

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

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

№ 1

2018

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2018, № 1

**(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, № 1

**(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 Камиль Шагидуллович,

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

KAZEEV Kamil Shagidullovich,

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 Technical Sciences, Professor of department of Oil and gas engineering department named after professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Region 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 Kuatovich,

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

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

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

Науки о земле Sciences about the earth

Аванесов Д.С., Климов В.В.

Анализ текущего состояния и перспективы разработки пласта $Aч_3^1$
Равенского нефтяного месторождения 21

Avanesov D.S., Klimov V.V.

Analysis of the current state and prospects of development $Aч_3^1$ plast
of the Ravenskoye oil field

Кирпа С.В., Шальская С.В.

Анализ эффективности проведения оптимизации скважин
по Рославльскому нефтяному месторождению 42

Kirpa S.V., Shalskaya S.V.

Analysis of the efficiency of well optimization on the Roslavl skoye oil field

Галухин А.С., Шальская С.В.

Сущность гидropескоструйной перфорации и области её применения 62

Galukhin A.S., Shalskaya S.V.

The essence of hydro-sandblast perforation and the field of its application

Галухин А.С., Шальская С.В.

Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём гидropескоструйной
перфорации на Ново-Давыдовском месторождении 86

Galukhin A.S., Shalskaya S.V.

The justification of producing plast explosion by hydro-sandblast perforation
on the Novo-Davydovskoye field

Лапотников А.Г., Савенок О.В.

Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки
газоконденсатнонефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол)
XXI пласта 101

Lapotnikov A.G., Savenok O.V.

The geological structure, oil and gas potential and analysis of development of
gaz-condensate-oil Odoptu-more field (North dome) of the XXI reservoir

Чернокнижный Д.В., Савенок О.В.

Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов
на Первомайском нефтяном месторождении 124

Chernoknizhny D.V., Savenok O.V.

Optimization of the operation of electric centrifugal pumps
at Pervomaiskoye oil field

Березовский Д.А., Матвеева И.С., Барамбонье С.
Особенности проведения капитального ремонта скважин
при разработке месторождения Жетыбай 150

Berezovskiy D.A., Matveeva I.S., Barambonye S.
The features of conducting capital well repairs at the development of
the Zhetybay field

Нвизуг-Би Лейи Ключерт
Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей
и природных битумов 168

Nwizug-bee Leyii Kluivert
The analysis of methods for developing fields of
high-typed oils and natural bitumens

Поварова Л.В.
Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод 189

Povarova L.V.
The analysis of methods of purification of oil-containing sewage waters

Строительство. Транспорт Construction. Transport

Каблучко А., Нагорный В.В., Надирян С.Л.
Совершенствование методов расследования дорожно-транспортных
происшествий с участием детей в возрасте от 6 до 16 лет 206

Kabluchko A., Nagornyy V.V., Nadiryan S.L.
Improvement of methods of investigation of road accidents
involving children aged 6 to 16

Крамаренко А.В., Фролова В.А.
Сравнение каркасов крыш из легкой стальной тонкостенной
конструкции и древесины 209

Kramarenko A.V., Frolova V.A.
Comparison of frames of light-gauge steel construction and wood

Крамаренко А.В., Санкеева К.В.
Некоторые аспекты повышения эффективности энергосбережения
и управления в строительстве 212

Kramarenko A.V., Sankeeva K.V.
Some aspects of increase in efficiency of energy saving
and management in construction

Крамаренко А.В., Красильникова О.А.
Использование композитной арматуры в процессе возведения кладки
из керамзитобетонных блоков 215

Kramarenko A.V., Krasilnikova O.A.
Use of composite fittings in the course of construction of
the laying from keramzitobetonny blocks

Крамаренко А.В., Мещерякова А.А.
Исследование рынка полимерных теплоизолирующих материалов 219

Kramarenko A.V., Mescheryakova A.A.
Market research of polymer thermal insulating materials

Крамаренко А.В., Бузанова И.А. Анализ использования и эффективности некоторых кровельных покрытий	222
Kramarenko A.V., Buzanova I.A. Analysis of the use and efficiency of some roofings coverages	
Крамаренко А.В., Бузанова И.А. Анализ эффективности окрасочной теплоизоляции труб горячего водоснабжения ..	225
Kramarenko A.V., Buzanova I.A. Analysis of efficiency of colouring heat-insulation of pipes of hot water-supply	
Крамаренко А.В., Фролова В.А. Строительство многоэтажных домов из легких стальных тонкостенных конструкций	228
Kramarenko A.V., Frolova V.A. Construction multystoried home from easy steel thin-walled structures	
Крамаренко А.В., Мавлютов А.Н. Совершенствование состава полимер-песчаной черепицы	230
Kramarenko A.V., Mavlyutov A.N. Improvement of structure of polimer-peschanoy of the tile	
Крамаренко А.В., Мавлютов А.Н. Применение алюминиевых отходов в экструзионном пенополистероле	233
Kramarenko A.V., Mavlyutov A.N. Application of aluminium waste in extrusive expanded polystyrene	
Крамаренко А.В., Фадеева Д.А. Отделочный материал, имитирующий природный камень	236
Kramarenko A.V., Fadeeva D.A. Finishing material imitating natural stone	
Крамаренко А.В., Шамилина Т.С. Способ усиления листа из поликарбоната	239
Kramarenko A.V., Shamilina T.S. Way to strengthen a sheet of polycarbonate	
Крамаренко А.В., Мещерякова А.А. Применение композитных материалов в облицовке зданий	242
Kramarenko A.V., Mescheryakova A.A. The use of composite materials in the cladding of buildings	
Крамаренко А.В., Краснова К.С. Анализ возможности использования альтернативных средств в качестве пластифицирующих добавок в бетоне	245
Kramarenko A.V., Krasnova K.S. Analysis of the possibility of using alternative means in quality plasticizing additives in concrete	
Кузьмина М.А., Галкин М.И., Надирян С.Л., Разин Т.В. Развитие инновационных форм организации транспортного процесса и взаимодействие между видами транспорта	249
Kuzmina M.A., Galkin, M.I., Nadiryay S.L., Razin T.V. Development of innovative forms of the organization of the transport process and the interaction between types of transport	

**Производство, переработка и хранение
сельскохозяйственной продукции**
**Production, processing and storage of
agricultural production**

Касьянов Г.И., Мишкевич Э.Ю., Шубина Л.Н.

Особенности производства комбинированных мясорастительных паштетов 254

Kasyanov G.I., Mishkevich E.Yu., Shubina L.N.

Features of the production of combined meat and vegetable pastes

Информационные технологии
Information technologies

**Романова М.Л., Савченко В.Г., Мишков Д.А.,
Конonenко Д.И., Бевз Е.А., Березина А.И.**

Инновационный метод системно-когнитивного анализа графов 263

Romanova M.L., Savchenko V.G., Mishkov D.A.,

Kononenko D.I., Bevz E.A., Berezina A.I.

Innovative method of graphs system-cognitive analysis

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ.....**

**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

**Романова М.Л., Савченко В.Г., Мишков Д.А.,
Конonenко Д.И., Бевз Е.А., Березина А.И.**

Современные методы диагностики естественнонаучной
компетентности обучающихся 269

Romanova M.L., Savchenko V.G., Mishkov D.A.,

Kononenko D.I., Bevz E.A., Berezina A.I.

Modern assessment method of beings natural science competence

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 622. 276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Ач₃¹
РАВЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS
OF DEVELOPMENT ACh₃¹ PLAST
OF THE RAVENSKOYE OIL FIELD**

Аванесов Дмитрий Саркисович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
avik2012@inbox.ru

Климов Вячеслав Васильевич
кандидат технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна.
Кубанский государственный
технологический университет
vvklimov2010@gmail.com

Аннотация. Разработка нефтегазовых месторождений – это, прежде всего, очерёдность выработки запасов нефти и газа, постоянной контроль за выработкой запасов, динамикой пластового давления, контроль за движением ВНК, ГНК, контроль за технологическим процессом и многое другое. Для этого необходимо уточнять проекты разработки, проводить анализы, где отражается проектная и фактическая информация по месторождению, причины невыполнения той или иной задачи, обоснование внедряемых проектов и т.д. Анализ разработки месторождения чётко даёт представление о настоящем положении месторождения в области разработки, технологии, экономики и управления. В статье проводится анализ разработки Равенского месторождения, проанализированы методы для увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, даны рекомендации по совершенствованию разработки.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; характеристика продуктивных пластов; состояние разработки месторождения; фактические показатели разработки; интенсивность системы воздействия; технологические режимы работы скважин; эффективность геолого-технических мероприятий.

Avanesov Dmitry Sarkisovich
Student,
Kuban state technological university
avik2012@inbox.ru

Klimov Vyacheslav Vasilyevich
Candidate of technical sciences,
professor of oil and gas engineering
department named after
professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
vvklimov2010@gmail.com

Annotation. The development of oil and gas fields is, first of all, the order of production of oil and gas reserves, the constant control over the production of reserves, the dynamics of reservoir pressure, control over the movement of the water-oil contact, gas-oil contact, control over the technological process, and much more. For this, it is necessary to clarify development projects, carry out analyzes, where the project and actual information on the deposit are reflected, the reasons for the non-fulfillment of a particular task, the rationale for the projects being implemented, etc. The field development analysis clearly gives an idea of the present situation of the field in the field of development, technology, economics and management. The article analyzes the development of the Ravenskoye field, analyzes methods for increasing oil recovery and involvement in the development of residual oil reserves, and gives recommendations for improving development.

Keywords: geological structure of the field; characteristic of productive layers; status of field development; actual development indicators; intensity of the impact system; technological modes of well operation; efficiency of geological and technical measures.

В административном отношении Равенское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 35 км к юго-западу от г. Когалыма и в 75 км к северо-востоку от г. Сургута (рис. 1). Ближайший населённый пункт – вахтовый посёлок Савуйский, расположенный в 15 км к западу от площади работ. К юго-востоку от месторождения находятся посёлки Покачи (в 57 км), Аган (в 50 км) и город Лангепас (в 80 км).

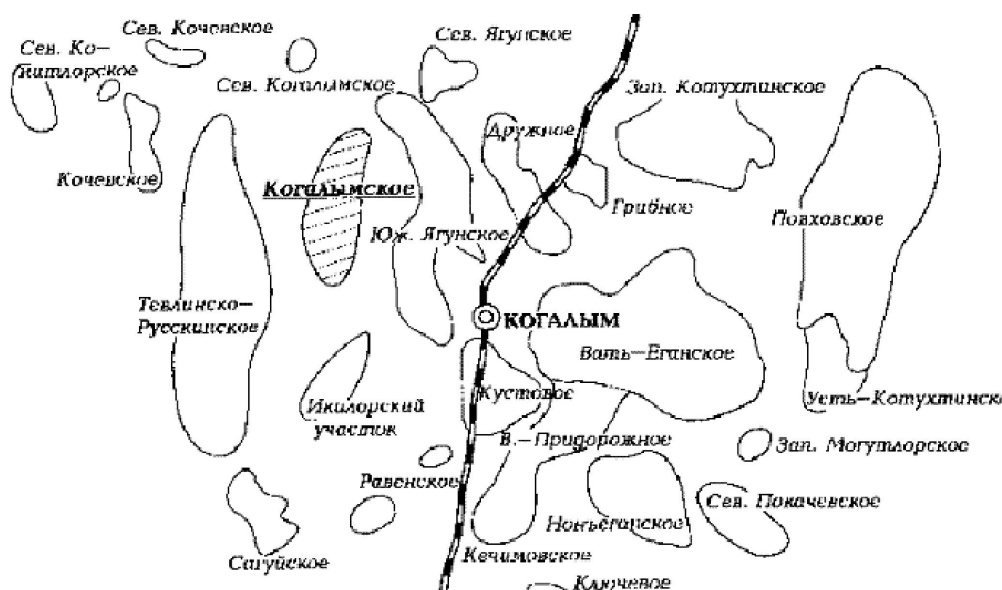


Рисунок 1 – Обзорная карта Равенского нефтяного месторождения

Геологическое строение месторождения и залежей нефти

Технологическая схема разработки, составленная в 2005 году, выполнена на основании подсчёта запасов, выполненного в 2002 году по данным бурения 21 поисково-разведочной и 6 эксплуатационных скважин, в которой было выделено 7 продуктивных пластов: $Aч_3^1$, $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮC_{01+2}$, $ЮC_{02}$, $ЮC_1$, $ЮC_2$, в которых объектами подсчёта явились 15 залежей нефти в современных границах Равенского месторождения.

После утверждения «Технологической схемы разработки месторождения» за период 2005–2007 гг. на месторождении пробурена 21 эксплуатационная скважина.

В государственном балансе учтены запасы по пластам $Aч_3^1$, $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮC_{01+2}$, $ЮC_{02}$, $ЮC_1$, $ЮC_2$.

Всего на 01.01.2017 г. на Равенском месторождении пробурено 40 эксплуатационных скважин, в том числе на объект $Aч_3^1$ – 32 скважины, на объект $ЮC_1$ – 6 скважин, $ЮC_2$ – 2 скважины.

По результатам комплексной интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3Д, электроразведки, данных бурения новых скважин были уточнены структурные построения по залежам основных объектов разработки ($Aч_3^1$ и $ЮC_1$), границы залежей и характер распределения нефтенасыщенных толщин. Ниже приводятся результаты оперативного пересчёта запасов по этим пластам.

Пласт $Aч_3^1$. Структурную карту по кровле пласта $Aч_3^1$ с учётом изменений представляет рисунок 2. Согласно новой модели, залежь структурно-литологическая с выклиниванием пласта в западном и восточном направлениях, контролируется наклонным ВНК на абсолютной отметке – 2586,6–2598,0 м. Нефтенасыщенные толщины достигают 18,6 м. Дебиты нефти при опробовании достигают 129,6 м³/сут. по разведочным скважинам и 125 м³/сут. по эксплуатационным скважинам.

Запасы нефти, ограниченные работающими скважинами №№ 211, 101Г, 102, 1103Г, 215, 108, 222, 123, 127, 131, 134, 137, 130Г, 171Р, 231, 121, 107, 212 и 414, переведены из категории C_1 в В. Граница категории В проведена по работающим скважинам. Запасы категории C_2 по части залежи по всему периметру по данным бурения и опробования новых эксплуатационных скважин №№ 134 и 211, в которых получены притоки нефти дебитами 21 м³/сут. и 35 м³/сут. соответственно, переведены в категорию C_1 .

Граница категории C_1 на юго-западе проведена на расстоянии 1,5 км от скважины № 316Г, на остальной части залежи – ограничена контуром ВНК и линией замещения коллекторов. Запасы категории C_2 по части залежи в результате корректировки геологической модели и по данным бурения новых эксплуатационных скважин №№ 233 и 132, которые вскрыли водонасыщенные коллектора, списаны.

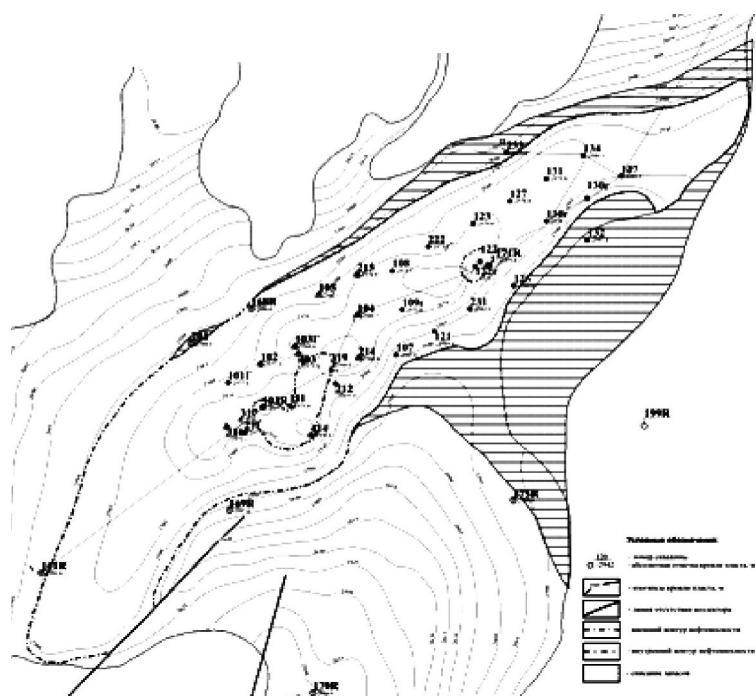


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле пласта Ач₃¹

В результате оперативного пересчёта запасов произошло сокращение площади нефтеносности категории С₂ с низкими эффективными нефтенасыщенными толщинами, а средняя толщина нефтенасыщенных коллекторов по залежи по сравнению с утверждённым подсчётом запасов увеличилась с 4,1 м до 5,0 м.

Пласт ЮС₁. По результатам сейсморазведочных работ ЗД и данным бурения трёх эксплуатационных скважин №№ 102, 403 и 316Г был уточнён контур нефтеносности по всему периметру основной залежи и уточнены нефтенасыщенные толщины. В целом по пласту за счёт перераспределения нефтенасыщенных толщин её величина увеличилась на 0,6 м. В результате выполненных работ запасы категории С₁ по пласту ЮС₁ сократились за счёт уменьшения площади нефтеносности (рис. 3).

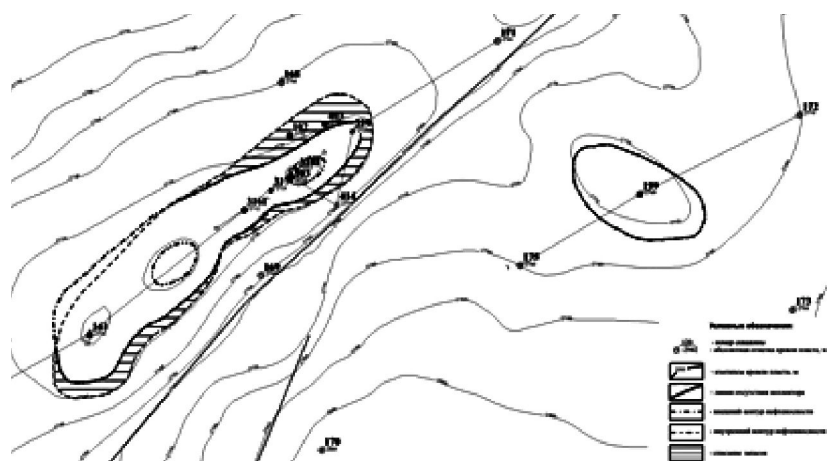


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле пласта ЮС₁

Характеристика продуктивных пластов и строения залежей

На Равенском месторождении продуктивными являются верхне- и среднеюрские (пласты ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀₁₊₂, ЮС₀₂) и меловые (пласты Ач₆, Ач₃², Ач₃¹) отложения.

По состоянию на 01.01.2017 г. в пределах лицензионного участка пробурены 21 поисково-разведочная и 36 эксплуатационных скважин (в том числе скважина № 317 в интервале залегания горизонта ЮС₁ пробурена на РНО).

В пределах Равенского месторождения выделено два основных объекта разработки – пласты $Aч_3^1$ и $ЮС_1$, а также пять второстепенных – пласты $Aч_3^2$, $Aч_6$, $ЮС_{01+2}$, $ЮС_{02}$ и $ЮС_2$.

Горизонт $Aч_3$ выделяется в отложениях ачимовской толщи, имеет сложное строение по литологическому составу, условию формирования и относится к клиноформенному комплексу, имеющему уклон в западном направлении. В объеме горизонта $Aч_3$ были выделены продуктивные пласты $Aч_3^1$ и $Aч_3^2$.

Залежь нефти в пласте $Aч_3^1$ выявлена в центральной части месторождения и приурочена к своду Равенской структуры. Структурная карта по кровле коллекторов пласта $Aч_3^1$ показана на рисунке 4, карта нефтенасыщенных толщин пласта $Aч_3^1$ приведена на рисунке 5.

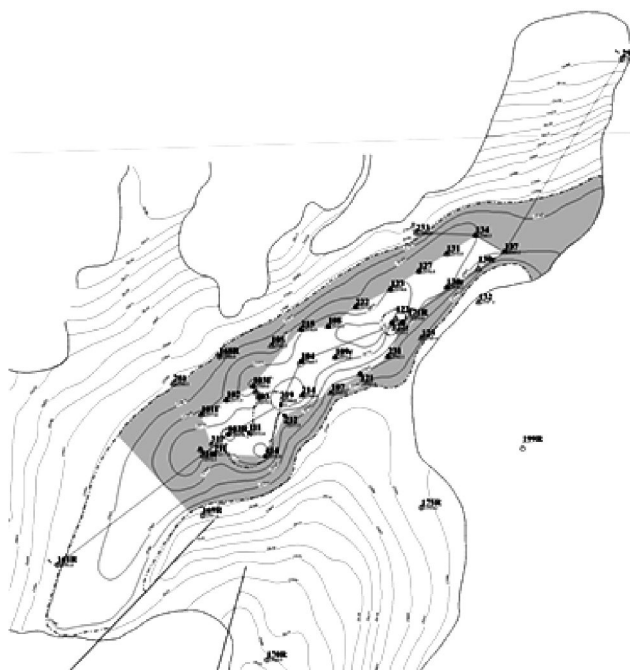


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов пласта $Aч_3^1$

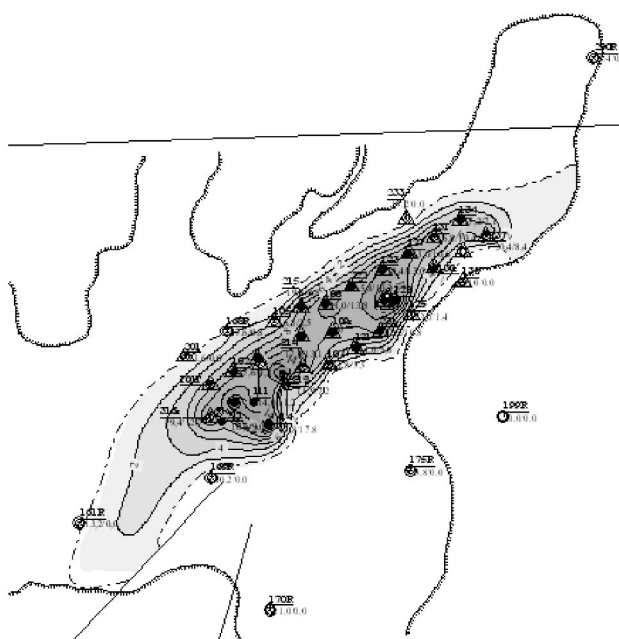


Рисунок 5 – Карта нефтенасыщенных толщин пласта $Aч_3^1$

Запасы углеводородов

Запасы нефти и растворённого газа Равенского месторождения подсчитаны по семи пластам: ЮС₂, ЮС₁, ЮС₀₂, ЮС₀₁₊₂, Ач₆, Ач₃² и Ач₃¹. Подсчёт запасов нефти и газа по Равенскому месторождению выполнен ЗапсибГеоНАЦ по состоянию изученности на 01.01.2002 г. Начальные геологические запасы составили по категории С₁:

- геологические – 9699 тыс. тонн;
- извлекаемые – 3402 тыс. тонн;

по категории С₂:

- геологические – 48450 тыс. тонн;
- извлекаемые – 8144 тыс. тонн.

В 2003 году в результате уточнения строения пласта ЮС₂ были оперативно изменены запасы нефти по пласту ЮС₂ и в целом по месторождению. По промышленной категории С₁ запасы нефти не изменились, по категории С₂ начальные геологические запасы нефти уменьшились на 27069 тыс. тонн и составили 21381 тыс. тонн; извлекаемые запасы нефти по категории С₂ составили 4193 тыс. тонн. Данные запасы были приняты при проектировании в Технологической схеме разработки 2005 года.

По состоянию на 01.01.2017 г. на государственном балансе по Равенскому месторождению числятся геологические запасы нефти категории С₁ в количестве 11107 тыс. тонн, С₂ – 12220 тыс. тонн, извлекаемые – 3983 и 1719 тыс. тонн соответственно.

В связи с уточнением геологической модели произошло увеличение начальных геологических запасов по промышленным категориям, по основному объекту разработки Ач₃¹ – на 32,5 %, извлекаемые – на 33,8 %.

По категории С₂ вследствие сокращения площади залежи произошло списание 91,8 % начальных извлекаемых запасов нефти.

По объекту ЮС₁ были оперативно уточнены площадь залежи и нефтенасыщенные толщины, в результате чего произошло списание 4,7 % начальных геологических запасов нефти и 5,1 % начальных извлекаемых запасов по промышленным категориям.

В период после утверждения технологической схемы по результатам бурения 21 эксплуатационной скважины и переинтерпретации сейсмоки 3Д была скорректирована геологическая модель залежи пласта Ач₃¹ и уточнены нефтенасыщенные толщины.

Изменения коснулись и основной залежи пласта ЮС₁. По данным бурения трёх эксплуатационных скважин №№ 102, 403 и 316Г был уточнён контур нефтеносности по всему периметру залежи и уточнены нефтенасыщенные толщины.

В связи с новыми данными на Государственном балансе по Равенскому месторождению начальные геологические запасы в целом по месторождению по промышленным категориям по сравнению с утверждёнными ГКЗ РФ увеличились на 14,5 %, извлекаемые – 17,1 %, по категории С₂ произошло списание 74,8 % геологических запасов и 78,9 % извлекаемых как не подтвердившихся.

Подсчётные параметры, запасы нефти и растворённого газа Равенского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в таблице 1.

Состояние разработки Равенского месторождения

Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Фактические показатели разработки

Месторождение разрабатывается с 1996 года. На месторождении в разработке находятся 2 объекта – Ач₃¹ и ЮС₁.

На 01.01.2017 г. добыча нефти с начала разработки составила 1890,4 тыс. тонн, добыча жидкости – 3154,66 тыс. тонн, закачка – 2507,9 тыс. м³. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 60,81 %, текущая – 119,15 %. Отбор от НИЗ составляет 24,5 %, при текущей обводнённости продукции 65,5 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,09. Основную долю добычи нефти по месторождению определяет объект Ач₃¹ (84,3 % накопленной и 94,5 % текущей).

Таблица 1 – Сводная таблица подсчётных параметров, запасов нефти и растворённого газа Равенского месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчётный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворённого газа, млн м ³
Ач ₃	НЗ+ВНЗ	В	5177	10,80	55864	0,190	0,460	0,824	0,831	3343	106	354
		С ₁	11442	3,90	44423	0,190	0,440	0,824	0,831	2542	106	269
		В+С ₁	16619	6,00	100287	0,190	0,440-0,460	0,824	0,831	5885	106	622
		С ₂	4799	1,30	6211	0,190	0,440	0,824	0,831	356	106	38
Ач ₃ ²	ВНЗ	С ₁	2050	2,07	4243	0,161-0,170	0,351-0,367	0,824	0,831	172	106	19
		С ₂	3564	2,05	6691	0,161-0,170	0,351-0,367	0,824	0,831	318	106	33
Ач ₆	ВНЗ	С ₂	1804	1,57	2832	0,174	0,407	0,824	0,831	137	106	15
ЮС ₀₁₊₂	НЗ+ВНЗ	С ₂	32185	2,26	72738	0,159	0,478	0,833	0,829	4008	81	325
ЮС ₀₂	НЗ+ВНЗ	С ₂	14646	2,01	29438	0,155	0,469	0,833	0,829	1547	81	126
всего ЮС ₀₁₊₂	НЗ+ВНЗ	С ₂	46831	2,18	102176	0,155-0,159	0,469-0,478	0,833	0,829	5555	81	451
ЮС ₁ (1014)	ВНЗ	С ₁	5424	4,40	23866	0,183-0,179	0,515-0,542	0,833	0,829	1555	81	126
ЮС ₁ (199)	ВНЗ	С ₁	1933	1,87	3614	0,160	0,522	0,833	0,829	236	81	19
всего ЮС ₁	ВНЗ	С ₁	7357	3,74	27480	0,160-0,179	0,515-0,542	0,833	0,829	1791	81	145
ЮС ₂	НЗ	С ₁	14000	3,23	45220	0,143-0,159	0,415-0,700	0,905	0,867	3259	45	146
		С ₂	325541	1,69	550164,29	0,143-0,159	0,415-0,700	0,905	0,867	5854	45	263

С начала разработки в целом по месторождению в добыче участвовало 35 добывающих и 11 нагнетательных скважин. Количество скважин, накопленный отбор нефти которых не превышает 20 тыс. тонн, составляет большую часть фонда 65,6 % (21 ед.); 12,5 % скважин (4 ед.) с отборами 20–50 тыс. тонн и 7 скважин (21,9 %) с отборами нефти более 50 тыс. тонн. Максимальный отбор нефти 114,9 тыс. тонн получен в скважине № 109Г. Средняя накопленная добыча нефти на 1 скважину составляет 26,8 тыс. тонн.

В половине скважин, участвовавших в добыче (50,0 %, 16 ед.) накопленный отбор жидкости не превышает 20 тыс. тонн, с отборами от 20 до 100 тыс. тонн – 37,5 % (12 скважин). Количество скважин с отборами свыше 100 тыс. тонн составляет 12,5 % (4 ед.). Максимальный отбор составляет 157,0 тыс. тонн (скважина № 318Г). Средняя накопленная добыча жидкости на 1 скважину составляет 37,3 тыс. тонн. При среднем дебите нефти действующих скважин 20,8 тонн/сут. диапазон изменения дебита довольно широк – от 0,8 до 94,4 тонн/сут. Доля низкодебитного фонда (0–2,5 тонн/сут.) составляет 25,0 % (7 ед.), с дебитом нефти 2,5–10,0 тонн/сут. работает 32,1 % скважин (9 ед.), от 10–50 тонн/сут. 32,1 % (9 ед.) и в 3 скважинах (10,7 %) дебит превышает 50 тонн/сут.

Все скважины добывающего фонда работают с водой в продукции. Обводнённость продукции большей части действующего фонда (15 скважин или 53,6 % фонда) не превышает 20 %, в 42,9 % фонда (12 ед.) обводнённость в пределах 20–90 % и только в 1 скважине (3,6 % фонда) обводнённость превысила 90 %. Средняя обводнённость продукции добывающих скважин действующего фонда – 34,8 %.

Дебиты жидкости действующего фонда изменяются от 0,8 до 101,7 тонн/сут., при среднем дебите 31,9 тонн/сут. С дебитами менее 5 тонн/сут. в эксплуатации находится 7 скважин (25,0 % фонда). С дебитами 5–50 тонн/сут. работает большая часть фонда 57,0 % (16 ед.). В 14,0 % скважин дебиты более 50 тонн/сут. и в том числе 1 скважина (4,0 % фонда) работает с дебитом более 100 тонн/сут.

Все 6 скважин нагнетательного фонда находятся под закачкой.

Всего с начала разработки под закачкой находилось 6 скважин. В половине из них накопленная закачка не превышает 50 тыс. м³ (3 ед.), с накопленной закачкой от 50–200 тыс. м³ – 1 скважина или 16,7 % фонда и с накопленной закачкой более 200 тыс. м³ – 20 % фонда или 2 скважины.

С приёмистостью до 100 м³/сут. закачивают 3 скважины (50 % фонда). 1 скважина работает с приёмистостью от 100–150 м³/сут., с приёмистостью более 200 м³/сут. работает 40 % скважин (2 ед.) при средней приёмистости нагнетательных скважин 121,7 м³/сут.

В 2016 году по месторождению добыча нефти составила 27,4 тыс. тонн, добыча жидкости – 79,7 тыс. тонн; закачено 109,6 тыс. м³ воды.

Введено 6 новых скважин. Действующий фонд добывающих скважин составляет 35 ед. и 11 ед. – действующий фонд нагнетательных скважин.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 9,2 тонн/сут., по жидкости – 26,8 тонн/сут., обводнённость – 65,7 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин – 128,9 м³/сут.

Объект Ач₃¹

Добыча нефти в 2016 году по объекту Ач₃¹ составила 19,83 тыс. тонн, добыча жидкости – 45,07 тыс. тонн; закачено 96,98 тыс. м³ воды.

Введены 4 новые скважины. Действующий фонд добывающих скважин составляет 28 ед., нагнетательный – 8 ед.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 8,32 тонн/сут., по жидкости – 18,9 тонн/сут., обводнённость – 56,01 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин – 134,7 м³/сут.

Объект ЮС₁

По объекту ЮС₁ добыча нефти составила 7,5 тыс. тонн, добыча жидкости – 34,5 тыс. тонн; закачено 12,57 тыс. м³ воды.

Введена 1 новая скважина. В действующем фонде добывающих скважин числится 6 ед., в действующем нагнетательном фонде 3 ед.

Средний дебит действующей скважины по нефти составил 14,85 тонн/сут., по жидкости – 68,25 тонн/сут., обводнённость – 63 %. Приёмистость нагнетательной скважины – 96,7 м³/сут.

Объект ЮС₂

По объекту ЮС₂ добыча нефти составила 0,06 тыс. тонн, добыча жидкости – 0,19 тыс. тонн.

В действующем фонде добывающих скважин числится 1 ед.

Средний дебит действующих скважин по нефти составил 0,69 тонн/сут., по жидкости – 2,1 тонн/сут., обводнённость – 66,84 %.

По состоянию на 01.01.2017 г. на балансе предприятия на Равенском месторождении числится 43 скважины. В действующем фонде находятся 35 добывающих и 11 нагнетательных скважин. Весь фонд скважин, участвующий в добыче, механизирован. С помощью ЭЦН работают 18 скважин (64,3 %) действующего фонда и 10 (35,7 %) – ШГН.

Коэффициенты использования эксплуатационного фонда добывающих скважин в целом по месторождению составляют 0,88 доли ед., нагнетательного – 0,86 доли ед.

Анализ разработки пласта Ач₃¹ Равенского месторождения

Проектным документом на объекте предусмотрено бурение по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600 м и формирование приконтурного и очагово-избирательного заводнения.

Эксплуатация объекта Ач₃¹ ведётся с 1996 года. Объект Ач₃¹ является основным, определяющим в настоящее время добычу нефти на месторождении, на его долю приходится 94,5 % текущей добычи.

Максимальная добыча нефти по объекту Ач₃¹ достигнута в 2010 году (182,3 тыс. тонн) при темпе отбора от НИЗ 7,5 %, от ТИЗ 9,6 % и текущей обводнённости 28,4 %. В 2010 году добыто 254,7 тыс. тонн жидкости.

Разработка объекта ведётся высокими темпами. Объект находится на стадии растущей добычи.

Всего по состоянию на 01.01.2017 г. на объекте числится 36 скважин. В эксплуатационном фонде находятся 28 добывающих скважин, все они действующие, в том числе 8 нагнетательных в отработке на нефть. К фонду нагнетательных относится 8 скважин.

Карта текущего состояния разработки по состоянию на 01.01.2017 г. по объекту Ач₃¹ приведена на рисунке 6.

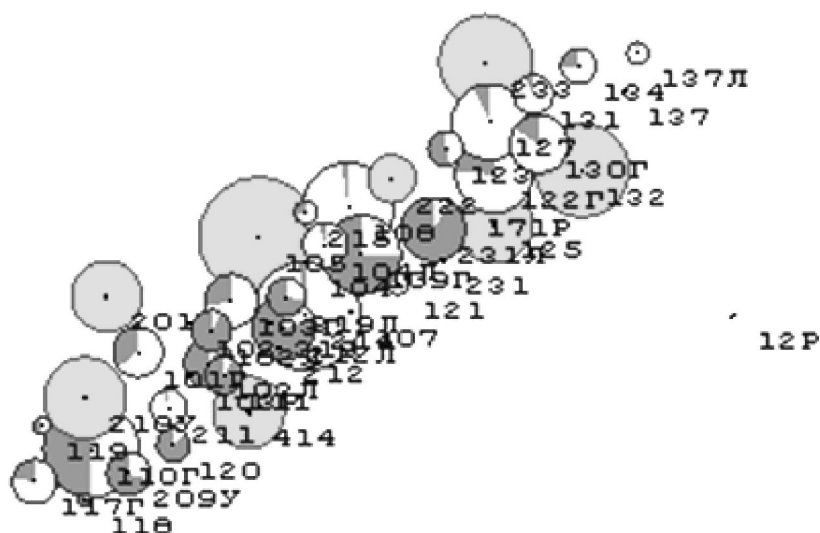


Рисунок 6 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

Средний дебит жидкости в 2016 году по объекту составил 18,9 тонн/сут., изменяясь по скважинам от 1,6 до 101,7 тонн/сут. С дебитами менее 5 тонн/сут. в эксплуатации находится 6 скважин (24 % фонда). Большая часть фонда (15 ед. или 60 %) работает с дебитами 5–50 тонн/сут. В пяти скважинах дебиты жидкости более 50 тонн/сут.

Средний дебит нефти в 2016 году составил 8,32 тонн/сут. Дебит нефти всего трёх скважин превышает 50 тонн/сут. Доля низкодебитного фонда (до 2,5 тонн/сут.) составляет 24 % (6 ед.), с дебитом 2,5–10,0 тонн/сут. работает 32 % скважин (8 ед.), столько же с дебитами от 10 до 50 тонн/сут. Широкий диапазон изменения дебитов нефти (от 1,5 до 94,4 тонн/сут.) скважин, работающих на объект Ач₃¹, связан как с геолого-физическими характеристиками пласта, так и с обводнённостью скважин.

Все скважины добывающего фонда работают с водой в продукции. Обводнённость продукции 14 скважин (56 % фонда) не превышает 20 %, в одной скважине доля воды превысила 90 %. Обводнённость продукции добывающих скважин действующего фонда в среднем за год составила 28,4 %.

С начала разработки объекта Ач₃¹ в добыче участвовало 28 скважин. У 20 скважин накопленный отбор нефти не превышает 20 тыс. тонн, что составляет большую часть фонда (71,4 %). 7,1 % скважин (2 ед.) с отборами 20–50 тыс. тонн и 21,4 % скважин (6 ед.) с отборами нефти более 50 тыс. тонн. Максимальный отбор нефти 114,9 тыс. тонн получен в скважине № 109Г. Средняя накопленная добыча нефти на 1 скважину составляет 25,8 тыс. тонн.

Средняя накопленная добыча жидкости на 1 скважину составляет 33,9 тыс. тонн. Накопленный отбор жидкости не превышает 20 тыс. тонн у большей части скважин (53,6 % или 15 ед.), отбор от 20 до 100 тыс. тонн имеют 35,7 % (10 скважин). Количество скважин с отборами свыше 100 тыс. тонн составляет 10,7 % (3 ед.). Максимальный отбор достигнут по скважине № 109Г – 119,7 тыс. тонн.

Все 5 скважин нагнетательного фонда находятся под закачкой. Всего с начала разработки под закачкой находилось 5 скважин. В трёх скважинах накопленная закачка не превышает 50 тыс. м³ (3 ед.), с накопленной закачкой от 50–200 тыс. м³ – 1 скважина и с накопленной закачкой более 200 тыс. м³ – 20 % (1 ед.).

Карта накопленных отборов жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения представлена на рисунке 7.

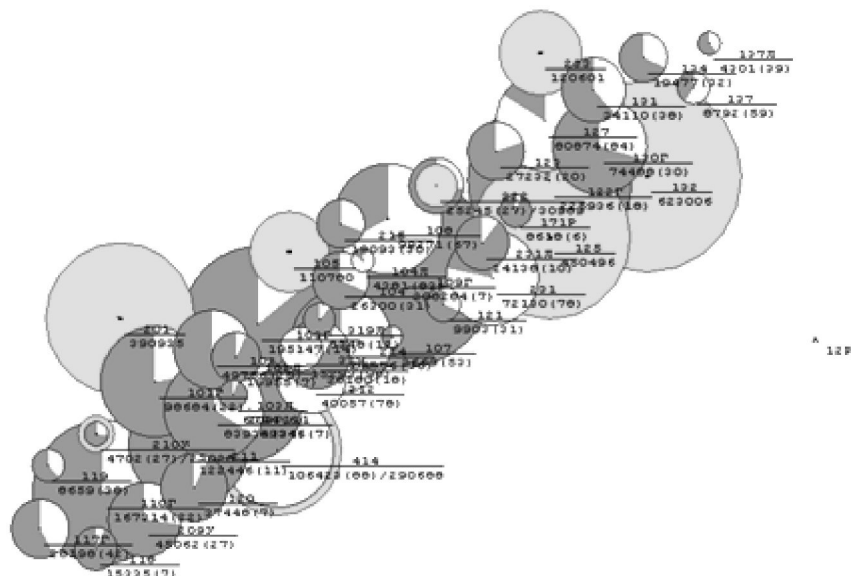


Рисунок 7 – Карта накопленных отборов жидкости на 01.01.2017 г. объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

С приёмистостью до 50 м³/сут. воду закачивают 3 скважины (60 %). С приёмистостью более 50 м³/сут. работают 2 скважины при средней приёмистости нагнетательных скважин 125,7 м³/сут.

Интенсивность системы воздействия в сравнении с проектной

Закачка на объекте организована в 2006 году. В период 2006–2009 гг. под закачкой находилась одна скважина. В 2010 году под закачку были освоены ещё 4 скважины. На 01.01.2017 г. в действующем фонде нагнетательных скважин находится 8 скважин.

Объём закачанной воды в пласт в 2016 году составил 96,98 тыс. м³, текущая компенсация отбора жидкости – 172,71 % (по проекту 48,8 %). Всего закачано 2040,5 тыс. м³ воды, накопленная компенсация достигла 62,82 %, что ниже проектного показателя (31,4 %).

Технологические режимы работы добывающих скважин в сравнении с проектными

Проектными решениями разработка объекта Ач₃¹ предусматривалась при давлении на забое добывающих скважин минимум 13 МПа.

К действующему фонду относится 28 скважин. Все скважины механизированы, 20 скважин оборудованы ЭЦН, 8 – ШГН.

В среднем фактическое забойное давление добывающих скважин, эксплуатирующихся ЭЦН, равно 13,8 МПа при минимальном проектном 13 МПа. Среднее забойное давление добывающих скважин, эксплуатирующихся ШГН, – 14,3 МПа.

Средний дебит жидкости скважин работающих с ЭЦН составляет 47,6 тонн/сут., с ШГН – 5,1 тонн/сут.

Технологические режимы работы нагнетательных скважин в сравнении с проектными

Проектными решениями по разработке предусматривалось осуществлять нагнетание воды в пласт при давлении на забое 38 МПа.

При фактическом состоянии реализации процесса разработки среднее давление нагнетания воды на устье 15,5 МПа, на забое нагнетательных скважин – 43,5 МПа, что на 5,5 МПа выше проектного уровня.

Состояние пластового давления

Разработка объекта Ач₃¹ осуществляется с поддержанием пластового давления. Закачка воды в пласт ведётся с 2006 года. Начальное пластовое давление составляет 26,3 МПа.

Среднее текущее пластовое давление равно 25,4 МПа, что ниже начального на 0,9 МПа. В зоне отбора равно 25,4 МПа или ниже начального на 0,9 МПа, в зоне нагнетания равно 25,9 МПа – ниже начального на 0,4 МПа.

Таким образом, энергетическое состояние залежи удовлетворительное.

Состояние выработки запасов

На долю объекта Ач₃¹ в общем объёме запасов нефти приходится 54,5 % начальных геологических (5885 тыс. тонн) и 61,5 % извлекаемых запасов (2431 тыс. тонн) категории ВС₁ (таблица 2). На накопленную добычу нефти приходится 84,3 %, текущую 94,5 % добычи нефти месторождения.

Таблица 2 – Характеристика выработки запасов и технологические показатели разработки объекта Ач₃¹ Равенского месторождения

Показатели	Объект Ач ₃ ¹
1	2
Год ввода в разработку	1996
Геологические запасы категории ВС ₁ , тыс. тонн	5885
Извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	2431
Максимальная добыча нефти, тыс. тонн	182,3
Темп отбора от начальных геологических запасов, %	3,1
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	7,5
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	721,6
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	948,3
Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	29,7

Продолжение таблицы 2

1	2
Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,3
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,123
Прокачка, доли ед.	0,149
Текущие геологические запасы, тыс. тонн	5163
Текущие извлекаемые запасы, тыс. тонн	1709
Добыча нефти, тыс. тонн	182,3
Добыча жидкости, тыс. тонн	254,7
Обводнённость продукции, %	28,4
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	25
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	5
Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	3,1
Темп отбора от текущих геологических запасов нефти, %	3,5
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	7,5
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,6
Текущий водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,4

С начала разработки добыто 721,6 тыс. тонн нефти, жидкости – 948,3 тыс. тонн, коэффициент нефтеизвлечения – 0,123 доли ед.

На 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти на одну реализованную скважину (добывающая + нагнетательная) составила 21,9 тыс. тонн.

В целом по объекту процесс выработки запасов в настоящее время осуществляется удовлетворительно, при текущей обводнённости 28,4 % отобрано 29,7 % от начальных извлекаемых запасов нефти.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта Ач₃¹

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту Ач₃¹ приведено за время действия последнего проектного документа представлено в таблице 3.

Фактическая добыча жидкости в 2014 году выше проектного показателя на 18,4 % за счёт большего количества добывающих скважин. Отбор нефти (129,4 тыс. тонн) при этом только соответствует проектному уровню (134,8 тыс. тонн), благодаря большей добыче нефти из новых скважин, чем предполагалось проектным документом. Фактически в 2014 году в разработку были введены 8 добывающих скважин вместо 7 по проекту, и отработанное время в среднем на скважину превысило 160 дней по проекту. Добыча нефти по переходящему фонду составила 72 % расчётной. Причиной послужило резкое обводнение из-за внутрислоевых перетоков в скважинах, расположенных в приконтурной зоне пласта. Среднегодовая обводнённость добывающего фонда в 2013 году составляла 21,3 %, в 2014 году доля воды в продукции перешедших скважин увеличилась до 44,6 %.

По этой же причине не были достигнуты проектные уровни в 2015 и 2016 гг., рассчитанные в технологической схеме. Несоответствие фактических показателей проектным в 2015 году также связано с неподтверждением площади нефтеносности, что привело к меньшему вводу скважин в разработку, чем предусмотрено проектом, и отставанию формирования системы заводнения.

Фактические показатели разработки объекта в 2016 году полностью соответствуют показателям, скорректированным в Авторском надзоре.

Коэффициент нефтеизвлечения достиг величины 0,123, по проекту 0,119. Отбор от НИЗ составляет 29,7 %.

Таблица 3 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ач₃ Равенского месторождения

№№ п/п	Показатели	2014 год		2015 год		2016 год		
		проект	факт	проект	факт	технол. схема	авторский надзор *	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	134,8	129,4	202,6	171,2	225,8	178,9	182,3
2	В том числе: из переходящих скважин	88,7	63,6	160,8	129,9	214,1	173,0	172,4
3	из новых скважин	46,1	65,8	41,8	41,3	11,7	6	9,9
4	из механизированных скважин	134,8	129,4	202,6	171,2	225,8	178,9	182,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего	7	8	12	6	4	4	4
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	7	7	12	6	4	4	3
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	1
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит новой скважины, тонн/сут.	41,2	29,3	21,8	53,5	18,2	14,6	21,1
10	Среднее число дней работы новой скважины	160	280,6	160	128,7	160	102	117,8
11	Средняя глубина новой скважины, м	3200	2963	3200	3027	3150	3075	3068,6
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	22,4	14,3	38,4	30,3	6,7	12,3	15,3
13	В том числе: добывающие скважины	16,4	8,4	38,4	27,2	7,1	12,3	9,355
14	вспомогательные и специальные скважины	8,0	6,0	0,0	3,1	0	0	6,0
15	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. тонн	13,0	13,7	94,5	81,3	81,1	113,6	105,3
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. тонн	87,9	87,9	88,7	63,6	160,8	129,9	129,9
17	Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	100,9	101,6	183,2	144,9	241,9	243,5	235,2
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	88,7	63,6	160,8	129,9	214,1	173,0	172,4
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	-12,2	-38,1	-22,4	-15,0	-27,8	-70,5	-63,0
20	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-12,1	-37,5	-12,2	-10,3	-11,5	-29,0	-27,0
21	Мощность новых скважин, тыс. тонн	105,2	85,6	95,4	117,2	26,6	20,3	0,0
22	Выбытие добывающих скважин, шт.	2	0	3	0	2	4	0
23	В том числе под закачку, шт.	2	0	3	0	2	1	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	17	23	23	25	23	25
25	В том числе: нагнетательных в отработке	3	8	2	8	3	7	7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	17	22	23	23	23	25
27	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	7	0	12	0	19	4	0
28	Фонд механизированных скважин, шт.	14	17	23	23	23	23	25
29	Ввод нагнетательных скважин, шт.	2	0	3	0	0	1	4
30	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0		0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	2	6	5	6	6	6
32	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	1	6	1	6	5	5
33	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.							
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	37,8	33,0	34,7	38,4	46,2	32,4	31,1
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, тонн/сут.	35,3	35,2	38,1	35,9	48,9	33,4	31,6
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн/сут.	44,3	34,5	24,3	57,6	20,3	15,6	22,3
37	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	11,4	28,2	25,2	34,0	27,8	28,4	28,4
38	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	13,5	43,8	28,3	39,5	28,5	29,0	29,4
39	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	7,1	1,8	10,3	7,0	10,0	6,4	5,4
40	Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	33,5	23,7	26,0	25,3	33,4	23,2	22,2
41	Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн/сут.	30,6	19,8	27,3	21,7	34,9	23,7	22,3
42	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут.	208,6	167,6	178,0	181,4	202,7	132,3	125,7
43	Добыча жидкости всего, тыс. тонн	152,1	180,1	270,8	259,2	312,6	250	254,7
44	В том числе: из переходящих скважин	102,5	113,1	224,2	214,8	299,6	243,6	244,3
45	из новых скважин	49,6	67,0	46,6	44,4	13,0	6,4	10,5
46	механизированным способом	152,1	180,1	270,8	259,2	312,6	243,6	254,7
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	406	434	677	694	990	944	948
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	373	368	576	539	802	718	722
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,063	0,132	0,092	0,183	0,119	0,123
50	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	20,6	15,1	31,7	22,2	44,2	29,3	29,7
51	Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	7,4	5,3	11,2	7,0	12,4	7,3	7,5
52	Темп отбора от текущих утверждённых извлекаемых запасов, %	8,6	5,9	14,1	8,3	18,2	9,4	9,6
53	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	217,2	60,8	370,6	63,5	422	138,1	153,7
54	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	293	136	663	200	1085	338	354
55	Компенсация отбора: текущая, %	105,4	25,3	105,3	17,8	104,7	48,8	42,8
56	с начала разработки, %	52,7	22,8	73,1	20,9	82,8	31,4	26,9

* Авторский надзор за реализацией проектного документа «Технологическая схема разработки Равенского месторождения»

Сравнение проектных и фактических показателей применения МУН и интенсификации добычи нефти

В настоящее время разработка месторождения ведётся на основании технологической схемы разработки Равенского месторождения, выполненного ООО «КогалымНИПИнефть» в 2005 году. В 2013 году с целью корректировки технологических показателей разработки ООО «КогалымНИПИнефть» выполнен Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки Равенского месторождения». Данными документами было запланировано проведение ГТМ (табл. 4), которые направлены на повышение эффективности эксплуатации скважин, интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов.

Таблица 4 – Сравнение объёмов и эффективности выполнения проектных методов повышения нефтеотдачи пластов

Мероприятия	2014 год		2015 год		2016 год	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
ГРП						
количество проведённых операций	1	3	1	1	2	3*
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	5,8	8,8	5,6	0,14	10,9	–
Горизонтальные скважины						
количество пробуренных скважин	–	1**	–	2**	–	1**
добыча нефти из всех горизонтальных скважин, тыс. тонн	–	37,4	–	28,6	–	3,6
Физико-химические методы ОПЗ						
количество проведённых операций	5		5	1	5	4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,7		6,5	0,1	6,5	1,8
Прочие методы, в том числе						
Перфорационные методы						
количество проведённых операций	3	1	3	3	3	3
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,2	0,9	4,1	0,3	4,1	0,4
Гидродинамические методы						
количество проведённых операций	9	1	14	5	14	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	17,1	0,3	25,9	14,6	25,2	1,4

* 2 скважины освоены в ППД, 1 скважина переведена на другой объект;

** бурение горизонтальных скважин предусмотрено без распределения по годам

Эффективность геолого-технических мероприятий за период 2014–2016 гг.

В период 2014–2016 гг. было проведено 47 геолого-технических мероприятий, позволивших добыть дополнительно 147,7 тыс. тонн нефти или 28,6 % от всей добычи нефти месторождения за рассматриваемый период. К ним относятся:

- 1) ввод новых скважин (горизонтальных);
- 2) ввод новых скважин (наклонно-направленных);
- 3) гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- 4) обработка призабойной зоны (ОПЗ);
- 5) перфорационные методы;
- 6) оптимизация режимов работы скважин.

Распределение объёмов ГТМ и их эффективности в динамике по годам, по видам и объектам представлены в таблице 5.

Ниже приведён краткий анализ эффективности ГТМ по видам мероприятий.

Таблица 5 – Фактическая эффективность геолого-технических мероприятий по объектам разработки и месторождению в целом

Применяемые МУН	2014 год		2015 год		2016 год		Всего по месторождению
	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	Ач ₃ ¹	ЮС ₁	
1. Ввод новых скважин (вертикальных)							
количество скважино-операций	7		4		3		14
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	34,2		12,7		6,7		53,6
2. Ввод новых скважин (горизонтальных)							
количество скважино-операций	1		2		1		4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	37,4		28,6		3,6		69,6
3. ГРП							
количество скважино-операций	2	1	1		2*		7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	8,2	0,56	0,14			1**	8,9
4. Перфорационные методы							
количество скважино-операций	1		3		3		7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,9		0,3		0,4		1,6
5. ОПЗ							
количество скважино-операций				1	4		5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн				0,1	1,8		1,9
6. Оптимизация режимов работы скважин							
количество скважино-операций	1		3	2	4	1	11
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,3		14,1	0,6	4,1	0,6	19,7

* скважины освоены в ППД;

**скважина переведена на другой объект

Ввод новых скважин (наклонно-направленных)

Всего за рассматриваемый период 2014–2016 гг. введено 14 скважин:

- в 2014 году – 7 скважин;
- в 2015 году – 4 скважины;
- в 2016 году – 3 скважины.

