучная компетентность неразрывно связана с информационной компетентностью, физической культурой личности, исследовательской компетентностью и т.д.

Напомним, что естественнонаучная компетентность – составляющая социально-профессиональной компетентности, а проблема её формирования у обучающихся – составляющая более крупной проблемы – формирования конкурентоспособной личности [1–5]. Значимость естественнонаучной компетентности профессионалов (не только инженеров, но и техников) для социума и соответствующих сфер человеческой деятельности обусловлена, прежде всего, решающей ролью науки в развитии высоких технологий (а также овладения ими). Не следует забывать и о том, что личностно-профессиональное развитие индивида – двусторонний, неоднозначный процесс. С одной стороны, личностно-профессиональные качества и компетенции (в целом – конкурентоспособность индивида) – результат личностно-профессионального развития. С другой стороны, личностно-профессиональное развитие детерминируется уже сложившимися компетенциями (личностно-профессиональными качествами). Уровень сформированности компетенций – внутренний фактор дальнейшего личностно-профессионального развития, играющий ведущую роль [1–5]. Естественнонаучная компетентность может и должна играть колоссальную роль не только для учебно-профессиональной деятельности индивида (а также функционирования предприятий, организаций, сфер человеческой деятельности), но также для индивидуального разви-

тия. Очевидно, что для полноценной реализации указанных функций необходимо усиление межпредметных связей фундаментальных дисциплин с остальными компонентами учебного плана (именно преподавание фундаментальных дисциплин, в первую очередь, обеспечивает формирование естественнонаучной компетентности [1–5]).

Взаимодополняющими являются информационно-ориентировочная и побуждающая функции. Информационно-ориентировочная функция обеспечивает вариативное видение путей по повышению эффективности учебной и профессиональной деятельности, обеспечение творческого подхода к решению жизненных, профессиональных и учебных задач, побуждающая – способствует расширению кругозора личности и формированию профессионального опыта, определяет состав и силу мотивации к учебной и профессиональной деятельности.

Консолидирующая функция – объединение усилий индивида и социума для решения задач, связанных с инновационным развитием, совершенствованием деятельности предприятия, организации, сферы деятельности.

Адаптационная функция – адаптация накопленного обществом научного знания к реалиям учебной и профессиональной деятельности, внедрение инноваций в профессиональную деятельность, а также деятельность предприятия (организации). Знания в области естественных наук

Социализирующая функция позволяет индивиду адаптироваться к современному обществу, обеспечение когерентности индивида социуму.

Дифференцирующая функция позволяет индивиду в условиях возрастающих требований к его деятельности (сложности учебных и профессиональных задач), расширения контактов, диалогов, видов деятельности, конструктивно взаимодействовать с социальной средой.

Регулятивная функция обеспечивает устойчивость личности к трудностям учебной и профессиональной деятельности.

Коммуникативная функция обеспечивает индивиду возможность использования накопленного обществом социокультурного потенциала для личностно-профессионального развития.

Заключение. Безусловно, выделенный спектр функций естественнонаучной компетентности является не полным, т.к. она представляет собой многоаспектный феномен. Тем не менее, наличие выделенных функций естественнонаучной компетентности даёт основания считать, что модельные представления о данной составляющей социально-профессиональной компетентности в основном сформированы.

Литература:

1. Романов Д.А. Современные модели толерантности обучающихся / Д.А. Романов, И.Ю. Глухенький, Р.В. Терюха // Среднее профессиональное образование. – 2013. – № 12. – С. 28–30.
2. Сутокский В.Г. Формирование физической культуры личности студентов технического колледжа / В.Г. Сутокский, Д.А. Романов, Т.В. Тихомирова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2009. – № 6. – С. 74–80.
3. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников, Т.Л. Шапошникова, А.Е. Карасева, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
4. Шапошникова Т.Л. Диагностика сформированности компетенций / Т.Л. Шапошникова, В.Г. Миненко, К.В. Хорошун, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2015. – № 3 (121). – С. 180–184.
5. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L., Hlopova T.P. and Tarasenko N.A. Interrelation of Tolerance Formation and Social Experience: Life Science Journal, 10 (12s), 2013. – pp. 158–162.