Все скважины были введены на объект Ач₃¹.

Ввод новых скважин (горизонтальных)

За период 2014–2016 гг. на месторождении были введены 4 новые скважины с горизонтальным окончанием ствола. Все скважины пробурены на объект Ач₃¹. Бурение горизонтальных скважин на объекте было предусмотрено без распределения по годам.

В 2014 году введена одна горизонтальная скважина № 109Г. Дебит нефти составил 107,9 тонн/сут., жидкости – 112,2 тонн/сут. В 2015 году введены две горизонтальных скважины №№ 122Г и 130Г. Средний дебит нефти составил 98,3 тонн/сут., жидкости – 104,8 тонн/сут. В 2016 году введена одна горизонтальная скважина № 110Г. Дебит нефти составил 85,2 тонн/сут., жидкости – 89,6 тонн/сут.

Бурение горизонтальных скважин на объекте Ач₃¹ Равенского месторождения характеризуется высокой эффективностью. Накопленная добыча нефти по четырём скважинам составила 69,6 тыс. тонн.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

По состоянию на 01.01.2017 г. на Равенском месторождении запущены в эксплуатацию после ГРП 5 добывающих (4 – Ач₃¹, 1 – ЮС₁) и 2 нагнетательных скважины (№№ 125 и 132) (пласт Ач₃¹). Кроме того, ГРП был выполнен по объекту ЮС₂ на двух скважинах (№№ 168Р и 209У). На обеих скважинах был получен приток воды, и они не были запущены в эксплуатацию по объекту ГРП, скважина № 209У запущена на Ач₃¹.

За всю историю за счёт 5 обработок на месторождении с учётом переходящего эффекта дополнительно добыто 20,3 тыс. тонн нефти. Из них 19,7 тыс. тонн на пластах ачимовской толщи (в том числе в результате ГРП на скважине из бурения № 214 – 15,5 тыс. тонн, на эксплуатационной скважине № 414 за счёт форсирования отборов жидкости при большеобъёмном ГРП – 3,8 тыс. тонн) и 0,6 тыс. тонн нефти на объекте ЮС₁. В среднем по месторождению на одну скважино-операцию приходится 4,1 тыс. тонн/скв. или 1,2 тыс. тонн/скв. без учёта скважины № 214.

В целом за период 2014–2015 гг. фактическая дополнительная добыча нефти за счёт 4 операций на добывающем фонде составила 20,1 тыс. тонн, что соответствует проектному уровню – 22,3 тыс. тонн. Без учёта скважины из бурения № 214 фактический показатель существенно ниже проектного – 4,62 тыс. тонн.

Объект Ач₃¹

На ачимовской толще пластов обработки выполнены на 4 добывающих скважинах (№№ 212, 214, 231 и 414) и 2 скважины после ГРП при вводе из бурения освоены в ППД (№№ 125 и 132), по которым получен приток воды. На скважине № 214 ГРП осуществлён при освоении после бурения, остальные 3 скважины до ГРП находились в действующем добывающем фонде.

Залежь пласта Ач₃¹ является водоплавающей, глинистые перемычки, отделяющие нефтенасыщенные пропластки от водонасыщенных, слабо выдержаны либо отсутствуют. Разрез пласта сильно расчленённый. Нефтенасыщенные толщины пласта составляют 6,0–9,8 м, коэффициент проницаемости низкий – 0,9–3,3 мДарси.

Все обработки на скважинах выполнены одной сервисной компанией «ПетроАльянс». Геолого-физические особенности пласта накладывают ограничения на параметры технологии ГРП. В целом по трём обработкам закачиваемые массы пропан-

та составили 10,8–15,9 тонн, одна обработка на скважине № 414 является большеобъемной (40 тонн). Использованные максимальные концентрации проппанта невысоки – 612–769 кг/м³, средние – 322–400 кг/м³. Все ГРП выполнены с использованием жидкости разрыва на нефтяной основе. При трёх операциях применялся двухкомпонентный расклинивающий агент 20/40 + 16/30, одна большеобъемная обработка выполнена с использованием трёхфракционного проппанта 20/40 + 16/30 + 12/20.

В среднем по трём скважинам (№№ 212, 214 и 231) дебит жидкости и нефти до ГРП составил 4,1 и 3,6 тонн/сут. (обводнённость 7,2 %), после ГРП – 40,8 и 12,4 тонн/сут. соответственно (обводнённость 68,4 %). На скважине № 414 в результате обработки был получен в 4 раза больший приток жидкости (160,3 тонн/сут.), при этом дебит нефти составил 6,9 тонн/сут., обводнённость 95,7 %.

Суммарная дополнительная добыча нефти за счёт обработок на пластах ачимовской толщи составила 19,7 тыс. тонн, средняя – 4,9 тыс. тонн/скв. или без учёта скважины № 214 – 4,2 тыс. тонн и 1,4 тыс. тонн/скв. соответственно.

На скважине № 212 обработка выполнена в интервале пласта 2851,4–2863,6 м с нефтенасыщенной толщиной 7,4 м при коэффициенте проницаемости 0,9 мДарси. Обработка выполнена с закачкой в пласт 15,9 тонн проппанта посредством жидкости разрыва на нефтяной основе с расходом 2,1 м³/мин. После проведения ГРП дебит жидкости в среднем за 3 месяца достиг 47,5 тонн/сут., нефти – 5,9 тонн/сут., обводнённость увеличилась с 21,4 до 87,6 %. Начальный прирост дебита нефти составил 2,5 тонн/сут. Скважиной дополнительно добыто 0,2 тыс. тонн нефти, время эффекта составило 4 месяца.

ГРП на скважине № 214 выполнен при освоении после бурения. Обработка была выполнена в нефтенасыщенном интервале 2715,4–2723,4 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность обрабатываемого пласта составила 6 м, значение проницаемости низкое – 2,8 мДарси. В ходе обработки в пласт с расходом нефтяного геля 1,7 м³/мин. было закачено 14,1 тонн проппанта при максимальной концентрации 660 кг/м³, средней – 322 кг/м³. В результате обработки в среднем за 3 месяца дебит жидкости достиг 38,9 тонн/сут., дебит нефти 23,5 тонн/сут., обводнённость – 39,6 %. На текущий момент дополнительная добыча нефти по скважине составила 15,5 тыс. тонн.

На скважине № 231, эксплуатировавшейся до обработки с дебитами нефти и жидкости 5,2 и 5,8 тонн/сут. соответственно, после ГРП была получена высокая обводнённость продукции – 78 %, при этом дебит по жидкости достиг 36,1 тонн/сут., по нефти – 7,9 тонн/сут. Обработка выполнена в нефтенасыщенной части пласта 2893–2900 м (эффективная нефтенасыщенная толщина составила 9,8 м, проницаемость – 3,3 мДарси) посредством жидкости разрыва на нефтяной основе с темпом закачки 1,6 м³/мин. Использованная масса проппанта составила 10,8 тонн, средняя и максимальная концентрации – 390 и 769 кг/м³ соответственно. Время эффекта по скважине составило 4 месяца, скважиной дополнительной добыто 0,14 тыс. тонн нефти.

В скважине № 414 нефтенасыщенная мощность обрабатываемого пласта составила 6,2 м, проницаемость – 1,2 мДарси. Через интервал ГРП 2783,6–2792,8 м в пласт с расходом нефтяного геля 1,5 м³/мин. было закачено 40 тонн трёхфракционного проппанта 20/40 + 16/30 + 12/20. После обработки дебит жидкости увеличился с 2,2 до 160,3 тонн/сут., дебит нефти – с 2,1 до 6,9 тонн/сут., обводнённость возросла до 95,7 %. По состоянию на дату анализа дополнительная добыча нефти достигла 3,8 тыс. тонн, время эффекта составило 23 месяца.

Кроме того, на пластах ачимовской толщи после обработок скважины №№ 125 и 132 освоены в ППД.

В скважине № 125 при обработке масса закачанного в пласт проппанта составила 45,3 тонн, максимальная концентрация – 1110 кг/м³, образование трещины осуществлялось посредством жидкости разрыва на водной основе с расходом 3,6 м³/мин. По данным ПГИ на скважине в интервале 2841,5–2842,5 и до ГРП отмечался приток воды. В первый месяц после запуска приёмистость скважины составила 531 м³/сут., затем она сократилась до уровня 206,5 м³/сут.

На скважине № 132 операция ГРП выполнена при освоении из бурения. При ГРП закачена масса проппанта 33,2 тонн с расходом водного геля 2,4 м³/мин. Приёмистость скважины увеличилась с 93 м³/сут до 231 м³/сут.

По выполненным обработкам на пластах ачимовской толщи отмечается зависимость увеличения дебита жидкости и обводнённости от увеличения массы проппанта. На рисунке 8 показана зависимость дебита жидкости и обводнённости после ГРП от массы проппанта. Как уже отмечалось, на скважине № 414 при закачке 40 тонн проппанта произошёл прорыв воды от мощных водонасыщенных пропластков, в результате чего достигнут высокий дебит жидкости и существенно увеличилась обводнённость скважины. При массе проппанта 10,8–15,9 тонн также отмечается высокая обводнённость после ГРП 40–90 %. Таким образом, ГРП рекомендуется выполнять в щадящем режиме (до 5 тонн проппанта) и необходимо внедрение новых технологий ГРП, снижающих риск неконтролируемых водопроявлений.

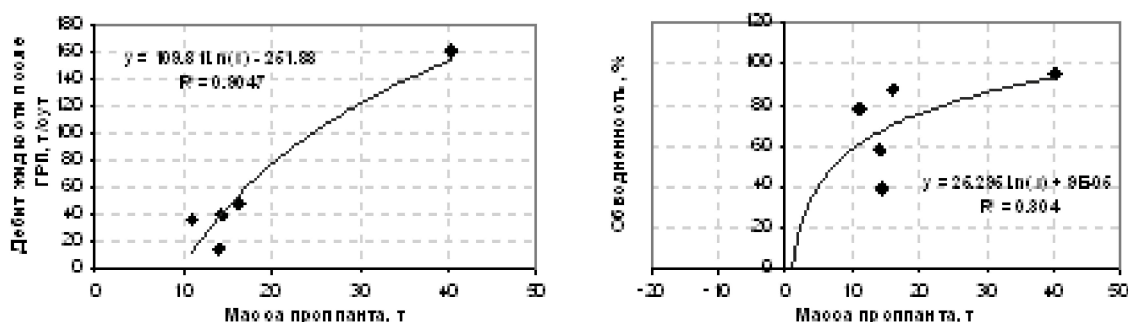


Рисунок 8 – Зависимость дебита жидкости и обводнённости после ГРП от массы проппанта

Перфорационные методы

Всего за период 2014–2016 гг. было проведено 7 ПВР. Все мероприятия были проведены на объекте Ач₃¹.

- В 2014 году была проведена одна скважино-операция (скважина № 215). Дебит нефти до проведения ГТМ составлял 14,5 тонн/сут., жидкости – 15 тонн/сут. Дебит нефти после ГТМ составил 18,9 тонн/сут., жидкости – 22,7 тонн/сут. Таким образом, прирост дебита нефти составил 4,4 тонн/сут., жидкости – 7,7 тонн/сут.

- В 2015 году было проведено 3 скважино-операции. Средний дебит нефти до ГТМ составлял 7,6 тонн/сут., жидкости – 8,6 тонн/сут. Средний дебит нефти после ГТМ составил 9 тонн/сут., жидкости – 10,1 тонн/сут. Таким образом, прирост дебита нефти составил 1,4 тонн/сут., жидкости – 1,5 тонн/сут.

- В 2016 году также было проведено 3 мероприятия. Положительный эффект получен только по одной скважине № 108. Дебит нефти увеличился с 8,9 до 13,6 тонн/сут., по жидкости – с 9,6 до 14,2 тонн/сут.

Таким образом, за рассматриваемый период 2014–2016 гг. дополнительная добыча нефти от проведения прострелочно-взрывных работ на 7 скважинах составила 1,6 тыс. тонн.

Обработка призабойной зоны (ОПЗ)

За анализируемый период было проведено 5 ОПЗ, из них 1 – в 2015 году и 4 – в 2016 году.

В 2015 году проведено одно мероприятие на объекте ЮС₁ (скважина № 317И). После ГТМ дебит нефти составил 1,4 тонн/сут., жидкости 1,8 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 120 тонн.

В 2016 году мероприятие было проведено на четырёх скважинах объекта Ач₃¹. После проведения мероприятия в среднем дебит нефти на одну скважину составил 9,1 тонн/сут., жидкости – 14,9 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 1,9 тыс. тонн.

Оптимизация режимов работы скважин

За период 2014–2016 гг. проведено 11 скважино-операций.

В 2014 году было проведено 1 мероприятие на скважине №414 (объект Ач₃¹). Средний дебит нефти после ГТМ составил 9,5 тонн/сут., жидкости – 184,5 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 262 тонны.

В 2015 году было проведено 5 мероприятий: 2 – на объекте ЮС₁ (скважины №№ 318Г и 316Г) и 3 мероприятия на объекте Ач₃¹ (скважины №№ 103Г, 109Г и 214). Средний дебит нефти на объекте ЮС₁ после проведения ГТМ составил 12,7 тонн/сут., жидкости – 46,2 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти на объекте ЮС₁ составила 574 тонны. Средний дебит нефти на объекте Ач₃¹ после проведения ГТМ составил 75,2 тонн/сут., жидкости – 89,7 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти на объекте Ач₃¹ составила 14,1 тыс. тонн.

В 2016 году проведено 5 мероприятий, из них одно мероприятие было проведено на объекте ЮС₁ (скважина № 318Г), 4 – на объекте Ач₃¹ (скважины №№ 107, 231, 101Г и 109Г). Средний дебит нефти на объекте ЮС₁ составил 22,3 тонн/сут., жидкости – 122,8 тонн/сут.; дополнительная добыча нефти от ГТМ – 564 тонны. Средний дебит нефти на объекте Ач₃¹ составил 35,4 тонн/сут., жидкости – 50,7 тонн/сут.; дополнительная добыча нефти на объекте Ач₃¹ – 842 тонны.

Всего дополнительная добыча нефти составила 19,7 тыс. тонн.

Сравнение проектных и фактических показателей ГТМ

Проектными документами по месторождению за рассматриваемый период было запланировано проведение 65 геолого-технических мероприятий с общей эффективностью 122,6 тыс. тонн, планируемая удельная эффективность – 1886 тонн на скважино-операцию. Фактически было выполнено 34 скважино-операции с общей эффективностью 98,3 тыс. тонн и удельной эффективностью 2892 тонны на скважино-операцию.

Бурение горизонтальных скважин было предусмотрено без «жёсткой» привязки по годам. В 2014 году по факту пробурена 1 скважина, дополнительная добыча нефти составила 37,4 тыс. тонн. В 2015 году – 2 скважины, дополнительная добыча нефти составила 28,6 тыс. тонн, в 2016 году – 1 скважина и дополнительная добыча нефти составила 3,6 тыс. тонн.

На период 2014–2016 гг. по проекту предусматривалась проведение 15 операций по ОПЗ физико-химическими методами с дополнительной добычей нефти 19,7 тыс. тонн, по факту проведено 5 мероприятий и дополнительная добыча составила 1,9 тыс. тонн.

Применение перфорационных методов предусматривалось на 9 скважинах с эффективностью 12,4 тыс. тонн. Фактически проведено 7 скважино-операций с дополнительной добычей 1,6 тыс. тонн.

За период 2014–2016 гг. по проекту предусматривалось проведение гидродинамических методов в количестве 37 скважино-операций и дополнительной добычей нефти 68,2 тыс. тонн, по факту проведено 11 мероприятий с дополнительной добычей нефти – 21,3 тыс. тонн.

В период 2014–2016 гг. было запланировано выполнение 4 ГРП, фактически проведено 7 операций. Из них 3 скважины (все выполнены в 2016 году) не участвуют в добыче нефти на объекте ГРП. В целом за период 2014–2016 гг. фактическая дополнительная добыча нефти за счёт 4 операций на добывающем фонде составила 20,7 тыс. тонн при проектном уровне 22,3 тыс. тонн. Без учёта скважины из бурения фактический показатель существенно ниже проектного – 4,62 тыс. тонн.

Количественное отставание в выполнении программы ГТМ связано со значительно меньшим количеством операций по физико-химическим и гидродинамическим методам.

Заключение

В процессе доразведки месторождения и эксплуатационного бурения уточнилось геологическое строение залежей. Площади нефтеносности по Ач₃¹ и ЮС₁ сократились.

Проектные решения на месторождении выполняются. В разработке находятся два объекта – Ач₃¹ и ЮС₁.

Основной проектный фонд скважин (107 ед.) реализован на 40,2 %, по основным объектам на Ач₃¹ – 66,0 %, ЮС₁ – 71,4 %.

Проектный фонд скважин по Ач₃¹ подлежит уточнению. Вследствие сокращения контуров нефтеносности нецелесообразно бурение 9 проектных скважин, местоположение которых оказалось за пределами площади залежи и двухметровой изопахиты. Пробуренные горизонтальные скважины №№ 109Г и 130Г заменили по 2 проектные наклонно-направленные скважины. Таким образом, на 01.01.2017 г. из оставшихся к бурению 17 проектных скважин предлагается пробурить только 6 скважин, в том числе 5 добывающих и 1 нагнетательную.

Текущее состояние объектов разработки удовлетворительное. В 2016 году фактические показатели разработки соответствуют проектным.

Таким образом, по результатам проведенных геолого-технологических мероприятий на Равенском месторождении можно сделать следующие основные выводы:

- наибольшая эффективность получена от ввода новых скважин с горизонтальным окончанием ствола, средняя удельная дополнительная добыча нефти составляет 17,4 тыс. тонн (это связано с тем, что в зонах наибольшего распространения нефтенасыщенных толщин проводилось бурение скважин с ГОС);
- по скважинам с наклонно-направленным окончанием ствола получены более низкие результаты – 3,83 тыс. тонн дополнительной добычи на скважину;
- следует также отметить, что на сегодняшний день не выбраны оптимальные технологии проведения гидравлического разрыва пласта ни для одного из объектов месторождения. В данной ситуации предлагается провести опробование новых методов ГРП (по одной скважине на объектах Ач₃¹ и ЮС₁) и увеличить количество операций по реперфорации скважин глубокопроникающими зарядами на депрессии, давших хорошие результаты при освоении новых скважин.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – Книга 1: Проектирование разработки. – 150 с.
3. Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – Книга 2: Разработка месторождений. – 204 с.
4. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – 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. 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.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие. – Казань : Издательство «ФЭН» Академии наук Республики Татарстан, 2005. – 687 с.
11. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Особенности разработки нефтегазовых месторождений / А.П. Телков [и др.]. – Тюмень : НИПИКБС-Т, 2001. – Том 1. – 328 с.

15. Особенности разработки нефтегазовых месторождений / А.П. Телков [и др.]. – Тюмень : НИПИКБС-Т, 2001. – Том 2. – 275 с.

16. Анализ разработки пласта Ач₃ Равенского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac79a4d43a89521306d27_0.html

17. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований»» / И.А. Пахлян, О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Б.А. Арустамов. – Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.

18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

References:

1. 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.

2. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas-oil fields of Western Siberia. – Tyumen : Tyumen industrial university, 2016. – Book 1: Development design. – 150 p.

3. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas-oil fields of Western Siberia. – Tyumen : Tyumen industrial university, 2016. – Book 2: Development of fields. – 204 p.

4. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv: Spolom, 2018. – 476 p.

9. 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

10. Muslimov R.H. Modern methods of increase in petroextraction: design, optimization and assessment of efficiency : manual. – Kazan : FEN publishing house of Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 687 p.

11. Search, investigation and operation of oil and gas fields: manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

12. Geophysical surveys and works in wells: manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.

13. 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.

14. Features of development of oil and gas fields / A.P. Telkov [etc.]. – Tyumen : NIPIKBS-T, 2001. – Vol. 1. – 328 p.

15. Features of development of oil and gas fields / A.P. Telkov [etc.]. – Tyumen : NIPIKBS-T, 2001. – Vol. 2. – 275 p.

16. Analysis of development of layer of the Ravensky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac79a4d43a89521306d27_0.html

17. Certificate on the state registration of the database No. 2015621693. «Elek - the throne and methodical complex «Interpretation of Results of Hydrodynamic Researches»» / I.A. Pakhlyan, O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, B.A. Arustamov. – Date of the state registration in the Register of databases on November 25, 2015.

18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ СКВАЖИН
ПО РОСЛАВЛЬСКОМУ НЕФТЯНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF WELL OPTIMIZATION
ON THE ROSLAVL SKOYE OIL FIELD**

Кирпа Станислав Владимирович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
kirpa_sv@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна
начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований,
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению. Описывается технология добычи нефти установками электроцентробежного насоса. Выполнен анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН в ОАО «Аганнефтегазгеология» НК «Русснефть» по заводам-изготовителям. Предложены мероприятия по улучшению работы УЭЦН. Рассмотрено вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования добывающих скважин, а также технология применения греющего кабеля УЭЦН для борьбы с АСПО.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса; технология добычи нефти УЭЦН; анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН; мероприятия по улучшению работы УЭЦН; асфальто-смоло-парафиновые отложения; вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования; технология применения греющего кабеля УЭЦН.

Kirpa Stanislav Vladimirovich
Student,
Kuban state technological university
kirpa_sv@mail.ru

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

Annotation. The article analyzes the effectiveness of well optimization for the Roslavl' skoye oil field. The technology of oil extraction by the electric centrifugal pump is described. The analysis of the operating time for the failure of the electric centrifugal pump used by OAO NK «Russkneft» by OAO «Aganneftegazgeology» has been performed. The measures to improve the electric centrifugal pump performance are suggested. The harmful influence of asphalt-tar-paraffin deposits on the operation of underground equipment of producing wells, as well as the technology of using the heating cable of the electric centrifugal pump for fighting asphalt-tar-paraffin deposits are considered.

Keywords: installation of an electric centrifugal pump; oil recovery technology by electric centrifugal pump; analysis of the operating time to failure of the electric centrifugal pump; activities to improve the electric centrifugal pump; asphalt-tar-paraffin deposits; harmful influence of asphalt-tar-paraffin deposits on the operation of underground equipment; technology of applying the heating cable of the electric centrifugal pump.

Рославльское нефтяное месторождение административно расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа, в северной части Вартовского нефтегазоносного района, относящегося к землям с высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов.

Основные запасы нефти этого района приурочены к юрским и нижнемеловым отложениям, в которых открыты крупные залежи нефти и газа на Повховском, Западно-Варьёганском, Варьёганском, Ван-Ёганском, Самотлорском и других месторождениях.

Рассматриваемое месторождение находится в центре относительно крупного участка, оконтуренного вышеперечисленными месторождениями и примерно равноудалено от них.

Необходимо отметить, что по части этих месторождений запасы нефти оказались в значительной степени выработанными. В связи с этим в числе первоочередных

задач стоит вопрос непрерывного и быстрого наращивания новых разведанных запасов углеводородного сырья. Это обязывает геологические службы успешнее проводить поиски и разведку залежей углеводородов, быстрее осваивать вновь открытые месторождения нефти и газа.

Отсутствие необходимых финансовых средств на геологоразведочные работы является основной причиной перевода ряда месторождений в опытную и промышленную эксплуатацию при недостаточном изучении геологической модели строения залежей, положения водонефтяных контактов и контуров этих залежей, не говоря уже о других негативных факторах, приводящих в конечном итоге к ухудшению структуры запасов и уровня использования эксплуатационного фонда нефтяных скважин.

В связи с существенным уменьшением капиталовложений в поисково-разведочное бурение при увеличении глубин скважин и снижении эффективности их бурения ежегодный прирост запасов нефти нередко не компенсирует годовую добычу нефти. В связи с этим внедрение более современных методов увеличения нефтеотдачи на уже разрабатываемых (старых) месторождениях, на наш взгляд, позволит получить дополнительный прирост промышленных запасов не менее 5 %. Другим источником подготовки новых запасов в пределах разрабатываемых месторождений является поиск новых ловушек структурного и литологического типов, уточнение конфигураций залежей с помощью сейсморазведки 3D, освоение новых горизонтов.

В последние годы стала широко применяться объёмная сейсморазведка для детализации строения продуктивных горизонтов и выявления новых, интересных в нефтегазоносном отношении поисковых зон.

Как показывает опыт, нередко трёхмерная сейсморазведка даёт неожиданные результаты, вынуждая корректировать не только поисково-разведочное бурение, но и направление для заложения эксплуатационных скважин. По нашему мнению, трёхмерная модель является необходимой на стадии разработки месторождения. Конечным результатом объёмной сейсморазведки является сокращение числа малоэффективных эксплуатационных скважин на любом этапе освоения месторождения. Это немаловажно в условиях дефицита денежных средств в геологоразведочных и добывающих предприятиях.

Рославльское месторождение было открыто в 1988 году на основе реализации геологического проекта поискового бурения, составленного Тюменской тематической экспедицией в 1987 году. При бурении и испытании первой поисковой скважины № 11-Р, пробуренной в сводовой части Рославльского месторождения силами и средствами Аганской НГРЭ объединения «Мегионнефтегазгеология» в 1988 году, были получены фонтанирующие притоки нефти из отложений пластов БВ₈ и ЮВ₁ (от 77,3 м³/сут. до 121,6 м³/сут. на 8 мм штуцере) и непереливающий приток нефти (5,9 м³/сут. при Нд-1707 м) из отложений пласта ЮВ₂.

В 1999 году запасы месторождения были переданы на баланс ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» в количестве 29791/11112 тыс. тонн по категориям С₁ + С₂, из них по категории С₁ – 19498/7384 тыс. тонн (65,41/66,5 %), С₂ – 10293/3728 тыс. тонн (34,6/33,5 %).

По существу, доразведка Рославльского месторождения осуществлялась ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» путём бурения опережающих эксплуатационных скважин.

К моменту передачи месторождения Аганской НГРЭ (1988–1990 гг.) были пробурены три поисково-разведочные скважины №№ 11-Р, 13-Р и 18-Р, расположенные в западной части рассматриваемой площади, на профиле, проходящем с северо-запада (скважина № 13-Р) на юго-восток (скважина № 18-Р). Все три скважины по пласту БВ₈ оказались продуктивными, а по нижележащим юрским пластам ЮВ₁ и ЮВ₂ скважины №№ 13-Р и 18-Р оказались за контуром нефтеносности.

С 20 октября 1999 года ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» является владельцем лицензии ХМН 01102 НЭ на право пользования недрами Рославльского лицензионного участка. Целевым назначением лицензии является добыча нефти и газа в пределах контура лицензионного участка.

Начиная с 2001 года, в пределах месторождения ведётся эксплуатационное бурение и одновременно пробурены две новые разведочные скважины в западной (скважина № 37-Р) и северной (скважина № 30-Р) частях месторождения. При испытании

скважины № 37-Р по пласту ЮВ₁¹ был получен промышленный приток нефти (21,4 м³/сут.) с водой (11,48 м³/сут.) при депрессии 2,06 МПа, а в скважине № 30-Р из пласта БВ₈ – слабые притоки нефти с водой, очевидно, по причине ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта в этой скважине.

В 2001–2003 гг. ОАО «Хантымансийскгеофизика» (ЗАО «Континентальная геофизическая компания») были проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2Д масштаба 1:50000. В результате было уточнено и детализировано строение Рославльского месторождения, подготовлены к глубокому бурению в пределах одноимённого лицензионного участка Северо-Рославльское, Восточно-Рославльское и Западно-Ампутинское, выявлены Малорославльское, Малокаютинское и другие локальные поднятия.

В эти же годы по Рославльскому месторождению с четырёх кустов 1, 6, 8 и 5 были пробурены 57 наклонно-направленных скважин, из них 21 скважина на БВ₈ и 33 скважины на ЮВ₁ и ЮВ₂, а также 3 водозаборные скважины (№№ 1, 2 и 3).

В 2004 году было произведено бурение более 10 эксплуатационных скважин с двух кустов 5 и 14. Согласно Постановления Бюро ТО ЦКР по ХМАО на период пробной эксплуатации до 2007 года бурение эксплуатационных скважин предусматривалось по трёхрядной системе разработки с плотностью сетки 25 га/скв., при этом общий фонд эксплуатационных скважин составил 102 скважины, в т.ч. на пласт БВ₈ добывающих – 27 (в том числе 10 горизонтальных скважин), нагнетательных – 18, на объект ЮВ₁² добывающих – 35, нагнетательных – 22.

Начало закачки воды в целях поддержания пластового давления предусматривалось с 2005 года. Основными промышленно нефтеносными являются продуктивные пласты БВ₈¹ и ЮВ₁¹. Залежи этих пластов, за исключением пласта БВ₈¹⁻¹, пластового сводового типа и контролируются структурными ловушками. По пласту БВ₈¹⁻¹ залежи структурно-литологического типа. По среднеюрскому пласту ЮВ₂ залежь нефти также пластового типа и имеет подчинённое значение, а её разработка ведётся совместно с залежью пласта ЮВ_{1/1}.

Технология добычи нефти УЭЦН

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН), относящихся к классу бесштанговых, является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) применяют в скважинах для откачки пластовой жидкости.

Область применения УЭЦН – это высокодебитные обводнённые, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10–1300 м³/сут. и высотой подъёма 500–2000 м.

Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- жидкость с содержанием механических примесей не более 0,5 г/л, свободного газа на приёме насоса не более 25 %;
- сероводорода не более 1,25 г/л;
- воды не более 99 %;
- водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах 6,0–8,5;
- температура в зоне размещения электродвигателя не более +90 °С (специального теплостойкого исполнения до +140 °С).

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК имеют следующие преимущества:

- возможность более точного подбора оборудования к технологическим режимам скважины и последовательное обеспечение работы оборудования в режимах, близких к оптимальным;
- повышенные параметры надёжности;
- снижение энергетических затрат за счёт оптимального подбора установки к конкретным параметрам скважин;
- расширение области применения по газосодержанию на приёме насоса за счёт использования насосного газосепаратора.

Установка состоит из подземного оборудования, кабельной линии и наземного электрооборудования.

Подземное оборудование, спускаемое в скважину на насосно-компрессорных трубах, включает в себя погружной электродвигатель, гидрозащиту и центробежный насос, над которым устанавливаются обратный и сливной клапаны.

Кабельная линия служит для подвода напряжения к двигателю, состоит из основного питающего кабеля и плоского удлинителя с муфтой. Кабель прикреплен к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны насосно-компрессорных труб с насосным агрегатом и кабелем на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в трубопровод.

Насос (ЭЦНМ) – погружной центробежный модульный многоступенчатый вертикального исполнения.

Насосы подразделяют на три условные группы – 5; 5А и 6. Диаметры корпусов группы 5 – 92 мм, группы 5А – 103 мм, группы 6 – 114 мм.

Рабочие колёса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижним и верхним направляющими аппаратами. Осевое усилие от рабочего колеса передаётся на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Частично осевое усилие передаётся валу вследствие трения колеса о вал или прихвата колеса к валу при отложении солей в зазоре или коррозии металлов. Крутящий момент передаётся от вала к колесам латунной (Л62) шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиной 400-1000 мм.

Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник и основание, а сверху через корпус верхнего подшипника зажаты в корпусе.

Газосепараторы ЭЦН. Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объёму свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный – газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ – в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу 250–500 м³/сут., коэффициент сепарации 90 %, массу от 26 до 42 кг. Погружные электродвигатели ПЭД – погружные трёхфазные коротко замкнутые двухполюсные маслonaполненные обычного и коррозионно-стойкого исполнения унифицированной серии ПЭДУ и в обычном исполнении серии ПЭД модернизации Л (рис. 1). Гидростатическое давление в зоне работы не более 20 МПа. Номинальная мощность от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение 530–2300 В, номинальный ток 26–122,5 А. Гидрозащита двигателей ПЭД предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объёма масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит либо из одного протектора, либо из протектора и компенсатора. Могут быть три варианта исполнения гидрозащиты.

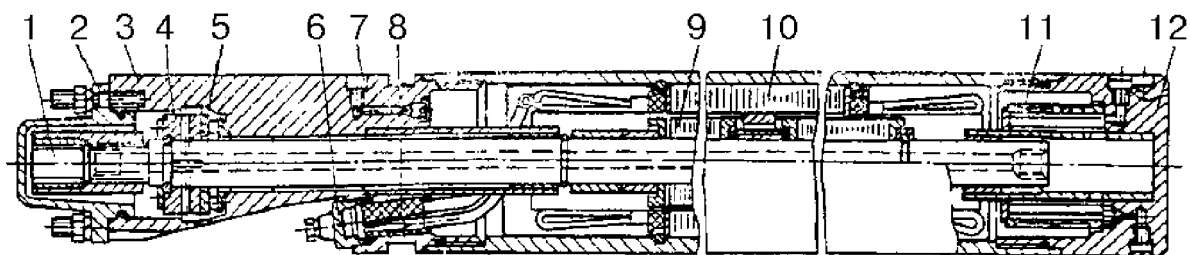


Рисунок 1 – Электродвигатель серии ПЭДУ:

- 1 – соединительная муфта; 2 – крышка; 3 – головка; 4 – пятка; 5 – подпятник; 6 – крышка кабельного ввода; 7 – пробка; 8 – колодка кабельного ввода; 9 – ротор; 10 – статор; 11 – фильтр; 12 – основание

Кабельная линия представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан. Кабель в сборе состоит из основного кабеля – круглого КПБК (кабель,

полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый) или плоского – КПБП (рис. 2), присоединённого к нему плоского кабеля с муфтой кабельного ввода (удлинитель с муфтой).

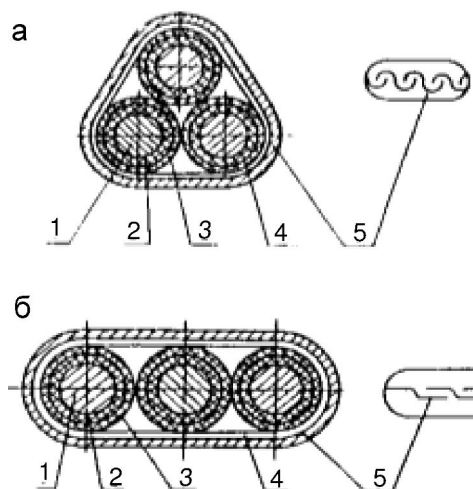


Рисунок 2 – Кабели:

а – круглый; б – плоский; 1 – жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – подушка; 5 – броня

Кабель состоит из трёх жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля – уложены параллельно в один ряд.

Кабель КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды до +160 °С.

Система термоманометрическая ТМС-3 предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на приеме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин. Имеется подземная и наземная части.

Диапазон контролируемого давления от 0 до 20 МПа. Диапазон рабочих температур от 25 до 105 °С. Масса общая – 10,2 кг.

Комплексная трансформаторная подстанция погружных насосов (КТППН) предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16–125 кВт включительно. Номинальное высокое напряжение 6 или 10 кВ, пределы регулирования среднего напряжения от 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) и от 2406 до 1652 В (ТМПН160). Масса с трансформатором 2705 кг.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТППНКС) предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырёх центробежных электронасосов с электродвигателями 16–125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырёх электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

Анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН в ОАО «Аганнефтегаз-геология» НК «Русснефть» по заводам-изготовителям

Рассмотрим сравнительную наработку на отказ отечественных и зарубежных насосов. Как видно из диаграммы на рисунке 3, на предприятии используются ЭЦН различных отечественных и зарубежных фирм-производителей: «Борец», «Новомет», «Лемаз», «Алнас», «Centrilift», «Schlumberger» и др.

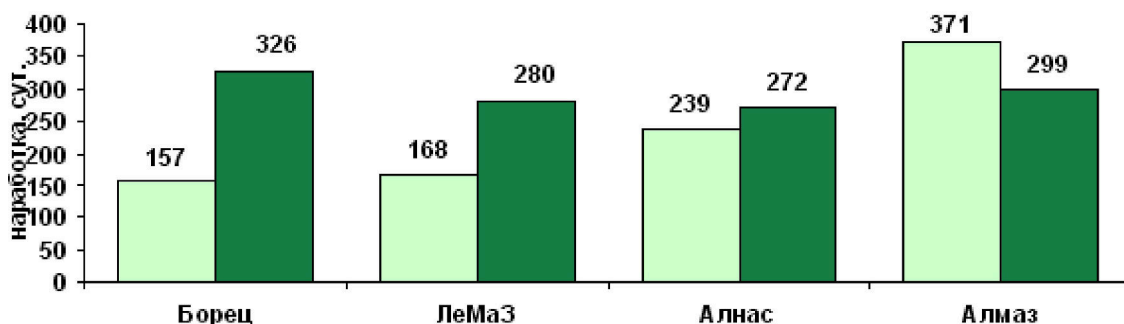


Рисунок 3 – Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам-изготовителям

Анализ приведённой диаграммы показал наибольшую эффективность наработки на отказ зарубежных насосов по сравнению с отечественными. Наибольшая наработка на отказ наблюдается у фирмы «Schlumberger» – 1524 сут. Из отечественных насосов самая высокая наработка на отказ – Борец и Алмаз – 326 и 299 сут. соответственно.

Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам-изготовителям показал высокий рост таких отечественных производителей насосов, как Алмаз и Борец.

Увеличивается наработка на отказ импортных УЭЦН по пластам от 250 до 821 сут. (рис. 4), что показывает эффективность использования импортных насосов по сравнению с отечественными.

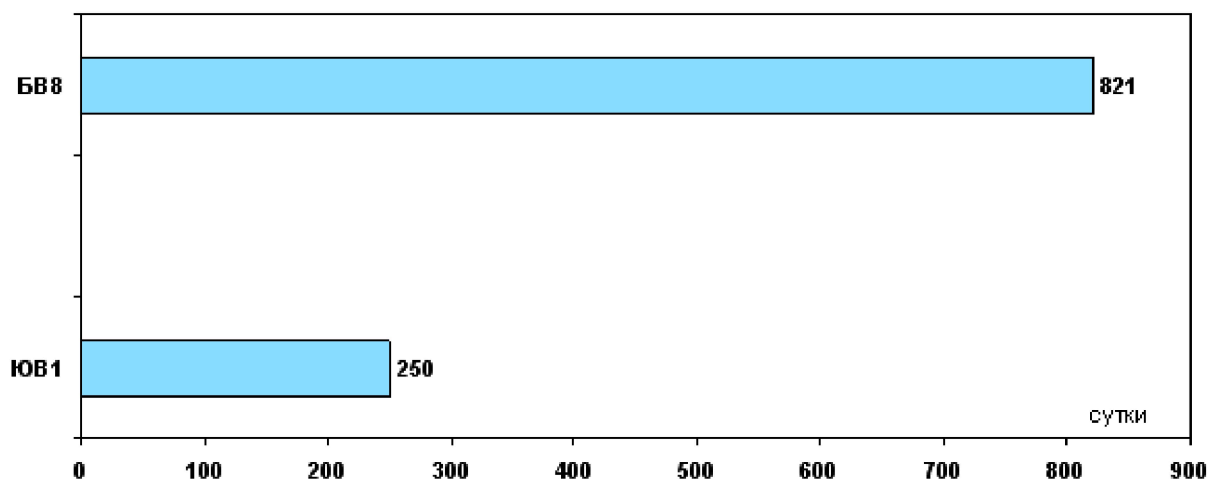


Рисунок 4 – Нарботка на отказ импортных УЭЦН по пластам на 01.01.2017 г.

Проведём сравнительный анализ применения импортных и отечественных УЭЦН двухпорного исполнения на фонде скважин в 2017 году (табл. 1 и 2).

Таблица 1 – Нарботка на отказ при использовании импортных УЭЦН

Пласт	Наработка на отказ, сут.	Фонд скважин на 01.01.2017 г.	Ожидаемое количество отказов в 2017 году	Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года
Б ₈	821	27	5	19
Ю	250	35	41	28
Итого		62	46	47
Ремонтное				37
Закуп				10

Таблица 2 – Нарботка на отказ при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения

Пласт	Нарботка на отказ, сут.	Фонд на 01.01.2017 г.	Ожидаемое количество отказов в 2017 году	Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года
БВ ₈	556	27	12	19
ЮВ ₁	147	35	54	28
Итого		62	66	47

Общее количество скважин в фонде на 01.01.2017 г. составило 62 скважины, из них по пластам распределение следующее:

- пласт БВ₈ – 27 скважин;
- пласт ЮВ₁ – 35 скважин.

Как видно из таблицы 1, самое большое количество наработки на отказ (821 сут.) приходится на фонд скважин с УЭЦН, работающих на пласте БВ₈. Наименьшее количество суток отработано на скважинах пласта ЮВ₁ – 250 сут.

Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года составило 47 скважин, в т.ч. ремонтное – 37, закупка нового оборудования – 10 единиц.

Из проведённого анализа следует, что количество отказов при использовании импортных УЭЦН увеличивается по сравнению с ожидаемыми показателями по пластам.

В таблице 2 показан расчёт количества отказов при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения. Как видно из данных таблицы, наработка на отказ УЭЦН специального исполнения такая же, как и импортных УЭЦН: на скважинах пласта БВ₈ – 556 сут., что на 309 сут. больше самого низкого показателя наработки на отказ по пласту ЮВ₁.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что количество отказов растёт при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения по сравнению с импортными УЭЦН.

Таким образом, по результатам анализа работы механизированного фонда скважин в ОАО «Аганнефтегазгеология» можно сделать вывод о том, что наработка на отказ по заводам-изготовителям в среднем изменяется от 150 до 1500 сут.; по пластам в среднем составляет 360–400 сут. с учётом использования импортных ЭЦН.

Увеличения наработки на отказ по фонду добывающих скважин можно ожидать за счёт оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН.

Следует обратить особое внимание на работу погружного оборудования УЭЦН в условиях повышенного выноса мехпримесей, АСПО, повышенного газосодержания на приёме ЭЦН.

Мероприятия по улучшению работы УЭЦН

Поскольку основным способом нефтедобычи на Рославльском месторождении является добыча при помощи УЭЦН, то необходимость проведения мероприятий по улучшению работы скважин и защите УЭЦН от вредного влияния газа, механических примесей, а также от агрессивной продукции скважин является мероприятиями перво-степенной важности.

Проводя эти мероприятия, предприятие не только продлевает срок службы оборудования, но и получает дополнительную добычу нефти.

Защита скважинного оборудования от механических примесей и вредного влияния газа осуществляется с помощью установки на приёме насоса газового и песочного якорей, а также применения износостойкого оборудования, которое позволяет установке надёжно работать при довольно высоком выносе механических примесей.

Для борьбы с газом в ОАО «Аганнефтегазгеология», как и во многих других предприятиях, используются газосепараторы различных конструкций. Чаще всего используют газосепараторы фирмы «Алнас».

Модуль газосепаратора специальный МГСБТ5, МГСБТ5А (рис. 5) предназначен для обеспечения работы погружных центробежных насосов при откачке из нефтяных скважин пластовой жидкости с повышенным газосодержанием и восприятия осевых сил, действующих на валы секций насоса.

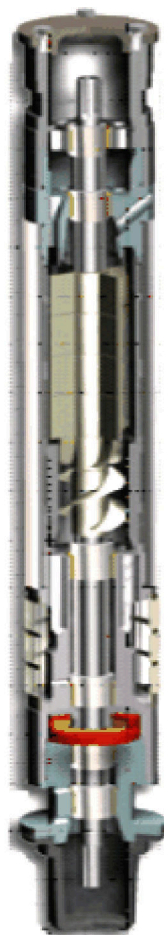


Рисунок 5 – Модуль газосепаратора

Модуль предназначен для комплектации насосов без осевых опор вала в секциях. Может использоваться для комплектации насосов с осевыми опорами вала в секциях и поставляться как самостоятельное изделие.

В модуле обеспечен осевой вход откачиваемой среды.

Вал модуля имеет диаметр 20 мм (в габарите 5) и 22 мм (в габарите 5А). Вал снабжён осевой опорой, выполненной из конструкционной керамики (карбида кремния), и радиальными опорами, выполненными из твёрдого сплава.

Различные исполнения модуля обеспечивают соединения с секцией насоса типа «болт-тело» по шести или восьми точкам и валами диаметром 17 мм и 20 мм (в габарите 5) и валами диаметром 17 мм, 20 мм и 22 мм (в габарите 5А).

Комплектуется шлицевыми муфтами для соединения с валами насоса и протектора гидрозащиты. Борьба с коррозией подземного оборудования в ОАО «Аганнефтегазгеология» заключается, в основном, в применении оборудования коррозионно-защитного исполнения. В течение прошедшего года формировались фонды скважин, осложнённых коррозией. Для этого просматривались дефектовки насосов, акты ревизии НКТ, данные лаборатории по кислотности среды и минерализации. Для борьбы с АСПО на месторождении используют магнитные активаторы, а также подача ингибиторов с помощью специальных дозаторов. Рассмотрим эти мероприятия подробнее.

Измельчающее устройство ЭЦН

Для улучшения работы УЭЦН в условиях повышенного выноса механических примесей в ОАО «Аганнефтегазгеология» предлагается применить следующее приспособление – измельчающее устройство, которое позволит устранить причину отказов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей (рис. 6).

Измельчитель механических примесей предназначен для разрушения и измельчения механических примесей, находящихся в откачиваемой жидкости. Он устанавливается на нижний опорный подшипник УЭЦН.



Рисунок 6 – Общий вид измельчителя мехпримесей ЭЦН

Измельчающее устройство монтируется в приемной части насоса и состоит из шнека 4, пружины 5, неподвижного диска 2, кулачка 9, кольца 3, ножей 6. При вращении вала насоса 1 кулачок 9 упирается в пружину 10 и приводит во вращение кольцо с ножами 6 (рис. 7). Ножи измельчают сравнительно нетвёрдые включения, например, кусочки парафина, смолистых отложений, а также волокнистые образования. Размельчение этих примесей происходит за один оборот вала. Если же в потоке жидкости встречается не поддающееся размельчению твёрдое тело, вращение ножей прекращается из-за упора одного из них в это твёрдое тело.

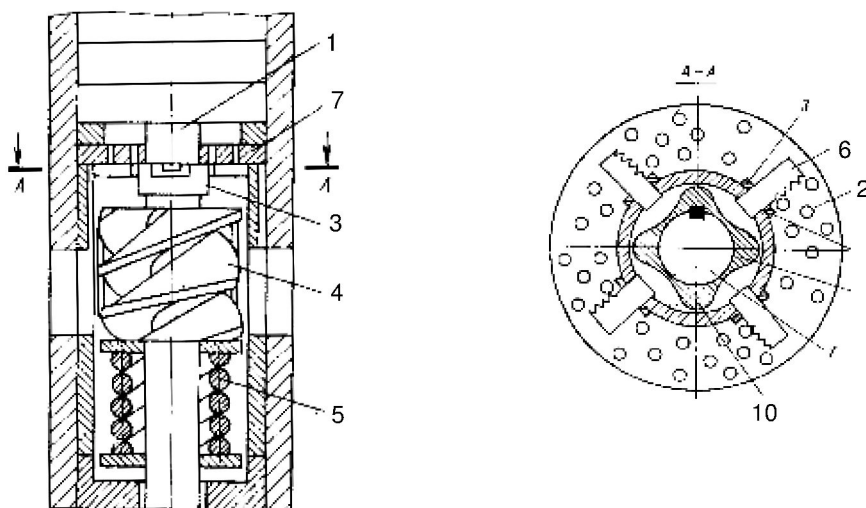


Рисунок 7 – Измельчающее устройство ЭЦН:

1 – вал ЭЦН; 2 – диск; 3 – кольцо; 4 – шнек; 5, 10 – пружина;
6 – ножи; 7 – отверстия; 8 – направляющие пазы; 9 – кулачок

Вал насоса вместе с кулачком начинает проворачиваться относительно кольца 3, преодолевая усилие пружины. Кулачок и пружина поочерёдно приводят ножи в возвратно-поступательное движение в радиальном направлении при помощи направляющих пазов 8. Зубцы ножей при этом работают как пилы. Шнек обеспечивает проталкивание частиц через диск 2, имеющий отверстия 7 диаметром 2 мм.

В 2016 году внедрено пять УЭЦН с измельчителем механических примесей в скважинах со средней наработкой на отказ 72 сут. Из них отказало пять установок по причине снижения изоляции системы «кабель – ПЭД» со средней наработкой 101,7 сут. При дефектации оборудования выявлены твёрдые отложения и износ рабочих органов ЭЦН. В работе осталась одна установка с текущей наработкой 246 сут.

Комплект песочного якоря с противоположным оборудованием

Для снижения попадания механических примесей в ЭЦН предлагается комплект противоположного оборудования (ППО) фирмы «Тайберсон» (США) и песочного якоря.

Песочный якорь 4 изготавливается из НКТ диаметрами 76 и 89 мм, имеет фильтр с отверстиями диаметром 3 мм и накопитель 5, длина которого рассчитывается в зависимости от концентрации песка в добываемой продукции и желаемого межочистного периода.

Сборка ППО «Тайберсон» и песочного якоря устанавливается на расчётной глубине (обычно 30–40 м ниже зоны подвески ЭЦН 7), полностью разобщая пласт и ЭЦН. Продукция скважины поступает в якорь 4 через отверстия фильтра, песок оседает в накопителе 5, пластовая жидкость через клапан-отсекатель 2 ППО 3 поступает в насос.

На 8 скважинах НК «РуссНефть» с низкой наработкой ЭЦН из-за пескопроявления были спущены комплекты песочного якоря с ППО «Тайберсон». В результате наработка на отказ ЭЦН по этим скважинам в среднем увеличилась в 3,7 раза, число текущих ремонтов за год снизилось с 17 до 1.

Шарнирное устройство для работы ЭЦН в искривленных скважинах

По актам ремонтов скважин с УЭЦН установлено, что основной причиной остановки скважин в ремонт является падение установок на забой. Анализ причин обрывов ЭЦН в скважинах со сверхнормативным искривлением ствола показывает, что наибольшее число аварий обусловлено разрушением НКТ и соединительных элементов УЭЦН. Основной причиной разрушения соединительных элементов является их ослабление при прохождении ЭЦН участков максимального искривления. При этом на часть болтов нагрузка возрастает, и они разрушаются.

В настоящее время разработаны и внедрены устройства для повышения устойчивости работы УЭЦН в скважинах со сверхнормативным искривлением ствола. Устройства обеспечивают снятие изгибающих нагрузок, действующих на установку как при прохождении интервалов с интенсивным набором кривизны при спуске, так и в период её эксплуатации в зоне с набором кривизны выше допустимого.

Для устранения изгибающего момента, передаваемого от НКТ к ЭЦН, разработано шарнирное устройство, размещаемое в точке подвеса погружного агрегата к НКТ (рис. 8).

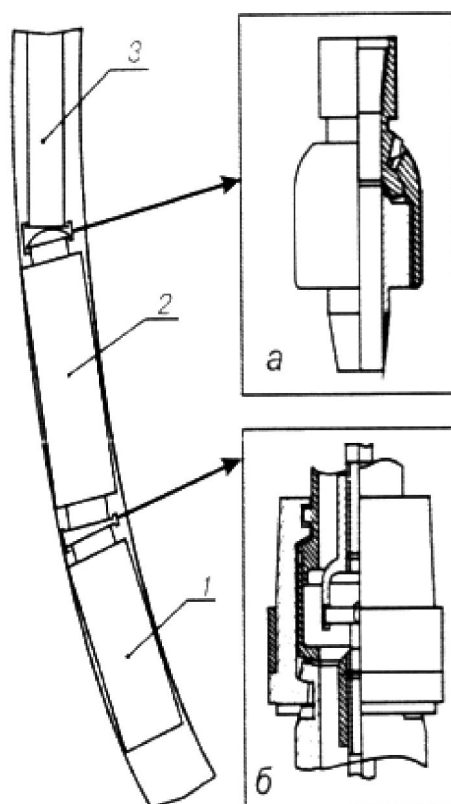


Рисунок 8 – Шарнирное устройство ЭЦН:

а – устройство шарнирное; б – шарнирно-кулачковая муфта;
1 – погружной электродвигатель; 2 – ЭЦН; 3 – НКТ

Шарнирное устройство допускает перекося оси установки относительно оси НКТ до 5°. Особое внимание уделено совершенствованию узла соединения насоса с электродвигателем, как основного элемента, на долю которого приходится наибольшее число разрушений.

Вместо стандартного соединения насоса с протектором предложена шарнирно-кулачковая муфта, состоящая из карданного и сферического шарниров, кулачковой муфты, объединённых в одну сбоку. Повышается устойчивость его работы. Муфта допускает отклонение осей насоса и электродвигателя до 4° , что исключает возникновение изгибающих нагрузок. ЭЦН, оснащённый комплектом из шарнирного устройства и шарнирно-кулачковой муфты, свободно проходит по стволу искривленной скважины.

Внедрение УЭЦН с адресной доставкой реагента посредством дозирования через гибкий трубопровод фирмы «ФЛЭК»

Эффективность предупреждения солеотложений и асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) на нефтепромысловом оборудовании зависит не только от ингибиторов, но и от технологии их применения.

При выборе технологии учитывают геологические особенности разрабатываемого месторождения, состав попутно-добываемых вод, причины и условия отложения солей, их состав, длительность межремонтного периода работы оборудования, климатические условия и т.д.

В основе технологии применения ингибиторов соле- и парафиноотложений лежит способ дозирования ингибитора. К выбору способа дозирования предъявляют следующие требования:

- 1) надёжность и универсальность, т.е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин;
- 2) возможность защиты скважины и оборудования по всей технологической линии;
- 3) обеспечение стабильного дозирования реагента;
- 4) простота технологии и обслуживания;
- 5) минимальная трудоёмкость и металлоёмкость;
- 6) возможность применения при любых климатических условиях;
- 7) экономичность расходования реагента;
- 8) безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворения требованиям охраны недр и окружающей среды.

На промыслах применяют следующие способы дозирования ингибитора солеотложений:

- непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозирочных насосов или глубинных дозаторов;
- периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины;
- периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта (залповая подача реагента).