References:

1. Romanov D.A. Modern models of tolerance of students / D.A. Romanov, I.Yu. Glukhenky, R.V. Teryukh // Secondary professional education. – 2013. – No. 12. – P. 28–30.
2. Sutoksky V.G. Formation of physical culture of the identity of students of technical college / V.G. Sutoksky, D.A. Romanov, T.V. Tikhomirova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2009. – No. 6. – P. 74–80.

3. Shaposhnikov V.L. Interrelation of formation of research and information competence of students in the conditions of education informatization / V.L. Shaposhnikov, T.L. Shaposhnikova, A.E. Karasyova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2017. – No. 1. – P. 37–41.

4. Shaposhnikova T.L. Diagnostics of formation of competences / T.L. Shaposhnikova, V.G. Minenko, K.V. Horoshun, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2015. – No. 3 (121). – P. 180–184.

5. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L., Hlopova T.P. and Tarasenko N.A. Interrelation of Tolerance Formation and Social Experience: Life Science Journal, 10 (12s), 2013. – pp. 158–162.

УДК 378.147:378.018.43

**СЭМПЛ-ТЕХНОЛОГИИ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ
В ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ****SAMPLE TECHNOLOGIES OF DISTANCE EDUCATION INVOLVED INTO
STUDENTS INVESTIGATE ACTIVITY****Изотова Лидия Евгеньевна**

кандидат педагогических наук,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Москаленко София

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что сэмпл-библиотека – неотъемлемая составляющая электронных образовательных ресурсов, представляющая собой исчерпывающую подборку образцов решений с пояснениями; в свою очередь, электронные образовательные ресурсы – неотъемлемая составляющая информационных систем дистанционного обучения. Также известно, что исследовательская деятельность студентов – неотъемлемый компонент их профессиональной подготовки. Авторами предложена методика интегративной диагностики сэмпл-библиотеки исследовательских работ студентов, как составляющей электронных образовательных ресурсов. При выделении и обосновании уровней качества исследовательских работ авторы учитывали, что информатизация образования предъявляет иные требования к исследовательской деятельности студентов и её результатам.

Ключевые слова: сэмпл-технологии, дистанционное обучение, диагностика, исследовательская деятельность, студент.

Izotova Lidia Eugeniievna

Candidate of pedagogical sciences,
department of physics,
Associate professor,
Kuban state technological university

Moskalenko Sofia

Student,
Kuban state technological university

Annotation. It is known, that the sample-library is obligatory informational educational resources component, reflect the full set of solutions patterns with remarks; also, the informational educational resources is important component of distant education computer-aided systems. Also well known, that the students investigate activity is obligatory component of their vocational training. The authors offered the method of integrative assessment of students investigate papers sample-library, as informational educational resources component. During the selecting and regarding of investigate papers quality levels the authors regards, that the education computerization show a new requirements to results and process of students investigate activity.

Keywords: sample technologies, distance education, assessment, investigate activity, student.

Введение

В настоящее время ни у кого не вызывает сомнений огромная значимость дистанционного обучения в современном мире [1–6]. Неотъемлемой составляющей систем дистанционного обучения являются электронные образовательные ресурсы [1, 4]; согласно современным воззрениям, такие ресурсы должны включать сэмпл-библиотеки, т.е. множество паттернов (образцов) выполнения педагогических заданий, притом в наиболее современных формах (т.е. мультимедийных интерактивных). Практика показывает, что далеко не всегда электронные образовательные ресурсы содержат задачи с примерами их решений [1, 4].

В настоящее время в должной мере разработаны модельные представления о сэмпл-библиотеках, выделены уровни качества примеров производственных задач (с решениями), электронных отчётов по производственной практике, учебно-экспериментальных задач (с решениями), электронных отчётов по лабораторным работам [1, 4]. Но не следует забывать, что исследовательская деятельность студентов – обязательная составляющая компетентностно ориентированной подготовки бакалавров (тем более, специалистов и магистров). Однако по-прежнему не выделенные уровни качества паттернов студенческих исследовательских работ, что не способствует оптимизации условий для исследовательской деятельности студентов (без паттернов большинство обучающихся не понимают, какими должны быть студенческие исследовательские работы!).