По принципу размещения применяемые типы дозаторов можно разделить на две группы:

- 1) *наземные* – подают реагент в затрубное пространство скважины;
- 2) *скважинные* – подают реагент непосредственно на приём насоса.

Обычно оценка эффективности их применения производится по признаку доступности для осмотра и обслуживания.

Проведённые исследования с целью оценки технологической эффективности различных способов подачи реагентов в скважину позволяют считать метод затрубного дозирования малоэффективным. При дозировании в затрубное пространство химреагент, проходя столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, срывает и к приёму насосов или башмаку труб поступает лишённым активности.

С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти и снижает экономичность дозатора. Следует иметь в виду ещё один фактор: многие реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время замерзают. Это затрудняет операции с ними.

В ОАО «Аганефтегазгеология» НК «Русснефть» разработана программа проведения опытно-промышленных испытаний ингибитора солеотложения «ФЛЭК-ИСО-4». Согласно разработанной программы поставлено 2 наземных блока дозирования химического реагента через импульсную трубку на приём насоса (рис. 9).

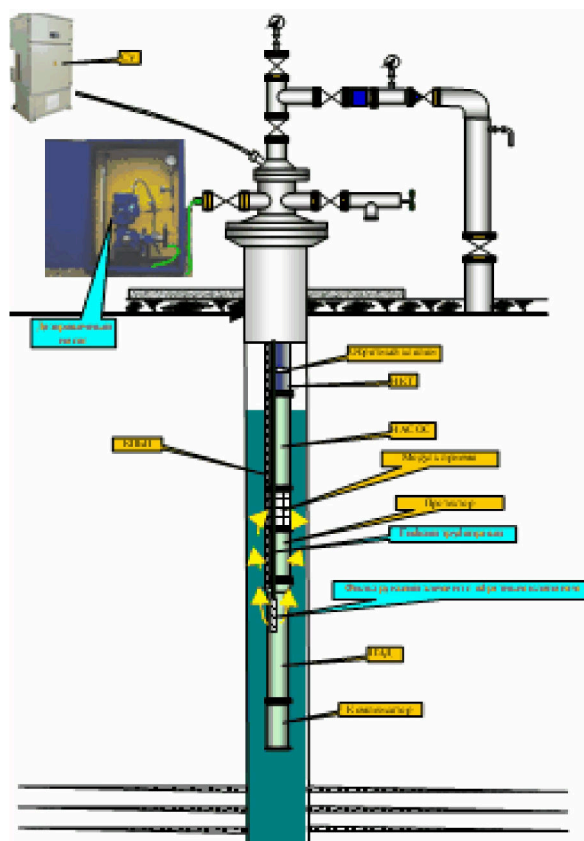


Рисунок 9 – Схема подачи ингибитора солеотложений в скважину с ЭЦН при помощи блока дозирования

Результаты применения наземного дозатора ингибитора солеотложения «ФЛЭК-ИСО-4»:

- куст 1 скважина № 1053 Э25-1700 г/с – в работе 97 сут.;
- куст 6 скважина № 2005 Э125-1700 отработала 40 сут.

Во время работы УЭЦН в дозировочном насосе было обнаружено затвердевание ингибитора. Таким образом, подача ингибитора фактически не осуществлялась. При дефектации ЭЦН на рабочих органах солевых отложений не было. По скважине № 1049 куста 310 также выявлено затвердевание ингибитора и засорение гибкого трубопровода.

В настоящее время специалистами фирмы «ФЛЭК» в рамках опытно-промышленных испытаний ведётся оптимальный подбор ингибитора солеотложений, применимого для данной технологии обработок глубинного насосного оборудования.

Вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования добывающих скважин

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промышленного оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ.

Поздняя стадия разработки, на которой находится в настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений, в силу ряда известных причин способствует росту доли осложнений, связанных с эмульсообразованием, АСПО и отложениями неорганических солей, имеющих место по всей технологической цепочке добычи, транспорта и подготовки нефти и газа. Подъём скважинной жидкости, представляющей собой водогазонефтяную эмульсию, от продуктивного пласта к устью, связан с изменением давления, температуры, скорости движения потока.

Качественная оценка процессов, происходящих в скважине, свидетельствует о главенствующей роли скорости движения потока. При малых скоростях происходит образование АСПО и солеотложений, при высоких скоростях – образование эмульсий и повышение вязкости продукции.

Причины и условия образования АСПО

Известны две стадии образования и роста АСПО:

1) первой является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности;

2) на второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне НКТ выше насоса можно выделить две зоны:

1) непосредственно над насосом, где давление резко возрастает и становится больше давления насыщения (вероятность АСПО в этой зоне минимальная);

2) зона снижения давления до давления насыщения и ниже, где начинается интенсивное выделение парафина.

Как показывает практика, основными объектами для образования отложения парафина являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности НКТ.

Промысловые исследования показывают, что характер распределения парафиновых отложений в трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимума на глубине 50–200 м от устья скважины, затем уменьшается до толщины 1–2 мм в области устья.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия ГЖС;

- интенсивное газовыделение;

- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения ГЖС и отдельных её компонентов;

- состав углеводородов в каждой фазе смеси;

- соотношение объёма фаз;

- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться во времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Влияние АСПО на работу подземного оборудования

Под парафиновыми соединениями, выделяющимися из нефти в добывающих скважинах в процессе их работы, понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входят различные вещества, такие как парафины, асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафинистой массе различно и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти.

Наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производителями много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых парафиноотложениями.

В процессе работы скважины возникают определённые условия, при которых интенсивность парафиноотложений возрастает:

1) снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной смеси (ГЖС);

2) интенсивное газовыделение;

3) уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

4) изменение скорости движения ГЖС;

5) состав и соотношение углеводородов в каждой фазе ГЖС.

Поскольку для нормального процесса добычи нефти проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на подземном оборудова-

нии и НКТ, то и интерес вызывают условия образования АСПО в скважине. Некоторыми такими условиями являются:

- адсорбционные процессы на границе «металл – парафин»;
- наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, мехпримесей, продуктов коррозии металлов и т.д.;
- шероховатость поверхности подземного оборудования (в особенности НКТ);
- скорость движения ГЖС;
- структура потока жидкости.

Практика добычи парафинистой нефти показывает, что основными местами отложений парафина являются:

- скважинные насосы;
- НКТ;
- выкидные линии от скважин;
- резервуары промысловых сборных пунктов.

Толщина отложений увеличивается постепенно от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья.

Технология применения греющего кабеля УЭЦН для борьбы с АСПО

Одна из проблем, серьезно затрудняющих эксплуатацию многих нефтяных месторождений Западной Сибири – образование гидрато-парафиновых пробок (ГПП) в работающих скважинах. Несмотря на интенсивные профилактические меры (скребкование, горячие промывки, использование ингибиторов парафиноотложений), полностью исключить образование ГПП не удаётся, что приводит к потерям в добыче нефти, происходящим из-за остановок скважин для проведения восстановительных мероприятий. Для возвращения скважин в рабочее состояние необходимо принимать серьезные меры по ликвидации гидрато-парафиновой пробки большой протяжённости (50-300 м), на что тратятся значительные силы и средства. Для радикального решения проблемы требуется разработка такой технологии, при которой вовсе отсутствовали бы условия для образования ГПП в скважине, необходимо создание методов, которые были бы направлены не на борьбу с последствиями образования гидрато-парафиновых пробок, а на предотвращение условий их образования.

Технология применения греющего кабеля

Одним из главных факторов способствующих выделению парафина из нефти и образования гидратов является температура. Повышение температуры нефтегазодожидкой смеси в НКТ, позволяет избежать образования гидратно-парафиновых пробок. Принцип работы греющего кабеля заключается в нагреве внутреннего пространства насосно-компрессорных труб с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещённого в интервал интенсивного гидрато-парафиноотложения. Применение того или иного греющего кабеля определяется способом добычи нефти. Для скважин, оснащённых штанговым глубинным насосом (ШГН), нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ (рис. 10а), так как внутри НКТ находится штанга. Для скважин, оснащённых электроцентробежным насосом (ЭЦН), а также фонтанных и газлифтных нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ (рис. 10б) через лубрикатор.

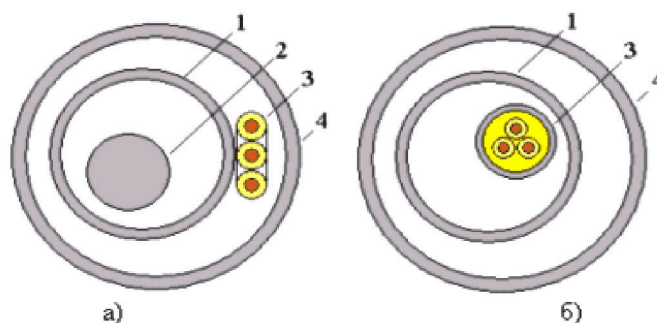


Рисунок 10 – Расположение нагревательных кабелей в скважине:

а) скважина с ШГН; б) скважины с ЭЦН, фонтанные и газлифтные:

1 – насосно-компрессорная труба; 2 – штанга насоса; 3 – кабель; 4 – обсадная колонна

С помощью пакета прикладных программ ANSYS моделировалось температурное поле в поперечном сечении скважины, оно вычислялось из условия, что дебит равен нулю. При мощности кабеля 100 Вт/м температура нефти в НКТ составит 47 °С, в то время как при нагреве самонесущим кабелем, расположенным в НКТ, 43 °С при мощности 24 Вт/м.

Следовательно, нагрев кабелем, расположенным внутри НКТ, требует в несколько раз меньшей мощности, чем нагрев кабелем, расположенным снаружи НКТ. К числу методов по борьбе с гидратно-парафиновыми пробками, применяемых на предприятии, относятся спуск-подъем скребков и горячая обработка скважин нефтью. Данные методы требуют значительных материальных затрат и затрат трудовых ресурсов, а также не всегда оказываются эффективными, что приводит к длительным простоям скважин.

В качестве профилактических мер с 2015 года ОАО «Аганнефтегазгеология» приступило к использованию греющего кабеля, что позволило получить ощутимый экономический эффект.

На данный момент греющим кабелем оборудовано 7 скважин, являющиеся самыми проблемными в плане образования гидрато-парафиновых пробок.

Техника и оборудование для осуществления прогрева скважин греющим кабелем

Технология реализуется с помощью установки по прогреву скважин (УПС). УПС позволяет в автоматическом режиме управлять прогревом и обеспечивать защиту нагревательного элемента.

Комплект УПС состоит из:

- 1) нагревательного элемента;
- 2) станции управления прогревом;
- 3) силового трансформатора.

Нагревательный элемент представляет собой специальный термобаростойкий, сложно изготовленный кабель, устойчивый к воздействию агрессивных сред (рис. 11). Рабочая часть нагревательного элемента имеет изоляционную оболочку, изготовленную из высокотемпературных материалов (фторопласт, сополимер пропилена), на которую затем накладывается броня из стальной оцинкованной проволоки в два повива. На верхний повив накладывается защитная оболочка из синтетического материала.

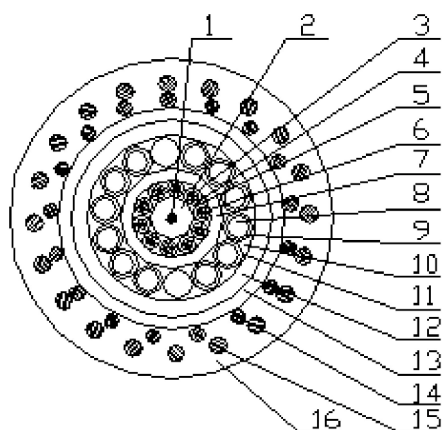


Рисунок 11 – Греющий кабель:

- 1 – центральная жила; 2 – оболочка датчиков; 3 – контрольные жилы; 4 – изоляция контрольных жил;
 5, 10 – теплопроводный наполнитель; 6, 11 – обмотка; 7, 12, 13 – промежуточная оболочка;
 8 – токопроводящие жилы нагревательных элементов; 9 – разделяющие жгуты;
 14, 15 – 1-й и 2-й повив брони

Нагревательный элемент выполняется с коаксиальными обмотками таким образом, что на центральную нагревательную жилу приходится 20 % подаваемой электрической мощности, оставшиеся 80 % электрической мощности выделяются на коаксиальный проводник, расположенный ближе к поверхности нагревательного элемента. С целью контроля за работой нагревательного элемента в его единую технологическую цепь монтируются датчики температуры.

Спуск нагревательного элемента в скважину проводится с помощью специализированных геофизических подъёмников, снабженных необходимым оборудованием.

После спуска нагревательного элемента в скважину он закрепляется и герметизируется с помощью специального крепления и сальникового устройства.

Станция управления прогревом предназначена для контроля и управления процессом прогрева жидкости в объёме лифтовых труб эксплуатационных скважин.

Станция управления прогревом включает в себя: входной рубильник, входной автоматический выключатель, устройство защитного отключения по току утечки, трёхфазный тиристорный управляемый выпрямитель для бесконтактного включения/выключения, терморегуляторы для регулирования и контроля рабочего процесса, приборы измерения тока и напряжения, приборы измерения и управления температурой нагревательного элемента, индикаторы неисправностей.

Станция управления прогревом позволяет:

- осуществлять и прекращать подачу электрического тока на нагревательный элемент;
- контролировать ток, протекающий через нагревательный элемент;
- контролировать напряжение, приложенное к нагревательному элементу;
- регулировать температуру нагревательного элемента в скважине;
- прекращать подачу электрического тока или ограничивать её при отключении станции управления работой УЭЦН;
- измерять температуру добываемой жидкости в термокармане, врезанном в нефтесборный коллектор;
- измерять и регулировать температуру внутри герметичного шкафа станции управления прогревом;
- автоматически отключать силовой пускатель (снимать напряжение с силового трансформатора и, соответственно, нагревательного элемента) от промышленной сети при наличии тока утечки, а также управлять другими устройствами с помощью контакта промежуточного реле.

Вся аппаратура станции управления прогревом смонтирована в герметичном шкафу. Размер шкафа 1800/1200/400 мм.

Силовой трансформатор. Питание нагревательного элемента производится в зависимости от скважинных условий: либо непосредственно от промышленной сети напряжением 380 В, либо при необходимости увеличения мощности прогрева через силовой трансформатор.

Во время работы установки по прогреву, станции управления накапливает и систематизирует данные температур, токов и напряжений в функции времени. Временные периоды снятия отчётов указанных параметров могут устанавливаться в произвольной форме. В дальнейшем эти параметры могут быть представлены как в графической, так и в табличной форме.

На рисунке 12 представлены графики изменения температуры окружающей среды и температуры жидкости в термокармане во времени.

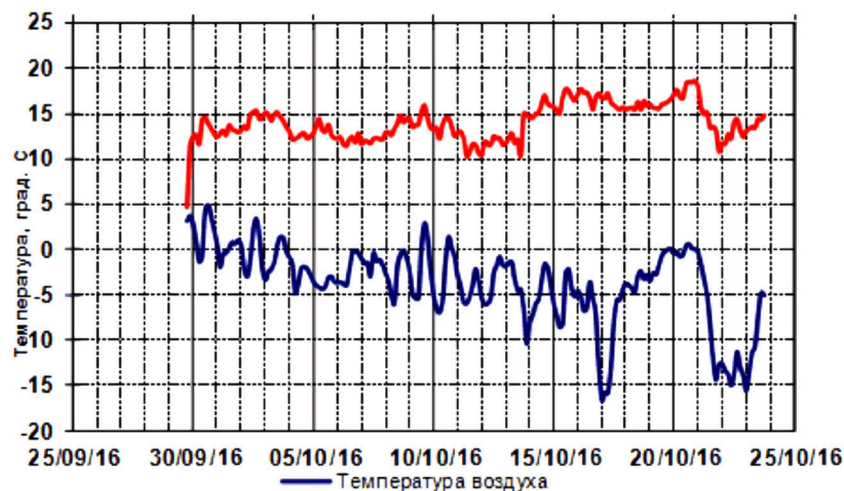


Рисунок 12 – Изменение температуры воздуха и температуры жидкости в термокармане во времени

Из представленного графика видно, что продолжительность выхода на температурный режим после включения кабеля составляет примерно 12 часов.

Колебания температуры в термокармане связаны с тем, что не удаётся полностью изолировать термодатчик от влияния температуры окружающей среды, поэтому он частично отражает и её. При этом температура протекающей жидкости является постоянной для заданного температурного режима. Увеличение температуры в период с 14 октября связано с тем, что был изменён температурный режим и температуру увеличили до 17 °С путём увеличения токовых нагрузок.

На рисунке 13 представлена схема подключения греющего кабеля к скважине, оборудованной УЭЦН.

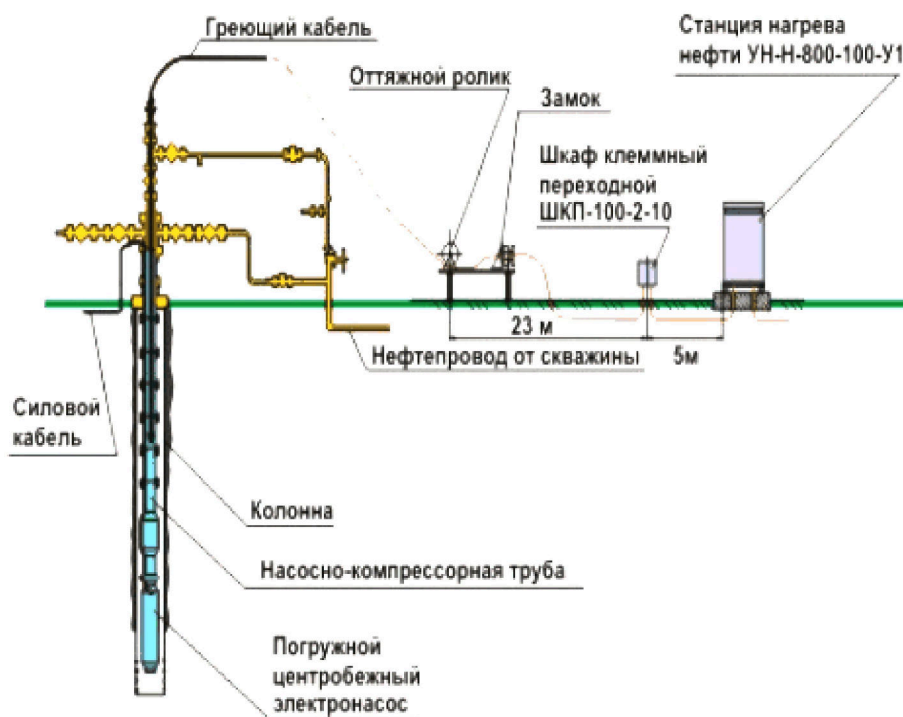


Рисунок 13 – Схема подключения греющего кабеля

Опыт применения греющего кабеля в ОАО «Аганнефтегазгеология»

В ОАО «Аганнефтегазгеология» использование технологии прогрева НКТ с помощью греющего кабеля начато с 2005 года. В настоящее время данным методом защищены от образования ГПП 7 скважин.

Практика добычи нефти с помощью УЭЦН показывает, что интенсивное образование ГПП происходит лишь в начальный период (по некоторым скважинам) работы после смены УЭЦН. После 20–30 суток работы скважины её режим стабилизируется и в дальнейшем появляется возможность бороться с образованием гидратно-парафиновых пробок обычным способом – скребкованием. Простота технологии спуска-подъёма греющего кабеля позволяет оперативно извлекать его из скважины с установившимся режимом работы и спускать в скважины, где это наиболее необходимо в данный момент.

В условиях эксплуатации УЭЦН на скважинах, где приток жидкости из пласта ниже производительности УЭЦН и высокий газовый фактор, применение греющего кабеля позволяет путём установки штуцера (на устье) малого диаметра (2–3 мм) вывести скважины на стабильный режим работы, что в конечном итоге приводит к увеличению межремонтного периода.

Проведённый анализ работы скважин со спущенным греющим кабелем выявил следующие положительные результаты:

- 1) постоянную чистоту внутреннего пространства НКТ, фонтанной арматуры и прилегающих к ним ближних трубопроводов;
- 2) повышение работоспособности и увеличение срока службы УЭЦН, в том числе за счёт снижения вязкости жидкости, подаваемой на поверхность;

3) непрерывность работы скважины и трубопроводов – полностью ликвидирует текущие простои скважины, связанные с образованием ГПП, намного увеличивает время между ремонтами скважин, снижение объёма ремонтных работ, уменьшение количества ремонтных бригад и спецтехники;

4) полностью исключает применение других способов удаления гидратно-парафиновых отложений (СПО скребков, горячая обработка нефтью с помощью АДП и др.);

5) возможность регулировки мощности установки – выбор оптимального температурного и энергосберегающего режима работы скважины или трубопровода;

6) экологическую чистоту вокруг скважины;

7) максимальное упрощение управления работой скважины, которое сводится к приборному контролю за техническими и электрическими параметрами и компьютерной обработке этих данных;

8) увеличение среднего дебита скважины, улучшение работы пласта за счёт равномерного режима добычи, уменьшение потерь нефти, повышение коэффициента эксплуатации скважин;

9) непрерывную работу скважин, находящихся в труднодоступных местах, с интервалами вечной мерзлоты, с высоковязкой и битумной нефтью.

Литература:

1. Годовой отчёт по работе механизированного фонда скважин ОАО «ННП». – Нижневартовск, 2014.

2. Экономический отчёт ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие». – Нижневартовск, 2014.

3. Каталог Альметьевского завода погружных электронасосов «Алнас».

4. Рославльское нефтяное месторождение. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37_0.html

5. 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.

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, 2001. – 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. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 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., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.

15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

16. Оборудование для добычи нефти: методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело» / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

17. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обуче-

ния направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело» / А.Т. Кошелев [и др.]. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

18. Березовский Д.А. [и др.]. 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.

19. 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.

20. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.

21. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.

22. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 82–108.

23. 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). – 2017. – Volume 2. – Issue 11, Nov. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

24. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.

References:

1. The annual report on work of the mechanized well stock of JSC NNP. – Nizhnevartovsk, 2014.
2. Economic report of JSC Nizhnevartovsk Oil and Gas Producing Enterprise. – Nizhnevartovsk, 2014.
3. Catalog of the Almet'yevsk plant of submersible electric pumps Alnas.
4. Roslavl oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37_0.html
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2001. – V. 1. – 348 p.
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – V. 2. – 348 p.
8. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 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., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
14. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdlavin. Science i practice : monograph / A.I. Bulatov [etc.]. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
15. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

16. Equipment for oil production: methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business» / A.A. Arutyunov [etc.]. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

17. Reconstruction and restoration of wells : the manual on discipline «Reconstruction and restoration of wells» for students bachelors and masters of all forms of education of the direction of preparation 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Oil and gas business» / A.T. Koshelev [etc.]. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.

18. Berezovsky D.A., [etc.]. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field Bulatovsky readings : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.

19. Savenok O.V. Ispolzovaniye the koltubingovykh of 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 the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

20. Boletus 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.

21. 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). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 62–81.

22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Methods of prevention and elimination of hydrate formation at operation of gas wells on the example of the field Nodal // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – No. 2. – P. 82–108.

23. 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). – 2017. – V. 2. – Is. 11, Nov. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

24. 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.

УДК 622.245.142.4

СУЩНОСТЬ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И ОБЛАСТИ ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ

THE ESSENCE OF HYDRO-SANDBLAST PERFORATION AND THE FIELD OF ITS APPLICATION

Галухин Александр Сергеевич

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
galuxin2012@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

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

Аннотация. Современные условия разработки и эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений предъявляют повышенные требования к освоению скважин. Ввиду многообразия характеристики продуктивных пластов как по геолого-литологическим и коллекторским свойствам, физико-химической характеристике насыщающих коллекторов жидкостей и газа, так и по глубине залегания, пластовому давлению и температуре, естественно, технология освоения скважин должна учитывать все физико-химические свойства пласта и характеристику насыщающих его жидкостей. Поэтому освоение скважин необходимо рассматривать как сложную комплексную проблему, включающую решение вопросов, связанных с равномерной выработкой всей залежи и отдельных её пропластков и прослоев. Это важнейшее требование относится как к нефтяным, так и к газовым и газоконденсатным месторождениям, содержащим или не содержащим подошвенную воду, газовую шапку или одновременно подошвенную воду и газовую шапку.

Ключевые слова: гидropескоструйная перфорация; устройство для гидropескоструйной перфорации; устройство для ввода клапанов в гидropескоструйный перфоратор; фиксатор гидropескоструйного перфоратора; глубоинный вращатель гидropескоструйного перфоратора; соединение перфоратора и вращателя; схемы обвязки скважины и оборудования.

Galukhin Alexander Sergeevich

undergraduate student,
Kuban state technological university
galuxin2012@mail.ru

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

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

Annotation. Modern conditions for the development and operation of oil and gas condensate fields present increased requirements for the development of wells. Due to the variety of reservoir characteristics, both geological and lithological and reservoir properties, the physicochemical characteristics of the saturating reservoirs of liquids and gas, and the depth of occurrence, reservoir pressure and temperature, naturally, well development technology must take into account all the physical and chemical properties of the formation and the characteristics saturating its liquids. Therefore, the development of wells should be considered as a complex problem, including the solution of issues related to the uniform development of the entire deposit and its individual interlayers and interlayers. This most important requirement applies to both oil and gas and gas condensate fields containing or not containing plantar water, a gas cap or both plantar water and a gas cap.

Keywords: hydro-sandblast perforation; device for hydro-sandblast perforation; device for inserting valves into the hydro-sandblast punch; hydro-sandblast retainer; depth rotator hydro-sandblast perforator; connection of a perforator and a rotator; schemes of tying the well and equipment.

Гидропескоструйный метод является высокоэффективным средством сообщения ствола скважины с продуктивным пластом и интенсификации других способов разработки призабойной зоны.

Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и горной породы) при гидропескоструйном методе осуществляется за счёт использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок специального глубоинного устройства – пескоструйного перфоратора.

Работы по исследованию и испытанию метода на промыслах СССР начаты ВНИИ в 1959 году.

Высокая эффективность процесса, простота осуществления его на практике, доступность технических средств и не дефицитность применяемых материалов способствовали сравнительно быстрому и широкому внедрению метода в практику нефтегазодобывающей промышленности.

Области и масштабы применения гидropескоструйного метода постоянно расширяются, и если в начальный период этот метод использовался как высокоэффективное средство вскрытия пластов перфорацией, то затем он начал применяться для интенсификации других методов обработки призабойных зон, а также при капитальном и текущем ремонтах скважин.

Основными видами гидropескоструйных обработок являются:

- 1) вскрытие пластов при опробовании и испытании разведочных скважин;
- 2) вскрытие продуктивных пластов в скважинах, оборудуемых для совместно-раздельной закачки воды и эксплуатации двух или более пластов в одной скважине;
- 3) вскрытие глубокозалегающих пластов, а также пластов с высокими пластовыми давлениями и температурами;
- 4) вскрытие пластов с трещиноватыми коллекторами;
- 5) вскрытие слабопроницаемых цементированных пластов;
- 6) вскрытие пластов после проведения изоляционных работ и капитального ремонта скважин;
- 7) вскрытие пластов с последующим гидравлическим разрывом для освоения закачки воды в нагнетательные скважины и увеличения продуктивности нефтяных скважин;
- 8) вскрытие пластов, перекрытых двумя и более колоннами;
- 9) работы по вырезке обсадных и других колонн для извлечения их из скважины;
- 10) создание специальных отверстий для цементажа при устранении затрубной циркуляции.

Гидropескоструйное вскрытие не даёт должного эффекта в интервалах ранее обработанных соляной кислотой или гидроразрывом, а также при повторном вскрытии высокопроницаемых пластов с низким пластовым давлением или сильно обводнённых.

Оборудование

Необходимое для пескоструйных обработок оборудование подразделяется на подземное, обеспечивающее создание и нужное направление высоконапорных струй, разрушающих преграду, а также наземное, служащее для приготовления песчано-жидкостной смеси и закачки её под давлением к перфоратору.

Гидropескоструйная обработка осуществляется с помощью специальных устройств – гидropерфораторов, позволяющих направлять песчано-жидкостные смеси в преграду через насадки из специальных абразивоустойчивых материалов.

Промышленностью выпускается три типоразмера насадок с внутренним диаметром 3; 4,5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяют для вырезки прихваченных труб в обсаженных скважинах, а также в случаях, когда глубина резания должна быть минимальной.

Насадки диаметром 4,5 мм применяют при перфорации скважин, а также при других видах обработки, когда процесс ограничивается темпом прокачки жидкости.

Насадки диаметром 6 мм применяют при обработках, ограниченных давлением, а также во всех случаях, когда глубина вскрытия должна быть максимальной (разведочные скважины, инициирование трещин ГРП и т.п.).

При вскрытии пластов перфорацией применяют пескоструйные перфораторы АП-6М конструкции ВНИИ, обеспечивающие создание точечных и щелевых каналов в пластах (рис. 1).

Гидropескоструйный перфоратор АП-6М конструкции ВНИИ представляет устройство, позволяющее направлять струи жидкости с песком в стенку скважины через специальные насадки, изготовленные из абразивоустойчивого материала.

Перфоратор предназначен для создания каналов и щелей в скважинах с открытым забоем и обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 3 ½ и более дюймов, вырезки обсадных колонн тех же диаметров, расширения забоев и необсаженных скважинах и установки водоизоляционных экранов.

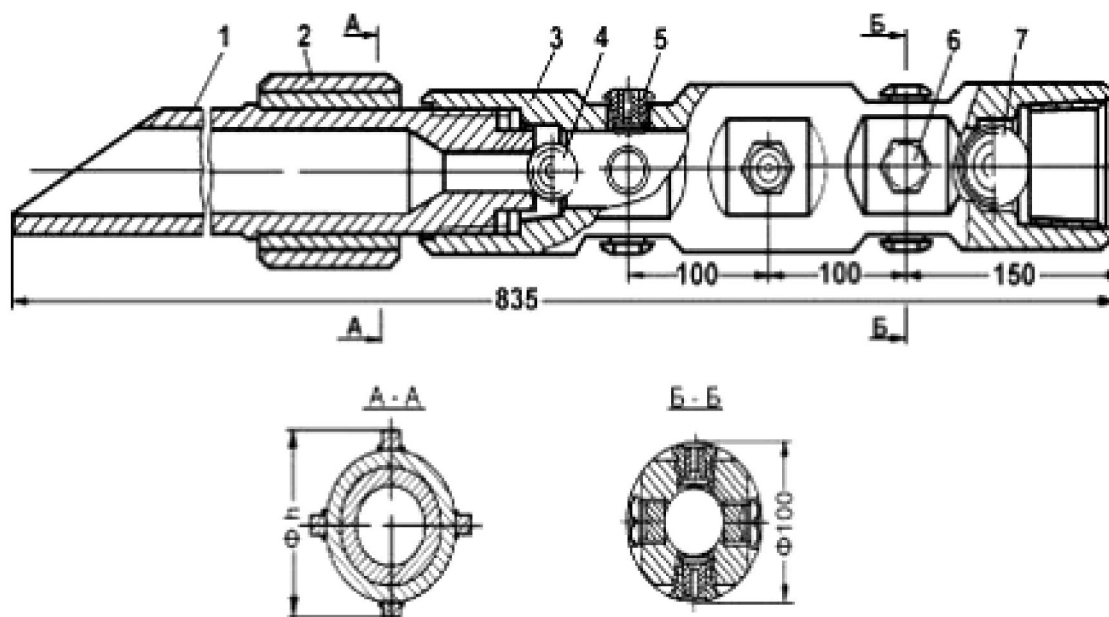


Рисунок 1 – Перфоратор АП-6М 100:

1 – хвостовик; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 и 7 – шарики; 5 – узел насадки; 6 – заглушка

Осуществление указанных операций одним перфоратором достигается сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в корпусе перфоратора, а также перемещением перфоратора вокруг или вдоль оси скважины.

Перфоратор АП-6М разработан в двух вариантах (АП-6М100 и АП-6М80), конструктивные отличия которых обусловлены, главным образом, размерами.

Перфоратор АП-6М100 имеет наружный диаметр 100 мм, а перфоратор АП-6М80 – соответственно 80 мм.

В соответствии с диаметрами определены и области применения конструкций. Перфоратор АП-6М100 применяются при обработках скважин диаметром 5 $\frac{3}{4}$ и более дюймов, а перфоратор АП-6М80 от 3 $\frac{1}{2}$ до 6 $\frac{3}{4}$ дюймов.

Пескоструйный перфоратор АП-6М100 состоит из корпуса 3; узла насадок 5, в комплект которого входят насадка, держатель насадки и стопорное кольцо; хвостовика 1; центратора 2; заглушек 6; клапана перфоратора 4 и клапана опрессовки труб 7.

Симметричная конструкция корпуса перфоратора позволяет 2 $\frac{1}{2}$ " резьбой подсоединяться с любой стороны к трубам или устанавливать хвостовик с центратором корпуса перфоратора. За 2 $\frac{1}{2}$ " резьбой расположена камера опрессовочного клапана 7, служащего для опрессовки колонны труб.

На корпусе перфоратора имеется 10 резьбовых отверстий, расположенных в трёх горизонтальных плоскостях. В эти резьбовые отверстия монтируются узлы насадок. Для того чтобы сохранить габариты перфоратора, а также предупредить прихваты и удары узла насадок о стенки скважины при спускоподъёмных операциях, узел насадки размещается на одном уровне с корпусом перфоратора.

Торец шестигранника держателя насадки предохраняет корпус перфоратора от разрушения отраженной струей жидкости с песком. По мере износа шестигранника держателя заменяются. В держателях имеется конусное гнездо, в которое запрессовывается насадка. Стопорное кольцо фиксирует насадку в держателе.

Насадки перфоратора изготавливаются из абразивостойких сплавов ВК6 и ВК6М. Они имеют коноидальный вход и конусную проточную часть (конусность 0°20') с диаметрами на выходе 3; 4,5 и 6 мм.

Для промывки скважин перфоратор снабжен хвостовиком с пером. В комплект перфоратора входят сменные центраторы для 5 и 6 дюймовых обсадных труб, которые монтируются на цилиндрической части хвостовика. Верхний торец хвостовика служит седлом клапана перфоратора 4.

Перфоратор АП-6М80 конструктивно отличается от перфоратора АП-6М100 (табл. 1). В нём сокращено число насадок до 6; уменьшен внутренний диаметр до

30 мм, а соединительные резьбы – до 2 дюймов, причём узел насадки выполнен так же, как и в перфораторе АП-6М100.

С завода-изготовителя перфоратор поступает в сборе с комплектом заглушек. В зависимости от вида обработки устанавливают определённое расположение и количество насадок.

Таблица 1 – Техническая характеристика

Параметр	АП-6М100	АП-6М80
Диаметр, мм	100	80
Длина, мм	835	780
Минимальный диаметр колонны, в которой возможно проводить перфорацию, дюймы	5 ¾	3 ½
Вес, кг	24	17
Допустимый перепад давления, атм.	600	600
Допустимая забойная температура, °С	не лимитируется	не лимитируется

Для вырезки колонн, инициирования трещин гидравлического разрыва пласта, установки водоизоляционных экранов, насадки размещают в одной горизонтальной плоскости. В остальные гнезда ввертывает заглушки. При создании диаметрально противоположных вертикальных щелей насадки располагают по образующей перфоратора.

Количество и расположения насадок при создании каналов определяет в зависимости от геолого-промысловых условий.

При повторном использовании перфораторов проверяют герметичность посадок клапанов (опрессовочного и клапана перфоратора).

Перфоратор в сборе с насадками, заглушками и центратором без шаровых клапанов опускают в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах с тщательным замером их длины.

Глубину установки перфоратора проверяет методом радиоактивного каротажа лебёдкой Азинмаша или допуском труб до забоя скважины, а также магнитным локатором.

Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М и их устранение приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М

Характер неисправности	Возможные причины	Способ устранения
Утечки через опрессовочный клапан или клапан перфоратора	Негерметичность клапанной пары	Заменить шар или притереть седло
Насадка не садится в гнездо держателя	Несовпадение размеров насадки и гнезда	Развернуть или расточить гнездо в держателе

При гидропескоструйном вскрытии несколько маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности с аномально высоким пластовым давлением целесообразно применять блок гидропескоструйных перфораторов ПЗК-1 конструкции объединения «Азнефти».

Устройство ПЗК предназначено для гидропескоструйного вскрытия нескольких маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большой расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением.

Устройство ПЗК позволяет осуществлять последовательную перфорацию снизу вверх одного или нескольких пластов независимо от расстояния между ними, без подъёма труб и без прекращения подачи песчано-жидкостной смеси.

Характеристики устройства для гидропескоструйной перфорации скважин приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется устройство, мм	141 и более
Максимально допустимое давление, кг/см ²	500
Допустимая температура на забое, °С	+100

Устройство включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами (рис. 2).

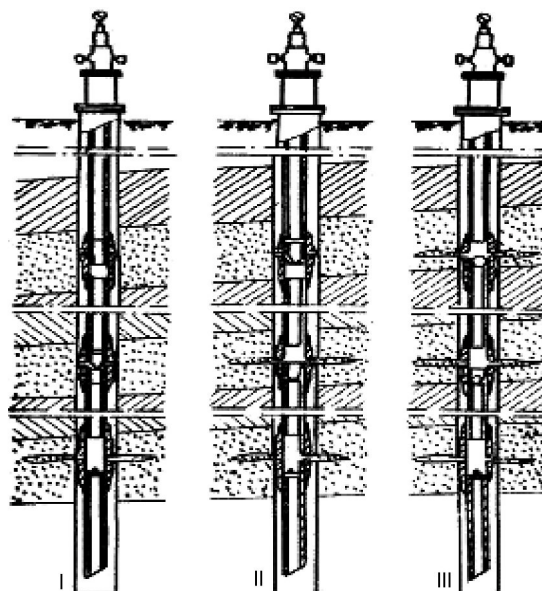


Рисунок 2 – Схема осуществления непрерывной гидropескоструйной перфорации с применением устройства ПЗК:

I – вскрытие первого (нижнего) интервала; II – вскрытие второго интервала; III – вскрытие третьего интервала

Внизу сборки монтируется перфоратор, отличающийся тем, что шаровой клапан и седло клапана вмонтированы в нем стационарно (рис. 3в), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка скважины.

Четыре верхних перфоратора имеют одну типовую конструкцию (рис. 3а и 3б), состоящую из корпуса 1 с заплечиками 9, клапанного шара 5, затвора 4, уплотнительных колец 6, насадок 2, держателей насадок 3, фиксатора 7 и винта фиксатора 8.

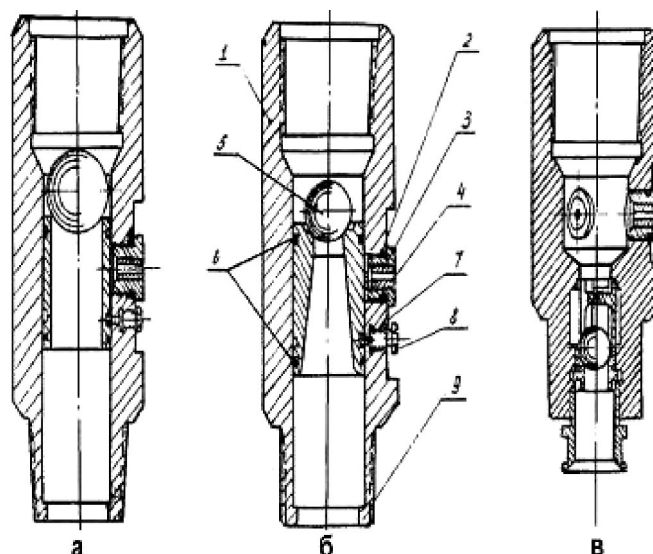


Рисунок 3 – Устройство для гидropескоструйной перфорации скважин ПЗК:

1 – корпус; 2 – насадка; 3 – держатель насадки; 4 – затвор; 5 – клапанный шар; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – фиксатор; 8 – винт фиксатора; 9 – заплечики

Диаметр посадочных гнёзд четырёх верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнёзда всех верхних перфораторов.

Принцип работы ПЗК заключается в следующем. После установки нижнего перфоратора на заданной глубине и обратной промывки скважины проводят обработку первого интервала, вскрыв который и не останавливая процесс, через лубрикатор дозатором шаров (рис. 4) вводят клапанный шар второго снизу перфоратора. Шар садится в гнездо затвора и перекрывает доступ жидкости к насадкам нижнего перфоратора, в результате чего давление в трубах повышается. При давлении 30 кг/см^2 срезается винт фиксатора 8 и затвор перемещается, открывая доступ песчано-жидкостной смеси, к насадкам второго снизу перфоратора.

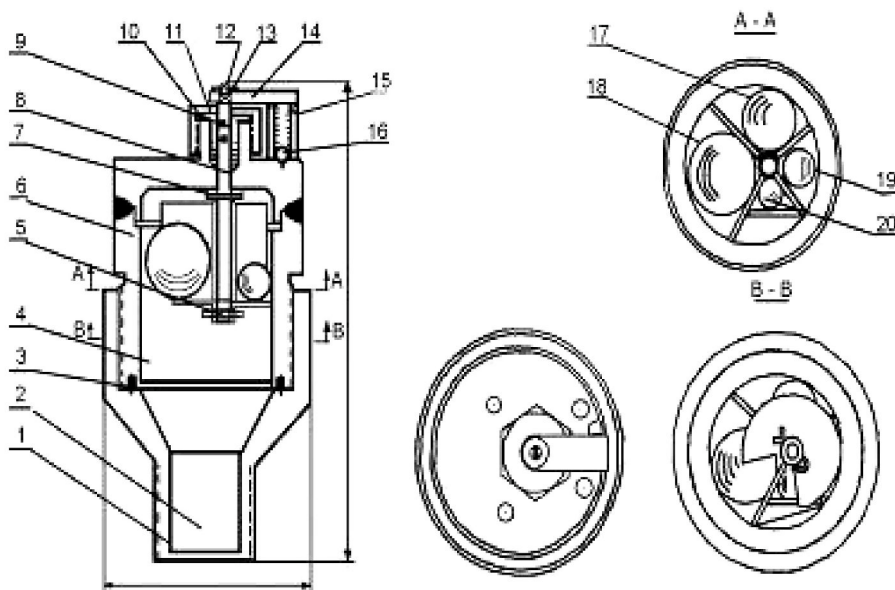


Рисунок 4 – Устройство для ввода клапанов в гидropескоструйный перфоратор ПЗК:

1 – переводник; 2 – кольцо; 3 – шплинт; 4 – сектор; 5 – сепаратор; 6 – корпус; 7 – шайба; 8 – ось; 9 – манжета; 10 – гайка накидная; 11 – грундбукса; 12 – винт; 13 – шайба; 14 – рычаг; 15 – пружина; 16 – стопор; 17 – шарик $\varnothing 38,1 \text{ мм}$; 18 – шарик $\varnothing 50,8 \text{ мм}$; 19 – шарик $\varnothing 25,4 \text{ мм}$; 20 – шарик $\varnothing 7,46 \text{ мм}$

По окончании работ во втором от низа интервале из лубрикатора подают следующий шаровой клапан, который, перекрыв гнездо в затворе, прекращает доступ жидкости к насадкам перфоратора обработанного интервала и позволяет осуществлять обработку следующего.

По описанной схеме (рис. 1) производится обработка и последующих интервалов, число которых определяется числом перфораторов в сборке.

Ввод шаровых клапанов может осуществляться не только через лубрикатор (рис. 3), но и через другие устройства типа байпаса или лубрикатора.

Подготовка и спуск в скважину устройства ПЗК.

1. Гидропескоструйная перфорация с применением блока перфораторов проводится с различным числом перфораторов в зависимости от количества обрабатываемых пластов.

2. Перед спуском ПЗК в скважину проверяет надёжность уплотнения резиновых манжет и фиксирования затвора в исходном положении, а также устраняют заедания затвора.

3. При спуске сборки ПЗК в скважину следует строго соблюдать последовательность монтажа перфораторов, имея при этом ввиду расположение перфораторов в сборке по возрастанию диаметров посадочных гнёзд в затворах снизу вверх.

4. Расстояние между перфораторами подбирается длинами труб.

5. Спуск сборки ПЗК и установку её на заданной глубине осуществляют так же, как и перфоратора АП-6М.

6. После установки перфораторов против выбранных интервалов и монтажа устьевого и наземного оборудования приступают к перфорации пластов.

Для разбуривания цементных мостов и предметов на забое скважины изготавливают торцовые перфораторы по типу конструкции Тф ВНИИ (рис. 5).

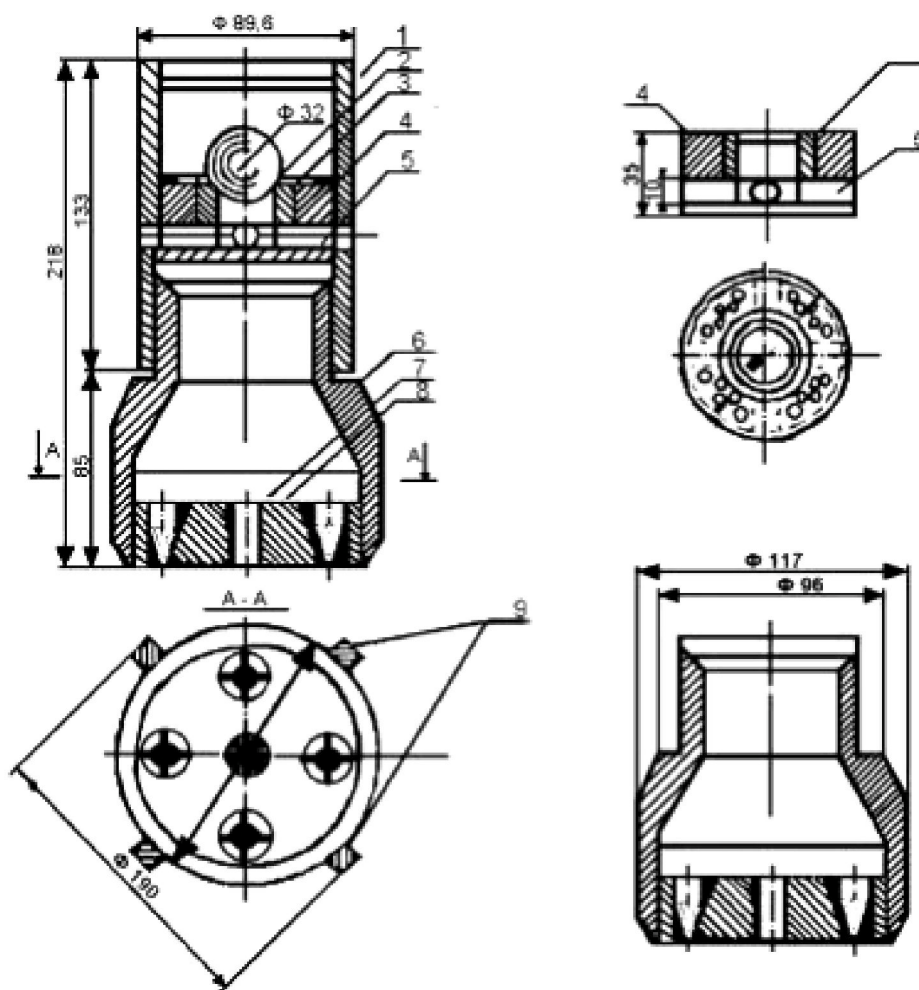


Рисунок 5 – Торцовый гидроперфоратор:

- 1 – муфта; 2 – шаровой клапан; 3 – гнездо шарового клапана; 4 – сетка;
 5 – отверстия для обратной промывки; 6 – корпус перфоратора;
 7 – гайка крепления насадки; 8 – насадка; 9 – планки центратора

Пескоструйный перфоратор опускают в скважину на колонне труб. При этом должны соблюдаться следующие положения:

- 1) коэффициент безопасности для колонны труб 1,3–1,5;
- 2) потери давления на трение в трубах и межтрубном пространстве должны быть минимальными;
- 3) скорость потока жидкости в кольцевом пространстве должна обеспечивать вынос отработанного песка.

Допустимую глубину подвески одноразмерной колонны труб определяют из соотношения:

$$H_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{смп}} - k \cdot F_{\text{тр}} \cdot P_{\text{уст}}}{k \cdot q}, \quad (1)$$

где $H_{\text{доп}}$ – допустимая глубина подвески, м; $P_{\text{смп}}$ – сдвигающая нагрузка резьбового соединения, кг; k – коэффициент безопасности; $F_{\text{тр}}$ – площадь сечения труб, см²; $P_{\text{уст}}$ – давление нагнетания на устье скважины, кг/см²; q – вес одного погонного метра труб в жидкости, кг/м.

При ступенчатой колонне труб длину секций подбирают снизу вверх, при этом допустимую длину нижней менее нагруженной секции определяют из соотношения (1), а длину последующих секций из соотношения:

$$H_n = \frac{P_{cmp(n)} - k \cdot P_{cmp(n-1)}}{q_n \cdot k} \cdot \frac{F_{mp(n)}}{F_{mp(n-1)}}, \quad (2)$$

где H_n – длина расчетной секции труб; $P_{cmp(n)}$ – страгивающая нагрузка резьбовых соединений труб для этой секции; k – коэффициент безопасности; $P_{cmp(n-1)}$ – страгивающая нагрузка резьбовых соединений труб предшествующей секции; q_n – вес одного погонного метра расчётной секции труб; $F_{mp(n)}$ – площадь сечения труб расчётной секции, см²; $F_{mp(n-1)}$ – площадь сечения труб предшествующей секции, см².

Страгивающую нагрузку для резьбового соединения определяют по характеристике труб или по формуле Яковлева:

$$P_{cmp} = \frac{\pi \cdot b_2 \cdot D_2 \cdot \sigma_n}{1 + \frac{D_2}{2 \cdot \ell} \cdot \text{ctg}(\beta + \varphi)}, \quad (3)$$

где P_{cmp} – страгивающая нагрузка резьбового соединения, кг; D_2 – средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, см; b_2 – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, см; σ_n – предел пропорциональности материала труб, кг/см; ℓ – длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), см; β – угол, составленный направлением опорной поверхности резьбы с осью трубы, град.; α – угол трения, равный 18°.

В тех случаях, когда гидropескоструйные обработки осуществляют без выхода жидкости из затрубья (при полном или частичном поглощении жидкости пластом) глубины подвески труб рассчитывают с учётом дополнительных нагрузок, возникающих за счёт разности уровней в трубах и затрубье.

В случаях, когда прочностная характеристика труб не обеспечивает должного запаса прочности при заданном режиме гидropескоструйной обработки, на трубах монтируют фиксаторы «ФГ» конструкции объединения «Азнефть».

Фиксатор «ФГ» предназначен для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии, а также используется для фиксации и центровки перфоратора в заданном интервале обработки.

Разработано три типа гидравлических фиксаторов Ф95; Ф116 и Ф139 мм, которые предназначены соответственно для обсадных труб условными диаметрами 4; 5 и 6 дюймов (табл. 4).

Таблица 4 – Техническая характеристика фиксатора ФГ

Параметр	Ф-95	Ф-116	Ф-139
Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется фиксатор, мм	120–168	120–168	120–168
Максимально допустимое давление, кг/см ²	500	500	500
Допустимая температура на забое, °С	+100	+100	+100
Удерживающая способность фиксатора при давлении 220 кг/см ² , тонн	7,7	12,1	12,1
Подсоединительные резьбы	2" насосно-компрессорная	2" насосно-компрессорная	2 ½" насосно-компрессорная

Фиксатор гидropескоструйного перфоратора (рис. 6) состоит из корпуса 1, имеющего подсоединительные насосно-компрессорные резьбы, которыми фиксатор со-

единяется с трубами и перфоратором. В корпусе вставлены плашки 2 с манжетой уплотнения 3.

Во избежание проворачивания плашек в процессе спуска фиксатора в скважину и для удержания их от выпадения при транспортировке в корпусе имеются гнезда в виде ласточкиного хвоста, в которые вставлены планки 4, закреплённые винтами 5.

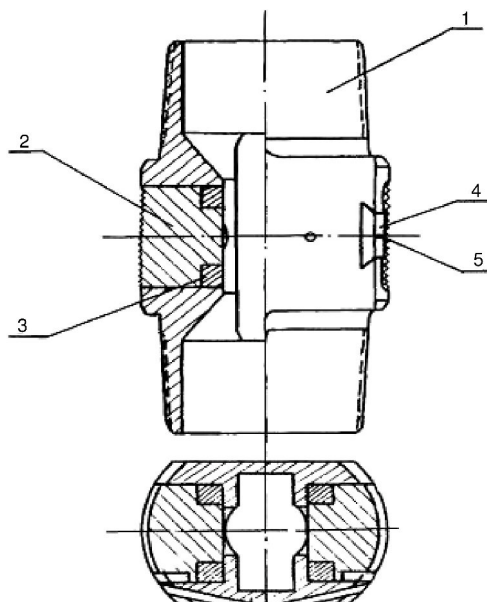


Рисунок 6 – Фиксатор ФГ:

1 – корпус; 2 – плашка; 3 – манжета уплотнения; 4 – планка; 5 – стопорный винт

При нагнетании песчано-жидкостной смеси плашка фиксатора выдвигается до упора в стенку колонны и удерживает перфоратор и колонну труб в заданном положении.

Перед спуском в скважину фиксатора проверяют плотность уплотнительных манжет. Удаляют грязь с поверхности фиксатора. Проверяют подвижность плашек, при этом они должны перемещаться без заеданий. Проверяют надёжность крепления стопорного винта.

Если фиксатор применяют для ограничения перемещения перфоратора в процессе обработки, то его монтируют непосредственно над перфоратором. В этом случае фиксатор с перфоратором соединяют вместе и одновременно опускают в скважину.

Когда фиксатор применяют для разгрузки труб от растягивающих напряжений в глубоких скважинах, его устанавливают по длине колонны в местах, где растягивающие нагрузки в 1,3–1,6 раза меньше нагрузки на страгивание резьбовых соединений для принятой колонны труб.