Проблема исследования

Вопрос: какими должны быть примеры выполнения студенческих исследовательских работ?

Цель исследования

Выделение и обоснование уровней качества образцов выполненных исследовательских студенческих работ.

Результаты исследования

На основе анализа современных достижений педагогической информатики, авторами предложены модели градации паттернов студенческих исследовательских работ.

Первый (низший) уровень характеризуется тем, что явно представлена лишь тема исследовательской работы, в то время как слабо представлен методологический аппарат (а именно – во введении не на должно уровне обоснована актуальность исследовательской работы, её цели, задачи и т.д.; в заключении – слабо обсуждены результаты, не представлены выводы). Информационные материалы, отражающие ход и результаты студенческой исследовательской работы, представлены лишь единственным документом, точнее, дублирующими друг друга файлами (форматов «doc» и «pdf»). В целом, уровень исследовательской работы (по содержанию и полученным результатам) не превосходит учебный реферат высокого уровня (или другие разновидности учебно-исследовательской работы, например, эссе). Иначе говоря, низший уровень характеризуется низким уровнем и содержания паттерна, и формой его представления (с точки зрения информатизации образования).

Второй уровень паттернов отличается от первого более высоким уровнем (качеством) методологического аппарата исследовательской работы. Иначе говоря, во введении ясно обосновывается актуальность исследования, анализ состояния научной (хотя бы кратко), цель и задачи исследования, объект и предмет исследования, методы и материалы (или база) исследования; обстоятельно представлено заключение, содержащее выводы или практические рекомендации (хотя бы краткие). В целом, студенческая исследовательская работа соответствует модели IMM RAD (англ. – введение, материалы и методы, т.е. методология исследования, результаты и их обсуждение). Кроме того, исследовательская студенческая работа содержит краткий реферат к ней (также в форматах «doc» и «pdf»), конспективно отражающий введение, заключение и основное содержание исследовательской работы (объем, как правило, не более одного печатного листа). Однако по-прежнему паттерны представлены в примитивных формах (т.е. сводятся к документам форматов «doc» и «pdf»). По уровню и содержанию результатов исследовательская работа выходит за пределы учебного реферата, но по-прежнему может быть квалифицирована лишь как работа третьей категории (учебно-исследовательская работа).

Третий уровень паттернов характеризуется тем, что они сформированы на основе использования современных информационных технологий, прежде всего – гипертекстовых, мультимедиа и компьютерной графики. Информационные материалы, отражающие ход и результаты студенческой исследовательской работы, не редуцируются до взаимодублирующих документов в общеизвестных форматах («doc» и «pdf»), а включают сопровождающие информационные материалы, логически связанные с основным документом. Это могут быть компьютерные презентации, мультимедийные материалы (например, анимации), видеоролики и т.д. При этом указывается, какой части работы соответствует тот или иной сопровождающий информационный материал. Кроме того, в «головных» документах имеются гиперссылки, в том числе на Интернет-ресурсы. По уровню и содержанию результатов исследовательская работа может быть и работой третьей категории (учебно-исследовательской), и второй (научно-практической). Отметим также, что к главам (разделам) студенческой исследовательской работы имеются резюме (выводы по главам, а не только к работе в целом). Для паттерна третьего уровня в обязательном порядке характерно наличие аннотации и ключевых слов к работе.

Четвёртый уровень, в отличие от предыдущего, предполагает наличие отдельных информационных материалов, отражающих, какие методы и средства (например, технологическое оборудование, технические устройства) требовались для выполнения исследовательской работы. В отличие от соответствующего раздела «головного» ин-

формационного материала, формируется матрица или таблица, отражающая, какие методы или средства были применены для получения результатов, отраженных в соответствующих разделах работы. Кроме того, имеется календарный план выполнения исследовательской работы, в котором указано, на каких этапах какие составляющие работы были выполнены. По уровню и содержанию результатов исследовательская работа может быть и работой второй категории (научно-практической), и первой (научно-исследовательской). Отметим также, что к главам (разделам) студенческой исследовательской работы имеются резюме (выводы по главам, а не только к работе в целом).