Основные возможные неисправности перфоратора АП-6М и их устранение приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные возможные неисправности фиксатора ФГ и их устранение

Характер неисправности	Возможные причины	Способ устранения
Пропуск манжеты	порыв или истирание манжеты	заменить новой
Заедание плашки	заусенцы	заменить новой
Притупление наружной поверхности плашки	плохая термообработка, многократное применение	заменить новой

Для определения глубины установки перфоратора монтируют муфту-репер на расстоянии одной трубы или двухтрубки от перфоратора (рис. 2).

Вырезку обсадных колонн и прихваченных труб, установку водоизоляционных экранов и инициирование горизонтальных трещин ГРП осуществляют с помощью глупинных вращателей ВГ-1 конструкции ВНИИ.

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора (ВГ-1) предназначен для создания круговых горизонтальных щелей или каналов-секторов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта гидropескоструйным методом.

Вращатель применяется в скважинах диаметром 120 и более миллиметров:

- 1) при вскрытии продуктивного пласта;
- 2) для направленного инициирования трещин гидроразрыва;
- 3) при установке водоизоляционных экранов;
- 4) при вырезке обсадных колонн диаметром 5 дюймов и более, а также бурильных труб типа ТБII и ТБIII с диаметрами 146 и 168 мм (замок ЗУ); труб с высаженными внутрь и наружу концами и навинченными замками с диаметрами соответственно 168 и 140 мм.

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ-1 представляет собой гидравлический поршневой двигатель, использующий энергию потока рабочей жидкости.

Вращатель выполнен в виде цилиндра (корпус 12), внутри которого помещен кольцевой поршень 18,двигающийся по верхней цилиндрической части полого вала 14. Полюй вал 14 опирается на упорный подшипник 10. Поршень 18 внешней поверхностью контактирует с корпусом 12, а внутренний – с полым валом 13 (через уплотнения соответственно 19 и 21).

На полом вале 14 имеется наружная резьба, находящаяся в зацеплении с такой же резьбой в гайке со стаканом 15. На гайке со стаканом 15 имеются выступы, которые входят в соответствующие им пазы корпуса 12 (рис. 7) сечение С-С), благодаря чему на резьбовом участке гайка со стаканом движется поступательно, а вал с закреплённым на нём перфоратором вращаются.

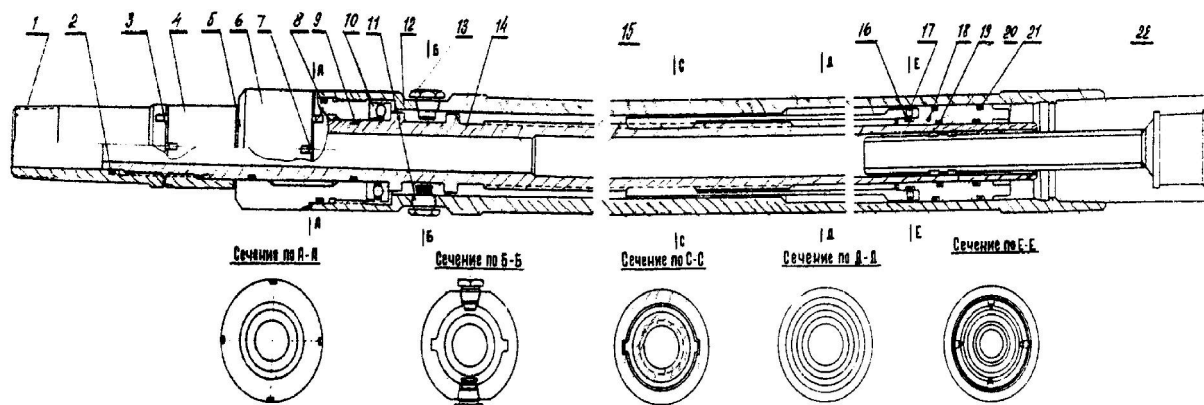


Рисунок 7 – Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора:

- 1 – переходник перфоратора; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – стопорная шайба; 4 – гайка; 5 – шайба;
 6 – упорная втулка; 7 – стопорная шайба; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – уплотнительное кольцо;
 10 – подшипник; 11 – капилляр; 12 – корпус; 13 – заправочный клапан; 14 – полюй вал;
 15 – гайка со стаканом; 16 – стопорный винт; 17 – стопорное кольцо; 18 – поршень;
 19 – уплотнительное кольцо; 20 – фильтр; 21 – уплотнительное кольцо; 22 – переходник труб

Возникающие осевые усилия воспринимаются упорным подшипником 10, расположенным в корпусе 12 и опирающимся на упорную втулку 6. Осевой зазор упорного подшипника 10 регулируется гайкой 4.

На хвостовую часть полого вала закрепляется переходник перфоратора 1, служащий для присоединения перфоратора.

Переходником труб 22 устройство соединяется с колонной труб. Хвостовая часть переходника труб является сепаратором, предупреждающим попадание песка в надпоршневую полость.

При нагнетании жидкости в трубы давление воздействует на поршень 18, и он вместе с гайкой со стаканом 15 опускается. Так как гайка со стаканом 15 не может вращаться, то вращается полюй вал 14, к которому присоединён перфоратор. Чтобы вращение перфоратора проходило с нужной скоростью, подпоршневое пространство через заправочный клапан 13 заполняется жидкостью, которая выдавливается поршнем 18 через капилляр 11 в межтрубное пространство. Подбирая величину вязкости жидкости, длину и сечение капилляра 11, устанавливают желаемую скорость вращения перфоратора.

Такая конструкция устройства для вращения перфоратора позволяет создавать в стенке скважины кольцевые или прерывистые щели (в зависимости от скорости вращения, количества насадок и продолжительности обработки). Техническая характеристика показана в таблице 6.

Таблица 6 – Техническая характеристика

Количество полных оборотов, обороты	3
Скорость вращения перфоратора	регулируется длиной, диаметром капилляра и вязкостью жидкости, заполняющей подпоршневую полость
Максимальный наружный диаметр, мм	115
Минимальный внутренний диаметр, мм	28
Длина, мм	1700
Давление испытания, кг/см ²	500
Рабочее давление, кг/см ²	150–300
Максимально допустимая температура, °C	+100
Вес, кг	80

Ревизия вращателя ВГ-1 производится после каждого спуска его в скважину, при этом, прежде всего, проверяется пригодность уплотнений поршень-цилиндр и поршень – полый вал, а также определяется работоспособность капилляра.

Ревизия вращателя начинается с определения работоспособности капилляра, для чего капилляр вывинчивается из корпуса вращателя, а затем промывается в дизтопливе, бензине или керосине. При этом поверхность сетчатого фильтра должна быть освобождена от ворса и грязи, а сетчатый фильтр надёжно закреплён с держателем; вход и выход капилляра долины быть чистыми.

Одновременно с капилляром вывинчивается заправочный клапан, который проверяется на герметичность.

Ревизия уплотнительных колец производится следующим образом:

- отвертывается переходник труб 22;
- из корпуса 12 извлекается поршень 18 и связанная с ним гайка её стаканом 15.

Для этого переходник перфоратора 1 вращается против часовой стрелки до того момента, когда резьбовая нарезка гайки со стаканом 15 сойдёт с нарезки полого вала 14;

- заменяются уплотнения (в случаях их износа, порыва или задир).

Визуальным осмотром гайки со стаканом 15 проверяется отсутствие на резьбовой части её задиров и заусенец. При ревизии полого вала 14 определяется наличие задиров и заусенец на полированном и резьбовом участках его, для чего он вынимается из корпуса (через хвостовой торец корпуса). При этом необходимо отвернуть, предварительно освободив стопорные шайбы 3 и 7, переходник перфоратора 1, гайку 4, упорную втулку 6. В процессе ревизии полого вала проверяется также целостность уплотнений 2, 8, 9 и работоспособность опорного подшипника 10.

Все детали вращателя при его ревизии тщательно промываются, а уплотнительные кольца и опорный подшипник покрываются тонким слоем смазки.

До спуска вращателя в скважину на ней проводятся подготовительные работы по глушению и промывке, а на конечнике вращателя закрепляется перфоратор, причём перед соединением вращателя и перфоратора в последнем устанавливаются шарик и чека (рис. 8).

Чека монтируется в верхних заглушках перфоратора и служит ограничителем подъёма шарика клапана, предупреждающим перекрытие труб при обратных промывках.

Вращатель спускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах, при этом на расстоянии одной или двух труб от вращателя устанавливается муфта-репер (цилиндр длиной не менее 0,5 м и толщиной стенок 25–30 мм).

Спуск инструмента на заданную глубину в скважину производится с тщательным замером длины спущенного оборудования.

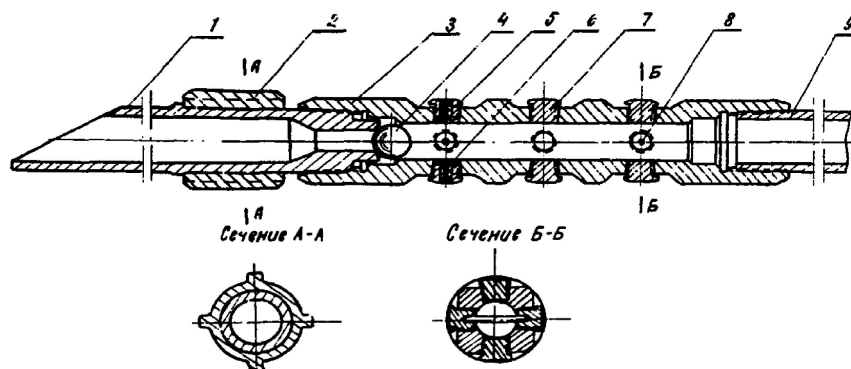


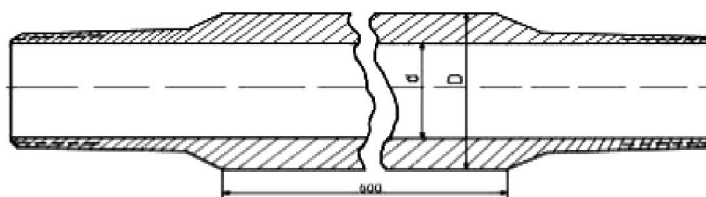
Рисунок 8 – Соединение перфоратора и вращателя:

1 – промывочное перо; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 – шаровой клапан; 5 – держатель насадки; 6 – насадка; 7 – заглушка; 8 – чека; 9 – переходник перфоратора

Скважина промывается обратной промывкой объемом промывочной жидкости, равным 2–3 объемам спущенных труб. Темп закачки промывочной жидкости принимается равным темпу закачки рабочей жидкости. В процессе промывки скважины определяются потери давления на трение.

Производится радиоактивный каротаж скважины малогабаритным прибором (через спущенные в скважину трубы).

На кривой радиоактивного каротажа (НГК, ГК, ГГК или др.) определяется положение муфты-репера (рис. 9) и базисного горизонта, зная которые и меру инструмента ниже муфты-репера, перфоратор устанавливают на заданную глубину.



d - диаметр насосно-компрессорных труб
 D - по диаметру обсадных колонн
 при 4" - 5" - $D=90$ мм
 при 6" - 8" - $D=100$ мм

Рисунок 9 – Муфта-репер

Основные возможные неисправности глубинного вращателя ВГ-1 и их устранение приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные возможные неисправности глубинного вращателя ВГ-1 и их устранение

Характер неисправностей	Возможные причины	Способы устранения
Вал вращателя не крутится	1. Засорены фильтр капилляра и капилляр	1. Очистить и промыть фильтр и капилляр от загрязнения
	2. Задир и заусеницы на резьбе вала или гайке	2. Снять заусеницы с резьбы вала или гайки и приработать поверхности
Велика скорость вращения вала	1. Утечки в поршневых уплотнительных кольцах	1. Заменить поршневые уплотнительные кольца
	2. Утечки в заправочном клапане	2. Притереть седло клапана
В подпоршневой полости песок	Фильтр не очищает рабочую жидкость	Заменить пенковый фильтр в кольцевых канавках переходника труб

Для дренажа скважин компрессором без замены колонны труб изготавливают пусковые клапаны по типу клапана, показанного на рисунке 10.

Устье скважины при гидропескоструйной обработке оборудуют стандартной арматурой для гидропескоструйного вскрытия и гидроразрыва пласта типа АУ-700 или специально изготовленной головкой, применяемой при ГРП.

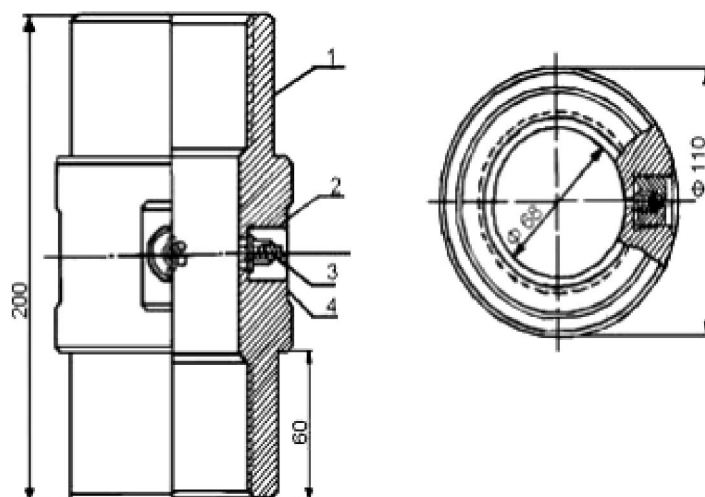


Рисунок 10 – Клапан:

1 – корпус; 2 – седло клапана; 3 – шарик; 4 – пружина

Для прокачки песчано-жидкостной смеси используют насосные агрегаты 2АН-500, 4АН-700 или АЧФ-1000, а также цементировочные агрегаты или буровые насосы.

Потребное количество насосных агрегатов определяют из соотношения:

$$n = \frac{\sum q \cdot P_y}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1, \quad (4)$$

где n – потребное количество агрегатов; $\sum q$ – темп прокачки жидкости, л/сек; P_y – устьевое давление при осуществлении процесса, кг/см²; q_a – производительность агрегата, л/сек; P_a – давление, развиваемое агрегатом при принятой производительности, кг/см²; η – коэффициент, учитывающий техническое состояние агрегатов ($\eta = 0,7 \div 0,9$).

Песчано-жидкостную смесь приготавливают в пескосмесительных агрегатах (2-ПА; 3-ПА и др.), а также с помощью смесительных цементировочных воронок.

Специальные рабочие жидкости завозят на скважину автоцистернами.

В обвязку поверхностного оборудования монтируют фильтры, предупреждающие закупорку насадок перфоратора и очищающие отработанную песчано-жидкостную смесь от шлама.

Фильтр «ФП-1» предназначен для улавливания крупной механической взвеси (шлама, гравия) из потока рабочей жидкости, в результате чего предупреждается закупорка насадок в процессе гидropескоструйных обработок скважин.

Фильтр, монтируемый на нагнетательной линии, улавливает частицы шлама и гравия, попадающие в поток из пескосмесителя, а фильтры на выкиде очищают поток от обломков породы пласта, выносимых при гидropескоструйных обработках скважин. Техническая характеристика показана в таблице 8.

Таблица 8 – Техническая характеристика

Размер частиц, улавливаемых фильтром, мм	4 и более
Давление (опрессовка), кг/см ²	500
Давление (рабочее), кг/см ²	200–350
Число рабочих отверстий фильтра	530
Объем рабочей камеры, см ³	2000
Габаритные размеры:	
диаметр, мм	105
длина, мм	915
Вес, кг	24

Фильтр «ФП» (рис. 11) представляет собой две концентрично расположенные трубы – фильтровую трубу (3) и кожух (2).

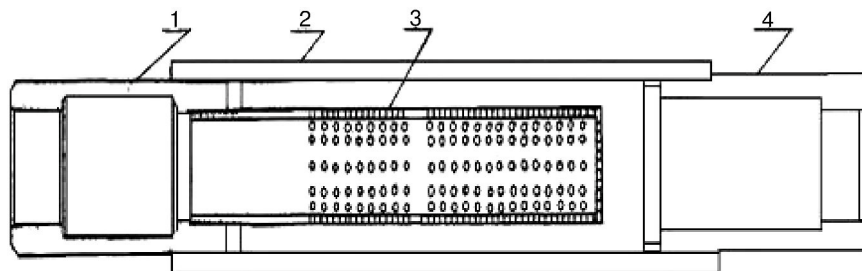


Рисунок 11 – Фильтр ФП-1:

1 – переводник; 2 – кожух; 3 – фильтровая труба; 4 – переводник

Кроме того, в конструкцию фильтра входят два переводника (1 и 4), с помощью которых собранный фильтр подсоединяется в обвязку скважины. Переводник (1) является также деталью, соединяющей кожух с фильтровой трубой.

Кожух (2) на концах имеет внутреннюю насосно-компрессорную резьбу, которая служит для подсоединения переводников (1 и 4).

На боковой поверхности фильтровой трубы (3) просверлено 12 рядов отверстий диаметром 4 мм; по 42 отверстия в каждом ряду. На конце фильтровой трубы имеется наружная насосно-компрессорная резьба, с помощью которой она соединяется с переводником (1). Торцевой конец фильтровой трубы заглушен диском, в котором просверлено 26 отверстий. Суммарное число отверстий в фильтровой трубе составляет 530 шт. При таком количестве рабочих отверстий их площадь превышает сечение манифольда в 3,5 раза, благодаря чему устройство не создает дополнительных гидравлических сопротивлений в манифольде.

При движении смеси жидкости с песком или отработанной пульпы частицы, размер которых превышает диаметр отверстий, выпадают и скапливаются в кожухе, а очищенный поток песчано-жидкостной смеси поступает по насосно-компрессорным трубам к насадкам в перфораторе или в пескосмеситель.

Направление потока жидкости в фильтрах определено указателем потока. Поток неочищенной жидкости должен входить во внутрь фильтровой трубы через просверленные отверстия.

Фильтры ФП поступают с завода-изготовителя в сборе.

В подразделении, осуществляющем гидропескоструйные обработки, после распаковки ящиков в переводники (1 и 4) ввинчиваются патрубки с быстросоединяющимися гайками.

При обработках скважин и их обвязке по закольцованной схеме на линии высокого давления монтируется один фильтр для очистки рабочей жидкости, а на выходе из скважин монтируются два фильтра для очистки отработанной жидкости.

При использовании заводского устьевого оборудования типа АУ-5 фильтр очистки рабочей жидкости подсоединяется стационарно, на том же прицепе, что и само оборудование.

В том случае, когда обвязка скважины и наземного оборудования осуществляется манифольдами высокого давления насосных агрегатов, фильтр очистки рабочей жидкости монтируется в напорном коллекторе на участке, где поток жидкости от отдельных агрегатов собирается в общий.

Для очистки отработанной жидкости от шлама на выходе из скважины монтируются два фильтра, которые включаются в линию параллельно, а работают поочередно по мере загрязнения одного из них.

Очистка фильтра от загрязнения осуществляется промывкой его насосным агрегатом, который используется также для подачи жидкости в пескосмеситель. При очистке фильтров вначале поток жидкости из скважины направляют через параллельный фильтр, а затем, перекрыв соответствующие краны, включают насосный агрегат и промывают загрязнённый фильтр.

О необходимости очистки фильтра от загрязнения судят по росту давления на затрубье скважины. Очистку производят после того, как давление на затрубье превысит потери давления в процессе работы (начальные) на 20-30 атм.

Контроль за работой фильтров при гидropескоструйных обработках осуществляется отбором проб жидкости, поступающей в пескосмеситель на выкидной линии, а также по показаниям манометра на напорной линии. В случае если фильтры не задерживают частицы, которые могут закупорить отверстия насадок, фильтровая труба в них заменяется запасной.

Схемы обвязки скважины и оборудования

В настоящее время на промыслах ПО «Белоруснефть» гидropескоструйные обработки осуществляют по двум технологическим схемам обвязки скважины и оборудования:

- 1) с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема) с использованием воды в качестве рабочей жидкости;
- 2) с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема) с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости.

Также существуют ещё две технологические схемы обвязки поверхностного оборудования скважин:

- 1) со сбросом отработанного песка и повторным использованием жидкости;
- 2) со сбросом жидкости и песка.

Данные технологические схемы не нашли широкого применения в практике.

Закольцованную схему как наиболее экономичную применяют во всех случаях вскрытия продуктивных пластов перфорацией и при других гидropескоструйных обработках. При закольцованной схеме в качестве жидкости-песконосителя обычно используют воду (рис. 12), однако существует не мало факторов, препятствующих проведению работ по перфорации с использованием в качестве рабочего агента воды. В таких случаях гидropескоструйную перфорацию проводят с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости (рис. 13).

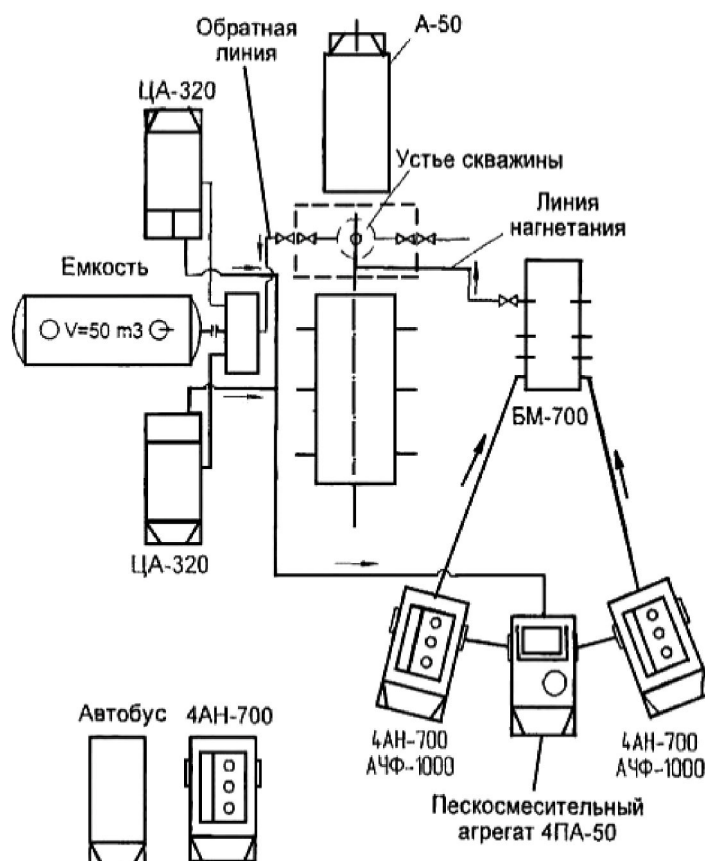


Рисунок 12 – Обвязка агрегатов и устья скважины по закольцованной схеме с использованием воды в качестве рабочей жидкости

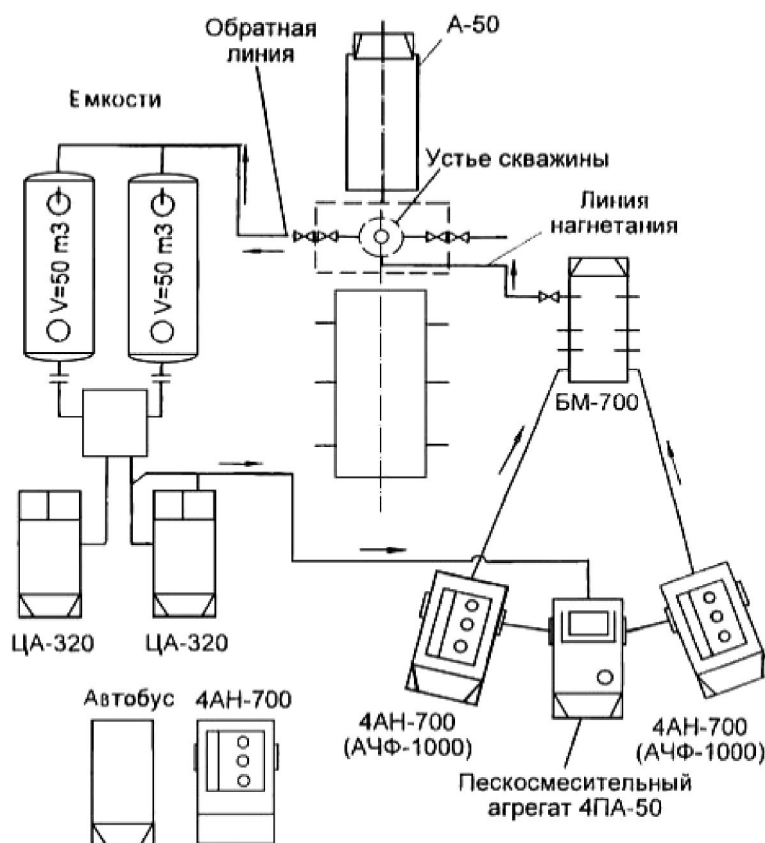


Рисунок 13 – Обвязка агрегатов и устья скважины по закольцованной схеме с использованием глинистого раствора в качестве рабочей жидкости

В случаях, когда гидropескоструйную обработку осуществляют при смонтированной фонтанной арматуре, оборудование и скважину обвязывают по схеме, предусматривающей сброс отработанного песка и повторное использование жидкости.

В случаях, когда продолжительность обработки невелика, а потребный объём жидкости с песком меньше объёма скважины, процесс осуществляют со сбросом жидкости и песка.

Во всех выше перечисленных схемах обвязка устья скважины производят одинаково. Лишь в некоторых случаях, кроме всего, возможно дополнительная установка герметизирующей головки.

Назначение схемы:

- надёжно герметизировать устье скважины при производстве ГПП;
- осуществлять прямую и обратную промывку;
- производить разрядку скважины путем выпуска флюида через выкидные линии;
- контролировать давление в скважине;
- предотвращать загрязнение окружающей среды флюидом, поступающим из скважины.

Устье скважины при ГПП оборудуется превентором, на который дополнительно возможна установка герметизирующей головки.

Переходная катушка устанавливается при несоответствии присоединительных размеров крестовины и превентора.

Количество задвижек на крестовине устанавливается в зависимости от категории скважины.

На скважинах II категории монтаж выкидной линии не производится.

Обратная линия соединяется жёсткой линией с ёмкостью гравитационной очистки.

Материалы

Основными материалами при гидropескоструйных обработках являются рабочая жидкость и песок.

Рабочие жидкости при гидropескоструйных обработках подбирают с учётом физико-химических свойств пластов и насыщающих породу жидкостей, а также видов работ, проводимых в скважинах.

При выборе рабочей жидкости необходимо учитывать следующие основные положения:

- 1) жидкость не должна ухудшать коллекторские свойства пласта;
- 2) вскрытие и обработка пластов не должны сопровождаться выбросами нефти или газа, приводящими к открытому фонтанированию;
- 3) жидкость не должна быть дефицитной и дорогой.

При вскрытии продуктивных пластов и интенсификации притоков применяют следующие жидкости:

- 1) 5–6 %-ный раствор ингибированной соляной кислоты (коллектор – карбонатный);
- 2) дегазированную нефть;
- 3) пластовую, сточную или соленую воду;
- 4) пресную воду (техническую), содержащую поверхностно-активное вещество (ПАВ), выбор и оптимальная добавка которого определяются свойствами пород пласта и жидкостей;
- 5) промывочный раствор (при вскрытии трещиноватых пластов с аномальными давлениями в них).

Для ремонтных работ в качестве рабочих жидкостей используют:

- 1) дегазированную нефть; 5–6 %-ный солянокислотный раствор; солёную сточную и пресную воду с добавками ПАВ; промывочный раствор – при осуществлении работ в продуктивном пласте;
- 2) пресную воду, промывочный раствор – при производстве работ в непродуктивных пластах.

При вскрытии пластов в нагнетательных скважинах и создании врубов, инициирующих трещины гидроразрыва, используют:

- 1) техническую воду;
- 2) техническую воду с добавками ПАВ;
- 3) солянокислотный раствор 5–6 %-ной концентрации;
- 4) пластовую и сточную воды.

Породы, содержащие глинистые включения, обрабатывают песчано-жидкостными смесями не вызывающими набухание глин. С учётом физико-химических свойств глин различных газоносных формаций рекомендуется следующие жидкости:

- а) 0,5–1,0 % водный раствор хлористого кальция;
- б) 0,5–1,0 % водный раствор словотона;
- в) 0,5 % водный раствор полиакриламида;
- г) 1–2 % водный раствор стеарокса 6;
- д) 0,5–1,0 % водный раствор словотона ЦР;
- е) 0,5–1,0 % водный раствор выравнивателя А;
- ж) 0,5–1,0 % водный раствор КМЦ;
- з) 10 % водный раствор хлористого натрия с добавками 0,3–0,5 % поверхностно-активных веществ (сульфанол, дисолван);
- и) 5–10 % водный раствор хлористого натрия с добавками 3,5–5,0 % карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ).

Рабочая жидкость подбирается в лабораторных условиях.

В случае если удельный вес перечисленных рабочих жидкостей не обеспечивает глушение скважины, применяют:

- а) меловые растворы при следующих характеристиках:
 - суточный отстой – 1,75 %;
 - удельный вес – 1,28 г/см³;
 - вязкость по СПВ-5 – 25 сек;
 - водоотдача – 45 м³/30 мин.;
 - удельный вес раствора может быть повышен до 1,4 г/см³ путём увеличения содержания в нём мела до 35 % без существенного изменения характеристик;
- б) водный раствор хлористого кальция удельного веса 1,2 г/см³.

Глушение скважин в процессе их подготовки к перфорации (при наличии вскрытых продуктивных горизонтов) также должно производиться жидкостями, не снижающими фильтрационную характеристику призабойной зоны и не вызывающими набухание глин.

Объём рабочей жидкости для проведения процесса определяют:

- 1) при работе по закольцованной схеме – 1,3–1,5 объёма скважины;
- 2) при работе со сбросом жидкости:

$$\sum V = 10^{-3} \cdot q_n \cdot n \cdot t \cdot N, \quad (5)$$

где $\sum V$ – потребное количество рабочей жидкости, м; q_n – расход жидкости на 1 насадку, л/с; n – количество насадок; t – продолжительность вскрытия 1 интервала, с; N – количество интервалов.

Песок при гидropескоструйном методе необходимо выбирать из расчёта 90 % кварцевого содержания и с оптимальным размером зёрен (более 50 %) от 0,5 до 0,8 мм. При поступлении новой партии песка для ГПП в склад управления «Нефтекомплект» представитель Тампонажного управления отбирает пробу песка в количестве 0,75–1 кг и передаёт её в институт «БелНИПИнефть» для проведения фракционного анализа песка.

Потребное количество песка определяют:

- 1) при работе со сбросом отработанного песка

$$G_n = 10^{-3} \cdot \sum V \cdot k = 10^{-3} \cdot q_n \cdot n \cdot t \cdot N \cdot k, \quad (6)$$

где G_n – потребное количество песка, тонн; $\sum V$ – объём жидкости, м³; k – концентрация песка, г/л;

- 2) при работе по закольцованной схеме:

$$G_n = 10^{-3} \cdot V_{скв} \cdot k + 10^{-6} \cdot q \cdot n \cdot \left(T - \frac{V_{скв}}{10^{-3} \cdot q \cdot n} \right) \cdot k, \quad (7)$$

где $V_{скв}$ – объём скважины, м³; k – концентрация песка, добавляемого в выходящую пульпу, г/л; T – суммарное время вскрытия, с.

Остальные обозначения прежние. Концентрация песка должна приниматься из расчёта $k = 50$ –100 г/л.

Параметры процесса

Плотность гидropескоструйной перфорации и профиль создаваемого канала определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики продуктивных пластов.

Монолитные, однородные по проницаемости продуктивные пласты вскрывают точечными каналами. При этом плотность перфорации составляет 2–4 отверстия на погонный метр вскрываемой мощности.

В случае переслаивающихся коллекторов перфорацией охватывают каждый из продуктивных пропластков.

Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые и устойчивые коллекторы (типа песчаника, известняка, доломита) эффективнее вскрывать вертикальными щелями.

Высоту щели по мощности пласта принимают не менее 100 и не более 500 мм; интервалы между щелями по образующей – не менее 500 мм. Максимальный охват пласта вскрытием обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке.

При инициировании трещин гидроразрыва и установке водоизоляционных экранов создают круговые или прерывистые горизонтальные щели.

Щелевое вскрытие в неустойчивых и рыхлых коллекторах осуществляется с учётом геолого-эксплуатационных условий, обеспечивающих сохранность обсадной колонны.

Допустимое устьевое давление определяют техническими возможностями насосных агрегатов или по прочностной характеристике труб из соотношения:

$$P_{уст(доп)} = \frac{P_{сmp} - H \cdot \gamma}{k \cdot F_{тр}}, \quad (8)$$

где $P_{уст(доп)}$ – допустимое устьевое давление, кг/см²; $P_{сmp}$ – страгивающая нагрузка резьбового соединения, кг; H – глубина подвески, м; γ – вес 1 погонного метра труб, кг; $F_{тр}$ – площадь сечения труб, см²; k – коэффициент безопасности.

Страгивающую нагрузку для резьбового соединения определяют из характеристики труб по формуле Яковлева.

Перепад давления в насадках и потери давления на трение подбирают по графикам рисунка 15, причём необходимо обеспечить максимальный перепад давления в насадках при минимально возможных потерях давления в трубах и затрубье. Для этого, зная диаметр насадки и задавшись расходом жидкости через неё, по графикам рисунка 15 определяют перепад давления. Далее по суммарному расходу жидкости, равному произведению числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, из графиков рисунка 16 определяют потери давления при прокачке жидкости в трубах и затрубье.

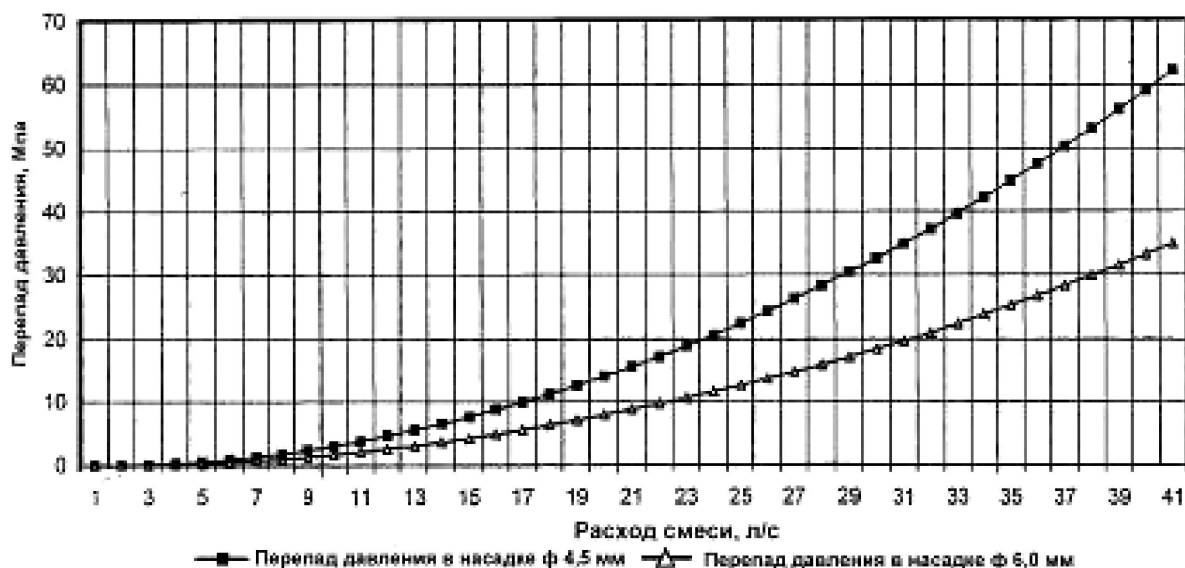


Рисунок 15 – Зависимость перепада давления в насадках 4,5 и 6 мм от расхода водопесчаной смеси

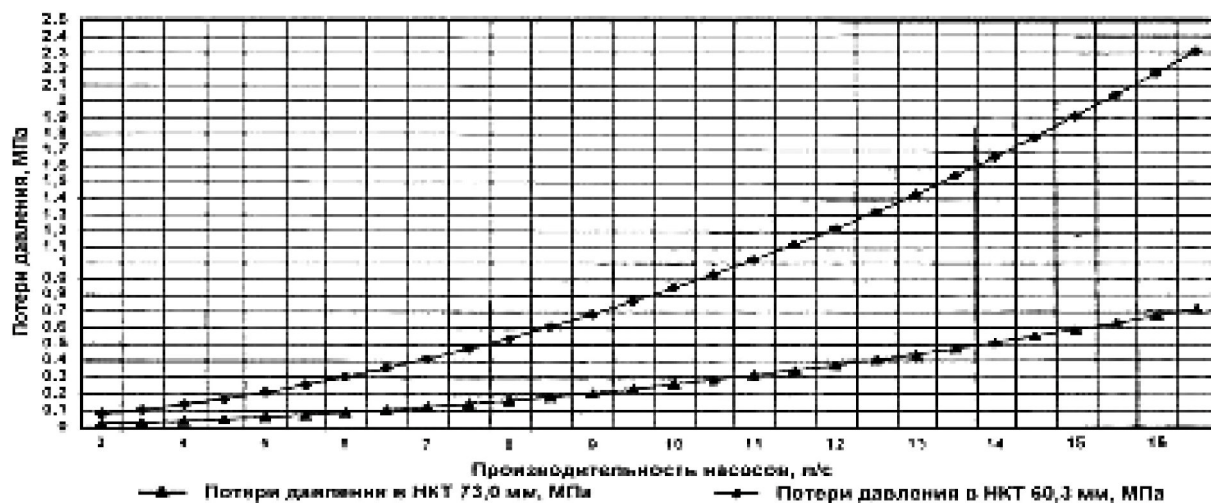


Рисунок 16 – Потери давления в НКТ длиной 100 м при плотности жидкости 1 г/см³

Сумма потерь и перепада давления должна быть равна или несколько меньше величины допустимого устьевого давления. При выборе перепада давления в насадках следует иметь в виду, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение металлической колонны, цементного камня и породы, а поэтому не должен быть менее $100\text{--}120\text{ кг/см}^2$ для 6 мм насадок и $180\text{--}200\text{ кг/см}^2$ для насадок диаметром 4,5 и 3 мм.

С увеличением прочности пород (при $\sigma_{сж} > 250\text{--}300\text{ кг/см}^2$) низший предел перепада давления в насадках целесообразно увеличивать, доводя его соответственно до $180\text{--}200\text{ кг/см}^2$ для насадок с условным диаметром 6 мм и $250\text{--}300\text{ кг/см}^2$ для 4,5 мм.

Минимальную производительность насосных агрегатов принимают, исходя из условий выноса отработанного песка и шлама, для чего скорость восходящего в затрубье потока должна быть не менее 0,5 м/с.

Концентрация песка в жидкости составляет 50–100 г/л.

При работе по закольцованной схеме в песчано-жидкостную смесь, поступающую из скважины в пескосмесительное устройство, дозируют песок из расчёта 20 % от первоначальной концентрации.

Продолжительность точечного вскрытия одного интервала составляет 15–20 минут.

Продолжительность целевого вскрытия при условии работы 1 насадки должна составлять 2–3 минуты на каждый сантиметр длины щели; при большем числе насадок продолжительность соответственно сокращается.

Последовательность проведения работ на скважинах

На проведение обработки составляют план, в котором указывают цель работ, краткие данные о скважине, объём подготовительных работ, необходимые материалы, технику и технологию процесса.

При гидропескоструйных обработках шаблонирование колонны совмещают со спуском перфоратора в скважину.

Перфоратор без шарового клапана опускают к интервалу обработки с тщательным замером длины труб и спущенного в скважину оборудования, а резьбовые соединения крепят надёжно.

При необходимости фиксации перфоратора на заданной глубине его соединяют с фиксатором ФГ.

Фиксаторы ФГ монтируют также на трубах, если прочностная характеристика труб не обеспечивает обработки на заданной глубине. В этих случаях фиксаторы монтируют на глубинах, где суммарная нагрузка в 1,3–1,6 раза меньше допустимой нагрузки на страгивание для резьбовых соединений.

Для инициирования трещин ГРП, установки водоизоляционных экранов и вырезки обсадных колонн в ликвидированных скважинах перфоратор непосредственно соединяют с глубинным вращателем, а в верхние держатели перфоратора монтируют ограничитель подъёма шарового клапана.

На расстоянии длины одно или двутрубки над сборкой перфоратора или перфоратора с вращателем и фиксатором монтируют муфту-репер.

При вскрытии (достреле, перестреле) фонтанирующей скважины и использовании подъёмного лифта в качестве труб, на которых опускается перфоратор, пусковые муфты лифта заменяют пусковыми клапанами.

После спуска инструмента производят обвязку скважины для прямой и обратной промывок и далее скважину промывают до забоя. В процессе прямой промывки уточняют потери давления на трение при заданном суммарном темпе закачки жидкости.

В насосно-компрессорные трубы опускают опрессовочный шаровой клапан (шар диаметром 50 мм) и после его посадки осуществляют опрессовку подземного оборудования на давление превышающее рабочее в 1,3–1,6 раза.

Перфоратор устанавливают точно на заданную глубину, для чего методом радиоактивного каротажа определяют положение перфоратора по отношению к обрабатываемому пласту, а затем, подняв или допустив трубы, перфоратор устанавливают у нижнего интервала обработки.

Существующие способы установки подземного оборудования в скважине (такие как: тщательный промер длины труб при спускоподъёмных операциях, допуск труб до искусственного забоя и определение глубины спуска) не гарантируют точную установку пескоструйного перфоратора в заданном месте.

Ошибка в глубине установки оборудования при этих способах в большинстве случаев превышает 1,5–2,0 м.

При вскрытии пластов точность установки перфоратора имеет решающее значение, в особенности для переслаивающихся продуктивных коллекторов.

Внедрение гидropескоструйной перфорации в практику нефтедобычи требует разработки способов точной установки подземного оборудования в скважине.

Лабораторией ВНИИ разработан способ точной установки подземного оборудования и инструмента в скважине. Способ состоит в том, что в подземном оборудовании или в специальной муфте помещается «репер» и этот «репер-источник» или «репер-экран» после спуска оборудования в скважину отбивается малогабаритным прибором-индикатором, причём местоположение «репера» привязывается к кривой естественных излучений по базисным горизонтам или по продуктивному пласту.

В качестве репера могут использоваться изотопы, карбид бора и местные утолщения в подземном оборудовании или специальные экранирующие муфты. В случае применения изотопов их активность, должна быть достаточной для аномального выделения на кривой ГК репера и в то же время безопасной для обслуживающего персонала.

Соответственно реперу проводятся геофизические исследования скважины, по которым судят о местоположении инструмента по отношению к заданной глубине. Так, в случае применения репера, излучающего гамма-лучи, проводится гамма-каротаж, в случае применения в качестве источника карбида бора снимается кривая нейтрон-нейтронного каротажа, в случае местного утолщения или экранирующей муфты снимается кривая НТК.

Способ проверен на промыслах. Местоположение перфоратора этим способом проверялось на скважинах №№ 313, 957, 3233 и др. Ромашкинского месторождения.

На рисунке 17 приводятся характерные кривые ГК и НГК, полученные при контроле местоположения перфоратора в скважине № 313.

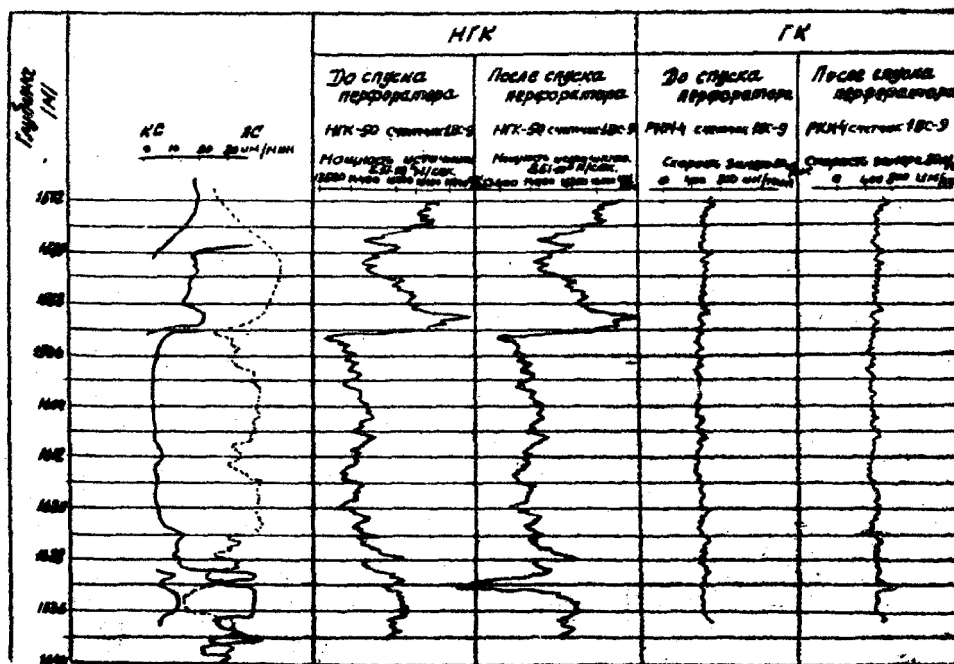


Рисунок 17 – Контроль местоположения перфоратора гамма-методом

Согласно результатам радиометрических замеров, перфоратор установлен на глубине 1632,4 м, в то время как по результатам замера длины труб он должен был находиться на глубине 1640 м.

Из приведённых кривых также видно, что глубина установки перфоратора хорошо определяется как методом ГК, так и методом НГК, но на кривой НГК лучше отбиваются продуктивные пласты и особенно базисный горизонт (глины), поэтому местоположение перфоратора предпочтительно определять снятием кривой НГК.

По этому способу при спущенном перфораторе малогабаритным прибором РКМ-4 снимается кривая НГК. По кривой НГК определяется отметка базисного горизонта или продуктивного пласта, а также местоположение муфты-репера по отношению к ним. Методом НГК чётко отбивается муфта длиной 0,5 м с толщиной стенки 15 мм при скорости подъёма индикатора не выше 80 м/час.

По отметкам муфты-репера и интервалов пластов или базисного горизонта производится установка перфоратора на заданную глубину, при этом учитывается вытяжка труб от давления в процессе гидropескоструйной обработки. Растяжение колонны насосно-компрессорных труб от давления нагнетания определяется по формуле:

$$\Delta l = \frac{P \cdot S \cdot L}{F \cdot E \cdot \xi}, \quad (9)$$

где Δl – приращение длины, см; P – давление нагнетания, кг/см²; S – внутренняя площадь сечения НКТ, см²; L – длина колонны НКТ, F – площадь поперечного сечения тела НКТ, см²; E – модуль Юнга, кг/см²; ξ – коэффициент, учитывающий трение труб о колонну (1,5–3,0).

При небольших глубинах или в однородных пластах большой мощности контроль установки перфоратора на заданной глубине осуществляют путём тщательного замера труб при спускоподъёмных операциях и допуском труб до забоя, а также определением глубины спуска перфоратора магнитным локатором, лебёдкой Азинмаш или геофизического подъёмника. При этом необходимо учитывать растяжение насосно-компрессорных труб от давления и разницу в отметках ротора и фланца (муфты колонны) и вносить поправку на удлинение проволоки под действием собственного веса и проскальзывания.

Обратной промывкой вымывают опрессовочный клапан, а в трубу опускают клапан перфоратора.

Монтируют устьевое оборудование и обвязывают насосные агрегаты с пескосмесителем и скважиной.

Спрессовывают наземное оборудование и манифольды давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее.

Производят пробную закачку жидкости без песка и устанавливают запроецированный режим обработки.

Режим обработки считается установленным тогда, когда устьевое давление закачки равно запланированному.

После этого подают в смеситель 50–100 г/л песка и осуществляют закачку песчано-жидкостной смеси.

При точечном вскрытии и при использовании специальных устройств для осевого или радиального перемещения перфоратора песчано-жидкостную смесь закачивают при запроецированном устьевом давлении.

При вскрытии пластов вертикальными щелями с использованием метода упругих деформаций закачку песчано-жидкостной смеси вначале ведут при запроецированном устьевом давлении, а затем, плавно снижая темп закачки, уменьшают устьевое давление на величину, необходимую для перемещения перфоратора на длину принятой щели.

Величину снижения давления определяют из соотношения:

$$\Delta P = \frac{\ell_{щ} \cdot S \cdot E}{H \cdot F \cdot \xi}, \quad (10)$$

где ΔP – величина изменения давления, кг/см²; $\ell_{щ}$ – длина щели, см; S – площадь поперечного сечения тела трубы, см²; E – модуль Юнга, кг/см²; H – глубина вскрытия, см; F – внутренняя площадь сечения труб, см²; ξ – коэффициент, учитывающий трение труб о колонну (от 1,5 до 3,0).

Гидропескоструйную обработку пластов осуществляют снизу вверх.

В нижнем (первом) интервале песчано-жидкостную смесь прокачивают дольше запроецированной продолжительности вскрытия на время, необходимое для заполнения смесью объёма колонны труб.

В вышележащих интервалах обработку проводят при запроецированных режимах процесса.

Если при очередной установке перфоратора в новый интервал приходится удалить одну или несколько труб, то сначала скважину промывают до чистой жидкости, а затем извлекают необходимую часть труб.

В случаях вынужденных продолжительных остановок процесса немедленно проводят обратную промывку скважины.

По окончании обработки всех интервалов обратной промывкой вымывают шаровой клапан, а затем скважину промывают до забоя; в конце промывки промывочная жидкость не должна содержать песка.

После гидропескоструйных обработок, как правило, поднимают перфоратор и скважину оборудуют для освоения и эксплуатации.

Фонтанные скважины осваивают без подъёма перфоратора. Ввод скважин в эксплуатацию осуществляют обычным способом.

На проведённую гидропескоструйную обработку составляют акт.

Эффективность гидропескоструйного вскрытия оценивают по индикаторным кривым, коэффициенту продуктивности и по приведённому радиусу, определённом из кривых восстановления давления.

Подсчитывают экономический эффект обработки.

Техника безопасности при гидропескоструйном вскрытии определяется правилами безопасности гидравлического разрыва пласта.

Литература:

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М. : Издательство Недр, 1980. – 380 с.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Вицени Е.М. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. – М. : Издательство Недр, 1971. – 144 с.
6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 354 с.
7. Демьянова Е.А. Физико-химические основы применения поверхностно активных промывочных жидкостей для вскрытия пласта. – Гостоптехиздат, 1963.
8. 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.
9. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Издательство Недр, 1970. – 312 с.
10. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём ГПП. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Мовсумов А.А., Кязимов Э.А., Шейхи Ф.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо- и пескопроявлений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1999. – № 7–8. – С. 41–43.
14. Петров Н.А., Есипенко А.И. Технологические жидкости для гидропескоструйной перфорации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3. – С. 33–35.

15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 38–59.

16. Шальская С.В., Яковлев А.Л., Мд Сифул Хасан. Расчёт технологической эффективности проектируемых мероприятий по интенсификации добычи нефти путём гидropескоструйной перфорации на скважинах Смольниковского месторождения : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.

17. Юрченко А.А. Об использовании отечественных кварцевых песков для вскрытия пласта гидropескоструйной перфорацией // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – № 12. – С. 13–15.

18. СТП 39-22-2002 «Проведение гидropескоструйной перфорации». – Гомель : «БелНИПИнефть», 2002.

References:

1. Amiyani V.A., Amiyani A.V., Vasilyev N.P. Opening and development of oil and gas layers. – М. : Publishing house Nedra, 1980. – 380 p.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

4. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.

5. Vitseni E.M. The cumulative punches used in oil and gas wells. – М. : Publishing house Nedra, 1971. – 144 p.

6. Pro-arrow and explosive works in wells / N.G. Grigoryan [etc.]. – М. : Gostoptekhizdat, 1959. – 354 p.

7. Demyanova E.A. Physical and chemical bases of use of superficially active flushing liquids for layer opening. – Gostoptekhizdat, 1963.

8. 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.

9. Ovnatanov G.T. Opening and processing of layer. – М. : Publishing house Nedra, 1970. – 312 p.

10. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocheboksinsk : Lik, 2017. – 326 p.

11. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.

12. Justification of opening of productive layer by GPP. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html

13. Movsumov A.A., Kyazimov E.A., Sheikhi F.A. Change of the mode of perforation at completion of wells for prevention water - and peskoproyavleny // Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1999. – No. 7–8. – P. 41–43.

14. Petrov N.A., Esipenko A.I. Technological liquids for hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1994. – No. 3. – P. 33–35.

15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaca Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 4. – P. 38–59.

16. Shalskaya S.V., Yakovlev A.L., Md Siful Hassan. Calculation of technological efficiency of the projected actions for an oil production intensification by hydrosanding perforation on wells of the Smolnikovsky field: Bulatovsky readings : materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.

17. Yurchenko A.A. About use of domestic quartz sands for layer opening by hydrosanding perforation // Stroitelstvo Nef-tyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – М. : VNIIOENG, 1998. – No. 12. – P. 13–15.

18. СТП 39-22-2002 «Carrying out hydrosanding perforation». – Gomel: «Bel-Nipineft», 2002.

УДК 622. 245.142.4

**ОБОСНОВАНИЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА
ПУТЁМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ
НА НОВО-ДАВЫДОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**THE JUSTIFICATION OF PRODUCING PLAST EXPLOSION
BY HYDRO-SANDBLAST PERFORATION
ON THE NOVO-DAVYDOVSKOYE FIELD**

Галухин Александр Сергеевич

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
galuxin2012@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

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

Аннотация. В статье проведено обоснование вскрытия продуктивного пласта путём гидропескоструйной перфорации на Ново-Давыдовском месторождении. Показана пробивная способность перфораторов различной конструкции, сделан выбор методики перфорации и средств перфорации для поровых коллекторов, описано влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков. Приведены стендовые испытания технологии гидропескоструйной перфорации с вертикальным надрезом.

Ключевые слова: перфорация пулевыми перфораторами, перфорация кумулятивными перфораторами, выбор методики перфорации для поровых коллекторов, выбор средств перфорации для поровых коллекторов, влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков, гидропескоструйная перфорация с вертикальным надрезом, технологические жидкости для гидропескоструйной перфорации.

Galukhin Alexander Sergeevich

Undergraduate student,
Kuban state technological university
galuxin2012@mail.ru

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

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

Annotation. The article substantiates the opening of a productive formation by hydro-sandblast perforation at the Novo-Davydovskoye field. The penetration capacity of perforators of various designs is shown, the choice of perforation technique and perforation means for pore collectors is made, the influence of the type of perforation on the appearance of stabbed overflows is described. The bench tests of the technology of hydro-sandblast perforation with a vertical notch.

Keywords: perforation by bullet perforators, perforation by cumulative perforators, choice of perforation technique for porous reservoirs, selection of perforation means for pore collectors, influence of the type of perforation on the appearance of stabbed overflows, hydro-sandblast perforation with a vertical notch, technological fluids for hydro-sandblast perforation.

Ново-Давыдовское месторождение расположено в Светлогорском районе Гомельской области Республики Беларусь в 24 км юго-западнее г. Светлогорска. Ближайшие нефтяные месторождения Давыдовское – на востоке (1,9 км), Мармовичское на юге (0,3 км) и Полесское – на севере (1,6 км).

Ново-Давыдовское месторождение открыто в 1994 году в результате бурения поисково-разведочной скважины № 107. Нефтегазоносность месторождения выявлена в межсолевых отложениях елецкого-задонского и в подсолевых отложениях воронежского горизонтов.

Воронежская залежь нефти

Коллектора представлены в основном доломитами и реже известняками трещиноватыми и кавернозными с выпотами и примазками тёмно-коричневой нефти. Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Тип воронежской залежи – пластовая тектонически экранированная.

В отложениях воронежского горизонта выделено 4 пласта – коллектора с общей толщиной 18,1 м. Открытая пористость составляет 5,4 %, по лабораторным исследо-

ваниям керна (36 образцов из скважины № 110) – 4,4 %. Нефтенасыщенность составляет в среднем 79 %.

Запасы C_1 геологические – 29 у.е., извлекаемые – 6 у.е.

Задонская залежь (нижняя часть тонежских слоев) III блок

Коллектора представлены в основном доломитами и реже известняками трещиноватыми и кавернозными с выпотами и примазками тёмно-коричневой нефти.

Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Тип задонской залежи пластовая, тектонически и литологически ограниченная.

Водонефтяной контакт установлен для задонской залежи на отметках – 2680 м для западного блока и – 2703 м для восточного.

Запасы C_1 геологические – 213 у.е., извлекаемые – 43 у.е.

Запасы C_2 геологические – 675 у.е., извлекаемые – 135 у.е.

Елецко-задонская залежь

Коллектора задонско-елецкой залежи представлены в верхней части органогенными известняками серыми, неравномерно трещиноватыми.

В нижней части – доломитами вторичными, образованными по органогенному известняку, с органогенной структурой от скрытокристаллического, в основном водорослевого, до тонкокристаллического органогенного, пористо-кавернозного, трещиноватого.

Тип коллектора – трещинно-каверново-поровый.

Режим залежи упруговодонапорный.

Тип залежи – массивно-пластовая, тектонически и литологически экранированная.

Толщина выделенных коллекторов колеблется от 18 м до 64 м. Средневзвешенная толщина по площади составляет 36,2 м. Количество пластов коллекторов по скважинам колеблется от 3 до 13. Коэффициент расчленённости при пересчёте составил 6,9; коэффициент песчаности – 0,43.

Водонефтяной контакт для задонско-елецкой залежи принят для подсчёта запасов, числящихся на балансе, на абсолютной отметке – 2651 м для западного блока и – 2649 м для восточного. Высота залежи изменяется от 39 м до 90 м.

Запасы C_1 геологические – 3659 у.е., извлекаемые – 1347 у.е.

Залежь I блока

Коллекторами I блока являются в верхней части органогенные известняки в различной степени доломитизированные неравномерно перекристаллизованные, неравномерно трещиноватые, слабо кавернозные и в нижней части (низы елецкого и задонского горизонтов) – доломиты вторичные с ярко выраженной органогенной структурой, от скрыто до тонкомелкокристаллического, пористо-кавернозного и трещиноватого.

Тип коллектора – порово-каверново-трещинный.

Режим залежи упруговодонапорный.

Тип залежи – пластовая тектонически и литологически экранированная.

Условный ВНК (– 2551 м) принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине № 123.

Запасы C_1 геологические – 190 у.е., извлекаемые – 68 у.е.

По месторождению геологические запасы категории C_1 составляют 4013 у.е., категории C_2 – 881 у.е., извлекаемые запасы категории C_1 – 1407 у.е., категории C_2 – 213 у.е.

Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём гидropескоструйной перфорации

Вскрытие нефтяного или газового пласта и непосредственная проходка в его продуктивном интервале являются решающим этапом во всей системе геологоразведочных работ на нефть и газ.

Существующие методы и средства вскрытия нефтегазоносных пластов разделяются на две большие самостоятельные группы. Первая группа включает методы и средства вскрытия пласта долотом в процессе бурения. Главной технологической задачей является сохранение пласта при вскрытии от всевозможных повреждений и, прежде всего, потери им своей естественной проницаемости.

Ко второй группе относятся методы и средства вскрытия пласта главным образом кумулятивными и гидропескоструйными перфораторами; они используются для установления гидродинамической связи пласта со скважиной, обсаженной эксплуатационной колонной.

При разделении процессов вскрытия пласта на две самостоятельные группы имеется в виду, что на практике бывает много случаев, когда строгая последовательность применения средств вскрытия пласта существенно нарушается. Например, после испытания скважины возникла необходимость её снова углубить; работы по вскрытию пласта и его опробованию производили непосредственно в процессе бурения или же пласт вскрывали долотом уже после спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Среди многочисленных задач, возникающих при освоении эксплуатационных и разведочных скважин, наиболее важное место занимает проблема установления связи скважины с пластом.

Гидропескоструйный способ, в отличие от известных способов вскрытия пласта, в настоящее время является целесообразным в применении на месторождениях Припятского прогиба, что объясняется технологичностью процесса и наличием следующих преимуществ:

- 1) в зоне его действия уплотнение породы и изменение её естественных физических свойств не происходит;
- 2) цементный камень не растрескивается, а в обсадной колонне не образуются трещины, возникающие при других способах вскрытия;
- 3) в породе создаются достаточно глубокие каналы, проникновение которых в пласт по результатам стендовых испытаний колеблется от 0,5 до 1 м (в данный момент проходит испытания перфоратор, способный создавать отверстия до 3 м);
- 4) создаются особо благоприятные предпосылки для производства гидравлического разрыва пласта;
- 5) гидропескоструйная перфорация применяется как обязательная при необходимости вскрывать пласт через две и более колонны и при вскрытии пластов мощностью менее 5 м.

Пробивная способность перфораторов различной конструкции

На промыслах и разведочных площадях в последнее время всё более широкое применение находит метод гидропескоструйной перфорации. Однако полного перехода на этот вид перфорации не наблюдается. Выбор вида перфорации зависит от ряда факторов. В первую очередь, следует учитывать геологические параметры и в случае, если геологический разрез недостаточно изучен, выбор желательно остановить на кумулятивном перфораторе. Гидропескоструйный аппарат позволяет по сравнению со всеми другими существующими средствами вскрытия эксплуатационного забоя глубже вскрыть пласт, увеличить эффективный радиус скважины, обнажить значительную поверхность фильтрации и создать наилучшие условия для проведения впоследствии ГРП. Размеры образуемых этим снарядом каналов в породе – глубина вскрытия пласта, диаметры перфорационных отверстий, габариты перфораторов при пулевой, торпедной, кумулятивной и гидропескоструйной перфорации – приведены на рисунке 1.

На пробивную способность кумулятивных перфораторов оказывают влияние очень много факторов. Вследствие специфических условий в скважинах (жидкая среда, большие гидростатические давления и высокие температуры) размеры и форма кумулятивных зарядов, а также химические и физические свойства материалов, из которых их изготавливают (особенно взрывчатые вещества и средства взрывания), резко отличаются от применяющихся в других областях техники.

Характер и эффективность того или иного перфоратора зависят от конструкции, параметров и применяемых материалов кумулятивных зарядов и средств взрывания, а также условий их применения.

Эффективность различных кумулятивных перфораторов можно оценить, сравнив результаты их работы в одинаковых условиях. Пробивная способность кумулятивных перфораторов в среднем составляет 135 мм.



Рисунок 1 – Вскрытие пластов перфорацией различных видов

Способ вскрытия эксплуатационного забоя торпедированием обсадной колонны иногда называют *способом разрушения конструкции эксплуатационного забоя*. Данные, приведённые статье, не оставляют сомнений в отрицательных последствиях этого способа вскрытия пласта, сложенного коллекторами порового типа. Не лучшие результаты были получены также при вскрытии этим способом эксплуатационного забоя в коллекторах трещинного типа. Также следует отметить, что пробивная способность данного перфоратора в среднем составляет 95 мм.

Теоретические и экспериментальные исследования проблем перфорации подтвердили, что метод завершения скважин перфорацией является одной из важнейших операций по добыче нефти и газа. Дебиты скважин всецело определяются методом и качеством перфорации. Слишком большая плотность, а также применение очень большого веса зарядов может привести к серьёзным осложнениям в скважине, а увеличение продуктивности не будет достигнуто.

Для достижения ожидаемой высокой продуктивности скважины надо серьезно подойти к выбору перфоратора и условиям, при которых необходимо проводить перфорационные работы.

Повышения коэффициента продуктивности можно добиться созданием глубоких каналов в продуктивном пласте. Наибольшей пробивной способностью, как известно, обладают гидропескоструйные перфораторы. Также повышение коэффициента продуктивности достигается созданием каналов по всей окружности скважины.

Для кумулятивных перфораторов повышение коэффициента перфорации достигается за счёт обеспечения промывки перфорационных каналов обратным потоком флюида из пласта в скважину. А это достигается лишь при перфорации с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины. При этом для сохранения целостности обсадной колонны рекомендуется избегать применения большого веса зарядов, что, соответственно, скажется на пробивной способности кумулятивных зарядов.

Так как скважины почти всегда имеют какой-то угол наклона, то обсадные трубы, спущенные в скважину, обычно прижимаются к одной из стенок скважины. Поэтому перфоратору, обычно прижатому под действием силы тяжести к этой же стенке обсадной трубы, приходится преодолевать весьма различные преграды как внутри колонны, так и за колонной.

Тщательный анализ рассмотренных расположений зарядов перфораторов приводит к выводу о необходимости снабжать перфораторы центраторами. Однако следует иметь в виду, что наличие центраторов, например, на корпусе ПК-103 или на ленте ПКС, усложняет конструкцию перфоратора, ухудшает условия его эксплуатации и может вызвать различные осложнения в скважинах. Применение центраторов в перфораторах КПР, кроме того, ещё больше увеличит засоряемость скважин.

Перфорация пулевыми и кумулятивными перфораторами

Образование эксплуатационного забоя перфорацией обсадной колонны электропулевыми и кумулятивными зарядами на практике получило широкое распространение.

Продуктивность скважин после производства перфорации колонны пулевыми или кумулятивными зарядами должна быть соизмерима с её продуктивностью при открытой конструкции эксплуатационного забоя с условием, что преимущества, которые дает обсаживание продуктивного интервала, сохранены.

Для полноты вскрытия порового коллектора, в котором песчаная порода часто переслаивается с непродуктивными глинистыми породами, очень важным является правильный выбор методики перфорации.

Выбор методики перфорации для поровых коллекторов

Распространённую в прошлом во многих нефтяных районах методику сплошной перфорации, при которой вместе с продуктивными пропластками горизонта обнажатся переслаивающиеся с ними непродуктивные породы, признать рациональной нельзя.

Главный недостаток её состоит в том, что при этом вскрываются глины, отрицательное влияние которых на опробование и разработку пласта очевидно. Кроме того, при такой методике перфорации вхолостую затрачивается значительное количество отстреливаемых пуль. По обобщённым данным Краснодарского геофизического треста, при проведении исследований было выяснено, что на промыслах Краснодарского края из 100 пуль только 40 попадали в продуктивную толщу, а 60 – терялись в глинах.

В скважинах, в которых эксплуатационный объект вскрыт сплошной перфорацией, гидравлический разрыв пласта приводит к образованию или раскрытию трещин в самых неожиданных направлениях и интервалах пласта и чаще всего в наиболее ослабленных местах контакта глин с песчаником.

Основной причиной возникающих больших погрешностей при определении глубин является не поддающееся точному учету динамическое удлинение кабеля. Это удлинение зависит от параметров промывочной жидкости, характера искривления скважины, конструкции кабеля и скорости его подъема. При рабочих скоростях подъема кабеля (3000–4000 м/ч) оно достигает 0,50–0,55 м на 1 км длины.

При проводившихся электрометрических исследованиях Краснодарского треста, в частности, кумского горизонта, погрешности измерения глубин достигали 3–4 м.

Такая погрешность превышает мощность большинства прослоев песчаных коллекторов многих горизонтов, в связи с чем производившаяся по промеру кабеля в этом горизонте перфорация исключала возможности вскрытия нефтеносного пласта в точно намеченном интервале.

Достижение высокой точности вскрытия встречает также серьёзные трудности ещё и вследствие невозможности уловить существующими средствами электрометрических исследований прослой глины мощностью, измеряемой миллиметрами. И именно поэтому при равномерном распределении отстрела только две-три пули из десятка попадают в продуктивные породы, а остальные теряются, по существу, в глинах.

Таким образом, методика сплошной перфорации продуктивного разреза, состоящего из тонкослоистых песчано-глинистых пород, для этих условий явно не пригодна: вместе с продуктивными породами обнажаются глинистые прослои, что нередко приводит при процессах опробования или разработки пласта к их разрушению.

Выборочной считается такая методика перфорации, при которой одновременно опробуются или разрабатываются не все продуктивные прослои нефтяного пласта. По мере выяснения результатов опробования или истощения вскрытых прослоев при разработке к ним постепенно приобщают путём дострелов последовательно, ранее не вскрытые прослои. При этом так же, как и при сплошной перфорации, вместе с продуктивными породами обнажаются переслаивающиеся с ними слабонасыщенные или непродуктивные породы, а также глины.

Сплошная и выборочная перфорация различаются между собой лишь по величине одновременно вовлекаемой в разработку мощности пласта, а не по характеру вскрытия. Поэтому выборочной методике перфорации присущи те же недостатки, что и методике сплошной перфорации.

Выбор средств перфорации для поровых коллекторов

При вскрытии пласта пулевой перфорацией, если пластические свойства цемента не улучшены соответствующей добавкой (пластификаторами), в цементном камне появляются (по данным исследований акустическим цементомером) трещины, открывающие свободный доступ для циркуляции посторонних вод и прорыв газа в затрубное пространство. В случае существования в геологическом разрезе продуктивных пород подобных осложнений следует от такого способа вскрытия эксплуатационного забоя, особенно на разведочных площадях, полностью воздерживаться.

Для разведочных скважин, в которых геологический разрез мало изучен, следует остановиться на гидропескоструйной перфорации, которая с точки зрения предохранения эксплуатационного забоя от повреждений лучше, чем пулевая перфорация.

Немного менее эффективной, в плане повреждения эксплуатационной колонны и цементного камня, является кумулятивная перфорация, при условии прострела колонны по одному заряду поочередно, а не залпом. По имеющимся данным использование залповых снарядов вызывает в ряде случаев разрушение цементного кольца и его растрескивание, а также повреждение в пределах эксплуатационного забоя обсадной колонны.

Применяя даже кумулятивный способ, трудно рассчитывать, что область пласта, вскрытая перфорацией, не претерпит существенных изменений своей фильтрационной способности. При взрыве тонкая струя полужидкого металла выбрасывается со скоростью 800–1000 м/с и создаёт на преграде давление до 300000 кг/см². Высокое давление газовой струи уплотняет породу по внутренней поверхности образующихся от прострела отверстий, вследствие чего наблюдаются случаи, когда они оказываются закупоренными.

Из анализа многочисленных изображений отверстий, полученных фотографированием, сделано заключение, что формы получаемых отверстий разнообразны: от круглых до треугольных, а диаметры их колеблются от 1,5 до 12 мм, причем большинство отверстий имеет в диаметре только 6–7 мм.

Прострел кумулятивными зарядами по одному отстрелу, следующему один за одним, т.е. одиночным выстрелом, менее опасен. На практике такой способ прострела выполняется несколько дольше и, как следует отметить, значительно удорожает весь процесс вскрытия пласта.

Влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков

При кумулятивной перфорации прострел преграды достигается за счёт сфокусированного взрыва. Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6–8 км/с и создаёт давление на преграду $(0,15–0,30) \cdot 10^6$ МПа или 150–300 тысяч атмосфер. При выстреле в преграде образуется узкий перфорированный канал диаметром в средней части 8–14 мм. Максимальная длина его достигает 350 мм. Размеры канала зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Гидропескоструйная перфорация основана на использовании гидромониторного и абразивного действия струи жидкости с взвешенным в ней песком, выходящим под высоким давлением из сопла. Такая струя в течение нескольких минут создает в преграде глубокий канал, глубиной 500 мм и диаметром отверстия в колонне 8–12 мм. В последних публикациях говорится о конструкции перфоратора, способного создать канал длиной до 3 м. Стендовые испытания гидропескоструйной перфорации, проводившиеся различными исследователями (Кривоносов И.В. и другие) показали, что в большинстве случаев, если испытываемый блок не армировали металлом, цементный камень стенда трескался при внедрении струи в тело блока. Также при опытах наблюдалось выпучивание металлического диска толщиной 8–10 мм в сторону струи. Было замерено давление в канале. Так, при перепаде давления на перфораторе 180 атм. в канале гидроперфорации давление достигало 60 атм.

Для оценки влияния вида вторичного вскрытия пластов на возникновение заколонных перетоков были отобраны 34 скважины, в которых геофизическими методами или другими методами была обнаружена связь пласта, находящегося в интервале перфорации с выше- или нижележащими пластами (горизонтами). В некоторых скважинах наличие перетока предполагалось на основании работы соседних скважин.

По появлению воды в продукции скважин и работе соседних скважин, добывающих безводную нефть или жидкость, содержащую в своем составе меньший процент воды из аналогичных горизонтов, делался вывод о наличии заколонного перетока в скважинах №№ 76 Давыдовского, 211 и 224 Осташковичского, 40 Южно-Александровского, 177 Южно-Осташковичского и 128 Южно-Сосновского месторождений. Но по заключениям, выдаваемым специалистами УПГР после расшифровки и обработки кривых термометрии, выделяются поглощающие (работающие) пласты, находящиеся в интервале перфорации. Вторичное вскрытие пласта, при вводе этих скважин из бурения, осуществлялось кумулятивным способом. Заколонные центраторы были установлены на эксплуатационной колонне только в скважине № 177 Южно-Осташковичского месторождения. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации колеблется от низкого – $K_{АКЦ} = 1,0$ (скважина № 40 Южно-Александровского месторождения) до удовлетворительного – $K_{АКЦ} = 2,88$ (скважина № 224 Осташковичского месторождения). Цементно-зольной смесью цементировалась первая ступень эксплуатационной колонны только в скважине № 224 Осташковичского месторождения. В остальных 5 скважинах при креплении эксплуатационных колонн применялся тампонажный цемент без каких-либо добавок. Количество кислотных обработок пласта изменяется от 4 (скважины №№ 211 Осташковичского и 40 Южно-Александровского месторождений) до 19 (скважина № 177 Южно-Осташковичского месторождения).

Закачка жидкости с добавкой радона показала наличие заколонных перетоков в скважинах №№ 109, 135 Березинского, 101, 102 Вишанского, 72, 73 Мармовичского месторождений. Перетоки были ликвидированы установкой цементных мостов при вводе скважины из бурения. На это указывает длительная по времени добыча безводной нефти (скважины №№ 135 Березинского и 72, 73 Мармовичского месторождений) или геофизические исследования (скважины №№ 109 Березинского и 101, 102 Вишанского месторождения). Вторичное вскрытие пласта в скважинах №№ 109, 135 Березинского, 101 Вишанского, 72, 73 Мармовичского месторождений при вводе их из бурения осуществлялась кумулятивным способом, а в скважине № 102 Вишанского месторождения – гидропескоструйной перфорацией. Заколонные центраторы были установлены на эксплуатационной колонне в скважинах №№ 109, 135 Березинского и 73 Мармовичского месторождения. В скважине № 101 Вишанского месторождения на эксплуатационную колонну были установлены турбулизаторы. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации колеблется от низкого – $K_{АКЦ} = 1,45$ (скважина № 109 Березинского месторождения) до удовлетворительного – $K_{АКЦ} = 2,56$ (скважина № 101 Вишанского месторождения). При креплении эксплуатационных колонн этой группы скважин применялся тампонажный цемент без каких-либо добавок. Количество кислотных обработок пласта изменяется от 2 (скважина № 135 месторождения) до 7 (скважина № 73 Мармовичского месторождения).

В скважинах №№ 100, 127 Березинского, 119 Вишанского, 212 Осташковичского, 57 Речицкого месторождений геофизическими исследованиями (термо- и расходомерией) были обнаружены заколонные перетоки.

При спуске эксплуатационной колонны в скважине № 100 Березинского месторождения установили 10 турбулизаторов в интервале 1875–2616 м и залили её чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – пониженное ($K_{АКЦ} = 2,03$). Вторичное вскрытие пласта при освоении и изоляционных работах осуществляли кумулятивной перфорацией. При испытании в колонне интервала 2210–2220 м геофизическими исследованиями был определен переток вверх до 2095 м. Получив приток воды с нефтью, в августе 1979 года перешли на интервал 2067–2086 м. Скважина проработала безводной нефтью почти 14 лет. В январе 1995 года перешли на интервал 2035–2055 м и почти 3 месяца добывали безводную нефть. Затем в продукции появилась вода и в сентябре 1995 года определили связь с нижними обводнившимися пластами. После проведения изоляционных работ в октябре 1995 года скважина отработала в течение 3 месяцев безводной нефтью и в марте 1996 года термометрией установили переток вверх до 1956 м.

В скважине № 127 Березинского месторождения на эксплуатационную колонну установили 7 центраторов в интервале 1575–2152 м и залили её чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – низкое ($K_{AKЦ} = 1,2$). Вторичное вскрытие пласта при освоении и приобщении осуществляли кумулятивной перфорацией. При освоении скважины (интервал 2079–2097 м) в марте 1988 года термометрией установили заколонный переток вниз (ниже 2106 м). Без проведения изоляционных работ в апреле 1994 года приобщили вышележащие горизонты.

В скважине № 119 Вишанского месторождения эксплуатационную колонну спустили без установки центраторов и заливали чистым цементным раствором. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации – удовлетворительное ($K_{AKЦ} = 3,0$). Вторичное вскрытие пласта при освоении осуществляли кумулятивной перфорацией. При освоении скважины (интервал 2976–3003 м) в марте 1992 года термо- и расходомерией установили заколонный переток вниз, ниже 3003 м. После установки цементного моста в марте 1992 года интервал 2976–2990 м вскрывали при помощи ГПП. Скважина работала с сентября 1994 года до февраля 1996 года водой (больше 96 %) и нефтью.

Эксплуатационную колонну в скважине № 212 Осташковичского месторождения спустили без центраторов и заливали чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – пониженное ($K_{AKЦ} = 2,0$). Вторичное вскрытие пласта при освоении осуществляли гидropескоструйной перфорацией. При вводе скважины из бурения термо- и расходомерией был установлен заколонный переток. В июне-июле 1986 года кумулятивной перфорацией был вскрыт интервал 3218–3222 м и 24 июля 1986 года был отмечен уход жидкости на 7 м ниже нижних дыр интервала перфорации. После проведения изоляционных работ в августе 1986 года (устанавливали два цементных моста под давлением) термометрия установила, что переток не был ликвидирован.

В скважине № 57 Речицкого месторождения эксплуатационную колонну диаметром 168 мм спустили без установки центраторов и заливали чистым цементным раствором. Нецементируемый перфорированный хвостовик диаметром 114 мм установили в интервале 2759–2806 м. Качество цементирования по АКЦ в интервале 565–2773 м – удовлетворительное ($K_{AKЦ} = 3,0$). Вторичное вскрытие пласта в апреле 1974 года при переходе на Vr (интервал 2665–2735 м) осуществляли кумулятивной перфорацией. В июне 1974 года кумулятивной перфорацией перестреляли интервал 2652–2735 м. В ноябре 1975 года провели водоизоляционные работы и вскрытие ПКС-80 в интервале 2665–2729 м. В марте 1986 года термометрия показала уход закачиваемой жидкости ниже глубины дохождения приборов. В августе 1989 года, после очистки ствола скважины, при помощи термометрии определили связь с Sm (интервал 2730–2735 м). А через 10 дней, без проведения изоляционных работ, – связи не обнаружили. В марте 1992 года с целью ликвидации перетока установили цементный мост под давлением. Затем провели геофизические работы (термометр), по результатам которых было установлено наличие заколонного перетока.

В остальных 17 скважинах заколонные перетоки геофизическими исследованиями отмечались через 1,33 года (скважина № 48 Южно-Александровского месторождения) и более лет эксплуатации скважины. Исследования проводились после появления воды. По результатам исследований, закачиваемая жидкость поступала ниже интервала перфорации. По трём скважинам (№№ 38 и 48 Южно-Александровского и № 174 Южно-Осташковичского месторождений) геофизические исследования давали неоднозначные результаты. Различные исследователи (Булатов А.И. и другие, ВНИИКРнефть) экспериментальными и промысловыми работами доказали, что прочность цементного камня прямо пропорциональна продолжительности времени твердения камня и в тоже время происходит уменьшение размера трещин. При создании депрессии подошвенная вода подходит к интервалу перфорации, создавая каналы, по которым закачиваемая вода при геофизических исследованиях уходит в нижележащие горизонты. Тем самым, создаётся впечатление, что образовался заколонный переток. Изоляционные работы в этих скважинах безрезультатны, а если и есть эффект, то он незначительный.

Заколонные перетоки, в основном, возникают при негерметичном цементном камне, когда при цементировании эксплуатационной колонны цементный раствор идёт «языком». Также, возможно возникновение связи перфорированного интервала с ни-

же- или вышележащими пластами при кислотных обработках, когда в скважине создаётся избыточное давление, которое может привести к образованию вертикальной трещины, как в цементном камне, так и горной породе. В скважинах, где заколонный переток обнаруживали ещё при освоении, для вторичного вскрытия, в основном, применялась кумулятивная перфорация и только в двух скважинах №№ 102 Вишанского и 212 Осташковичского месторождений применяли ГПП. В скважине № 119 Вишанского месторождения сначала применили кумулятивную перфорацию, а после проведения изоляционных работ, до сдачи скважины НГДУ, уже использовали ГПП. Таким образом, доля ГПП составляет 17,7 %. Метод ГПП для вторичного вскрытия пластов, применявшийся в РУП «ПО «Белоруснефть» в целом, составляет около 16,5 %.

Таким образом, можно утверждать, что при перфорации, как гидropескоструйной, так и кумулятивной, происходит воздействие на цементный камень и имеется вероятность образования трещин в цементном камне за колонной. Как показал анализ по двенадцати скважинам с заколонными перетоками, в десяти из них вторичное вскрытие производилось кумулятивной перфорацией. В связи с этим, рекомендуется вскрытие пластов методом гидropескоструйной перфорации с использованием калиброванного песка и рабочей жидкости, не снижающей фильтрационную характеристику призабойной зоны и не вызывающей набухания глин.

Для более точного определения наличия заколонного перетока необходимо повысить качество геофизических работ.

Стендовые испытания технологии ГПП с вертикальным надрезом

Исследования и опыты исследователей показывали, что значительная часть энергии абразивной струи непроизводительно расходуется на преодоление сопротивлений при движении её во встречном потоке. Такое наблюдается при фиксированном положении перфоратора, когда имеет место точечная перфорация. При точечной перфорации отверстия в сечениях нормальных действию струи имеет округлую форму.

В плотных и неоднородных породах, а также на объектах, где призабойная зона закольматирована, необходимо искусственно создавать условия, способствующие увеличению площади фильтрации и глубины канала. Это может быть достигнуто изменением направления встречного потока путём создания вертикальных надрезов в пласте, цементном камне и в эксплуатационной колонне. В литературных источниках утверждается, что глубина проникновения абразивной струи при надрезе увеличивается более чем в два раза, при прочих одинаковых условиях проведения процесса.

Для подтверждения вышеизложенного в июне 2002 года проводилось испытание технологии гидropескоструйной перфорации с вертикальным надрезом на стенде для наземного испытания перфораторов, находящегося на базе производственного обслуживания УПНП и РС.

Использовали следующую технику и оборудование:

- цементировочные агрегаты АН-700 и ЦА-320;
- пескосмеситель 4 ПА;
- автоцистерну;
- оборудованный центратором диаметром 130 мм и пером перфоратор АП-6М с одной перфорационной насадкой диаметром 4,5 мм.

Порядок работ:

Выполнили первую резку при перепаде давления на насадке 25 МПа в течение 7 мин.

Провернули перфоратор на 90° и прорезали вспомогательное отверстие при перепаде давления на насадке 25 МПа в течение 5 мин.

Выдвинули перфоратор на 5 см и прорезали основное отверстие при перепаде давления на насадке 23–20 МПа в течение 10 мин.

После проведения ГПП, разобрав бетонный блок, получили следующие результаты:

- в результате первой резки получен канал в бетонном блоке $d = 6,5$ см и длиной 20 см;
- в результате второй резки получен канал $d = 3$ см и длиной 6 см;

- в результате третьей резки получен канал $d = 6,0$ см и длиной 13 см;
- после осмотра обсадной трубы $d = 168$ мм зафиксированы 3 каплеобразных отверстия $d = 6$ мм и длиной 12 мм;
- в результате осмотра перфоратора зафиксированы промоины на корпусе в районе насадки; сама насадка, а также рабочий шар и седло перфоратора не размыты;
- в результате испытания метода вертикального надреза получили соединение двух каналов, что значительно увеличивает площадь фильтрации и позволяет нам рекомендовать метод вертикального надреза для широкого применения при проведении гидropескоструйной перфорации.

Гидropескоструйная перфорация с вертикальным надрезом

Как уже отмечалось, при исследовании процесса гидropескоструйной перфорации исследователи (Кривоносов И.В. и другие) наблюдали растрескивание цементного блока, выпучивание металлического диска толщиной 8–10 мм в сторону струи. Замеченное давление в перфорированном канале достигало 60 атм. при перепаде давления на перфорационной насадке 180 атм. Это объясняется образованием дополнительных гидравлических сопротивлений за счёт движения абразивной жидкости в обратную сторону. Наблюдения за шламом, выносимым из скважины в процессе перфорации, показали, что в нем всегда имеются кусочки цементного камня. По-видимому, это частицы цементного кольца, разрушенного в процессе гидropескоструйной перфорации. Для уменьшения негативного воздействия гидropескоструйной перфорации на цементное кольцо необходимо снижать давление в создаваемом канале путём увеличения площади входного отверстия в обсадной трубе.

Стендовые исследования показали, что увеличение площади входного отверстия в обсадной трубе не только снижает давление внутри канала, но и способствует увеличению его длины. Было доказано, что увеличение площади входного отверстия свыше 30 площадей отверстия насадки не оказывает существенного влияния на глубину канала. Таким образом, для снижения негативного воздействия гидropескоструйной перфорации на цементное кольцо и увеличения глубины канала необходимо создавать отверстие в обсадной трубе, площадь которого должна быть равна 30–40 площадям отверстия насадки.

Стендовые исследования показали, что при расстоянии от насадки до колонны равном 20–25 мм, диаметр отверстия в колонне достигает 6–8 мм (при использовании насадок диаметром 4,5 мм). Для того чтобы площадь щели была в 40 раз больше площади отверстия насадки, необходимо, чтобы её длина была равной 8–10 см. Щели создаются за счёт вращения или вертикального перемещения перфоратора.

Как уже отмечалось выше, в процессе гидropескоструйной перфорации в канале создается давление. Поэтому, из канала через стенки в пласт фильтруется жидкость. Исследования показали, что глубина снижения проницаемости достигает 1,5–2,0 см при начальной газопроницаемости образца 50 мДарси. Естественно, при более высокой начальной проницаемости блока (пласта) глубина проникновения кольматирующего материала будет больше.

Для уменьшения негативного воздействия дополнительных гидравлических сопротивлений был предложен и опробован на скважинах №№ 159 Речицкого и 25 Левашовского месторождений метод гидropескоструйной перфорации с вертикальным «надрезом» путем создания дополнительного отверстия в интервале перфорации для оттока рабочей жидкости. На рисунке изображена последовательность проведения вторичного вскрытия пласта с вертикальным «надрезом».

Согласно утверждённому главным инженером программы, на этих скважинах перфоратор устанавливали в нижней точке проектного интервала перфорации, с учётом растяжения труб под воздействием давления. В течение 15 минут осуществляли резку дополнительного канала. Затем, спустив перфоратор на 5 см, начали резку основного канала. Параметры работы цементировочных агрегатов и пескосмесителей не отличались от обычного процесса. Для определения эффективности метода гидropескоструйной перфорации с вертикальным «надрезом» можно взять скважины №№ 25 и 26 Левашовского месторождения. Скважина № 25 Левашовского месторождения пробурена как

второй ствол из скважины № 26 Левашовского месторождения. В скважине № 26 Левашовского месторождения вторичное вскрытие пласта в интервале 2850–2882 м осуществлялось гидropескоструйной перфорацией в феврале-марте 2000 года. В июле 2001 года провели кислотную обработку пласта. В скважине № 25 перфорировали интервал 2963–3010 м, по новой технологии (ГПП с вертикальным надрезом). В скважинах провели гидродинамические исследования, результаты которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты обработки кривых восстановления давления, снятых в скважинах №№ 25 и 26 Левашовского месторождения

№ скважины	25	26
Дата проведения исследования	16.10.01	05.07.01
Метод расчета	по касательной	
Дебит, м ³ /сут	29	11
Забойное давление на глубине замера, МПа	30,06	31,35
Забойное давление на глубине верхних дыр интервала перфорации, МПа	30,52	31,71
Забойное давление на глубине водонефтяного контакта, МПа	28,69	30,71
Пластовое давление на глубине замера, МПа	34,2	32,58
Пластовое давление на глубине верхних дыр интервала перфорации, МПа	34,67	32,94
Пластовое давление на глубине водонефтяного контакта, МПа	32,84	31,94
Депрессия, МПа	4,14	1,23
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут · МПа	6,95	9,11
Угловой коэффициент, МПа	0,8085	1,1013
Отрезок, отсекаемый на оси D _p , МПа	0,186	– 3,265
Удаленная гидропроводность, мкм ² · см	9.83	2.81
№ скважины	25	26
Призабойная гидропроводность, мкм ² · см	14,67	17,35
Удаленная пьезопроводность, см ³ /с	252	273
Призабойная пьезопроводность, см ³ /с	377	1689
Радиус влияния скважины, м	67,1	28,5
Приведенный радиус скважины, м	1,83 E-1	7,87
Коэффициент гидродинамического совершенства скважины	1,49	6,18
Удаленная проницаемость, мкм	5,883 E-03	6,331E-03
Призабойная проницаемость, мкм	9,106 E-03	3,956E-02
Линейный размер блока, м	1,08	0,9
Коэффициент обмена	6,721 E-18	1,62 E-17
Время запаздывания, с	42334	17098
Скин-эффект	–2,91	–6,67

Анализируя результаты обработки КВД, следует отметить, что качество вскрытия обеих скважин хорошее. В скважине № 26 условия вскрытия пласта даже несколько лучше, чем в скважине № 25. Но депрессия в скважине № 26 в 3,36 раза меньше, чем депрессия в скважине № 25. Это говорит о некорректности результатов исследования по скважине № 26 Левашовского месторождения.

Скважина № 159 Речицкого месторождения с ноября 1986 года находилась в контрольном фонде, вследствие обводнения семилукского горизонта (2576–2597 м). В июле 2001 года был осуществлён переход на воронежский (2525–2550 м) горизонт. По состоянию на 1 декабря 2001 года из скважины добыли 2174 тонн, практически, безводной нефти. Поскольку расстояние между интервалами перфорации составляет 26 м и коэффициент качества цементирования эксплуатационной колонны в этом интервале –

2,38, то можно предположить, что вскрытие пласта гидropескоструйной перфорацией с вертикальным надрезом обеспечивает лучшее вскрытие и оказывает меньшее отрицательное влияние на состояние цементного камня.

Многочисленные стендовые испытания показали, что оптимальной фракцией песка является 0,5–0,8 мм. В настоящее время для проведения ГПП в ПО «Белоруснефть» используется песок, получаемый из Гомельского ГОК. Разработка песка на ГОКе ведётся поблочно. Анализ фракционного состава получаемого песка показал, что количество песка с размерами фракций 0,2–1,0 мм составляет 45–55 %. Для получения максимальной длины каналов необходимо применять калиброванный песок. Оптимальный размер фракций должен быть 0,5–0,8 мм.

В настоящее время для вторичного вскрытия пластов применяются промысловые жидкости (буровые растворы) с добавлением песка. Во время перфорации, фильтрат жидкости проникает в пласт, и происходит искусственная кольматация коллектора. В целях снижения набухания пластовой глины, породы, содержащие глинистые включения, необходимо вскрывать песчано-жидкостными растворами, не вызывающие набухание глин. Такими свойствами обладают жидкости:

- 0,5–1,0 %-ный водный раствор хлористого кальция;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор словотона;
- 0,5 %-ный водный раствор полиакриламида;
- 1–2 %-ный водный раствор стеарокса 6;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор словотона ЦР;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор КМЦ;
- 5–10 %-ный водный раствор хлористого натрия с добавками 3,5–5,0 % КМЦ;
- 10 %-ный водный раствор хлористого натрия с добавками 0,3–0,5 % ПАВ (сульфанол, дисолван).

Технологические жидкости для гидropескоструйной перфорации

В практике гидropескоструйной перфорации используются три вида буровых растворов – нефть, вода и газожидкостные смеси. Метод гидropескоструйной перфорации имеет большие преимущества по сравнению с другими способами, но также имеет и свои недостатки. Продолжительные остановки циркуляции из-за выхода из строя оборудования крайне опасны, так как применяемые технологические жидкости не отличаются высокой седиментационной устойчивостью.

Содержание в технологической жидкости кварцевого песка фракции 0,2–2,0 мм обычно составляет 50–100 кг/м³. Наиболее простым техническим решением является загущение технической воды или солевых растворов полимерными добавками. В таблице 10 представлены результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix (импортный реагент КМЦ) с добавками и без добавок электролитов. В таблице 2 приведены результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix.

Исходя из данных таблицы 2, например, при перфорации 146-мм обсадной колонны гидropескоструйным перфоратором, спущенным на 73-мм НКТ, за 1 час простоя (остановки циркуляции) из водопесчаной смеси оседает в зумпф обсадной колонны песчаный столб в 7–15 м, а в НКТ – высотой 10–22 м.

Это приведёт к невозможности дальнейшего проведения операции, придется поднять НКТ с перфоратором, очистить их от осевшего песка, затем вновь спустить НКТ и промыть забой, а уж потом продолжить гидropескоструйную резку. Если учесть, что уже во время гидropескоструйной перфорации происходит частичное осаждение песка, то даже при непродолжительных остановках циркуляции необходимо приподнимать НКТ, так как не исключается возможность прихвата. При катастрофическом осаждении песка в воде непродолжительные остановки циркуляции на 5–15 мин. ещё опасны и тем, что в этот период внутреннее пространство перфоратора успевает заполниться песком и уже вряд ли удастся прокачать воду и вымыть столбик песка прямой циркуляцией через малые отверстия диаметром 3–6 мм насадок перфоратора. В лучшем случае, может помочь только обратная циркуляция в скважине.

Таблица 2 – Результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix

Состав раствора и момент замера	Плотность раствора при 20 °С, кг/м ³	Динамическая вязкость при 20 °С, мПа · с	Скорость падения песка		Замедление скорости падения песка в растворах по сравнению с технической водой, число раз
			см/с	м/ч	
Вода техническая	1000	1,01	15,67	564,1	–
Вода + 2 % finn-fix	1007	13,31	2,67	96,1	5,87
Вода + 8 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1072	3,96	5,70	205,2	2,75
Вода + 12 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1107	36,32	0,84	30,2	18,65
Вода + 15 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1136	12,78	3,30	11,9	4,75
Вода + 19 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1169	8,74	3,65	131,4	4,29
Вода + 17,7 % NaCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1131 (1131)	33,13 (36,32)	1,32 (1,52)	47,5 (54,7)	11,87 (10,31)
Вода + 15,7 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1127 (1127)	37,48 (37,08)	1,25 (1,55)	45,0 (55,8)	12,54 (10,11)
Вода + 22,4 % NaCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1160 (1160)	32,64 (35,33)	1,34 (1,64)	48,2 (59,0)	11,69 (9,55)
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1164 (1164)	30,77 (34,30)	1,86 (1,87)	67,0 (67,3)	8,42 (8,38)

Применение же 2 %-ных растворов finn-fix позволит кратно и даже на порядок уменьшить скорость осаждения песка. Несмотря на то, что наилучший результат по снижению темпа осаждения кварцевого песка получен в 12 %-ном растворе CaCl₂, для практического применения эту композицию рекомендовать не следует, поскольку в растворах CaCl₂ finn-fix плохо распускается, гомогенных растворов не образуется, а после отстоя раствора с хлопьями образуются две фазы: наверху – коллоидный раствор; внизу – частицы полимера. Для широкого применения может быть рекомендован раствор NaCl с добавкой finn-fix. Содержанием NaCl в растворе можно будет регулировать не только плотность перфорационной жидкости, но и её морозостойкость, что важно в зимнее время года, также можно предусмотреть добавку CaCl₂.

Последние композиции более однородны, стабильны во времени и надёжно замедляют осаждение песка на порядок. Добавки 2 % KCl существенно не сказываются на скорости падения песка и реологических свойствах раствора, но известно, что он обладает лучшими ингибирующими свойствами, чем NaCl. Это имеет особо важное значение при вторичном вскрытии продуктивных горизонтов, имеющих включения глинистых материалов.

С целью изучения влияния предлагаемых технологических жидкостей на качество вскрытия продуктивных пластов были сделаны дополнительные исследования по изучению набухания в этих средах цилиндрических глинистых образцов, приготовленных из бетонитовой глины 20 %-ной влажности и спрессованных при давлении, равном 2,5 МПа.

По результатам замеров, представленных в таблице 3, видно, что наряду с минерализацией раствора важное значение имеет крепящее действие добавки finn-fix, так как без последнего образцы в течение 1 часа развалились.

Таблица 3 – Результаты замеров при добавлении различных добавок в образцы

Состав раствора	Плотность раствора при 20 °С, кг/м ³	Степень набухания образцов глины, %/ч
Вода + 22,4 % NaCl	1160	образец разрушился
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl	1160	образец разрушился
Вода + 22,4 % NaCl + 2 % finn-fix	1160	2,43
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix	1160	1,82
Вода + 22,3 % NaCl + 8 % KCl + 2 % finn-fix	1199	3,28
Вода + 22,4 % NaCl + 8 % KCl + 2 % finn-fix	1180	2,54

Добавку KCl не следует чрезмерно завышать, его оптимальное содержание в растворе находится в пределах 1–4 %. Для загущения раствора и повышения ингибирующих свойств может применяться не только сильвин, но и бишофит, карналлит.

Таким образом, при проведении гидropескоструйной перфорации необходимо должное внимание уделять выбору технологической жидкости с высокими пескоудерживающими свойствами, что обеспечит безопасность ведения работ, а при удачном сочетании и подборе ингибирующих добавок снизит до минимума негативное влияние водных растворов на коллекторские свойства продуктивных пластов.

Литература:

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М. : Издательство Недр, 1980. – 380 с.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Вицени Е.М. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. – М. : Издательство Недр, 1971. – 144 с.
6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 354 с.
7. Демьянова Е.А. Физико-химические основы применения поверхностно активных промывочных жидкостей для вскрытия пласта. – Гостоптехиздат, 1963.
8. 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.
9. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Издательство «Недра», 1970. – 312 с.
10. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём ГПП. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Мовсумов А.А., Кязимов Э.А., Шейхи Ф.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо- и пескопроявлений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1999. – № 7–8. – С. 41–43.
14. Петров Н.А., Есипенко А.И. Технологические жидкости для гидropескоструйной перфорации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3. – С. 33–35.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 38–59.
16. Шальская С.В., Яковлев А.Л., Мд Сифул Хасан. Расчёт технологической эффективности проектируемых мероприятий по интенсификации добычи нефти путём гидropескоструйной перфорации на скважинах Смольниковского месторождения : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.
17. Юрченко А.А. Об использовании отечественных кварцевых песков для вскрытия пласта гидropескоструйной перфорацией // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – № 12. – С. 13–15.
18. СТП 39-22-2002 «Проведение гидropескоструйной перфорации». – Гомель : «БелНИПИнефть», 2002.

References:

1. Amiyan V.A., Amiyan A.V., Vasilyev N.P. Opening and development of oil and gas layers. – M. : Publishing house Nedra, 1980. – 380 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
4. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
5. Vitseni E.M. The cumulative punches used in oil and gas wells. – M. : Publishing house Nedra, 1971. – 144 p.
6. Pro-arrow and explosive works in wells / N.G. Grigoryan [etc.]. – M. : Gostoptekhizdat, 1959. – 354 p.
7. Demyanova E.A. Physical and chemical bases of use of superficially active flushing liquids for layer opening. – Gostoptekhizdat, 1963.
8. 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.
9. Ovnatanov G.T. Opening and processing of layer. – M. : Nedra publishing house, 1970. – 312 p.
10. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.
11. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
12. Justification of opening of productive layer by GPP. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Movsumov A.A., Kyazimov E.A., F. A. Sheikhs. Change of the mode of perforation at completion of wells for prevention water- and peskoproyavleny // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1999. – No. 7–8. – P. 41–43.
14. Petrov N.A., Esipenko A.I. Technological liquids for hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1994. – No. 3. – P. 33–35.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaca Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 4. – P. 38–59.
16. Shalskaya S.V., Yakovlev A.L., Md Siful Hassan. Calculation of technological efficiency of the projected actions for an oil production intensification by hydrosanding perforation on wells of the Smolnikovsky field : Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.
17. Yurchenko A.A. About use of domestic quartz sands for layer opening by hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1998. – No. 12. – P. 13–15.
18. STP 39-22-2002 «Carrying out hydrosanding perforation». – Gomel: «Bel-Nipineft», 2002.

УДК 622.276.04

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДОПТУ-МОРЕ (СЕВЕРНЫЙ КУПОЛ)
XXI ПЛАСТА**

**THE GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS POTENTIAL
AND ANALYSIS OF DEVELOPMENT OF GAZ-CONDENSATE-OIL
ODOPTU-MORE FIELD (NORTH DOME) OF THE XXI RESERVOIR**

Лапотников Андрей Геннадьевич

инженер по эксплуатации нефтегазопроводов
отдела эксплуатации нефтегазопроводов
и газораспределительных станций
обособленного подразделения
«Управление магистральных нефтегазопроводов»,
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
aplent@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. Целью статьи является анализ текущего состояния разработки на основе подробного изучения геологического строения месторождения Одопту-море. Показано, что в результате бурения скважин уточнено геологическое строение структуры, углы падения пластов, геологическая модель в целом, открыты газовые шапки в сводовой части II блока XX2 и XXI2 пластов. Все эти данные учтены при построении карт поверхностей продуктивных пластов, карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин.

Ключевые слова: геолого-геофизическая изученность; физико-литологическая характеристика пласта; коллекторские свойства пород; подсчет запасов нефти и газа; построение цифровой геологической модели; моделирование свойств коллектора; анализ текущего состояния разработки.

Lapotnikov Andrey Gennadievich

an 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

Savenok Olga Vadimovna

doctor of technical sciences, associate professor, 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 analyze the current state of development on the basis of a detailed study of the geological structure of the Odoptu-More field. It is shown that as a result of drilling wells refined structure geological structure, the angles of incidence strata, the geological model of a whole open gas caps in the crest of the unit II of XX2 and XXI2 layers. All these data are taken into account when constructing surface maps of reservoirs, maps of effective oil and gas saturated thicknesses.

Keywords: geological and geophysical studies; physical and lithological characteristics of layer; reservoir properties of rocks; calculation of oil and gas reserves; construction of a digital geological model; reservoir properties modeling; analysis of the current state of development.

Физико-географический очерк

Газоконденсатнонефтяное месторождение Одопту-море расположено на шельфе Охотского моря, на широте северного окончания Пильтунского залива, в 6–10 км восточнее берега о. Сахалин (рис. 1). Глубина моря в пределах западного крыла Северного купола месторождения составляет около 18 м.

В административном отношении входит в состав Охинского района Сахалинской области. Участок расположен в 40 км юго-восточнее районного центра г. Оха, связанного с областным центром (г. Южно-Сахалинск) авиатранспортом и автомобильной дорогой. Ближайшее месторождение, находящееся в разработке, Одопту-суша, расположено в 7 км северо-западнее. На юге Северный купол месторождения Одопту-море граничит с лицензионным участком проекта Сахалин-1 (центральный и южный купола).

Месторождение введено в разработку в 1998 году. Нефть по нефтепроводу поступает на переработку в г. Комсомольск-на-Амуре.

Северо-восточный шельф Сахалина по сейсмическому районированию относится к зоне умеренной сейсмической активности с максимально возможной амплитудой землетрясений до 9 баллов.

Рельеф дна моря сложен алеврито-песчаными породами верхненутовского подгоризонта, частично на отдельных участках перекрытыми рыхлыми, преимущественно песчаными осадками четвертичного возраста (мощностью до 15 м).

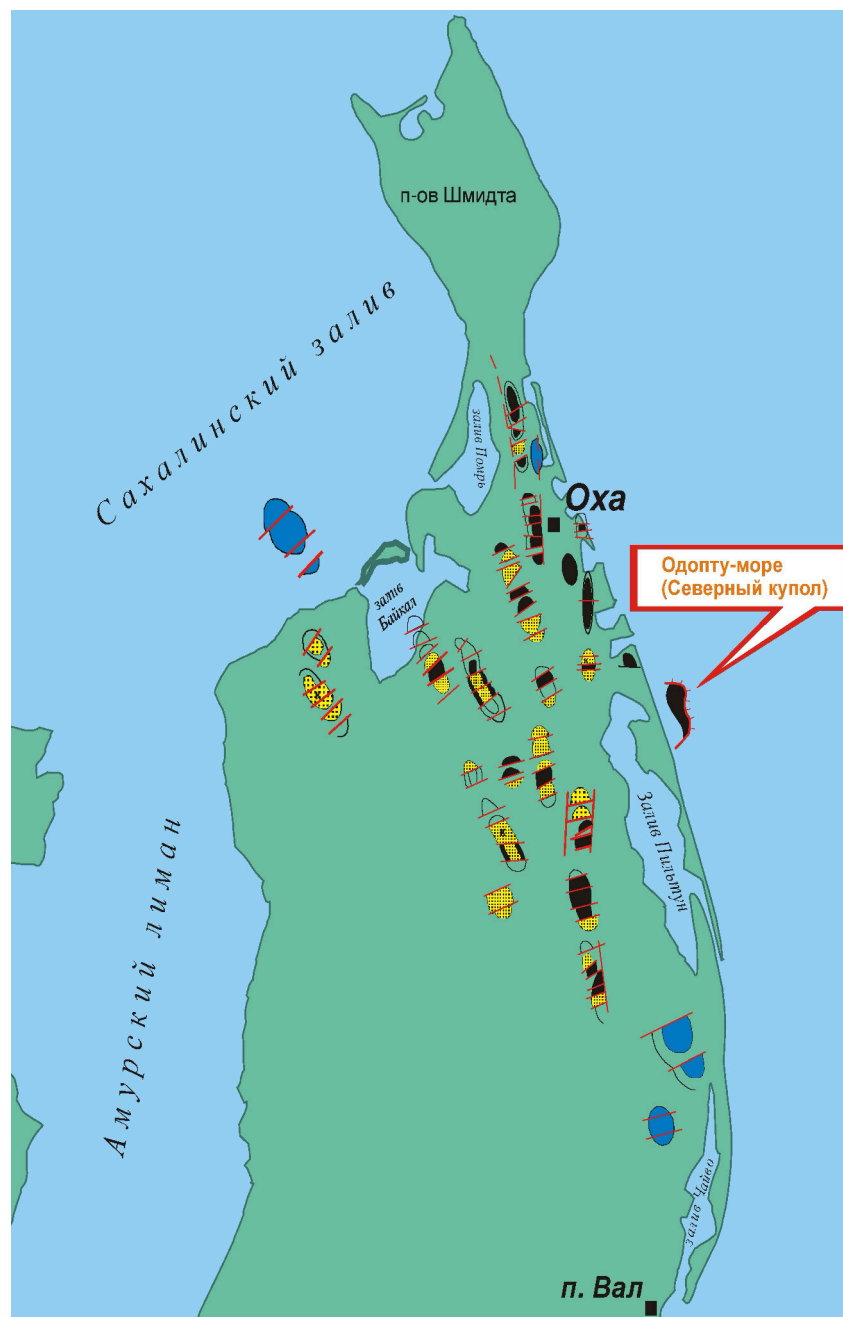


Рисунок 1 – Обзорная карта Северного Сахалина

Геолого-геофизическая изученность

За период с 2001 по 2005 гг. на Северном куполе месторождения в рамках проекта пробурены 17 наклонно-направленных эксплуатационных скважин с берега: №№ 204, 209, 211, 212, 210, 208 и 224 с северного куста и №№ 205, 215, 216, 217, 207, 206, 226, 227, 221 и 229 с южного куста, включая бурение пилотного ствола скважины № 207г. По возможности горизонтальными эксплуатационными скважинами решались

разведочные задачи. Целью бурения пилотного ствола было вскрытие зоны контакта «нефть – вода» по XXI₁ и XXI₂ пластам, отбор керна из интервала продуктивного пласта. К сожалению, по техническим причинам керн не отобран полностью в запланированном объёме. По результатам бурения скважины № 207г была установлена граница насыщения по XXI₂ пласту на 18 м ниже, принятой ранее.