Пятый (высший) уровень, в отличие от предыдущего, предполагает наличие отдельных информационных материалов, отражающих, какие компетенции и их элементы (знания и умения) потребовались для выполнения тех или иных составляющих исследовательской работы; также отражают, какие дидактические единицы (элементы учебных курсов), соответствующие каким учебным дисциплинам, потребовались для выполнения исследовательской работы. Даже если исследовательская работа соответствует конкретной учебной дисциплине, применяемые знания и умения (важнейшие составляющие компетенций!) нередко соответствуют нескольким учебным курсам (не следует забывать о межпредметных связях!). По уровню и содержанию результатов исследовательская работа чаще всего является работой первой категории (научно-исследовательской).

Как видно, на высших уровнях качества паттернов наблюдаются очевидные достоинства информационно-образовательных сред, новые возможности, привносимые информатизацией образования.

Заключение

Безусловно, выделенные уровни качества паттернов студенческих исследовательских работ нуждаются в дополнении и уточнении. Но уже на данном этапе очевидно, что электронные образовательные ресурсы должны содержать обучающие примеры студенческих исследовательских работ, для обеспечения оптимальных условий всех видов исследовательской деятельности студентов.

Литература:

1. Вязанкова В.В. Информатизация образования как фактор формирования информационной компетентности студентов / В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое и дистанционное образование. – 2014. – № 1 (53). – С. 54–59.
2. Хорошун К.В. Моделирование учебно-исследовательской работы студентов как компонента образовательного процесса / К.В. Хорошун, Н.А. Тарасенко, М.Л. Романова // Известия высших учебных заведений. Пищевая технология. – 2013. – № 5–6. – С. 108–110.
3. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников, Т.Л. Шапошникова, А.Е. Карасева, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
4. Шапошникова Т.Л. Сэмпл-технологии дистанционного обучения в учебно-экспериментальной деятельности студентов / Т.Л. Шапошникова, Е.А. Котлярова, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2016. – № 10. – С. 16–19.
5. Шапошникова Т.Л. Теория графов как математическая основа решения социально-педагогических задач / Т.Л. Шапошникова, О.Н. Подольская, И.П. Пастухова // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 370–384.
6. Шапошникова Т.Л. Современные модели и методы диагностики конкурентоспособности выпускника вуза / Т.Л. Шапошникова, О.Н. Подольская, И.П. Пастухова // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 385–398.

References:

1. Vyazankova V.V. Education informatization as factor of formation of information competence of students / V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open and remote education. – 2014. – No. 1 (53). – P. 54–59.
2. Horoshun K.V. Modeling of educational research of students as component of educational process / K.V. Horoshun, N.A. Tarasenko, M.L. Romanova // News of higher educational institutions. Food technology. – 2013. – No. 5-6. – P. 108–110.

3. Shaposhnikov V.L. Interrelation of formation of research and information competence of students in the conditions of education informatization / V.L. Shaposhnikov, T.L. Shaposhnikova, A.E. Karasyova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2017. – No. 1. – P. 37–41.

4. Shaposhnikova T.L. A sample technology of distance learning in учебно-eksperimentalny activity of students / T.L. Shaposhnikova, E.A. Kotlyarova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2016. – No. 10. – P. 16–19.

5. Shaposhnikova T.L. Theory of counts as mathematical basis of the solution of social and pedagogical tasks / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 370–384.

6. Shaposhnikova T.L. Modern models and methods of diagnostics of competitiveness of the university graduate / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 385–398.

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

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, № 2

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2018, № 2

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 12.10.2018.
Подписано в печать 17.10.2018.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 19,9.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 12.10.2018.
It is sent for the press 17.10.2018.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 19,9.
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 № 1966

Order No. 1966

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