Процесс бурения уникальных по сложности горизонтальных скважин со сверхдальним отходом от вертикали ограничил возможность проведения полного комплекса геолого-промысловых исследований в техническом и экономическом отношении. В процессе выполнения программы работ за период ОПЭ проведён необходимый и достаточный комплекс исследований, позволивший построить геологическую модель месторождения, сделать оценку запасов и обосновать систему разработки залежей.

В пробуренных эксплуатационных скважинах кроме основного комплекса ГИС, включающего электрические методы, каротажи пористости и литологии, гамма-картаж, газовый картаж, методы изучения технического состояния скважин, производилось исследование шлама, контроль состояния пластовых флюидов, наклонометрия и инклинометрия. Полный комплекс каротажных методов проведен преимущественно в интервале залегания основного объекта – XXI₁–XXI₂ пластов. В скважинах №№ 210, 205 и 215 им охвачены интервалы XX–XXI₂ пластов. Комплекс ГИС позволил провести корреляцию разрезов скважин, выделить эффективные толщины, провести качественную и частично количественную оценку параметров насыщения пластов-коллекторов.

В процессе бурения произведён отбор грунтов сверлящими грунтоносами в скважинах №№ 1, 3 и 9, керна в скважинах №№ 3, 201, 211 и 207 из XX₂, XX₃, XXI₁ и XXI₂ пластов. Проходка с отбором керна составила 82 м, что составляет 0,08 % от объёма бурения.

Объём поискового бурения составил 8104 м (скважины №№ 1 и 202), разведочного 4570 м (скважины №№ 3 и 9), все поисково-разведочные скважины пробурены в контуре нефтеносности.

Стратиграфия

Стратиграфический разрез района и месторождения представлен (снизу-вверх) следующими отложениями:

- меловой «фундамент» К;
- мацигарский горизонт Р;
- даехуриинский горизонт Р;
- уйнинско-дагинско-окобыкайский горизонт (верхний-нижний миоцен) N3и; N3-2dg; N1ok;
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен) N1nt; N2nt;
- четвертичные отложения Q.

Наиболее древней частью стратиграфического разреза является верхнеокобыкайский подгоризонт (N1ok), вскрытый на месторождении поисковой скважиной № 1 в интервале 2150–2500 м. Верхняя граница окобыкайского горизонта проводится условно по кровле XXVII пласта. Вскрытая толщина отложений горизонта достигает 350 м, по данным сейсморазведочных работ в западном направлении толщина осадков увеличивается до 1000 м, в восточном направлении к Восточно-Одоптинской зоне уменьшается до 500 м. Литологически горизонт представлен чередованием пластов песчанников (толщиной от 20 до 40 м) мелко- и среднезернистых, плотных глин и кремнистых, плотных иногда алевритистых аргиллитов.

Нутовский горизонт (N1nt1) – верхний миоцен-плиоцен. Отложения горизонта распространены повсеместно и вскрыты всеми пробуренными скважинами. Толщина осадков составляет 2100–2300 м, достигая на юго-западе 3000 м и уменьшаясь на восток к Восточно-Одоптинской зоне до 1800–2000 м. В региональном плане горизонт меняется от почти полностью песчаного разреза на западе и северо-западе (Восточное Нутово, Восточный Осой, Горомай) до глинистого на востоке (Даги-море). Весь разрез выходит на поверхность вдоль восточного крыла Паромайской антиклинальной зоны. В восточном направлении доля глинистых пород возрастает, и они образуют экраны-покрышки для залежей углеводородов.

Реконструкция палеогеографических условий осадконакопления нутовского горизонта проводилась путём анализа литологического состава пород и палеонтологических исследований микрофауны. На основании изучения фораминифер сделаны выводы о развитии неогенового бассейна в районе месторождения Одопту-море в сторону постепенного уменьшения глубин от батинальных до внутренней сублиторали. Песчано-глинистые осадки нижненутовского подгоризонта отлагались в морском бассейне на глубинах до 200 м. О периодически повторяющихся колебаниях уровня бассейна седиментации свидетельствует ритмичное чередование песчаных пластов и глинистых разделов в разрезе нутовского горизонта.

Нутовский горизонт подразделяется на два подгоризонта: нижненутовский (IX–XXVI пласты) и верхненутовский (I–VIII пласты).

Нижненутовский подгоризонт – N1nt1 (верхний миоцен)

Верхняя граница нижненутовского подгоризонта проводится на каротажных кривых по кровле IX пласта. Литологически подгоризонт представлен чередованием сложенно построенных пластов песчаников (толщиной от 2 до 60 м), глин и алевролитов. Наибольшим содержанием песчаных пород характеризуется средняя часть разреза XII–XXIV пласты (содержание песчаных пород 40–55 %). Песчаники серые и светло-серые, средне- и мелкозернистые, хорошо отсортированные, часто алевроитовые и глинистые. Глины преимущественно серые и тёмно-серые, в верхней части разреза мягкие, слабо песчанистые, в нижней части: плотные, аргиллитоподобные. Алевролиты серые, светло-серые, разномзернистые, плотные, иногда переходящие в мелкозернистые песчаники. Толщина отложений подгоризонта на площади составляет 1000–1300 м, в прогибах возрастает до 1800 м, уменьшаясь на восток (к Восточно-Одоптинской зоне) до 400–500 м. Одновременно с уменьшением толщины осадков происходит их глинизация.

К средней части разреза нутовского подгоризонта (XX–XXI₂ пластам) Одопту-море (Северный купол) приурочены все установленные залежи углеводородов. По наличию аномалий волнового поля и газопроявлениям в процессе бурения скважин предполагается присутствие непромышленных скоплений газа в верхней части разреза подгоризонта. В процессе детальной корреляции разрезов скважин с учётом интерпретации сейсмоматериалов 3D на месторождении выделено четыре продуктивных пласта XX₁₋₂, XX₂, XX₃, XXI₁, XXI₂ с доказанной промышленной нефтегазоносностью, в XX₃ залежь нефти предполагается по геофизическим исследованиям (ГИС). Первые три продуктивных пласта объединяются в общую пачку – XX пласта, для удобства промышленной номенклатуры каждый из них именуется «пласт». Основными эксплуатационными объектами являются XXI₁, XXI₂.

Верхненутовский подгоризонт – N2nt3 (плиоцен).

Отложения верхненутовского подгоризонта сложены песчаными пластами I–VIII. В своде структуры толщина осадков подгоризонта составляет 750 м. В разрезе выделяется две литологические пачки. Нижняя пачка (толщиной до 270 м) представлена неравномерным переслаиванием песчаников светло-серых, слабо уплотнённых, мелко- и среднезернистых и глин серых и тёмно-серых, с редкими прослоями алевролитов. Верхняя пачка толщиной до 750 м сложена преимущественно песками серыми, светло-серыми, средне- и крупнозернистыми, кварцевыми, рыхлыми с прослоями слабо уплотнённых песчаников и глин серых, голубовато-серых.

Тектоника

В тектоническом плане участок работ охватывает структуры Северо-Сахалинского и Дерюгинского кайнозойских прогибов. Начало формирования прогибов связывается с ранним олигоценом (мачигарское время). В их структурной эволюции выделяются длительные этапы транстензионного геодинамического режима, сопровождающиеся интенсивным конседиментационным грабенообразованием и масштабными трансгрессиями (P3, N1-2), и относительно кратковременные этапы проявления трансгрессивного режима, завершающие регрессивные циклы осадконакопления и сопровождающиеся структурной перестройкой.

Наиболее масштабные структурные перестройки, сопровождающиеся интенсивной складчатостью, происходят в конце ранненутовского, поздненутовского и дерюгин-

ского времени. Этапы формирования малоинтенсивных структурных форм, особенно в приразломных зонах, отмечаются также в конце даехуриинского и дагинского времени.

По данным сейсмических работ и глубокого поискового бурения Одоптинская антиклинальная складка приурочена к Одоптинской мегантиклинали, размеры которой 32×6,5 км. Структура субмеридионального простирания слегка асимметрична. В приосевой части структуры углы падения пород составляют 3–5°, по мере удаления от оси на западное крыло углы падения изменяются от 5° до 17°, на восточном – 3–7°. Шарнир мегантиклинали ундулирует с образованием трёх куполов: Северного, Центрального и Южного.

Размеры Северного купола составляют 9×4 км по замкнутой изогипсе кровли XXI₁ пласта, равной 1650 м, размеры участка продуктивности в пределах контура залежи XXI₁ пласта 11×4 км, амплитуда складки около 300 м. В широтном сечении структура асимметрична: западное крыло несколько круче восточного. Углы падения пород на восточном крыле составляют около 5°, западном – до 10°. Купол имеет грушевидную форму в плане и примыкает к центральному куполу через узкую седловину.

По сейсмоматериалам 2D разрывные нарушения на месторождении не выделялись, впервые разломы установлены по сейсмоданным 3D. На месторождении выявлено присутствие сочетания разнонаправленных систем разломов, типичных как для шельфа острова Сахалин в целом, так и для прилегающей суши. По сейсмическим разрезам, горизонтальным срезам и картам когерентности в пределах Северного купола выделено три разломные зоны в интервале глубин от 500 до 2000 м. Данные нарушения относятся к грабенообразующему типу и сформировались в результате транслатеральных тектонических напряжений, воздействовавших на площадь в плиоцене-плейстоцене, в период образования куполов Одоптинской структуры, и очень немногие из них секут основные нефтяные пласты. Первые две зоны разрывов выделены в пределах распространения залежей углеводородов и в разной степени повлияли на их формирование. Оценка геометрических параметров разломной сети ограничена сейсмической разрешённостью. Ни в одной из пробуренных скважин разрывы не подсечены.

В пределах первой зоны выделяется наиболее крупное нарушение сбросо-сдвигового характера – сброс 1.

Нарушение с признаками затухания от свода протягивается с юго-запада на северо-восток через свод купола, включая газовую трубу, в обоих направлениях и прослеживается не только в интервале залегания продуктивных пластов, но и по всему разрезу. Вертикальная амплитуда нарушения сопоставима с величиной горизонтального смещения блоков и составляет 15–20 м. Сброс 1 осложнён серией оперяющих мелких разрывов северо-западной ориентировки. Амплитуды разрывов по вертикали составляют от 5 до 15 м. Сброс 1 не подсечён скважинами, но в процессе гидродинамических исследований скважины № 204 установлено присутствие непроницаемого экрана на расстоянии 30–40 м от скважины. К тому же сброс экранирует залежь нефти XXI₂ пласта на юго-востоке, о чём свидетельствует отсутствие нефтенасыщения в скважинах южнее сброса 1 (скважины №№ 1 и 209).

Район скважин №№ 207, 207г, 216, 205, 215 и 217 контролируется системой разломов второго порядка со сбросовой (сбросово-сдвиговой) составляющей. Разломы имеют субшироко северо-восточную ориентировку. Систематичность, субпараллельность и прямолинейность свидетельствуют об их сколовом генезисе. Ослабленные нарушением зоны могли заполняться непроницаемыми осадками, создавая литологические экраны, разделяющие песчаные тела на отдельные гидродинамически не связанные залежи. Сброс № 2 установлен по сейсмоматериалам 3D, имеет незначительную амплитуду, но его экранирующие свойства подтверждаются различием границ продуктивности блоков 2 и 3, а также существованием газовой шапки залежи XXI₂ пласта в 3 блоке.

Третья зона разломов, представленных в основном взбросами, зафиксирована на юго-западном погружении структуры за пределами контуров залежей. Разломы имеют северо-северо-западную ориентировку и прослеживаются к югу в направлении Лебединского разлома, разделяющего одноимённую антиклинальную складку и Центральный купол месторождения Одопту-море.

Гидрогеология

Исследования подземных вод месторождения Одопту-море (Северный купол) проведены в трёх поисково-разведочных скважинах (№№ 1, 3 и 9) рассматриваемой площади, в которых выполнялся неполный комплекс гидрогеологических исследований при вскрытии ряда водоносных объектов. Их опробование проводилось по методике для несамоизливающихся скважин без привлечения способов и операций, специфичных для гидрогеологических объектов. Исследования эти ускоряли опробовательский процесс, но в ущерб качеству и объёму пластовых параметров. В процессе опытно-промышленной разработки данного месторождения (залежь XXI-х пластов) к настоящему времени получена одна относительно достоверная проба пластовой воды из эксплуатационной скважины № 224.

Для объективной характеристики гидрогеологических и в особенности гидродинамических условий привлекались имеющиеся сведения о подземных водах южных площадей месторождения Одопту-море (Центральный и Южный купола), а также материалы наклонно-направленных скважин, пробуренных в разведочных целях с береговой косы под акваторию моря, и скважин южного участка месторождения Одопту-суша.

В связи с разработкой залежей нефти на изучаемом месторождении актуальным является прогноз режима дренирования его продуктивных пластов. Важность такого прогноза обусловлена приуроченностью месторождения к элизионной (отжимной) водонапорной системе Северо-Сахалинского субмаринного нефтегазоносного бассейна (НГБ), гидродинамические особенности которой во многом определяют эффективность отбора нефти в зависимости от принятой схемы поддержания пластового давления.

На рассматриваемом месторождении вскрытая и изученная в гидрогеологическом отношении часть разреза охватывает три верхних водоносных комплекса (в НГБ их выделено пять), отличающихся по фильтрационным свойствам пород, строению резервуаров и гидродинамическому режиму.

Первый комплекс представлен мощной толщей (до 750–1000 м) плиоценовых песков с невыдержанными по площади слоями глин. Он охватывает верхненутовские образования. Эти отложения непродуктивны и потому не исследовались. По данным ГИС высокая минерализованность (до 35 г/л) подземных вод комплекса объясняется отсутствием выдержанного водоупора в условиях морского бассейна. Эта часть разреза является открытой гидродинамической системой, относится к зоне свободного водообмена и в дальнейшем не рассматривается.

Второй водоносный комплекс представлен переслаиванием песчаных и глинистых пластов верхненутовского (I–VIII) и нижненутовского (IX–XVIII) подгоризонтов нутовского горизонта (верхний миоцен N1). Он характеризуется значительной мощностью (до 1000 м), сокращающейся в восточном направлении, и примерно равным соотношением песчаных и глинистых разностей пород. Благодаря повсеместному распространению водоупоров, подземные воды комплекса имеют связь с поверхностью только в областях питания и разгрузки. Этот комплекс представляет собой полузамкнутую гидродинамическую систему и относится к зоне затруднённого водообмена. По мере удаления от областей питания концентрация солей в подземных водах II комплекса повышается от 3–10 г/л (субаэральная часть бассейна) до 20–27 г/л (субаквальная часть НГБ). Породы-коллекторы этого комплекса перспективны в нефтегазоносном отношении, но в пределах рассматриваемой части месторождения залежи УВ не встречаются.

Третий водоносный комплекс является основной нефтегазосодержащей толщей Одоптинской антиклинальной зоны и сложен песчано-глинистыми отложениями нижней части (XIX₁–XXVI пласты) нутовского горизонта и вскрытой части (XXVII пласт и ниже) окобыкайского горизонта (средний-верхний миоцен N2-1). Мощность комплекса на площади варьирует от 1300 до 800 м с уменьшением её в восточном направлении. Одновременно с сокращением мощности происходит глинизация песчаных пластов по направлению на восток и северо-восток. В пределах месторождения общая глинистость достигает 70 % в низах нутовского горизонта. Глинистые разделы комплекса представлены вязкими алевритистыми глинами преимущественно монтмориллонитового состава мощностью от 30–40 м в верхней и до 100 м и более в нижней части комплекса. Они являются хорошими экранами и способствуют гидравлической разобщённости песчаных пластов.

Этот комплекс характеризуется условиями весьма затруднённого водообмена и относится к закрытой гидродинамической системе. Он подлежит наибольшему изучению, так как его пласты-коллекторы включают всё разнообразие элементов залегания резервуаров нефти и газа.

Большинство крупных месторождений УВ и перспективных на нефть объектов в нижненутовско-окобыкайском нефтегазоносном комплексе (НГК) сосредоточены на конседигенно развивавшихся структурах Эхабинской и Одоптинской антиклинальных зон, имеющих высокое гипсометрическое положение относительно находящихся вблизи современных и древних прогибов. С ними связана основная разгрузки метеогенных и седиментогенных вод.

Общеизвестно, миграция флюидов – нефти, газа и элизионных вод – происходит из наиболее погружённых осевых зон прогибов (в частности, Восточно-Сахалинского) по восстанию пластов в области наименее жёстких термодинамических условий в бортовых частях депрессий. Навстречу этому отжимаемому (напорному) течению флюидов с конца плиоцена и в плейстоцене (инфильтрационный этап развития Северо-Сахалинского НГБ) от региональной области питания метеорными водами (Гыргыланьинское, Оссой-Вальское поднятия) движутся инфильтрационные воды, образуя на стыке противоположно действующих гидродинамических режимов своеобразный барьер с низким энергетическим потенциалом (региональный пьезоминимум). В зоне контакта инфильтрационной и элизионной водонапорных систем формируется застойная обстановка, благоприятная, как известно, для аккумуляции УВ.

На структурах Одоптинской мегантиклинали в проницаемых пластах III комплекса получили развитие высоконапорные воды и так называемые СГПД (сверхгидростатические пластовые давления) с коэффициентом аномальности 1,02–1,10. Одним из основных условий их формирования является односторонняя замкнутость резервуара, его практическая изолированность от мест возможной разгрузки флюидов. Динамику фильтрации подземных вод в таких частях разреза обеспечивают отжимание флюидов из пластичных непроницаемых пород в проницаемые вследствие осадконакопления и геостатической нагрузки и образование перепада давлений (напоров) на разных участках напластования проницаемых слоёв. Фильтрационные свойства пород II водоносного комплекса по материалам ГИС и анализу керн отличаются наилучшими показателями по сравнению с нижележащими толщами. Песчаные пласты достаточно выдержанные, а XIII–XIV и XVI пласты являются в районе реперными. По классификации Г.И. Теодоровича они относятся к хорошо проницаемым коллекторам (более 0,1 мкм²). В то же время опробование двух объектов в разрезе II комплекса в скважинах №№ 1 и 9 не подтвердило столь высокие значения фильтрационно-ёмкостных свойств пород. Водообильность пород составляет порядка 20 м³/сут. и более при различных депрессиях. Это расхождение объясняется некачественным выполнением работ по испытанию скважин.

Лучшей изученностью характеризуются породы III комплекса. По данным исследований скважин проницаемость не превышает 0,01 мкм², а максимальная гидропроводность составила $3,2 \cdot 10^{-11}$ м³/Па·с. Фиксируемая водообильность пластов варьирует в пределах 5–24 м³/сут. при коэффициентах продуктивности 1,5–5,5 м³/сут./МПа. По данным ГИС и анализу керн коллекторы комплекса отнесены преимущественно к среднепроницаемым (0,01–0,1 мкм²).

В отложениях III комплекса с условиями весьма затруднённого водообмена на морском месторождении прослеживается дальнейшее снижение минерализации с распространением гидрохимической зоны слабосолёных вод до 14–20 г/л. В составе этих вод наблюдается снижение содержания хлоридов (до 7 г/л) и сульфатов и повышается содержание гидрокарбонатов (от 1 до 2–3 г/л). По отношению к вышележащей зоне солёных вод отмечается некоторая обеднённость микрокомпонентами.

Вязкость пластовых вод закономерно уменьшается от 0,58 мПа·с в верхах II комплекса до 0,37 мПа·с в низах III комплекса. Плотность воды с глубиной снижается от 1,0014 до 1,0000 г/см³. Подземные воды относятся к слабощелочным (рН = 7,1–7,8).

Газонасыщенность пластовых вод месторождения высокая. Основным компонентом водорастворённых газов является метан (91–97 %). Лёгкие метановые газы включают примесь азота и углекислого газа.

Использование подземных вод месторождения в промышленных целях или в бальнеологии нереально по причине некондиционности специфических компонентов в составе пластовых вод. Исключение составляет йод, но невысокая водообильность скважин предполагает нерентабельность его добычи. Перегретые в пластовых условиях подземные воды на месторождении не выявлены.

Прогноз режима дренирования залежей нефти и эффективности нефтеотдачи

Режимы работы залежей проявляются на фоне природных режимов водонапорных систем (горизонтов, пластов), к которым они приурочены, причём начальное давление залежей всегда определяется напором подземных вод.

Изучены два основных режима водоносных комплексов: инфильтрационный и элизионный. В геологическом времени водонапорные режимы могут сменять друг друга или характеризоваться смешанным режимом в зонах из контакта с залежами УВ. В Северо-Сахалинском НГБ месторождениям со смешанным водонапорным режимом залежей относятся следующие: Колендо, Северная Оха, Чайво-море.

В разрезе месторождения Одопту-суша доминирует элизионный режим фильтрации. Залежи месторождения Одопту-море (Северный купол) также подчинены единому природному режиму создания пластовой энергии – элизионному.

Элизионным водонапорным системам присущи два режима работы: упруго-водонапорный и замкнуто-упругий. Именно последний будет характеризовать начальные условия дренирования залежей нефти рассматриваемого месторождения, так как они залегают в невыдержанных, выклинивающихся пластах-коллекторах с начальными пластовыми давлениями, превышающими гидростатическое. Вертикальные градиенты давления воды на месторождении изменяются в пределах 1,02–1,10 МПа/100 м, а напорные градиенты возрастают до 10 м/км, что, как известно, приводит к изменению геометрии залежей УВ.

Недостатком этого режима является небольшой упругий запас жидкости ограниченных по простиранию пластов. При интенсивных отборах нефти в резервуарах быстро снижается пластовое давление, а поступление отжимающейся из коллектора напорной воды происходит медленно. Поэтому крайне важной представляется организация своевременного заводнения залежи с целью поддержания начального пластового давления.

Положительным фактором замкнуто-упругого режима является постоянство и долговременность движущей силы элизионного гидродинамического напора, которое обеспечивается мощными глинистыми толщами восточного борта Одоптинской мегантиклинали. Благодаря этому источнику потенциальной энергии возможна длительная поддержка природной пьезопроводности коллектора. Преимуществом разработки залежей с ограниченным объёмом резервуаров является также возможность быстрого восстановления пластового давления при грамотном заводнении.

Изложенные выше представления о динамике подземных вод рассматриваемого месторождения и разноплановые энергетические характеристики законтурной области на западе и востоке месторождения позволяют применить рациональную систему разработки залежей нефти и поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении Одопту-море рекомендуется внедрять нетрадиционную схему отбора нефти и ППД:

- 1) отбор нефти осуществлять в западной части залежи, где сосредоточены основные запасы нефти;
- 2) применять внутриконтурное (присводовое) заводнение, позволяющее эффективно (без утечек за контур) использовать энергию нагнетательной воды на ППД.

Такая схема расстановки добычных и нагнетательных скважин обеспечит естественный приток нефти восточной (неразбуриваемой, удалённой от берега) части залежи в западном направлении.

Эффективность рекомендуемой схемы разработки заключается в снижении затрат на ППД (требуется меньше скважин и расход закачиваемой воды) и более рентабельной и долгосрочной производительности добычных скважин (продленная эксплуатационная «полка»).

Нефтегазоносность

Месторождение Одопту-море расположено в пределах одноименной зоны нефтегазонакопления на шельфе Северо-Восточного Сахалина. В пределах зоны открыто 3 месторождения на шельфе: Одопту-море (газоконденсатнонефтяное), Аркутун-Дагинское (газоконденсатнонефтяное), Пильтун-Астохское (газоконденсатнонефтяное) и нефтяное месторождение Одопту на суше острова. Первые два, включая нефтегазоконденсатное месторождение Чайво, относятся к проекту Сахалин-1, Пильтун-Астохское месторождение входит в проект Сахалин-2. Для всех месторождений Одоптинской зоны характерны одинаковые условия осадконакопления продуктивной толщи и её возраст: песчано-глинистый осадочный комплекс нижненутовского подгоризонта верхнего миоцена (N1).

В результате проведённых в период с 1998 по 2005 гг. геологоразведочных работ на месторождении установлено всего 13 залежей (в XX₁₋₂, XX₂, XX₃, XXI₁ и XXI₂ пластах), из них 4 газонефтяных и 9 нефтяных.

По величине извлекаемых запасов нефти и газа месторождение относится к категории мелких, очень сложного геологического строения: присутствуют одно- и двухфазные залежи, которые характеризуются как наличием литологических замещений, так и невыдержанностью по площади толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, осложнены тектоникой. По фазовому состоянию залежи углеводородов относятся к нефтяным (XX₃), нефтяным с газовой шапкой (XXI₁, XXI₂). По строению коллектора в ловушке к пластовым, по типу коллектора – к поровым, по типу экрана в ловушке – к сводовым и частично тектонически и литологически экранированным (табл. 1). По величине рабочих дебитов залежи относятся к мало- и среднедебитным, к залежам с высоким пластовым давлением (136–173 кгс/см²). Наибольшая высота залежей характерна для XXI₁, XXI₂ – 260-254 м, минимальная для XX₁₂ – 87 м.

Таблица 1 – Характеристика залежей

Пласт	Блок	Отметка ВНК, ГНК, м	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Тип залежи
XXI ₁	I	-1457 -1710	0,75×1,0 3,25×4,5	Г-20 Н-253	1,6–4,8	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	II	-1466 -1702	0,5×1,25 1,75×4,25	Г-16 Н-236	3,4–6,0	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	III	-1702	3,0×5,0	143	2,8–3,3	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
XXI ₂	I	-1721	4,25×3,4	246	1,6–1,8	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	II	-1707	4,0×2,4	232	4,9–5,7	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	III	-1580 -1670	1,6×3,9	Г-18 Н-90	3,3–7,6	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена

XXI₂ пласт выделен как самостоятельный объект, сформировавшийся в отличных от XXI₁ литофациальных условиях.

Состав и свойства слагающих пласт отложений изучены по грунтам, отобраным в скважинах №№ 1, 3 и 9, и керну из скважины № 207г (пилотный ствол). По результатам лабораторных определений пласт представлен преимущественно песчаником мелко-тонко-зернистым и средне-мелкозернистым (в тонких прослоях). По керну скважины № 207г, отобранному из кровельной части пласта, определены фации естественной среды пород: открытая пористость изменяется от 21,65 до 22,33 %, газопроницаемость достигает $(508 \div 610) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Разнообразие условий седиментации отложений на уровне XXI₂ пласта свидетельствует о том, что сформировавшийся пластовый резервуар может состоять из набора песчаных тел разного генезиса и литологического состава. Кроме литологического фактора на площади имеет развитие сеть тектонических нарушений, прослеженных по сейсморазведке 3D. По результатам интерпретации детальной сейсморазведки и скважинных данных в пределах пласта выделено 3 блока, к которым приурочены две залежи нефти и одна газонефтяная. Исходя из поперечного и продольного разрезов скважин, толщины пласта уменьшаются с запада на восток и с севера на юг. В этом же направлении изменяются в сторону ухудшения и их коллекторские свойства.

В I блоке залежь нефти опробована и эксплуатируется совместно с залежью XXI₁ пласта скважинами №№ 204, 210, 211 и 212. Граница насыщения в блоке проведена по отметке нижнего отверстия перфорации пласта в скважине № 9 – 1721 м. Пласт в скважине представлен преимущественно неколлектором, отметка опробования соответствует подошве единственного низкопроницаемого прослая коллектора. Опробование пласта проведено совместно с XXI₁, получен слабый приток безводной нефти.

За водонефтяной контакт (ВНК) в залежи принята отметка – 1721 м. Залежь нефти пластовая сводовая, тектонически экранированная с частичным литологическим ограничением на востоке. Размеры залежи 4,25×3,4 км, высота – 210 м, средняя толщина коллектора – 1,6–1,8 м.

В блоке 2 XXI₂ пласт находится в совместной эксплуатации с XXI₁ скважинами №№ 201/203, 205 и 215. Первоначально в скважине № 224 пласт был опробован совместно с XXI₁ пластом, получен приток воды с нефтью. По результатам интерпретации геологических исследований скважин (ГИС) в интервале XXI₂ пласта отмечаются сниженные показания нефтенасыщенности (в среднем 44–45 %). Возможно, близко расположенный от подошвы скважины ВНК явился причиной притока воды. После изоляции пласта, скважина заработала чистой нефтью из вышележащего объекта – XXI₁.

ВНК залежи проведен по кровле пласта в скважине № 224 на отметке – 1707 м, что не противоречит результатам опробования и ГИС. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная сбросами 1 и 2, на востоке имеет литологическое ограничение. Размеры залежи 4,0×2,4 км, высота – 232 м, средняя эффективная толщина коллектора 4,9–5,7 м.

В 3 блоке пласт вскрыт скважинами №№ 3, 207, 207г, 216, 217, 206, 226, 227 и 229, опробован и разрабатывается совместно с залежью XXI₁ пласта скважинами №№ 216, 226 и 229, отдельно XXI₂ пласт – скважиной № 227. В скважине № 3 пласт опробован в интервале 1691–1719 м (абсолютные отметки – 1662,5–1677,5 м), получен приток воды с признаками нефти, расчётный дебит 11 м³/сут. на динамический уровень 900 м.

В скважине № 217 из интервала пласта получен фонтанный приток газа. Газонефтяной контакт установлен по результатам опробования и исследования скважины № 217 и принят на отметке 1580 м, что соответствует подошве коллектора в скважине, подтверждено расчётом по графику градиентов пластовых давлений (G), замеренных в скважине № 217, и нефтяной части залежи в скважине № 3 (рис. 2). Газожидкостный контакт отмечается также по некоторым характерным признакам по сейсмическим материалам в пределах изогипсы 1600 м.

Самая низкая абсолютная отметка, где получен приток чистой нефти, соответствует отметке нижнего отверстия интервала перфорации скважины № 227 – 1670 м.

Таким образом, за ВНК залежи принята отметка – 1670 м, что не противоречит результатам интерпретации ГИС и опробования скважин.

Газонефтяная залежь 3 блока пластовая, тектонически экранированная, с частичным литологическим ограничением на востоке. Размеры залежи 1,6×3,9 км, высота газовой шапки – 5 м, нефтяной оторочки – 90 м. Средняя насыщенная толщина пласта в блоке изменяется от 3,3 до 7,6 м.

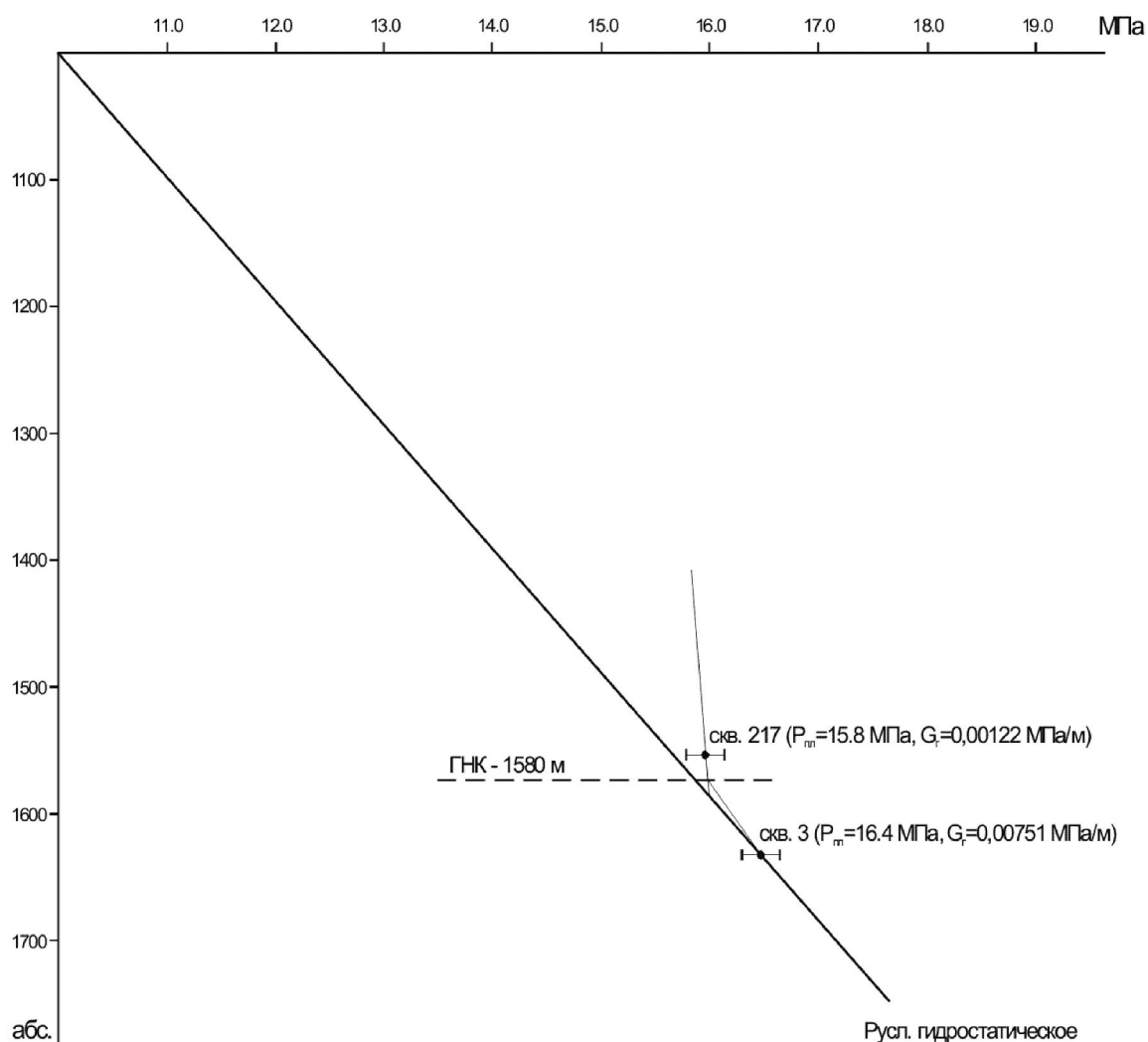


Рисунок 2 – График градиентов пластовых давлений газонефтяной залежи 3 блока XXI₂ пласта месторождения Одопту-море (Северный купол)

Физико-литологическая характеристика пласта

На месторождении Одопту-море основной этаж продуктивности приурочен к отложениям нижненутовского подгоризонта, где выделено 18 алевроито-песчаных пластов (IX–XXVI) мощностью от 10 до 60 м. На северном куполе по результатам испытаний в скважинах №№ 1, 3 и 9 и всех наклонных установлена нефтеносность XX, XXI₁, XXI₂ пластов, с которыми связаны основные разведанные залежи. По результатам опробования в скважине № 1 признаки нефтеносности установлены в XXV, XXVII (пильская свита) пластах.

Исследование отобранного керна проводилось в аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть» по стандартной методике, которая включает ситовой шести- или семифракционный гранулометрический анализ, определение полной и открытой пористости (по керосину) (ОСТ 39-181-85), газопроницаемости (ГОСТ 26450.2-85).

Пласты XXI₁, XXI₂ и XX, являющиеся основными продуктивными объектами на северном куполе месторождения Одопту-море, имеют крайне неоднородное в литологическом отношении строение.

Пласт XXI₂ изучен керном в скважине № 207г. КERN отобран в интервале 4078,00–4079,50 м (по стволу скважины), вынос составил 30 см. Образцы представлены средне-мелкозернистым песчаником тёмно-серого цвета с коричневым оттенком, массивным, нефтенасыщенным, под ультрафиолетовой лампой имеют ярко жёлтое равномерное свечение. Открытая пористость песчаников составляет 21,65–22,33 %, проницаемость – $(518,58 \div 622,61) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Коллекторские свойства пород

Коллекторы XX и XXI пластов, основных продуктивных объектов северного купола месторождения Одопту-море, порового типа, представлены преимущественно песчаниками мелко-тонкозернистыми, тонко-мелкозернистыми и мелкозернистыми. Более крупные разности (средне-тонко-мелкозернистые) встречаются редко и в тонких прослоях. В зависимости от количества глинистого цемента, тонкопесчаной и мелкопесчаной фракции открытая пористость песчаников меняется от 13,87 до 25,16 %, проницаемость – от 4,1 до $622,61 \cdot 10^{-3}$ мкм², плотность от 1,91 до 2,25 г/см³ (рис. 3).



Рисунок 3 – График зависимости между проницаемостью и пористостью

Наиболее емкими и проницаемыми коллекторами являются песчаники средне-тонко-мелкозернистые и тонко-мелкозернистые, которые имеют среднюю открытую пористость от 21,2 до 22,6 % и среднюю проницаемость $(111,9 \div 202,9) \cdot 10^{-3}$ мкм². Структура порового пространства этих пород характеризуется широким развитием интергранулярных макропор. Поры имеют размер от 12 до 250 мкм при преобладании в области 50–120 мкм (замеры произведены в петрографических шлифах), хорошую сообщаемость, равномерное распределение. Высокая проницаемость обусловлена большим размером пор, их равномерным распределением, хорошей сообщаемостью, низким содержанием глинистого цемента (2–11 %) и аутигенных минералов (2–3 %). Среди глинистых минералов цемента преобладают каолиниты и гидрослюда.

Песчаники тонко-мелкозернистые с содержанием глинистой фракции 11–20 % и мелко-тонкозернистые песчаники с глинистостью 11–15 % имеют среднюю пористость 21,45 % и среднюю проницаемость $49,16 \cdot 10^{-3}$ мкм². Структура порового пространства этих пород характеризуется преобладанием интергранулярных макропор размером 10–84 (при их вариации от 10 до 200 мкм) и их неравномерным распределением. Пониженные значения проницаемости по сравнению с первой группой связаны с повышенным количеством цемента, либо меньшим размером обломочных зёрен и меньшим размером пор. В составе цементов преобладают смешанослойные минералы и гидрослюда.

Песчаники мелко-тонкозернистые с количеством цемента более 15 % имеют среднюю пористость 19,5 % и среднюю проницаемость $16,95 \cdot 10^{-3}$ мкм². Структура их порового пространства характеризуется преобладанием интергранулярных пор размером 10–24 мкм. Связь между порами плохая. Многие поры заполнены глинистым цементом и аутигенными минералами. Часто встречаются неэффективные внутри цементные микропоры. Низкие значения проницаемости обусловлены тонким размером обломочных зёрен и повышенным содержанием глинистого цемента, что привело к резкому уменьшению размера пор. В составе цемента присутствует монтмориллонит и смешанослойные минералы.

Глины, глинистые алевролиты и хлидолиты имеют пористость от 5,1 до 14,48 %, сложены монтмориллонитом и смешанослойными минералами. Их поровое пространство характеризуется развитием неэффективных микропор, приуроченных к глинистым цементам.

На рисунке 4 показана связь между глубиной залегания и пористостью глинистых пород, изученных в керне из Северного купола месторождения. По величине открытой пористости вычислены глубины максимального погружения пород. Величина эрозионного среза в скважине № 1 равна 1,1 км, в скважине № 3 – 1,0 км, в скважине

№ 9 – 1,35 км, в скважине № 201 – 1,8 км. До глубины максимального погружения 3 км открытая пористость глинистых пород составляет 10–14 %, ниже 6–11 % (рис. 5).

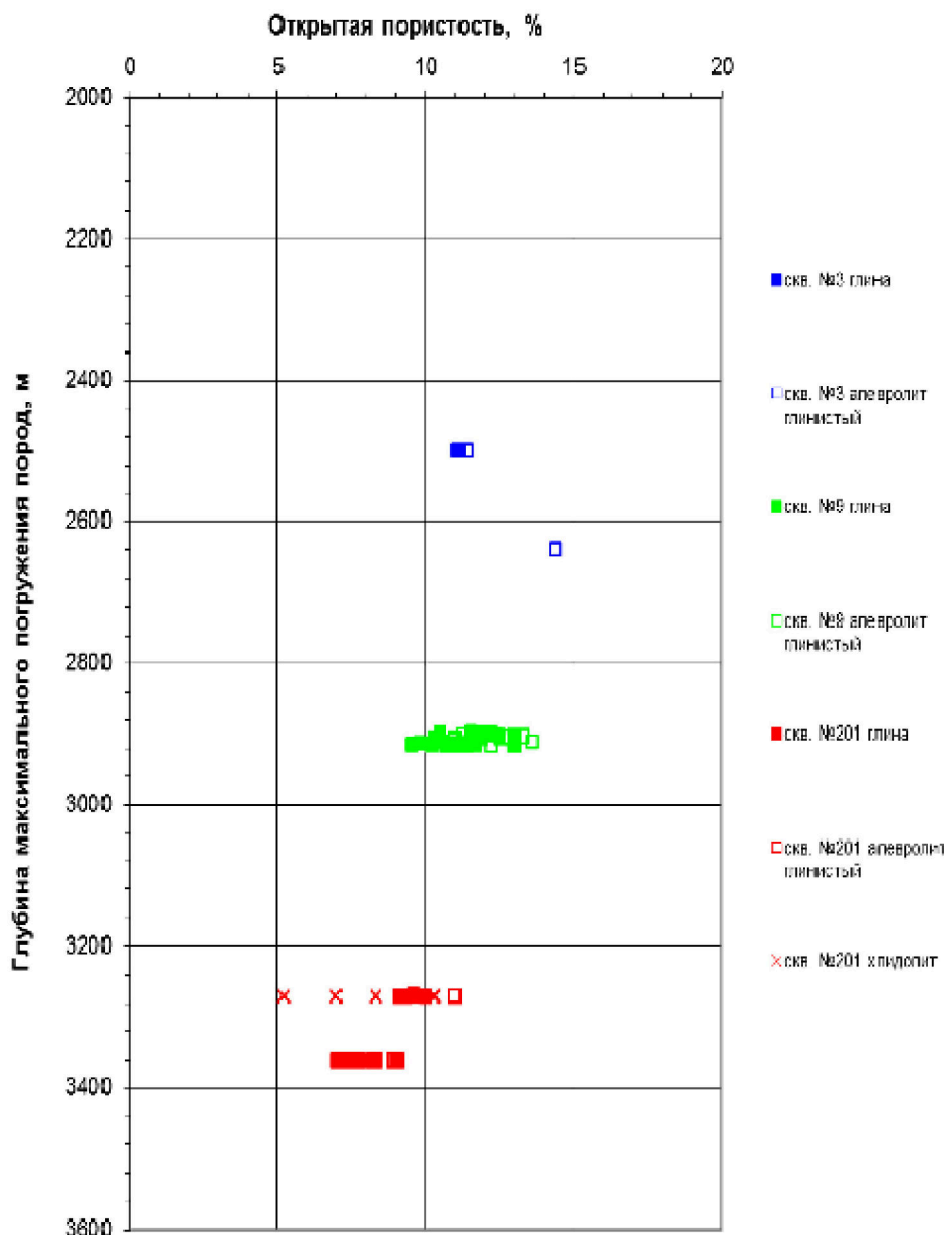


Рисунок 4 – График зависимости между открытой пористостью и глубиной максимального погружения пород

Физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата

Физико-химические свойства сепарированных нефтей и конденсатов XXI₁ и XXI₂–XX₂ пластов охарактеризованы по результатам исследования 177 проб, отобранных в поверхностных условиях из 16 горизонтальных скважин (пробуренных в период с 1998 по 2006 гг.) и 2 вертикальных скважин №№ 1 и 3 (пробуренных с морской буровой платформы в 1977–1978 гг.).

Исследование пластовой нефти, отобранной из скважины № 3, было проведено в г. Даллас (США), рекомбинированных проб по скважинам №№ 209, 216 и 210 – в Аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть» на установке АСМ-300 по ОСТ-39-112–80 методом ступенчатого разгазирования.

XXI₂ пласт. В поверхностных условиях исследованы пробы из 11 скважин: №№ 202, 201/203, 204, 205, 211, 212, 215, 216, 226 и 227.

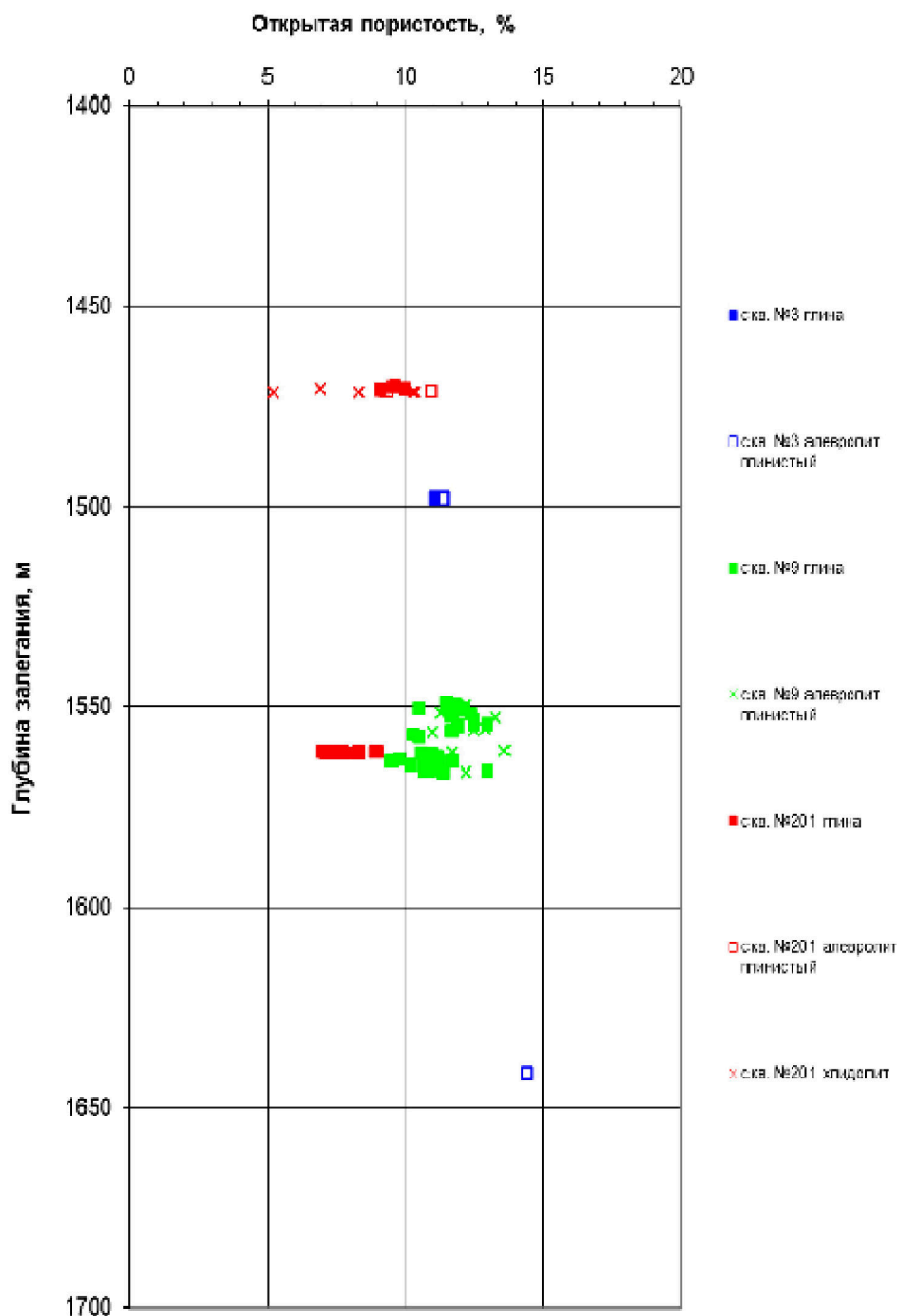


Рисунок 5 – График зависимости между открытой пористостью и глубиной залегания для глинистых пород

По площади структуры свойства нефтей XXI₁–XXI₂ пластов достаточно стабильны. В поверхностных условиях плотность нефти изменяется от 0,841 (скважина № 204) до 0,866 г/см³ (скважины №№ 216 и 226), в среднем по пласту составляет 0,855 г/см³ и относится к средним, вязкость при 200 °С изменяется от 2,95 до 4,59 сСт (в среднем – 3,70 сСт). Температура начала кипения – 64–76 °С (в среднем 70 °С). Выход бензиновых фракций до 200 °С в среднем составляет 39 %, светлых фракций до 300 °С – 67 %. Нефть относится к малосернистым (0,29 %), малосмолистым (смола силикагелевых – 4,98 %, асфальтенов – 0,35 %), малопарафинистым (1,09 %). Содержание хлористых солей по определению в пробе нефти из скважины № 216 составляет 2,84 мг/дм³. Температура плавления парафина составляет 59 °С, застывания нефти – ниже – 20 °С.

В групповом углеводородном составе бензиновой фракции нефтей метановые углеводороды преобладают и содержатся в количестве 42,2 %, отношение М/Н равно 1,40.

Содержание ароматических углеводородов практически равно их содержанию в нефти XXI₁ пласта, а нафтеновых меньше – 30,2 %. Эти различия в групповом углеводородном составе не оказали существенного влияния на тип нефти и по классификации Ботневой Т.А. нефть XXI₁–XXI₂ относится к метановой, к химическому типу по А.А. Петрову – А1 и промежуточному А1-А2. По физико-химическим свойствам (формула нефти по Т.А. Ботневой).

В 3 блоке свойства нефти в пластовых условиях изучены по пробе, отобранной в скважине № 216. Проба рекомбинировалась до давления насыщения равного пластовому (15,9 МПа) и исследована методом ступенчатого разгазирования.

Нефть в пластовых условиях имеет плотность 769 кг/м³ и растворяет 79 м³/м³ газа относительной плотности 0,605. Объёмный коэффициент равен 1,194, коэффициент растворимости – 4,96 м³/м³·МПа⁻¹, коэффициент сжимаемости – 12·10⁻⁴ МПа⁻¹ и вязкость динамическая – 0,81·10⁻³ Па·с.

В скважине № 217 из пластового газа был получен легкий конденсат, который имеет плотность 0,763 г/см³ (в среднем), вязкость 0,78 сП, закипает при 660 °С, выход бензиновых фракций до 200 °С составляет 90 %. Для конденсата характерны низкие содержания парафина (0,06 %), серы (0,02 %), силикагелевых смол (0,24 %), асфальтенов (0,02 %). По групповому углеводородному составу, согласно типизации И.С. Старобинца, конденсат относится к метано-нафтеновому типу, и содержит 48 % метановых, 39 % нафтеновых углеводородов. Исследования на газоконденсатность не проводились. Состав пластового газа получен на основе газа сепарации с введением расчётной доли углеводородов C₅₊. Расчётно-графическим путём определены коэффициент конденсатоотдачи (0,917), потенциальное содержание C₅₊ (10 г/м³) и мольное соотношение «сухого» газа к пластовому – 0,998.

В составе газов содержится 90,3–95,3 % метана, 2,4–9,5 % тяжёлых углеводородов. Среди тяжёлых углеводородов основным компонентом является этан – 1,5–5,3 %, количество пропана составляет 0,4–1,6 %, бутанов – 0,3–1,5 %, пентанов 0,1–0,8 %, гексанов от следовых количеств до 0,4 %. Содержание гомологов метана убывает в ряду: C₂H₆ → C₃H₈ → C₄H₁₀ → C₅H₁₂. Содержание азота не превышает 0,4 %, углекислого газа – 0,44 %. Исключением является газ из скважины № 1, в котором низкая (2,37 %) доля тяжёлых углеводородов и повышенное содержание азота – до 2 %. В изученных пробах не определялось содержание инертных газов и водорода, присутствие сероводорода не обнаружено.

Согласно геохимической классификации газов газонефтяных залежей по И.С. Старобинцу, растворённый газ XXI₁ и XXI₂–XX₂ пластов относится к классу сухих и полужирных, газ низкоазотный, низкоуглекислый, не содержащий сероводорода.

Подсчёт запасов нефти и газа

Подсчёт запасов нефти, растворённого в ней газа и газа газовой шапки произведён объёмным методом по известной формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot k_n \cdot \rho \cdot \theta \cdot k_p,$$

где $Q_{\text{бал}}$ – балансовые запасы нефти в стандартных условиях, тонн; F – площадь нефтеносности; h – эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта; k_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях; θ – пересчётный коэффициент; k_p – коэффициент пористости пласта.

Запасы нефти и газа подсчитаны по XX₁, XX₂, XX₃ и XXI₁ пластам.

Площадь нефтеносности определена по структурным картам кровли проницаемого пласта планиметрированием в пределах контуров нефтеносности, проведенных на основании отметок водонефтяного контакта по данным ГИС и опробования скважин. Эффективные нефтенасыщенные толщины определены как средневзвешенные по площади величины в пределах нефтяной и водонефтяной зон отдельно. Эффективные толщины определены по комплексу ГИС в скважинах в фактическом стволе (искривлённом) и пересчитаны на вертикальную проекцию с учётом углов наклона скважины и падения пластов.

Значения пористости по выполненному комплексу ГИС в скважинах определить невозможно, поэтому при оценке коэффициента пористости её величина принималась по аналогии с XX₂ и XXI₁ пластами и керновыми определениями из XX₂ (скважина № 201/203) и XX₃ (скважина № 3) пластов.

Расчётные значения коэффициента нефтенасыщенности $k_{нас}$ определены по ГИС как средняя величина из средневзвешенных по толщине проницаемого прослоя значений нефтенасыщенности. При оценке нефтенасыщенности XX₂ и XX₃ пластов предпочтение отдано формуле для отложений с глинистостью слоистого типа. Близкие значения получены по ранее использованной для «дисперсных» коллекторов формуле и формуле Симманду. Значения $k_{нас}$, рассчитанные по формулам Комарова и Пупона-Леву, занижены.

Плотность нефти определена по результатам анализа сепарированной нефти. По XX₁, XX₃ пластам плотность нефти принята по аналогии с XXI₁ пластом. Объёмный коэффициент нефти принят так же по аналогии с XXI₁ пластом, где были отобраны глубинные пробы нефти из скважин №№ 3 и 209. Пересчётный коэффициент принят как величина обратная объёмному коэффициенту.

Извлекаемые запасы нефти подсчитаны умножением балансовых запасов на коэффициент нефтеизвлечения. Коэффициент извлечения нефти определён на основании технико-экономических расчётов технологических показателей разработки по методике ВНИИ.

Запасы растворённого в нефти газа подсчитаны объёмным методом путём умножения запасов нефти на газонасыщенность пластовой нефти, которая определена по пробе пластовой нефти, отобранной из скважин №№ 3 и 209 (XXI₁ пласт).

Ниже приводятся параметры и результаты подсчёта балансовых и извлекаемых запасов нефти и растворённого в ней газа и газа газовой шапки XXI₁ пласта.

XX₁ пласт совместно опробован с XX₂ пластом в скважине № 210, в скважинах №№ 208, 204 и 209 продуктивность предполагается. Залежь развита только в присводовой части структуры и на западном крыле. Насыщенность коллектора принята равной 57 %, пористость 20 %, плотность нефти и объёмный коэффициент приняты по аналогии с XXI₁ пластом. По степени изученности запасы нефти залежи отнесены к категории С₂ и составили – 357 тыс. тонн (балансовые). Запасы растворённого газа – 36 млн м³ (балансовые) при газонасыщенности 102 м³/т.

XX₂ пласт вскрыт на месторождении всеми пробуренными скважинами, по литологическому составу неоднороден. Продуктивность пласта установлена по материалам ГИС и керну, отобранному в скважине № 201/203 в интервале 4679–4697 м. По результатам лабораторных исследований керн представлен песчаником с хорошими ФЕС и с тонкими прослоями алевролитов и глин. Пласт опробован в скважинах №№ 1, 3 и 210 (совместно с XX₁). По данным ГИС пласт нефтенасыщен в скважинах №№ 202, 201/203, 204, 205, 209, 208, 210, 211 и 215. На структурной схеме, построенной по кровле пласта, линия глинизации проведена по аналогии с XXI₁ пластом.

Залежь нефти пластовая, литологически ограниченная. Водонефтяной контакт проведён условно по границе отметки подошвы нижнего продуктивного прослоя в скважине № 211 и отметкой верхнего отверстия перфорации скважины № 3 на абсолютной глубине – 1505 м. Средняя величина пористости в пластовых условиях по данным лабораторных исследований керна и ГИС составляет 22,6 %; нефтенасыщенность – 64 %.

По степени изученности залежи, запасы отнесены к категории С₂ и составили: нефти – 10412/2603 тыс. тонн, растворённого газа – 1042/729 млн м³.

XX₃ пласт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. В пределах купола литологически выдержан; коррелируется во всех скважинах. По материалам ГИС эффективная толщина пласта уменьшается в северо-восточном направлении. Форма пластового резервуара принята по данным детальным сейсморазведочных работ и подтверждена глубоким бурением.

Залежь нефти установлена по результатам бурения скважины № 201/203, где при вскрытии интервала 4996,3–5025,5 м (1505–1512 м абс.) были отмечены повышенные газопоказания. Залежь нефти пластовая, литологически ограниченная. В скважине

№ 3 из пласта был отобран керн (интервал 1631–1660 м), по результатам анализа которого, а также по данным ГИС определены расчётные значения пористости и нефтенасыщенности пласта коллектора равные 21,8 % и 57 % соответственно. Граница залежи проведена по подошве продуктивной по ГИС скважины № 211 – 1543 м. Расчётные значения эффективной нефтенасыщенной толщины определены, как средневзвешенные по площади величины, которые составили: для нефтяной зоны – 2,2 м, для водонефтяной 1,7 м. Остальные подсчётные параметры: плотность сепарированной нефти, пересчётный коэффициент, газонасыщенность приняты по аналогии с залежью XXI₁ пласта. Коэффициент извлечения нефти принят равным 0,25. Опробования залежи не проведено, запасы нефти и растворённого газа подсчитаны по категории C₂ и составили 3209/802 тыс. тонн, растворённого газа – 321/225 млн. м³.

XXI₁ пласт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. Нефтенасыщенность пласта установлена по данным ГИС и доказана опробованием его в скважинах. На всех объектах проведены гидродинамические исследования, сняты кривые восстановления давления (КВД), замерены пластовые, забойные давления, пластовые температуры, дебиты нефти на различных штуцерах. В скважинах №№ 3 и 209 произведён отбор пробы пластовой нефти. По результатам освоения скважин 204 и 209 установлено наличие газовой шапки в залежи. Граница газоносности принята как среднеарифметическая величина между подошвой газонасыщенного прослоя в скважине № 204 и отметкой кровли скважины № 1 – 1471 м. В скважине № 209 подошва газового прослоя отмечена также на отметке – 1471 м. Выше указанная отметка принята за газонефтяной контакт.

Залежь пластовая, сводовая литологически ограниченная. Зона литологического замещения пласта-коллектора на северном, южном погружениях и восточном крыле структуры прогнозируется по результатам анализа материалов детальных сейсмических исследований.

Водонефтяной контакт проведён на абсолютной отметке 1710 м, что соответствует границе продуктивности, установленной по данным ГИС и опробования скважины № 9. Таким образом, границы залежи установлены достоверно по результатам опробования и сейсморазведочных работ. В принятых границах для подсчёта запасов выделены две зоны: нефтяная и водонефтяная. Эффективные нефтенасыщенные толщины, средневзвешенные по площади, составили: в нефтяной зоне – 5,8 м, в газонефтяной 6,6 м, в водонефтяной – 4 м. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности приняты по результатам интерпретации ГИС с учётом исследования керна и равны 0,21 и 0,60 соответственно.

Плотность нефти принята как среднеарифметическая из определений плотностей нефти по скважинам, вскрывшим XXI₁ пласт. Объёмный коэффициент определён по пробам пластовой нефти из скважин № 3 – 1,224, исходя из него пересчётный коэффициент – 0,817. Газонасыщенность пластовой нефти – 102 м³/т. Коэффициент нефтеизвлечения принят равным 0,25.

По степени изученности залежи запасы нефти и растворённого газа подсчитаны по категории C₁ и составили:

- нефти – 14084/3522 тыс. тонн;
- растворённого газа – 1436/301 млн м³;
- газа газовой шапки – 164 млн м³.

В целом начальные запасы нефти и растворённого газа по месторождению Одопту-море (Северный купол) составили:

- нефть (балансовые/извлекаемые), тыс. тонн:
категория C₁ – 24853/6214, категория C₂ – 3209/802;
- растворённый в нефти газ (балансовые/извлекаемые) млн м³:
категория C₁ – 2514/1760, категория C₂ – 321/225.

Запасы газа газовой шапки – 164 млн м³ (категория C₁).

Построение цифровой геологической модели

Создание цифровой геологической модели (ЦГМ) месторождения Одопту-море (Северный купол) проведено с целью пересчёта запасов УВ с учётом новых данных о

геологическом строении, построения последующей гидродинамической и постоянно действующей геолого-технологической модели с целью повышения эффективности разработки месторождения. Для построения ЦГМ применялись пакеты программного обеспечения Petrel 2004 и Gocad 2004.

Исходными данными для моделирования являлись: отбивки границ продуктивных пластов, координаты устьев и инклинометрия скважин, структурные карты поверхностей, карты распределения пористости, песчанности, полученные из результатов обработки сейсмических данных по целевым горизонтам, результаты интерпретации комплекса каротажа, физико-литологические исследования керна, опробования пластов (выгруженные из программы Прайм). Месторождение по типу строения характеризуется последовательным согласным залеганием продуктивных пластов, нарушенных разломами с незначительным вертикальным смещением блоков.

Построение структурного каркаса модели проводилось по кровлям и подошвам продуктивных объектов: XX_{1-2} , XX_2 , XX_3 , XXI_1 , XXI_2 . Размеры ЦГМ выбирались из следующих условий:

- контура нефтеносности всех моделируемых пластов располагались в границах выбранной области;
- между контурами нефтеносности и границей области моделирования располагалось достаточное количество ячеек для моделирования притока воды (в цифровой фильтрационной модели).

Выбранные размеры области моделирования совпадают с границей лицензионного участка. С учётом используемой системы разработки месторождения размеры ячеек ЦГМ по латерали приняты 50 м.

При структурном моделировании были использованы отбивки маркеров, в качестве реперов использована отметка кровли пластов.

Из результатов интерпретации каротажа были получены маркеры пластов по всем скважинам. По сейсмическим поверхностям кровли пластов методом конвергентной интерполяции строились карты кровли. Для построения карт подошвы использовалась карта изохор по пласту: из карты кровли вычиталась карта изохор, а затем поверхность подтягивалась к маркерам подошвы аналогично кровле.

Параметры модели

Созданная сетка имеет следующие характеристики: размер ячеек 50×50 м по горизонтали, по вертикали задано 150 слоёв. Толщина ячейки выбиралась с учётом толщин прослоев.

В результате получена средняя толщина ячейки по XX_{1-2} , XX_2 , XX_3 , XXI_1 пластам – 0,16 м (предел изменения 0,02–0,4 м), по XXI_2 пласту – 0,12 м (предел изменения 0,12–0,03 м). Ориентация сетки производилась по сейсмическим профилям параллельно береговой линии, т.е. с углом 15,7 градуса в северо-западном направлении. Ячейки распределены 240×160×150 по осям I, J, K. В таблице 2 приведены параметры трёхмерной сетки.

Таблица 2 – Параметры трёхмерной сетки

Пласт	Число ячеек геологической модели	Размер ячейки ГМ (м)
XX_{1-2} , XX_2 , XX_3	240×160×150	50×50×0,16
XXI_1	240×160×150	50×50×0,16
XXI_2	240×160×150	50×50×0,12

Моделирование свойств коллектора

Литологическое моделирование основывалось на кривой литологии. Для создания дискретной кривой литологии использованы данные по пористости. В тех скважинах, где определения пористости не производились, использовались значения ФЛАГ (0 или 1) в зависимости от качественных определений по комплексу кривых гамма, нейтронного, плотностного каротажей, соответствующих пористому коллектору. В ре-

зультате полученной кривой литологии после распределения свойства в ячейках по стволу скважины, по площади залежи распределение проводилось с использованием метода последовательного Гауссова моделирования и кокрикинга с атрибутивной сейсмической картой эффективных толщин.

После ряда реализаций были подобраны радиусы вариограммы с расстояниями 5000 м и 4500 м по основному и перпендикулярному направлениям и углом 20 градусов на северо-восток. Вертикальная вариограмма с радиусом 16 м была получена из анализа каротажных данных.

Моделирование пористости производилось с учётом определений пористости в скважинах и карты пористости, полученной из атрибутивного сейсмического анализа, использованной как поверхность тренда параметра. Распределение ограничивалось значениями пористости от 18,5 % до 24,3 % в ячейках с песчаником, полученным из реализации литологии. Для XX_{1-2} , XX_3 пластов отсутствует возможность создания дискретной кривой литологии (недостаточно определений пористости): литологическое моделирование по ним основано на кривой литологии сходного по литологии XX_2 пласта.

Нефтенасыщенность рассчитана из значений пористости, проницаемости и уровня зеркала свободной воды по J -функции (функции Леверетта от водонасыщенности).

Полученные статистические параметры модели в сопоставлении со скважинными данными приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Статические параметры модели

Параметр	Пласт	Куб (мин / макс / среднее)	Скважины (мин / макс / среднее)	Разница по средним значениям
Пористость	XX_{1-2}	0,140 / 0,268 / 0,208	0,100 / 0,268 / 0,200	0,04
	XX_2	0,185 / 0,243 / 0,205	0,185 / 0,243 / 0,211	-0,03
	XX_3	0,185 / 0,243 / 0,210	0,185 / 0,240 / 0,210	0
Проницаемость	XX_{1-2}	0 / 585 / 65	0 / 58 / 25	1,6
	XX_2	4 / 161 / 23	0 / 902 / 91	-0,74
	XX_3	4 / 160 / 35	0 / 202 / 38	-0,08
Нефтенасыщенность	XX_{1-2}	0,213 / 0,67 / 0,50	0,320 / 0,570 / 0,450	0,11
	XX_2	0 / 0,690 / 0,546	0 / 0,810 / 0,569	-0,04
	XX_3	0 / 0,677 / 0,500	0,200 / 0,730 / 0,510	-0,02

Укрупнение модели

После создания секторных 3Д геологических моделей необходимо их привести к виду, пригодному для гидродинамического моделирования. Это проводится с целью уменьшения количества ячеек для приведения модели в соответствие с компьютерными вычислительными мощностями. Соответственно при уменьшении количества ячеек, необходимо ремасштабирование свойств исходной трёхмерной геологической модели. Для этих целей используются соответствующие алгоритмы укрупнения (апскейлинга).

В связи с не очень большим количеством ячеек в области моделирования по горизонтали (менее 40000) принято решение производить ремасштабирование только по вертикали. Укрупнение по вертикали проводилось с применением геостатистических разрезов по песчаности и пористости, представляющих собой графики зависимости средних значений этих параметров по слоям. На основании этого производился анализ неоднородностей тех или иных частей разреза по вертикали. По точкам перегиба кривых выделялись границы совокупности слоёв для их укрупнения в один слой. В результате каждый пласт в моделях укрупнялся по вертикали до 8 слоёв.

Ремасштабирование свойств в новую укрупненную сетку производилось с использованием различных алгоритмов апскейлинга. Для свойства песчаности применялся алгоритм арифметического осреднения с привлечением методики взвешивания на объём ячейки, в которой производится масштабирование свойств. Апскейлинг пористости включал в себя тот же алгоритм арифметического осреднения в ячейках коллектора с использованием методики взвешивания на объём ячейки.

Укрупнение проницаемости производилось с использованием динамических методов апскейлинга, позволяющих учитывать связность соседних ячеек путём решения уравнения для однофазного потока в области ремасштабирования. В результате на выходе для укрупнённой модели получаем значения проницаемости в трёх ортогональных направлениях.

Значения проницаемости в модели нормировались на данные проницаемости по добыче. В результате полученные модели удовлетворяют всей совокупности геолого-геофизических данных и данных добычи.

Контроль качества апскейлинга производился путём построения карт продуктивности эффективных толщин.

Укрупнённая модель была передана на стадию гидродинамического моделирования.

Анализ текущего состояния разработки

Пробная эксплуатация месторождения начата с 1998 года согласно технико-экономических расчётов освоения Северного купола месторождения и индивидуальных планов на скважину. Разработка залежей XXI пласта осуществлялась на естественном режиме (рис. 6).

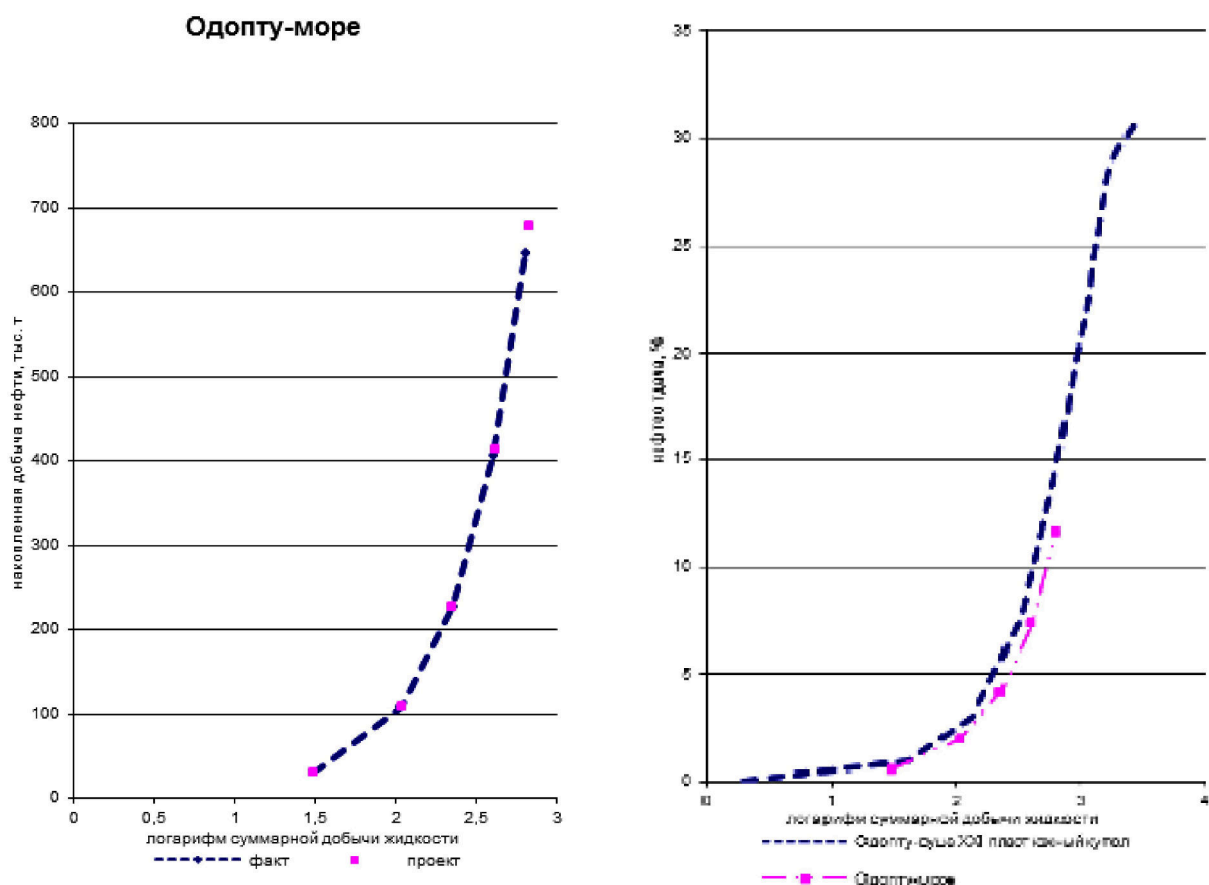


Рисунок 6 – Сопоставление проектных и фактических показателей добычи жидкости XXI пласта Северного купола, а также сопоставление с показателями вытеснения по залежи XXI пласта месторождения Одопту-суша, южный блок

Из 6 выделенных эксплуатационных объектов в пробной эксплуатации находились три объекта в пределах XXI пласта и один объект, объединяющий пласты XX₁₋₂ и XX₂ в 1 блоке. Залежи XX₃ пласта, 2 и 3 блоков XX₂ пласта в эксплуатации не участвуют.

Эксплуатационные объекты XXI пласта

Разбуривание эксплуатационных объектов XXI пласта осуществлено по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 1000 м ($S_1 = 87 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв.}$).

1 объект (1 блок)

В пробной эксплуатации находится с 1998 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки данного блока составил 5 скважин.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 3, все действующие. В наблюдении находится скважина № 210 с целью сохранения пластовой энергии газовой шапки.

Скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом от 73 до 212 тонн/сут. В процессе эксплуатации по скважинам отмечается снижение дебита в связи с падением пластового давления. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти 80,3 тонн/сут., по жидкости 82,3 тонн/сут.

Текущая обводнённость продукции составила 2,3 %.

В процессе разработки отмечается увеличение газового фактора с 108 (начальное газосодержание по объекту) до 406 м³/т в 2003 году. В течение 2004-2005 гг. происходит его снижение до 263 м³/т в 2005 году.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2002 году и составил 164,5 тыс. тонн, период стабильной добычи 2 года.

За 2005 год добыто 113,1 тыс. тонн нефти, 2,7 тыс. м³ воды и 29,8 млн м³ попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 2,6 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 867,6 тыс. тонн нефти, 7,8 тыс. м³ воды и 227,4 млн м³ попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 19,7 %.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин – 1. Среднесуточная приёмистость 255 м³/сут. Всего закачано 4,6 тыс. м³ воды.

2 объект (2 блок)

В пробной эксплуатации находится с 2000 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки блока составил 6 скважин, из которых одна нагнетательная скважина (скважина № 224) находящаяся в отработке на нефть.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 6, все действующие. Скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом от 74,3 до 331,6 тонн/сут. Исключение составляет скважина № 224, введенная в 2005 году механизированным способом с дебитом нефти 75,3 тонн/сут. В процессе эксплуатации по скважинам отмечается снижение дебита в связи с падением пластового давления. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти 85,5 тонн/сут., по жидкости 86,5 тонн/сут.

Текущая обводнённость продукции составила 1,2 %.

В процессе разработки отмечается увеличение газового фактора со 108 (начальное газосодержание) до 527 м³/т в 2002 году. В течение 2003–2005 гг. происходит его стабилизация на уровне 370–409 м³/т в 2005 году.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2004 году и составил 246,2 тыс. тонн, период стабильной добычи 1 год.

За 2005 год добыто 167,1 тыс. тонн нефти, 2 тыс. м³ воды и 68,4 млн м³ попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 1,7 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 792,1 тыс. тонн нефти, 2,1 тыс. м³ воды и 290,2 млн м³ попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 8,0 %.

3 объект (3 блок)

В пробной эксплуатации находится с 2004 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки блока составил 6 скважин.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 5, все действующие. Скважина № 217 находится в наблюдательном фонде с целью контроля за поведением пластового давления в газовой шапке.

Скважины вступали в эксплуатацию механизированным способом с дебитом 233–295 тонн/сут. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти и по жидкости 227 тонн/сут.

Газовый фактор сохраняется в течение 2004–2005 гг. на уровне 291–305 м³/т.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2005 году и составил 236,2 тыс. тонн, период стабильной добычи 1 год.

За 2005 год добыто 167,1 тыс. тонн нефти и 72 млн м³ попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 3,1 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 339 тыс. тонн нефти и 101,8 млн м³ попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 4,4 %.

На месторождении по состоянию на 01.01.2006 г. пробурены 22 скважины различных категорий, в том числе 5 поисково-разведочных, 17 эксплуатационных.

Эксплуатационный фонд составлял 15 добывающих скважин, в том числе по XXI пласту – 14, по XX пласту – 1. Из числа добывающих скважин одна нагнетательная скважина (скважина № 224) находится в отработке на нефть. Скважины XXI пласта эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН); XX пласта – фонтанным способом. Наблюдательный фонд составляет 1 скважину.

Всего с начала разработки по месторождению добыто 2006,9 тыс. тонн нефти, 10 тыс. м³ воды и 622 млн м³ попутного газа. За 2005 год из недр месторождения добыто 521,7 тыс. тонн нефти, 4,9 тыс. м³ воды и 171,3 млн м³ попутного газа.

В декабре 2005 года под нагнетание переведена скважина № 204 (залежь 1 блока XXI пласта). Всего закачено 4,6 тыс. м³ воды.

Литература:

1. Арешев Е.Г., Лавренников В.А., Алексеев С.Б. Техничко-экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения по месторождению Одопту-море. – Южно-Сахалинск, 1984. – 55 с.
2. Игумнов В.И. Технологическая схема разработки месторождения Одопту-море. – Южно-Сахалинск : фонды «СахалинНИПИморнефть», 2006. – 85 с.
3. Коблов Э.Г., Стыценко Т.Л. Анализ результатов, обоснование и планирование геологоразведочных работ по ОАО «НК «Роснефть» – Сахалинморнефтегаз». – Южно-Сахалинск : «СахалинНИПИморнефть», 2004. – 201 с.
4. Отчётный баланс запасов нефти, горючих газов и конденсата за 2008 год. – Южно-Сахалинск : ООО «РН - СахалинНИПИморнефть», 2009. – 112 с.
5. Отчёты о разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Оханефтегаз» за 1997–2005 гг. – Южно-Сахалинск : Фонды СахалинНИПИморнефть. – 126 с.
6. Стыценко Т.Л., Игумнов В.И. Пересчёт запасов нефти и газа месторождения Одопту-море (Северный купол) (по состоянию на 01.01.2006 г.). – Южно-Сахалинск : ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2006. – 96 с.
7. Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки газоконденсатно-нефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол) XXI пласта. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26_0.html
8. 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.
9. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
13. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
14. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. – М. : Издательство Недр, 1970. – 488 с.
15. 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.
16. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
17. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

18. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.

19. 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.

20. Лапотников А.Г., Котельников А.С., Аппо Ёао Коссону. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пилтун-Астохское : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.

References:

1. Areshev E.G., Lavrennikov V. A., Alekseev S.B. The feasibility study on coefficient of petroextraction on the Odoptu-more field. – Yuzhno-Sakhalinsk, 1984. – 55 p.

2. Igumnov V.I. Technological scheme of mining Odoptu-more. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 2006. – 85 p.

3. Koblov E.G., Stytsenko T.L. Analysis of results, justification and planning of exploration works on JSC Rosneft – Sakhalinmorneftegaz. – Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalinnipimorneft, 2004. – 201 p.

4. Reporting balance of reserves of oil, combustible gases and condensate for 2008. – Yuzhno-Sakhalinsk : LLC RN-Sakhalinnipimorneft, 2009. – 112 p.

5. Reports on development of oil and gas fields of NGDU of Okhaneftegaz for 1997–2005 – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds. – 126 p.

6. Stytsenko T.L., Igumnov V.I. Recalculation of reserves of oil and gas of the Odoptu-more field (Northern dome) (as of 1/1/2006). – Yuzhno-Sakhalinsk : LLC RN-Sakhalinnipimorneft, 2006. – 96 p.

7. Geological structure, oil-and-gas content and analysis of development of the gas-condensate and oil Odoptu-more field (Northern dome) of the XXI layer. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26_0.html

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

9. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

13. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdlavin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.

14. Zhdanov M.A. Oil-field geology and calculation of reserves of oil and gas. – M. : Publishing house Nedra, 1970. – 488 p.

15. 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

16. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

17. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

18. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.

19. 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 the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260.

20. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S., Appo Yao Kosson. A geological structure, prospects of oil-and-gas content and the project of prospecting drilling on the Piltun-Astokhskiye field : Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.

УДК 622.276.054.23

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
НА ПЕРВОМАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**OPTIMIZATION OF THE OPERATION
OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS
AT PERVOMAISKOYE OIL FIELD**

Чернокнижный Данил Владимирович

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
danil1991-0@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассмотрена оптимизация работы фонда скважин, оборудованного УЭЦН, на Первомайском месторождении. Представлен анализ структуры фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Дано описание техники и технологии добычи с применением УЭЦН и причины выхода из строя насосов. Предложены рекомендации по улучшению эффективности работы фонда скважин. Рассмотрено применение дополнительного оборудования, которое увеличивает межремонтный период работы скважин. Проведён детальный анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, определены наиболее перспективные методы удержания планки по добыче и меры по оптимизации работы фонда скважин.

Ключевые слова: анализ работы погружного оборудования; установка электроцентробежного насоса; эксплуатация механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН; рабочая характеристика УЭЦН; подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины; анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН; оптимизация работы фонда скважин.

Chernoknizhny Danil Vladimirovich

undergraduate student,
Kuban state technological university
danil1991-0@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

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

Annotation. In the article optimization of work of wells equipped with electric centrifugal pump is considered at the Pervomaiskoye field. The analysis of the structure of the fund of producing wells equipped with electric centrifugal pump is presented. The description of the technology and technology of extraction using electric centrifugal pump and the reasons for failure of pumps are given. Recommendations are proposed to improve the efficiency of the well stock. The use of additional equipment is considered, which increases the inter-repair period of well operation. A detailed analysis of the work of wells equipped with electric centrifugal pump was carried out, the most promising methods of retaining the production plate and measures for optimizing the operation of the well stock were identified.

Keywords: analysis of the work of submersible equipment; installation of an electric centrifugal pump; operation of a mechanized well stock, equipped with electric centrifugal pump; working characteristic of electric centrifugal pump; selection of electric centrifugal pump for well operation; analysis of the causes of failures in wells equipped with electric centrifugal pump; well stock optimization.

Первомайское нефтяное месторождение в административном отношении большей площадью расположено на западе Каргасокского района Томской области и лишь его северо-западная часть относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа (рис. 1).

В геолого-тектоническом отношении оно приурочено к Каймысовскому своду – одной из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. В географическом отношении район проектируемых работ расположен в бассейне среднего течения р. Васюган – одной из крупных левых притоков р. Оби, точнее – в пределах Васюган-Юганского междуречья. Рельеф местности представляет

собой слабовсхолмленную заболоченную и затаёженную равнину, типичную для Западно-Сибирской низменности. При этом степень заболоченности территории составляет 40–50 %.

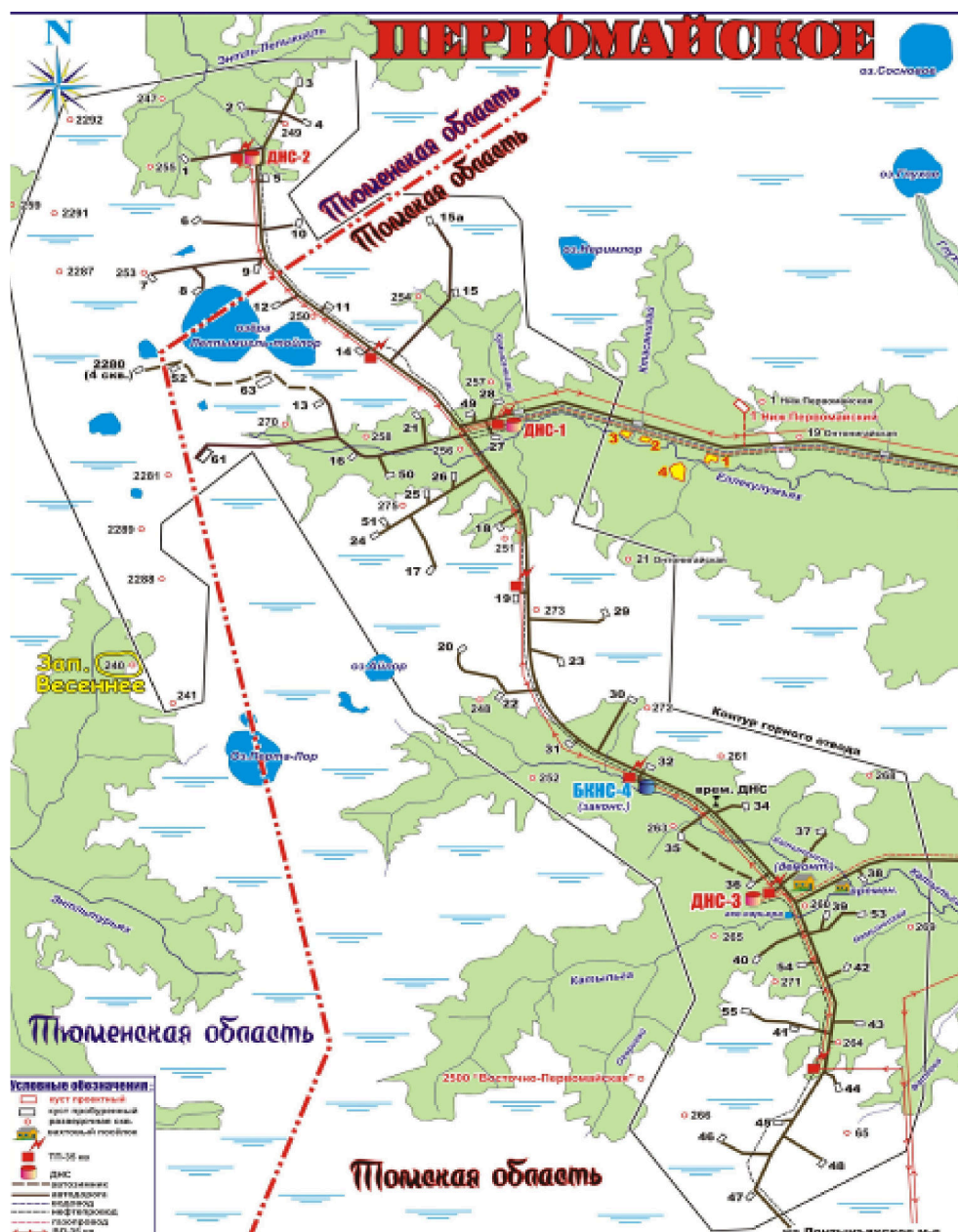


Рисунок 1 – Карта-схема Первомайского месторождения

Ближайшим крупным населённым пунктом является г. Стрежевой – центр нефтедобывающей промышленности Томской области. Он расположен в 215 км по прямой северо-восточнее месторождения. Здесь начинается магистральный нефтепровод Александровское-Анджерово-Судженск и параллельный газопровод на Кузбасс. Ближайший населённый пункт – вахтовый посёлок Пионерный, расположен в 35 км на восток. Сравнительно крупный посёлок Новый Васюган расположен в 66 км юго-восточнее площади работ. Районный центр с. Кargasок расположен в 290 км восточнее площади работ на р. Оби. Областной центр – г. Томск находится в 640 км юго-восточнее месторождения.

В системе акционерного общества ОАО «Томскнефть» ВНК месторождение является наиболее крупным месторождением Васюганского нефтедобывающего района и эксплуатируется Управлением добычи нефти и газа (УДНГ) ЦДНГ-8. Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. составила 43143,8 тыс. тонн.

Общая характеристика месторождения указана в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика месторождения

Дата ввода в разработку	1981
Тип месторождения	нефтяное
Количество объектов разработки	1
Система разработки	ППД заводнение
Система заводнения	блоковая трёхрядная
Дата открытия	1969
Проектный фонд скважин	878
Пробуренный фонд скважин	787
Накопленная добыча нефти, млн. тонн	37,5

Анализ работы применяемого в ЦДНГ-8 погружного оборудования

В настоящее время в ЦДНГ-8, разрабатывающем Первомайское месторождение, применяется только механизированный способ добычи нефти: эксплуатируются скважины, оборудованные УЭЦН и УШГН (рис. 2).

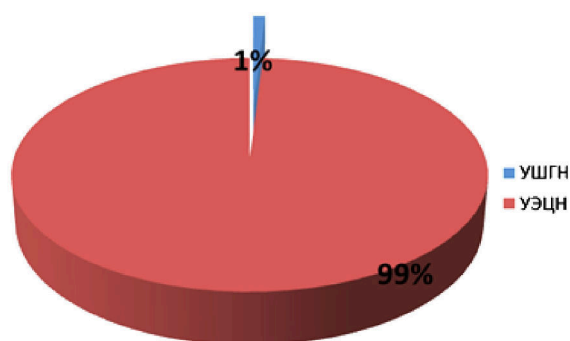


Рисунок 2 – Действующий фонд по способам эксплуатации

За 2017 год фонд скважин по ЦДНГ-8 увеличился с 85 скважин до 90. Фонд УШГН составляет 1 скважину. В апреле месяце 2017 года добывающий фонд скважин по ЦДНГ-8 составлял 90 скважин, в том числе 89 скважин, оборудованных УЭЦН и 1 скважина, оборудованных УШГН. Фонд скважин, оборудованных УЭЦН, вырос за счёт оптимизаций на фонде УШГН, и ввод новых скважин после бурения на 71 кусту Первомайского месторождения.

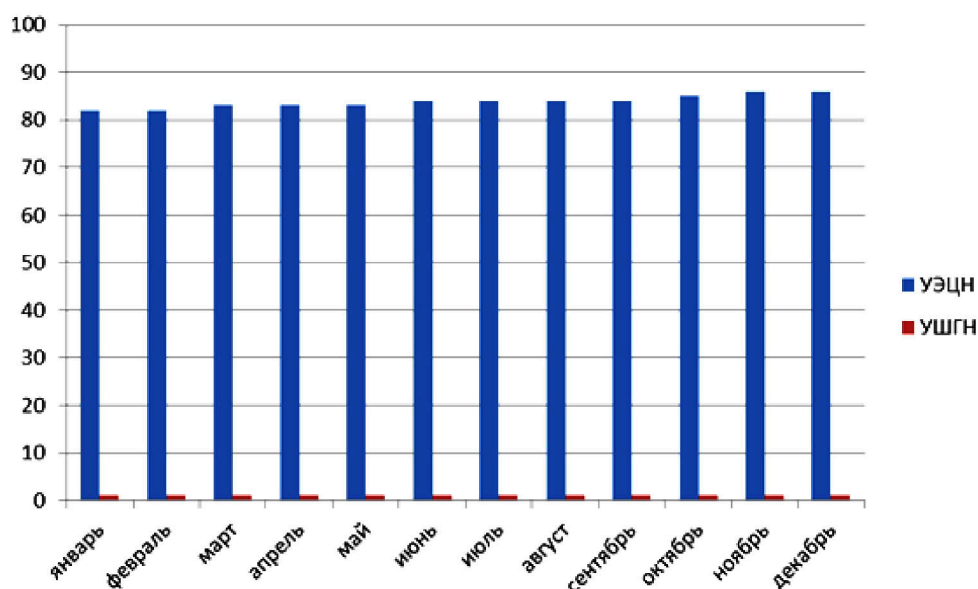


Рисунок 3 – Динамика фонда скважин ЦДНГ-8 за 2016 год

Так, за 3 месяца 2016 года выведено из бездействия 1 скважина, оборудованная УЭЦН и 2 скважины запущены после бурения. Суммарный прирост суточной добычи составил 112 тонн. В дальнейшем планируется вывести из бездействующего фонда порядка 5 скважин и запустить 18 скважин после бурения.

Эксплуатация механизированного фонда скважин Первомайского месторождения оборудованных УЭЦН

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе:

УЭЦНМ 5-125-1200-ВК-02 ТУ 26-06-1786-89,

при переписке и в технической документации:

УЭЦНМ 5-125-1200 ТУ 26-06-1786-89,

где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м³/сут.; 1200 – напор, м; ВК – вариант комплектации; 02 – порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Рабочая характеристика УЭЦН

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъёма жидкости.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин:

- 1) нефтяных с высоким содержанием парафина;
- 2) малодебитных с низким уровнем жидкости;
- 3) малодебитных с водонапорным режимом;
- 4) высокодебитных;
- 5) сильнообводнённых, где для добычи определённого количества нефти необходимо отбирать большое количество воды;
- 6) глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности;
- 7) наклонных скважин;
- 8) с высоким газосодержанием;
- 9) с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

Характеристика работы насоса резко снижается уже при 1–2 % содержании газа (по объёму). Методами борьбы с попаданием газа в насос являются:

- увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- установка различного вида газосепараторов ниже приёма насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача), которая обычно даётся в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 4).

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой задвижке ($Q=0$, $H = \max$) и при отсутствии противодавления на выкиде ($Q = Q_{\max}$, $H = 0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а, следовательно, и $\eta = 0$.

При определённом соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, η достигает максимального значения равного примерно 0,5–0,6. Подача и напор, соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называются *оптимальными*.

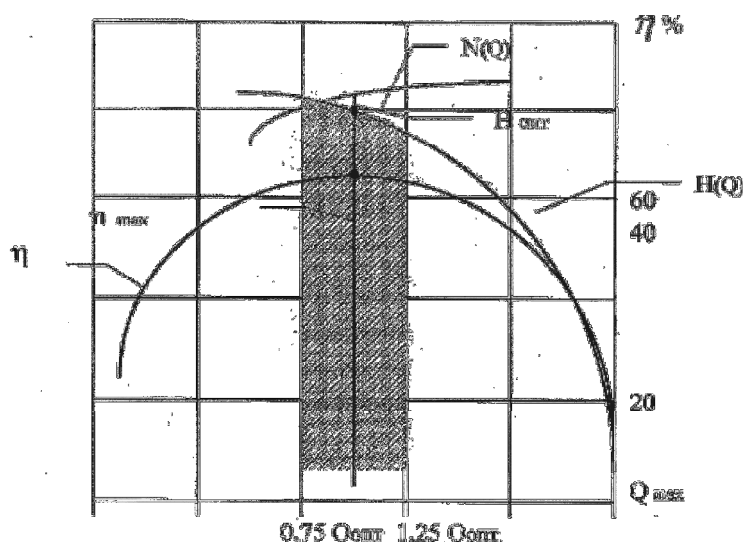


Рисунок 4 – Типовая характеристика погружного центробежного насоса

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3–5 %. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.

Номинальные значения КПД установки соответствуют работе на воде.

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД – $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- водородный показатель попутной воды рН 6,0–8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц – 0,01 % (0,1 г/л);
- микротвёрдость частиц – не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды – 99 %;
- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя – 25 %, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) – 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);
- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения – 0,001 % (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения – 0,125 % (1,25 г/л);
- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата – не более $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

- для УЭЦНМ 5 и УЭЦНМК 5 с двигателем мощностью 32 кВт – $90 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для УЭЦНМ 5, 5А и УЭЦНМК 5, 5А с двигателями мощностью 45–125 кВт – $95 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для УЭЦНМ 6 и УЭЦНМК 6 с двигателями мощностью 90–250 кВт – $100 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 2).

Таблица 2 – Габаритные размеры насосных агрегатов

Наружный диаметр корпуса насоса, мм		Длина секций, м	СВ	СС	СН
5	92	С-3	3365	3365	3510
5А	103	С-4	4365	4365	4510
6	114	С-5	5365	5365	5510

Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно:

- для установок УЭЦНМ 5 – 121,7 и 112 мм;
- для УЭЦНМ 5А – 130 и 124 мм;
- для УЭЦНМ 6 с подачей до 500 м³/сут. (включительно) – 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м³/сут. – 148,3 и 140,5 мм.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает её на поверхность по колонне НКТ.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 5) состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе, наземного электрооборудования – трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС).

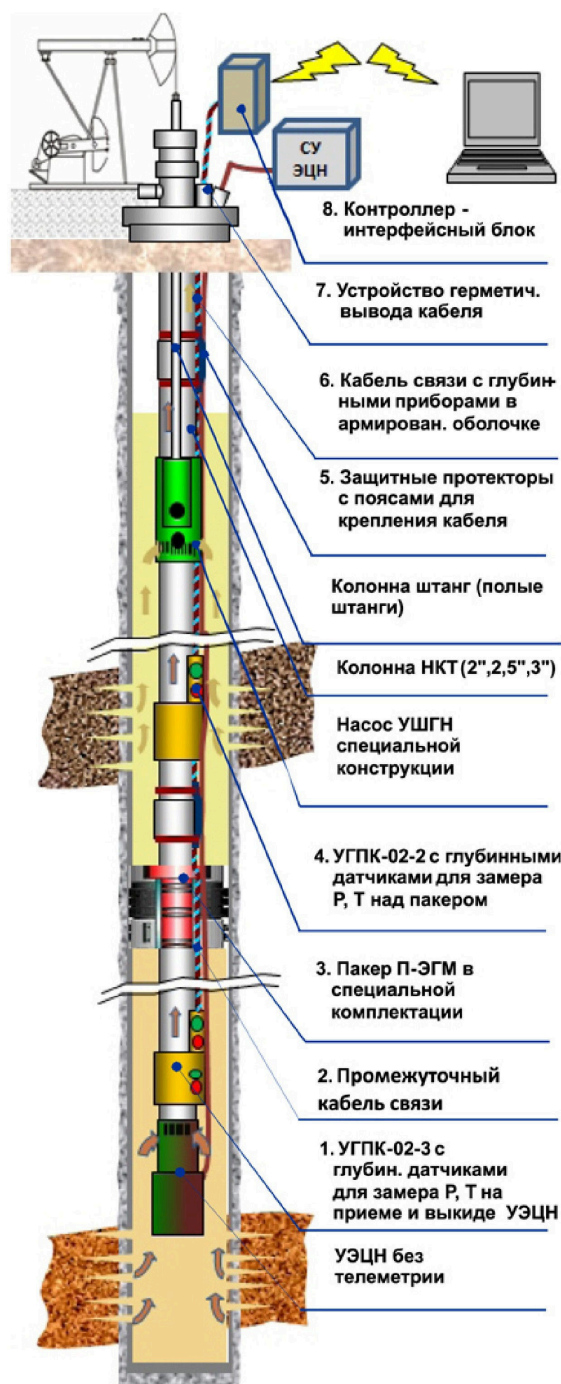


Рисунок 5 – Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами) 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учётом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и её защиту при аномальных режимах.

Электроцентробежные погружные насосы производства «АЛНАС» (сокращённо ЭЦНА) применяются для подъёма пластовой жидкости, а также в системах поддержания пластового давления. «АЛНАС» производит и поставляет центробежные погружные насосы в габаритных группах 5, 5А и 6, производительностью от 10 до 1500 м³/сут. и напором до 2500 м. Широкая номенклатура насосов позволяет подобрать оборудование практически под любые условия эксплуатации (рис. 6).



Рисунок 6 – Схема погружного насоса

Насосы «АЛНАС» спроектированы по секционному принципу и в общем случае состоят из входного модуля, насосных секций, газосепаратора, обратного и спускного клапанов. Обратные клапаны имеют высокую герметичность, что позволяет Потребителю производить опрессовку насосно-компрессорных труб. По желанию Потребителя входной модуль может быть изготовлен как одно целое с насосной секцией, что позволяет уменьшить количество соединений. Входной модуль может быть оснащён высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надёжно откачивать пластовую жидкость с большим содержанием механических примесей. При высоком содержании газа в пластовой жидкости в состав насоса может быть включён газосепаратор с приёмной сеткой, при этом нет необходимости во входном модуле.

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. По всей длине каждой секции установлены промежуточные радиальные подшипники, что обеспечивает надежную и продолжительную работу насоса.

Применение специальных противоположных муфт позволяет снизить количество наиболее сложных аварий, связанных с расстыковкой секций насосов.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сростки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 до 55 % (по объёму) свободного газа у приёмной сетки входного модуля, к насосу подключают насосный модуль – газосепаратор.

Двигатель – асинхронный погружной, трёхфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным ШГС 5805-49ТЗУ1.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата – фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт. Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») – многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объёму) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор.

Газосепаратор не заменим, при добыче нефти из скважин с большим содержанием растворенного газа. Устанавливается между входным модулем и насосной модуль-секцией. «АЛНАС» производит и поставляет эффективные газосепараторы для различных условий эксплуатации для всех типов насосов.

Принцип действия газосепаратора (рис. 7) основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключаются образование пазовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки.

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

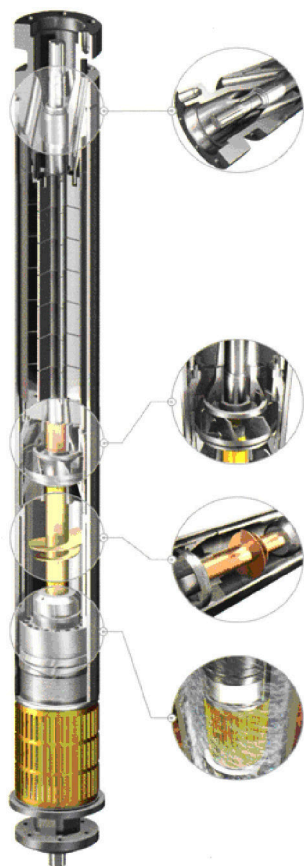


Рисунок 7 – Газосепаратор ГСА 5А

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах Reda, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

В отечественных установках ЗАО «Алнас», а также насосах фирмы «Centrilift» и «Reda» используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично (табл. 3).

Таблица 3 – Технические характеристики газосепараторов производства ЗАО «Алнас»

Обозначение	Подача в рабочей зоне	Напор	Потребляемая мощность, кВт	Внешний диаметр	Максимальное содержание свободного газа на приёме, %
1МНГ 5	25–250	4,0	1,5	92	55
МНГ 5А	90–360	4,6	1,9	103	55

Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об./мин., вытесняют более тяжёлые жидкости на периферию и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более лёгкая жидкость (пар) остаётся около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину. Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполне-

ния – из модифицированного чугуна ЧН 16Д 7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колёса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю-секции двух рёбер и резинового кольца. Рёбра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до 800 м³/сут. с резьбой 89 – более 800 м³/сут.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колёс и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух рёбер и резиновых колец. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Рёбра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъёме насосного агрегата. Рёбра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между рёбрами, помечена пятном краски для ориентирования относительно рёбер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения:

- 1) с валом диаметром 25 мм – для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут.;
- 2) с валом диаметром 28 мм – для насосов с подачами 1000, 1250 м³/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м³/сут. включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут. имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633-80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закреплённой на ней стальной полосы (табл. 4).

Таблица 4 – Применяемые пояса крепления кабеля (клямсы)

Оборудование	Код пояса	Длина пояса, мм
Насосно-компрессорная труба 60 и 48	ЭН-21/1	300
Насосно-компрессорная труба 73	ЭН-21/2	350
Насосно-компрессорная труба 89	ЭН-21/3	390
Насос группы 5, 5А и 6	ЭН-21/4	460

Погружные двигатели состоят из электродвигателя (рис. 8) и гидрозащиты.

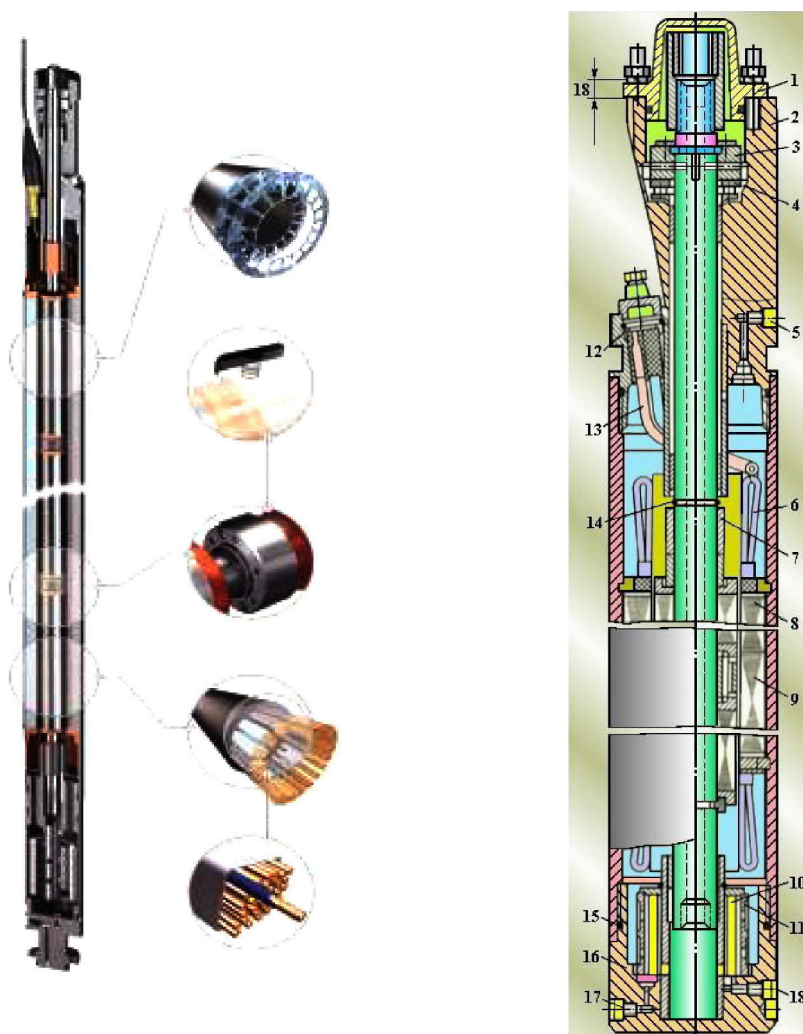


Рисунок 8 – Электродвигатель односекционный:

1 – крышка; 2 – головка; 3 – пята; 4 – подпятник; 5 – пробка; 6 – обмотка статора; 7 – втулка; 8 – ротор; 9 – статор; 10 – магнит; 11 – фильтр; 12 – колодка; 13 – кабель с наконечником; 14 – кольцо; 15 – кольцо уплотнительное; 16 – корпус; 17, 18 – пробка

Двигатели трёхфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 130 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения – не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объёму) – не более 50 %; гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

- по напряжению – от минус 5 % до плюс 10 %;
- по частоте переменного тока – $\pm 0,2$ Гц;
- по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя

ПЭДУСК-125-117Д-В5 ТУ 16-652.029-86,

приняты следующие обозначения: ПЭДУ – погружной электродвигатель унифицированный; С – секционный (отсутствие буквы – несекционный); К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное); 125 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; Д – шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы – основная модель); В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя

ЭДК 45-117В,

приняты следующие обозначения: ЭД – электродвигатель; К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное исполнение); 45 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В – верхняя секция (отсутствие буквы – несекционный, С – средняя секция, Н – нижняя секция).

В шифре гидрозащиты

ПК 92Д,

приняты следующие обозначения: П – протектор; К – коррозионностойкая (отсутствие буквы – исполнение нормальное); 92 – диаметр корпуса, мм; Д – модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы – основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектным тиристорным преобразователем.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Погружные электрические двигатели (сокращённо ПЭД) применяются в качестве привода для ЭЦН, выпускаются в трёх габаритных группах: 103, 117 и 130 мм, мощностью от 12 до 250 кВт. Выпускается более 60 модификаций ПЭД различной мощности, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание двигатель – насос для обеспечения работы установки с максимально возможным коэффициентом полезного действия.

Технология изготовления обуславливает высокое качество и надёжность погружных электрических двигателей производства «АЛНАС».

Применение специальных электротехнических материалов позволяет эксплуатировать погружные двигатели при температуре пластовой жидкости до 120 °С. В специальном термостойком исполнении – до 160 °С.

После сборки на специальных стендах, на которых контролируется качество отдельных узлов, электродвигатель испытывается на станции, в условиях, приближённых к реальным, в том числе с нагревом до рабочих температур. Испытаниям подвергаются 100 % двигателей, после испытаний все они разбираются и тщательно проверяются. Проводится контроль сопротивления изоляции по индексу поляризации.

Погружные электродвигатели ПЭДУК 16-70-103М-2В-5, ПЭДУКС 100-140-103М-2В-5, ПЭ-ДУК 22-140-117М-2В-5, ПЭДУКС 160-180-117М-2В-5 являются обычными асинхронными двигателями. В отличие от серийных укороченные имеют 12 пазов вместо 18, но имеют более низкую температуру нагрева обмотки и не требуют повышенного напряжения питания как двигатели типа РППЭД-я и ПРЭД.

Снижение длины статора по сравнению с серийными ПЭД стало возможным из-за увеличения мощности на роторе в 1,3 раза за счёт применения оптимального профиля статорного железа.

Применение укороченного статора позволило получить двигатели мощностью до 70 кВт в габарите 103, 140 кВт в габарите 117 в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надёжность по сравнению с секционными ПЭД, за счёт исключения наиболее слабого стыковочного узла.

Применение укороченного статора позволило получить новый мощностной ряд двигателей в едином корпусе, что упрощает подбор его к насосу и не требует замены существующих на промыслах трансформаторов ТМГН.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

1) открытого типа – П 92; ПК 92; П 114; ПК 114;

2) закрытого типа – П 92Д; ПК 92Д; (с диафрагмой) П 114Д; ПК 114Д.

Однако в ЦДНГ-8 производится пробная эксплуатация наиболее эффективных типов гидрозащит, представленных ниже.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К в обозначении) исполнений. В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109-81.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см³, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают её перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя (рис. 9).

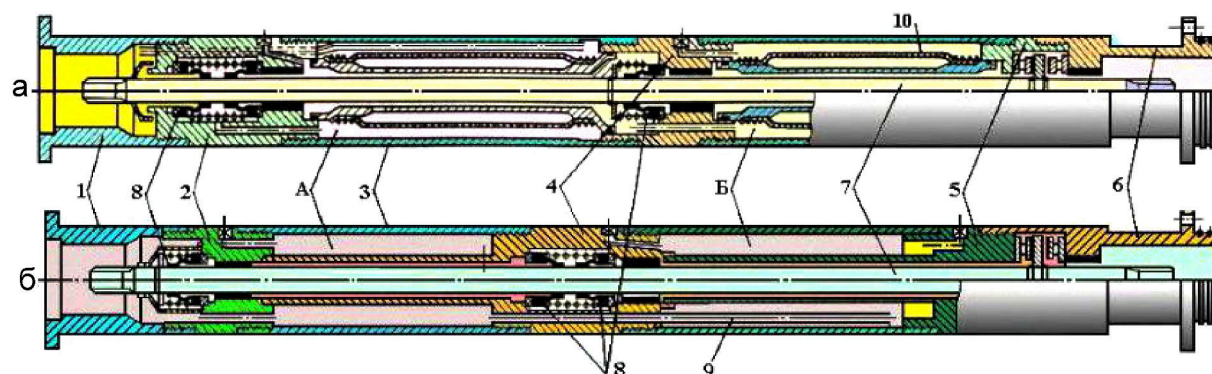


Рисунок 9 – Гидрозащита:

а) открытого типа; б) закрытого типа;

А – верхняя камера; Б – нижняя камера;

1 – головка; 2 – верхний ниппель; 3 – корпус; 4 – средний ниппель; 5 – нижний ниппель; 6 – основание;
7 – вал; 8 – торцовое уплотнение; 9 – соединительная трубка; 10 – диафрагма

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя – диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счёт перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе (табл. 5).

Таблица 5 – Характеристики гидрозащиты ПЭД

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	масло МА-ПЭД	барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200 ± 5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200 ± 5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300 ± 5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300 ± 5	59

Подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на Первомайском месторождении

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера УЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины. С учётом:

- 1) коэффициента продуктивности данной скважины (по результатам гидродинамических исследований скважины);
- 2) данных инклинометрии;
- 3) газового фактора;
- 4) давления пластового;
- 5) давления насыщения;
- 6) обводнённости добываемой продукции;
- 7) концентрации выносимых частиц.

Суть метода подбора УЭЦН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении её с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъёмника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$.

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{пр}}. \quad (1)$$

Давление на приёме насоса:

$$P_{пн} = P_{заб} - (L_{скв} - H_H) \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (2)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приёма насоса;
 $L_{скв}$ – глубина скважины.

Принимая давление на приёме насоса оптимальным $P_{опт}$, вычисляем глубину спуска насоса H_H :

$$H_H = L_{скв} + \frac{10^6 \cdot \left(P_{опт} + \frac{Q}{K_{пр}} - P_{пл} \right)}{\rho_{ж} \cdot g}, \quad (3)$$

Затем по экспериментальным кривым распределения давления в зависимости от обводнённости и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $P_{вых}$ при заданной подаче Q .

Давление P_H , необходимое для подъёма заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_H = P_{вых} - P_{опт}, \quad (4)$$

где $P_{вых}$ – давление на выходе насоса.

При необходимости пересчёта давления P_H в напор выражение (4) записывается в виде:

$$H = \frac{10^6 \cdot (P_{вых} - P_{опт})}{\rho_{ж} \cdot g}. \quad (5)$$

В процессе подбора необходимо руководствоваться принятой в НГДУ методикой. При этом максимальное содержание свободного газа у приёма насоса не должно превышать 25 % для установок без газосепараторов. В случае если по скважине ожи-

дается значительный вынос мехпримесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

Результаты подбора:

- 1) расчётный суточный дебит;
- 2) напор насоса;
- 3) внутренний минимальный диаметр эксплуатационной колонны;
- 4) глубина спуска;
- 5) расчётный динамический уровень;
- 6) максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески

УЭЦН.

К особым условиям эксплуатации относятся:

- 1) высокая температура жидкости в зоне подвески;
- 2) расчётное процентное содержание свободного газа на приёме насоса;
- 3) содержание мехпримесей, соли;
- 4) наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости заносятся в паспорт-формуляр.

Опасные зоны в колонне, где темпы набора кривизны превышают допустимые нормы, заносятся в паспорт-формуляр при оформлении заявки для ЗАО «АЛНАС-Н».

При подборе УЭЦН необходимо, чтобы скважина после запуска и вывода на режим работала в потенциале. Потенциал скважины определяется по следующей методике.

Стандартный расчёт через $Q_{ж}$, $P_{пл}$, $P_{заб}$ (для работающих скважин).

Исходные данные:

- 1) текущий дебит скважины $Q_{ж}$, м³/сут.;
- 2) пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- 3) забойное давление $P_{заб}$, атм.;
- 4) давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- 5) вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- 6) объёмный коэффициент нефти b ;
- 7) радиус скважины $r_{скв}$, м;
- 8) радиус контура питания R_k , м;
- 9) скин S (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WellTest; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{Q_{ж}}{P_{пл} - P_{заб}} \text{ при } P_{заб} > P_{нас}; \quad (6)$$

$$K_{пр} = \frac{Q_{ж}}{P_{пл} - P_{нас} + P_{нас} \cdot \frac{1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^2}{1,8}} \text{ при } P_{заб} < P_{нас}. \quad (7)$$

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (8)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8}. \quad (9)$$

4. Определяется потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб 50} = 50$ атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right)^2 \right] \quad (10)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (11)$$

5. Определяется $k \cdot h$ обратным порядком:

$$k \cdot h = K_{пр} \cdot 18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S. \quad (12)$$

После расчёта обратным порядком, этот параметр должен быть зафиксирован для каждой скважины (если нет более точных данных, например, из WellTest) Для скважин, на которых было проведено ГРП, при расчёте $k \cdot h$ подставляется скин, достигнутый в результате ГРП, для обычных скважин скин берётся равным 0, либо определяется через WellTest. Желательно для большей наглядности ввести дополнительные колонки с датой ГРП и скином.

Если скважина находится в простое и $Q_{ж} = 0$, расчёт производится через предполагаемый режим.

Расчёт через $k \cdot h$ осуществляется следующим образом:

Исходные данные:

- 1) пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- 2) потенциальное забойное давление $P_{заб\ 50}$ (50 атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$);
- 3) давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- 4) проницаемость \times нефтенасыщенная мощность $k \cdot h$, мД;
- 5) вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- 6) объёмный коэффициент нефти b ;
- 7) радиус скважины $r_{скв}$, м;
- 8) радиус контура питания R_k , м;
- 9) скин S (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WellTest; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{k \cdot h}{18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S}. \quad (13)$$

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (14)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8}. \quad (15)$$

4. Определяем потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб} = 50$ атм., либо, если $P_{заб} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right] \quad (16)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (17)$$

Для расчёта потенциального дебита после ГРП необходимо в формулу (14) подставить значение скин фактора = - 4,7.

Если есть данные по продуктивности скважины, то расчёт упрощается и сводится к формуле:

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (18)$$

Расчёт скин-эффекта после проведения ГРП

Скин-эффект после ГРП рассчитывается исходя из $k \cdot h$ скважины и $K_{пр}$ после ГРП, который рассчитывается аналогично с расчётом до ГРП:

$$S = \frac{k \cdot h}{18,4 \cdot K_{пр} \cdot \mu \cdot \beta - \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) + 0,75}. \quad (19)$$

Расчёт $P_{заб}$ производится следующим образом:

$$P_{заб} = P_{затр} + \frac{(H_{сп} - H_{дин}) \cdot \rho_n + (H_{вд} - H_{сп}) \cdot \rho_n \cdot \left(1 - \frac{\eta}{100} \right) + \rho_e \cdot \frac{\eta}{100}}{10}, \quad (20)$$

где $P_{затр}$ – затрубное давление, атм.; $H_{вд}$ – глубина до верхних дыр перфорации, м; $H_{дин}$ – динамический уровень, м; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³; ρ_e – плотность пластовой воды, г/см³; η – обводнённость, в %.

Все глубины для расчёта забойного давления берутся по вертикали (табл. 6).

Таблица 6 – Минимально допустимая рабочая частота двигателя

$H_{дин}$, м	Напор УЭЦН по паспорту, м									
	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2200
Минимальная частота f , Гц										
400	24,2	23,9	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22	21,8	21,3
500	27,1	26,7	26,3	25,9	25,6	25,3	25	24,6	24,3	23,8
600	29,7	29,2	28,8	28,4	28	27,7	27,3	27	26,7	26,1
700	32	31,6	31,1	30,7	30,3	29,9	29,5	29,2	28,8	28,2
800	34,2	33,8	33,3	32,8	32,4	32	31,6	31,2	30,8	30,1
900	36,3	35,8	35,3	34,8	34,4	33,9	33,5	33,1	32,7	31,9
1000	38,3	37,7	37,2	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	33,7
1100	40,3	39,6	39,0	38,5	38	37,5	37	36,6	36,1	35,3
1200	42,3	41,4	40,8	40,2	39,7	39,2	38,7	38,2	37,7	36,9
1300	43,7	43	42,4	41,9	41,3	40,8	40,3	39,8	39,3	38,4
1400	45,3	44,7	44,0	43,5	42,9	42,3	41,8	41,3	40,8	39,8
1500	46,9	46,3	45,6	45	44,4	43,8	43,3	42,7	42,2	41,2
1600	48,5	47,81	47,1	46,4	45,8	45,2	44,7	44,1	43,6	42,6
1700	50	49,28	48,5	47,9	47,2	46,6	46	45,5	44,9	43,9

Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН по ЦДНГ-8

За 3 месяца 2015 года на скважинах, оборудованных УЭЦН, произошло 65 преждевременных отказа подземного оборудования (табл. 7).

Таблица 7 – Распределение преждевременных отказов подземного оборудования по ЦДНГ-8 за 3 месяца 2015 года

Причина	Количество отказов	%
ПЭД, гидрозащита	19	29
ЭЦН секции	3	5
кривизна колонны	2	3
соли, мехпримеси, парафин	18	27
Наземное оборудование	1	2
не герметична НКТ	10	15
посадки напряжения	1	2
мех повреждение кабеля	4	6
кабель изоляция 0	6	9
брак ВНР	1	2

В соответствии с очевидно, что основной причиной преждевременных отказов являются ПЭД и гидрозащита, что обусловлено некачественным ремонтом ПЭД, некачественным маслом, слабым на пробой. Также ПЭД для ЭЦН-500 часто имеют неверные фазировки между секциями, в результате происходят «клины» при запуске.

Второй, не менее распространённой причиной преждевременных отказов являются механические примеси. Данная причина выхода УЭЦН из строя является объективной, обусловлена снижением забойного давления до 50 атм. согласно Стандарта Компании, что способствует дополнительному выносу мехпримесей из пласта. Объём выносимой из пласта породы зависит от забойного давления (рис. 10).



Рисунок 10 – Зависимость выноса мехпримесей от забойного давления

При отказах до 1 месяца сильное влияние оказывает брак ремонта ЭПО (55 %), забивание ЭЦН мехпримесями (35 %), негерметичность лифта НКТ (10 %) (рис. 11).

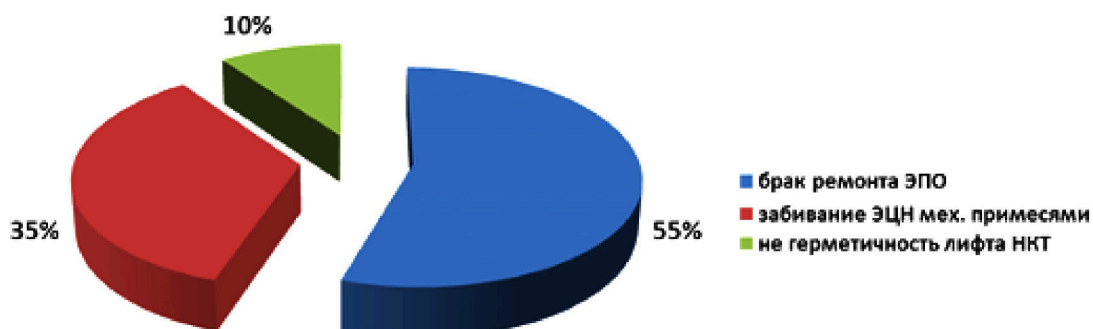


Рисунок 11 – Распределение отказов, в том числе по объективным причинам

Основной причиной выхода оборудования из работы при отказах до 180 сут. является брак при ремонте оборудования ЭЦН (39 %), некорректный подбор либо снижение продуктивности скважин (17 %), влияние кривизны (12 %). На 12 скважинах произведено более 2 ремонтов: из них на № 182 Первомайское, № 969 Первомайское и № 408 Первомайское.

За 2014 год произошло 5 аварий (полёт УЭЦН) на скважинах. Аварии произошли по нескольким причинам, в том числе высокая наработка УЭЦН в скважине (более 900 сут.) полёт по резьбе НКТ, неграмотный монтаж ЭЦН, связанный с установкой монтажного патрубка, запрещённого к эксплуатации. 2 полёта произошло по слому лопастной головки ЭЦН, что характерно для работы в кривизне.

Основными показателями, характеризующими работу фонда скважин, являются межремонтный период (МРП), наработка, наличие и количество часто ремонтируемого фонда – фонда скважин, на которых производились ремонты подземного оборудования от 3 и более раз в год (рис. 12).

Динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН по фонду скважин ЦДНГ-8

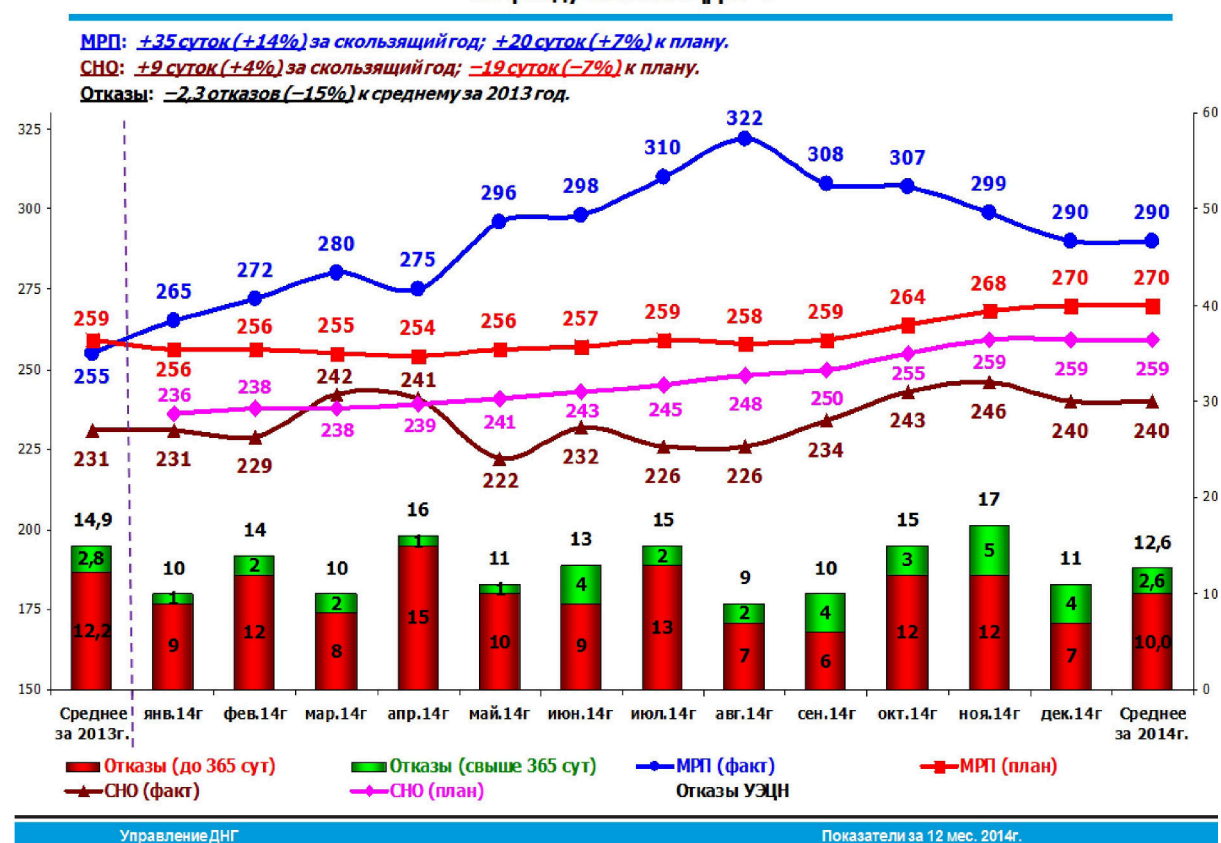


Рисунок 12 – Динамика МРП и СНО по ЦДНГ-8 за 2014 г.

МРП по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, за 2014 год увеличилось с 255 до 322 сут., затем опять снизилось до 290 сут. На данный момент МРП составляет 318 сут. Цехом планируется увеличение данного показателя к концу года до 350 сут. Значительное увеличение данного показателя по сравнению с началом года обуславливается тем, что ЦДНГ-8 активно внедряет экспериментальное оборудование – в комплект с УЭЦН фильтр скважинный гидроциклонный щелевой (ФСГЩ) обеспечивает стабильную работу в скважинах, осложненным большим содержанием твердой фазы в виде проппанта и песка. ФСГЩ содержит щелевой фильтр, на байпасной линии которого вместо предохранительного клапана размещен сепаратор гидроциклонного типа. Сбор механических примесей осуществляется в хвостовик или в неперфорированную часть обсаженной трубной скважины.

Таблица 8 – Динамика МРП УЭЦН по ЦДНГ-8

Период	ЭЦН + РЭД			
	отработанное время	отказы	МРП	МРП по скользящему году
2011 год	56306	133	423	423
2012 год	65262	214	305	305
2013 год	66092	173	382	382
2014 год	66719	205	325	325

Падение МРП в 2012 году до уровня 305 сут. объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мехпримесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2013 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – ЗАО ALNAS-N, который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отмечился рост МРП до 382 сут. по итогам 2013 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 325 сут. по итогам 2014 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями ЗАО ALNAS-N были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, реализация которых в данный момент производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить данный показатель. Цехом планируется в течение 2015 года увеличить МРП до 335 сут.

Часто ремонтируемый фонд скважин ЦДНГ-8 на начало 2012 года составлял 9 скважин оборудованных УЭЦН. По итогам работы за 2013 год данный показатель составил 3 скважины, оборудованные УЭЦН. Этому значительно способствовало внедрение цехом экспериментальных разработок ЗАО ALNAS-N, в частности установок с вентильными двигателями, получившими на фонде ЦДНГ-8 широкое распространение. Нарботка по УЭЦН в течение 2013 года снизилась на 5 сут. Разработаны и внедряются мероприятия по повышению надёжности работы погружного оборудования, которые позволят изменить тенденцию к снижению на растущую.

В частности ЭЦНА-100-1400, отличающиеся меньшей длиной и более гибкими рабочими характеристиками от УЭЦН обычного исполнения, что позволяет активно их использовать в осложнённых условиях, например, на скважинах, имеющих значительную кривизну. Внедряются вентильные УЭЦН-80 с рабочей зоной 60–200 м³/сут. В эксплуатации также находятся новая разработка – ЭЦН-25, имеющие практически аналогичные характеристики с ЭЦН-18. Применяются износостойкие УЭЦН на скважинах, стимулированных ГРП или имеющих высокий вынос мехпримесей. Активно внедряются новые станции АЛСУ-А, позволяющие более эффективно контролировать работу погружного оборудования, своевременно выявлять и устранять проблемы, не способствующие нормальной работе УЭЦН и зарекомендовавшие себя лёгкостью и надёжностью в эксплуатации. Ведётся работа по планомерной замене устаревшего наземного оборудования на новое.

Оптимизация работы фонда скважин по ЦДНГ-8

Перечень скважин на оптимизацию определяется исходя из необходимого соответствия работы скважины и работы установки. В противном случае эксплуатация скважины считается нерациональной. Согласно Стандарта Компании работа скважины должна происходить при забойном давлении 50 атм. Исходя из вышесказанного на оптимизацию выбираются скважины с забойным давлением более 50 атм., с расчётом ожидаемого прироста более 30 % от текущего дебита. По данным критериям выбран следующий перечень скважин (табл. 9).

Таблица 9 – Перечень скважин на оптимизацию

№ скважины	850	829	863
Куст	52	66	56
тип насоса	ЭЦН-79	ЭЦН-159	ЭЦН-79
$H_{сп}$, м	2380	2880	2590
пластовое давление $P_{пл}$, атм.	201	250	228
$H_{дин}$, м	1952	2650	2300
затрубное давление $P_{затр}$, атм.	11	11	10
забойное давление $P_{заб}$, атм.	81	84	80
Фактический режим			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	28,5	60,0	18,3
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	49	105	55
обводнённость, %	30	31	60
Потенциальный режим			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	47,6	92,8	27,6
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	82	162	83
Прирост			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	19,1	32,8	9,3
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	33	57	28

Рассмотрим скважину № 850 куст 52. Оптимизация работы данной скважины стала возможна в результате увеличения притока из пласта, что связано с остановкой соседней по забою скважины № 852 с отбором 52 м³/сут. по причине полета УЭЦН на забой с разрушением эксплуатационной колонны.

Расчёт на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ 5-79-2000 вентильная, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-В-180. Глубина спуска 2380 м по мере НКТ, расчётный динамический уровень 1952 м, ожидаемое забойное давление 81 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 82 м³ или 47,6 тонны по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ по скважине, направленных на увеличение типоразмера спускаемого УЭЦН составит 19,1 тонн суточной добычи.

По скважине № 829 необходимо провести плановый предупредительный ремонт в связи с тем, что данная установка УЭЦНА-159 работает в течение 495 сут. в данный момент за пределами рабочей зоны УЭЦН такого типоразмера, в связи с чем КПД установки невелик из-за трения текстолитовых нижних шайб о рабочие аппараты, происходит дополнительный нагрев ПЭД, большее потребление электроэнергии и потери по добыче нефти.

Расчёт на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ 5-159-2600, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-А-180. Глубина спуска 2880 м по мере НКТ, расчётный динамический уровень 2650 м, ожидаемое забойное давление 84 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 162 м³ или 92,8 тонн по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ составит 32,8 тонн суточной добычи.

В соответствии с приведённой методикой ежемесячно составляется перечень скважин и мероприятий под них, направленных на увеличение суточной добычи и поддержанием падающей в связи с истощением и обводнением базовой добычи. Данные мероприятия защищаются и утверждаются Управляющим ОАО «Томскнефть» ВНК.

Заключение

Исходя из проведённого анализа работы фонда скважин, оборудованного УЭЦН можно сделать ряд выводов.

Фонд скважин, оборудованных УЭЦН, в течение 2014 года и за 3 месяца 2015 года вырос на 5 скважин и наблюдается тенденция к его дальнейшему росту. Это связано с тем, что в процессе эксплуатации происходит прорыв подошвенной воды к скважине, имеющей меньшую вязкость по сравнению с нефтью и лучшие фильтрационные характеристики. В результате происходит увеличение потенциала скважины по жидкости, в связи с чем производятся мероприятия по интенсификации отбора из данных скважин для удержания базовой добычи и ввод новых скважин после бурения на 71 кусту Первомайского месторождения.

Анализируя изменение динамики межремонтного периода в течение с 2013 по 2014 гг. наблюдалось падение МРП в течение 2011–2012 года с 423 до уровня 305 сут., которое объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мехпримесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2012 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – ЗАО ALNAS-N, который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отметился рост МРП до 382 сут. по итогам 2013 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 325 сут. по итогам 2014 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями ЗАО ALNAS-N были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, например внедрение нового оборудования, такого как УЭЦНА 5-45 «АНАКОНДА», вентильных установок, имеющих меньшую длину на скважинах, осложненных интенсивным набором кривизны, более качественная работа с призабойной зоной пласта, эксплуатационной колонной. Производится внедрение протекторов для защиты кабеля при спускоподъемных операциях и в процессе эксплуатации, внедрение интеллектуальных станций управления, например АЛСУ-А(В)-180, способных контролировать необходимые для анализа работы установки параметры. Реализация данных мероприятий производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить МРП. Так, в течение 4 месяцев 2015 года МРП вырос до 335 сут. и следует ожидать, что данная тенденция в дальнейшем сохранится.

Анализ отказов позволил выявить ключевые причины выхода из строя УЭЦН, которыми являются электродвигатель, гидрозащита и механические примеси. Для сокращения отказов данных узлов УЭЦН были проведены комплексные проверки цехов по ремонту подземного оборудования, выявлен ряд нарушений при ремонте ЭПУ, проведены мероприятия по устранению данных нарушений, в результате чего в данный момент можно отметить снижение количества отказов по приведенным выше причинам.

Анализ работы УЭЦН на фонде скважин ЦДНГ-8 позволяет судить о следующем. На долю скважин, оборудованных УЭЦН приходится 99 % добычи цехом, поэтому необходима и ведется постоянная работа по совершенствованию техники и технологии добычи данным способом, анализируется и тщательно разбирается каждый преждевременный выход УЭЦН из строя, ежедневно ведется контроль за состоянием работы фонда скважин. Также анализ показал, что необходима постоянная работа по оптимизации работающего оборудования в связи с изменениями работы как пласта, так и длительно работающего погружного оборудования.

Совокупность всех приведённых в статье мероприятий позволила по итогам работы за 2014 год перевыполнить основной для цеха показатель – план по добыче нефти на 25 тыс. тонн, что составляет 101 % при условии истощения пластов, повышения обводнённости продукции в целом на 5,5 % по месторождению.

Литература:

1. Отчёт о производственной деятельности НГДУ «Томскнефть» ВНК. – 2010–2013 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., 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.

4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
5. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ad69b4c53a89521206c26_0.html
11. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
12. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.
13. 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.
14. 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. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.
15. 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». – № 5 (май) 2016 г. – С. 91–100.
16. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края : Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) / Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26-27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.
17. 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.
18. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 5. – С. 34–39.
20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
21. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
22. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.

23. Березовский Д.А. [и др.]. 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.

24. 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.

25. Яковлев А.Л. [и др.]. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском 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 О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 323–331.

26. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.

27. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.

28. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 109–137.

29. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения / Сезар Лину Андре [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 208–236.

30. 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). – Nov 2017. – Vol. 2. – Issue 11. – P. 6–11. – e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

31. 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 : vsn.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

32. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20

33. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.

References:

1. Report on production activity of NGDU Tomskneft of VNK. – 2010-2013.
2. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2001. – V. 1. – 348 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
5. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. 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 – South, 2013. – 336 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.
10. Optimization of work of installations of electrocentrifugal pumps on Pervomaisk the oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ad69b4c53a89521206c26_0.html
11. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors / D.A. Berezovsky [etc.] // Neftyanoye hozyaystvo. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – P. 84–86.
12. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – № 1. – P. 139–148.
13. 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.
14. 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. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – № 4/2016. – P. 31–36.
15. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // Scientific online magazine «Byulleten Nauki i Praktiki». – No. 5 (May), 2016 – P. 91–100.
16. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai: Modern technologies of oil recovery and gas. The prospects of development of a mineral and raw complex (the Russian and international experience) / the Collection of materials of the All-Russian nauch-but-practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26-27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.
17. Yakovlev A.L., Shamar 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 / 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.
18. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – № 7/2016. – P. 35–40.
19. 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 // Scientific and technical magazine «Oborudovaniye i Tekhnologii Dlya Neftgazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2016. – № 5. – P. 34–39.
20. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – № 1. – P. 50–54.
21. 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. – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – 3 2/2017. – P. 36–51.
22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multisheeted fields // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – No. 1. – P. 33–50.
23. Berezovsky D.A. [etc.]. The analysis of carrying out solyanokislотно processing of wells on the Average and Makarikhinsky field: Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.
24. 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 the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260.

25. Yakovlev A.L. [etc.]. The analysis of application and the recommendation the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurovsky field: Bulatovsky readings : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 323–331.

26. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 2. – P. 34–61.

27. 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. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 2. – P. 62–81.

28. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field / D.A. Berezovsky [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – No. 2. – P. 109–137.

29. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field / César Lina Andrée [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 3. – P. 208–236.

30. 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). – Nov 2017. – Vol. 2. – Issue 11. – P. 6–11. – e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

31. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

32. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of carrying out on-tokootklonyayushchikh technologies on the Vyngapurovsky oil-gas condensate field // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Dril-ling publishing house, 2017. – № 4. – P. 16–20.

33. 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. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 4. – P. 275–297.

УДК 622.276.74

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ

THE FEATURES OF CONDUCTING CAPITAL WELL REPAIRS AT THE DEVELOPMENT OF THE ZHETYBAY FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Матвеева Изабелла Сергеевна
студентка 4 курса направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
izabell96@mail.ru

Барамбонье Соланж
студент-магистрант 2 курса направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
barambone91@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена промывка скважин для удаления песчаных пробок и проведён сравнительный анализ эффективности прямой и обратной промывки. Описаны методы борьбы с образованием песчаных пробок и технология подземного и капитального ремонтов скважин; выполнен критический анализ состояния качества работ при проведении капитального и подземного ремонтов скважин в НГДУ «Жетыбаймунайгаз»; проанализированы работы при капитальном ремонте скважин по интенсификации добычи нефти; описана промывка скважин для удаления песчаных пробок с технологической схемой. Эффективность применяемых способов промывки скважин показывает, что обратная промывка водой является более эффективной, чем прямая промывка водой.

Ключевые слова: борьба с образованием песчаных пробок; методы крепления призабойной зоны скважин; крепление призабойной зоны цементным раствором; крепление призабойной зоны цементно-песчаной смесью; крепление призабойной зоны химическими реагентами; выбор скважин для обработки химическим методом; подготовка скважины к обработке.

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

Matveeva Izabella Sergeevna
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Barambonye Solange
Masters' Student,
Department code 21.04.01
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
barambone91@mail.ru

Annotation. In the article the wells washing for removal of sand plugs is considered and the comparative analysis of efficiency of direct and backwashing is carried out. Methods of controlling the formation of sand plugs and the technology of underground and overhaul of wells are described; a critical analysis of the state of work quality during capital and underground well repairs in the oil and gas production department «Zhetybaymunaigas»; the work was analyzed in the course of overhaul of wells to intensify oil production; the wells are washed to remove sand plugs with the process flow diagram. The effectiveness of the methods used for washing wells shows that reverse flushing with water is more effective than direct flushing with water.

Keywords: struggle with the formation of sand plugs; methods of fastening the bottomhole well zone; fastening of bottomhole zone with cement mortar; anchoring the bottomhole zone cement-sand mixture; fastening of bottomhole zone with chemical reagents; selection of wells for chemical treatment; well preparation for processing.

Месторождение Жетыбай расположено в западной части полуострова Мангышлак и по административному подчинению входит в состав Каракиякского района Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими к месторождению населёнными пунктами, как показано на рисунке 1, являются посёлок Жетыбай (1 км) и районный центр Курык (60 км).

Крупное многопластовое, нефтегазовое месторождение Жетыбай было открыто в 1961 году. В промышленную эксплуатацию месторождение вступило в 1969 году.

Эксплуатационное бурение на месторождении Жетыбай было начато после составления в 1969 году технологической схемы разработки наиболее глубокозалегающих залежей XI, XII и XIII горизонтов.

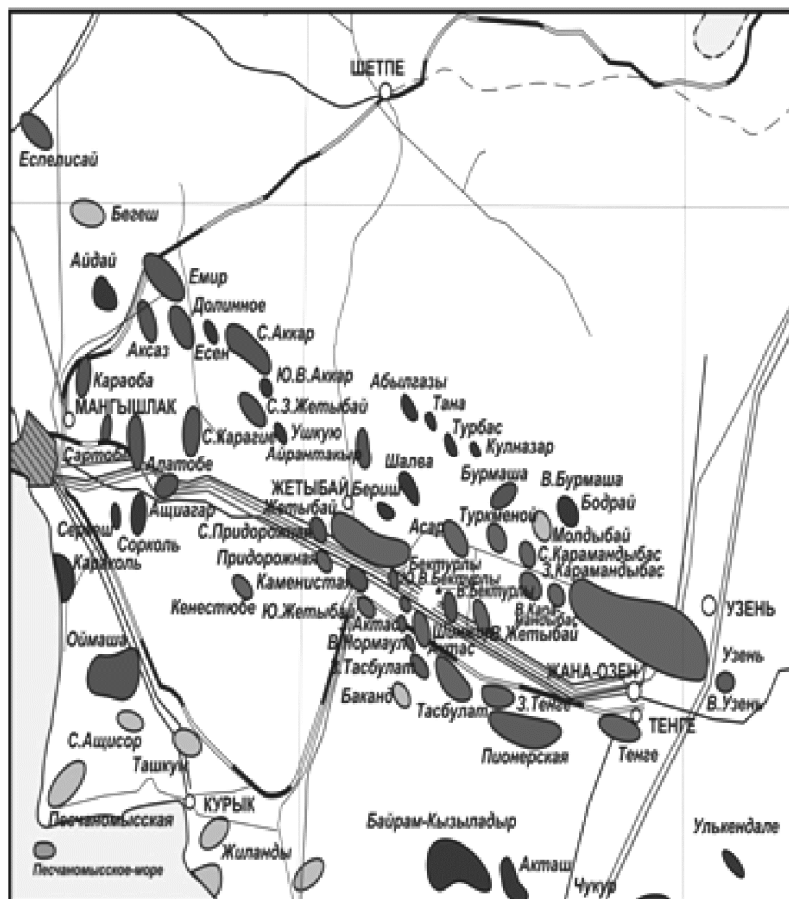


Рисунок 1 – Обзорная карта района

На месторождении Жетыбай бурением вскрыты мезокайнозойские отложения толщиной около 3000 м (от неогеновых до триасовых). Установлена нефтегазоносность в отложениях ааленского, байосского, батского, келловейского ярусов среднеюрского и верхнеюрского отделов.

Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке субширотного простирания, по поверхности I продуктивного горизонта размеры её 22×6 км при амплитуде 65 м. Структура довольно пологая, с глубиной углы падения пород на крыльях увеличиваются от 2,5° до 5°. В присводовой части структуры в пределах довольно широкого свода обособляются два куполовидных поднятия, разделённые небольшим прогибом глубиной порядка 10 м, который оказывается достаточным для контролирования ряда залежей в пределах юрского продуктивного разреза.

Борьба с образованием песчаных пробок

Методы крепления призабойной зоны скважин

В процессе эксплуатации пластов, сложенных рыхлыми, слабосцементированными породами, в скважину выносится песок вместе с жидкостью из пласта. При этом нарушается устойчивость пород призабойной зоны, что приводит к серьёзным осложнениям: к осаждению песка, образованию песчаных пробок, прихвату труб и т.д. Для уменьшения пескопроявления и предотвращения нарушения призабойной зоны для крепления скважин применяют:

- цементный раствор;
- раствор цементно-песчаной смеси;
- химические реагенты (фенолформальдегидную смолу).

Крепление призабойной зоны цементным раствором

Сущность метода заключается в закачке водоцементного раствора в призабойную зону скважины. В зависимости от поглотительной способности скважины и мощности пласта производят 1–3 заливки. Цементный раствор заполняет пустоты и трещины в породе, твердеет и тем самым закрепляет породу. Однако при этом несколько снижается проницаемость призабойной зоны.

Перед обработкой скважин цементным раствором определяют:

- 1) количество сухого цемента, необходимого для обработки скважины;
- 2) количество воды для затворения цемента и продавки цементного раствора в пласт;
- 3) давление продавки раствора;
- 4) время, необходимое для закачки раствора в пласт.

Количество сухого цемента определяют исходя из объема закрепляемой зоны, диаметром которой задаются, учитывая особенности обрабатываемой скважины: длительность предшествующей эксплуатации, количество вынесенного песка, поглотительную способность и т.п. В среднем диаметр закрепляемой зоны принимают равным 0,5–1,0 м.

Количество воды, необходимое для затворения цемента, определяют исходя из водоцементного отношения, равного 0,5.

Продолжительность закачки раствора в скважину и продавки его в пласт определяют, исходя из производительности цементировочного агрегата.

Давление продавки устанавливают ориентировочно по поглотительной способности скважины и обычно принимают равным 4–5-кратному давлению поглощения воды при одной и той же скорости её нагнетания в скважину (0,5 м³/мин.).

Работы по креплению призабойной зоны скважины цементным раствором производят в следующей последовательности. В скважину спускают заливочные трубы, конец которых устанавливают на 3–5 м выше верхних отверстий фильтра. Затем устанавливают цементировочную арматуру, производят её обвязку с колонной и заливочным агрегатом и проверяют герметичность всех соединений. Перед закачкой цементного раствора нагнетают воду в заливочные трубы, закрывают кран на затрубном пространстве и определяют поглотительную способность скважины. Затем при открытом кране затрубного пространства цементировочной арматуры закачивают цементный раствор через спущенные заливочные трубы до их конца. После этого закрывают кран затрубного пространства и продавливают цементный раствор в пласт. По окончании продавки открывают кран затрубного пространства и промывают скважину от излишков цементного раствора. Затем заливочные трубы приподнимают на высоту, исключающую возможность их прихвата и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента. По истечении этого срока скважину вводят в эксплуатацию.

Крепление призабойной зоны цементно-песчаной смесью

Метод основан на создании в призабойной зоне проницаемой и устойчивой к размыву массы из цемента, песка и воды.

Для приготовления цементно-песчаного раствора применяют чистый песок с зёрнами размером 0,2–0,4 мм и тампонажный цемент. Весовое соотношение сухого цемента и песка составляет 1 : 3.

Перед обработкой определяют:

- 1) объём цементно-песчаной смеси, необходимый для крепления призабойной зоны скважин;
- 2) количество сухого цемента;
- 3) количество песка;
- 4) количество воды для приготовления раствора.

Для облегчения подсчетов составлена номограмма, с помощью которой определяют количество цемента, песка и воды, необходимое для приготовления цементно-песчаной смеси. Номограмма составлена для случая, когда условная пористость

укрепляемой зоны $m=1$, т.е. порода в этой зоне отсутствует. Объём цементно-песчаной смеси должен соответствовать объёму укрепляемой зоны, диаметром которой задаются.

Для приготовления раствора цементно-песчаной смеси применяют один из следующих двух способов:

- 1) цементно-песчаную смесь затворяют в отдельной ёмкости путём постепенной засыпки песка в заранее приготовленный цементный раствор, интенсивно перемешивая;
- 2) цементно-песчаную смесь готовят в сухом виде, затем затворяют водой в гидравлической мешалке.

Первый способ предпочтительнее, так как при этом получается более равномерная смесь (цемент – песок – вода).

Последовательность работ при креплении скважин цементно-песчаным раствором такая же, как и при креплении цементным раствором. Различие заключается только в приготовлении цементно-песчаного раствора.

Крепление призабойной зоны химическими реагентами

Сущность этого метода крепления заключается в том, что в прифильтровую зону скважины (за колонну) вводят водорастворимую фенолформальдегидную смолу, которая проникает в поры и пустоты породы и, затвердевая, связывает частицы песка в прочную, проницаемую, устойчивую к размыву массу, при наличии в поровом пространстве как воды, так и нефти.

Раствор смолы представляет собой легко подвижную жидкость вишнёво-коричневого цвета, плотностью 1130–1150 кг/м³. Твердение смолы в пласте происходит при температуре 60 °С и выше, а в присутствии кислот – при более низких температурах.

Выбор скважин для обработки химическим методом

Обрабатывать следует в первую очередь:

- пробкообразующие, не очень дренированные скважины с дебитом нефти не менее 2 тонн/сут.;
- все пробкообразующие скважины, переводимые с компрессорного на глубинно-насосный способ эксплуатации;
- скважины, вышедшие из бурения, а также после возврата на вышележащий горизонт, освоение которых затруднено вследствие частого пробкообразования.

Нельзя обрабатывать скважины:

- с дефектом эксплуатационной колонны и при наличии на забое посторонних предметов, с притоком посторонних вод (обработка может быть проведена только после изоляции вод);
- со столбом жидкости менее 150 м;
- в призабойной зоне которых имеют место обвалы с разрушением кровли пласта.

Подготовка скважины к обработке

Перед обработкой в скважине проводят следующие подготовительные работы.

Производят очистку скважины от песчаной пробки. Обследуют состояние эксплуатационной колонны. Замеряют забой и уровень с помощью аппарата Яковлева. Замеряют температуру забоя. Определяют поглотительную способность скважины.

Скважины с температурой на забое 60 °С и выше обрабатывают в следующей последовательности:

1. Спускают заливочные трубы до верхних отверстий фильтра. В нижней части заливочных труб устанавливают пакер для герметизации кольцевого пространства между обсадной колонной и спущенными трубами.
2. После соединения агрегата с цементировочной арматурой нефтью вытесняют воду из колонны заливочных труб.
3. Вслед за нефтью в колонну заливочных труб закачивают необходимый объём смолы.
4. Нефтью (или нефтью и водой) вытесняют смолу из колонны заливочных труб и задавливают в пласт, закачивая расчетный объём жидкости.

5. Освобождают пакер и поднимают из скважины 100 м заливочных труб. Если продавка смолы производилась нефтью, то после подъёма 100 м труб необходимо последние промыть водой, чтобы смыть со стенок труб плёнку смолы.

6. Скважину оставляют в покое на время, необходимое для затвердения смолы, затем замеряют забой и уровень жидкости в скважине.

7. При наличии в скважине в интервале фильтра смоляного стакана, его разбуривают, после чего определяют поглотительную способность скважины.

Скважины с температурой забоя ниже 60 °С обрабатывают в следующем порядке:

1. Через колонну заливочных труб в скважину закачивают 15 %-ный раствор соляной кислоты для кислотной обработки зоны, крепления и удаления из неё углекислых солей. Закачку ведут отдельными порциями в 6–12 приёмов через каждые 30–60 мин.

2. Кислоту из колонны заливочных труб продавливают лёгкой нефтью.

3. Через 10–16 часов после закачки кислоты в скважину закачивают смолу. Перед закачкой в смолу добавляют от 3 % до 5 % (по объёму) 15 %-ной соляной кислоты для расслоения смолы на два слоя – воду и собственно смоляной слой. Кислоту дозируют в таком количестве, чтобы расслоение смолы полностью произошло в пласте к концу её закачки. Смоляной слой представляет собой легко подвижную жидкость и сохраняет эту подвижность не менее 10–12 часов. Добавлять кислоту к смоле следует в ёмкости агрегата малыми порциями при непрерывном перемешивании.

4. Смолу продавливают в пласт, закачивая лёгкую нефть в объёме колонны заливочных труб.

5. В скважину закачивают 20 %-ную соляную кислоту в объёме, равном двум объёмам закачанной смолы. Кислоту продавливают отдельными порциями в 3–4 приёма через каждые 30 мин.

6. Кислоту продавливают из колонны заливочных труб в пласт нефтью или водой. Для закачки кислоты в скважину применяют кислотный агрегат; для закачки нефти, воды и смолы – заливочный.

7. Освобождают пакер и поднимают 100 м заливочных труб.

8. Скважину оставляют в покое на 2 суток для затвердения смолы, после чего замеряют забой и определяют уровень жидкости.

9. При наличии в скважине в интервале фильтра смоляного стакана его разбуривают, после чего определяют поглотительную способность скважины.

Техника и технология добычи нефти и газа

Характеристика показателей способов эксплуатации скважин

В настоящее время на месторождении отбор жидкости из добывающих скважин в основном осуществляется фонтанным способом.

При фонтанной эксплуатации продукция от забоя до устья отбирается по ступенчатому лифту, составленному, из труб диаметром 73 мм и 88,9 мм марки стали С-75 и 5М-90, спущенному до интервала перфорации нефтяного пласта.

В качестве наземного оборудования добывающих скважин используются установки для эксплуатации нефтяных и газовых скважин с устройствами для предупреждения открытых фонтанов типа КОУК-89/73-35Д К2-136Э.

КОУК – комплекс оборудования управляемого клапана-отсекателя, предназначенный для эксплуатации нефтяных и газовых скважин с устройствами для герметичного перекрытия ствола фонтанных скважин в аварийных ситуациях как автоматически, так и дистанционным управлением.

Глубинно-насосный способ эксплуатации на месторождении Жетыбай применяется с самого начала разработки. Эксплуатация скважин на месторождении Жетыбай глубинно-насосным способом осложняется влиянием вредного газа. Наличие газа в водонефтяной смеси также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно зависит от свойств нефти и содержания воды в смеси.

Допустимые значения газосодержания на входе в насос по техническим условиям эксплуатации установок составляют 25 %, однако на самом деле эта величина ко-

леблется (в зависимости от типоразмера насоса) в пределах 5–25 % от объема добываемой продукции.

Для борьбы с влиянием вредного газа рекомендуются следующие методы:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую её работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство.

Создание на приеме насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Этот метод широко распространён, так как прост технологически и организационно, но является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большие глубины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с затратами на насосно-компрессорные трубы, кабель, электроэнергию и спускоподъёмные операции, а иногда и невыполнимо по техническим причинам.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Среди скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосными установками, несомненно, существуют скважины, имеющие низкие технико-экономические показатели как из-за объективных причин (таких как осложнённые условия эксплуатации), так и из-за субъективных (например, недостаточно рациональный режим эксплуатации).

При работе штанговых насосных установок часто встречаются условия, осложняющие работу установок. К ним относятся большое газосодержание на приеме насоса, содержание песка в жидкости, отложение парафина в НКТ, а также минеральных солей в узлах насоса, сильное искривление скважин.

Чаще всего осложнения происходят вследствие влияния газа на работу насоса, уменьшающего коэффициент наполнения цилиндра.

При выделении в пласте ниже давления насыщения из (нижней) жидкой фазы выделяется свободный газ и к забою скважины поступает двухфазный поток. При этом соотношение жидкой и газовой фаз зависит от давления насыщения и поддерживаемого динамического уровня в процессе эксплуатации скважин. При однофазном поступлении нефти к забою скважин возможно также выделение свободного газа из жидкой фазы при условии поддержания забойного давления ниже давления насыщения. Газ, поступающий вместе с нефтью на прием насоса, занимает часть полезного объема цилиндра насоса и значительно снижает производительность насоса. Возможны случаи, когда под влиянием газа работа клапанов полностью парализует и насос практический прекращает подачу жидкости.

Технологические приемы предотвращения вредного влияния газа на работу глубинно-насосной установки включают:

- использование штанговых насосов с уменьшенным вредным пространством (НСН2 и НСВ1);
- увеличение длины хода плунжера;
- увеличение глубины погружения насоса под уровень жидкости в добываемой скважине;
- отсасывание газа из затрубного пространства скважины.

Из общей теории работы штангового насоса следует, что коэффициент наполнения зависит от газового фактора в условиях приема насоса и доли вредного пространства по отношению к объему, описанному плунжером. Уменьшение вредного пространства достигается применением насоса, имеющего на нижнем конце плунжера дополнительный нагнетательный клапан. Из этого следует, что применение насосов НГН-1 со штоком неэффективно в скважинах с большим газосодержанием на приеме.

При погружении насоса на глубину, где давление равно давлению насыщения, вредное влияние газа вообще прекращается, так как свободного газа на этой глубине нет.

На наполнение насоса в известной мере можно влиять, изменяя коэффициент сепарации газа на приеме насоса, который зависит от условий всасывания газожидкостной смеси. С помощью особых устройств и приспособлений, называемых *газовыми яко-*

рями, удаётся увеличить долю газа, уходящего через межтрубное пространство, следовательно, уменьшить долю газа, поступающего в цилиндр насоса.

Такие величины как обводнённость, газовый фактор, растворимость газа, температура на приёме насоса являются природными факторами и не поддаются изменению. Другие факторы, такие как давление на приёме насоса, коэффициент сепарации и коэффициент вредного пространства, можно изменять.

Осложнения, вызванные отложением парафина, устраняют различными методами:

- периодической тепловой обработкой скважины, обычно закачкой пара в межтрубное пространство без остановки работы станка-качалки;
- закачкой в межтрубное пространство различных растворителей (керосин, солярка, нестабильный бензин);
- прикреплением к колонне штанг пластичных скребков на расстоянии друг от друга, равном ходом полированного штока.

Наиболее эффективным средством борьбы с парафином является извлечение из скважины штанг и труб и их пропарка, и очистка на поверхности с помощью паровой передвижной установкой.

Осложнения, вызванные отложением солей, устраняются также различными методами, как, например:

- периодической закачкой в пласт растворов различных кислот;
- применением скважинных дозаторов, с помощью которых в поток ниже приёма насоса в малых количествах вводятся растворителей солевых отложениях или специальные реагенты;
- периодической промывкой скважины и насосного оборудования через межтрубное пространство растворителями. Борьба с этим явлением требует тщательного изучения химического состава солей и подбора соответствующих растворителей.

На месторождении Жетыбай используются серии отечественных ингибиторов коррозии типа «Д» и «ИКТ». Дигазфен Д-6 используют для защиты скважинного оборудования, сборных коллекторов, водоводов в системе ППД. Д-5, Д-4-3 и ИКТ используют для защиты оборудования ШСНУ, где происходят агрессивные газожидкостные потоки.

На основании анализа промысловых данных на месторождении Жетыбай выявлены следующие технологические участки основных систем, работающих в осложнённых отложениями неорганических солей условиях:

- система добычи нефти (призабойная зона, НКТ, насосы, газлифтные клапана, хвостовики);
- отложения неорганических солей имеют сложный химический состав, идентифицированными компонентами отложений являются сульфат бария ($BaSO_4$), сульфат кальция ($CaSO_4$), карбонат кальция и магния ($CaCO_3$ и $MgCO_4$) с небольшими примесями соединений железа, хлористого натрия и песка.

Отложения неорганических солей приводят к снижению продуктивности скважин и уменьшению межремонтного периода работы оборудования.

Наиболее эффективным методом предотвращения отложения неорганических солей является метод их ингибирования химическими веществами, небольшие добавки которых (0,001–0,005 % веса) к добываемой жидкости существенно замедляют скорость кристаллизации солей в оборудовании. В качестве ингибиторов отложения солей наибольшее применение нашли фосфорорганические соединения.

Процесс ингибирования осуществляется в основном двумя способами:

- 1) постоянная дозировка в поток жидкости в расчетном количестве;
- 2) периодическая задавка ингибитора в призабойную зону пласта.

Нефти месторождения Жетыбай отличаются значительным содержанием парафина (до 24 %) и высокой температурой застывания (до 30 °С). При этом вязкость дегазированной нефти при температуре 50 °С достигает 30,3 мПа·с.

Многолетний опыт эксплуатации месторождения показал, что в процессе работы нефтяных скважин возникают серьезные осложнения при парафинизации подземного и надземного оборудования. Это приводит к необходимости проведения различных профилактических мероприятий по депарафинизации насосно-компрессорных труб с дополнительным привлечением специальной техники, материальных и трудовых ресурсов.

С целью снижения вышеописанных затрат, а также для принятия более кардинального решения на месторождении Жетыбай применяют эмалированные НКТ с внутренним грунтовым покрытием, практически инертным к парафину. Как показал опыт эксплуатации, а также проведённые исследования, выпадение парафина отмечается в среднем в интервалах глубин от устья до 1200 м.

Наиболее технологическим методом предупреждения парафиноотложения является применение химических реагентов. Подача ингибиторов парафиноотложений в среднем в 1,5 раза снижает интенсивность парафиноотложений.

Из существующих ингибиторов парафиноотложений на месторождении применяют реагент ХТ-48. Наряду с этим проводятся опытно-промышленные испытания отечественного ингибитора типа СНПХ-7200. В качестве оборудования для подачи ингибитора в скважины глубинно-насосного фонда рекомендуются устьевые дозировочные насосы.

Расход реагента в скважину определяется следующими нормами: 100 г на тонну добываемой нефти, но не менее 2,5 литров в сутки.

Песок при работе глубинного насоса, попадая в его цилиндр, становится причиной заедания плунжера и быстрого срабатывания клапанов и самого плунжера. Особенно разрушительно действует на трущиеся части мелкий песок, поступающий в насос вместе с нефтью. Песчинки, попавшие в зазор между плунжером и цилиндром, приводят к быстрой порче насоса. Одной из наиболее частых причин малой производительности насоса является порча клапанов песком, находящимся в нефти во взвешенном состоянии. Струя нефти, несущая песок, при проходе через клапан вынуждена резко менять своё направление и проталкиваться через узкое кольцевое сечение, омывая шарик клапана. Шарик и седло при этом стираются песком, форма клапанов изменяется и нормальная их работа нарушается.

При большом количестве песка в жидкости последний скапливается во всех неровностях насоса, особенно в местах уширения проходных клапанов, где уменьшается скорость движения жидкости (выход из клапанов, в трубах над плунжером). Песок выпадает из взвешенного состояния особенно интенсивно в скважинах, дающих большое количество воды. Отлагающийся в насосе песок затрудняет действие клапанов, а иногда и совершенно забивает их, вызывая остановку скважины и необходимость ремонтных работ в ней.

Существующие методы борьбы с песком можно подразделить на следующие направления:

- создание препятствий для поступления песка из пласта в скважину путём применения забойных фильтров различных конструкций и укрепление песков призабойной зоны химическими реагентами;
- ограничение выноса песка из пласта в скважину посредством регулирования отбора жидкости из скважины;
- эксплуатация скважин с выносом всего поступившего песка в скважину на поверхность по эксплуатационной колонне и насосным трубам;
- периодическое удаление накапливаемого песка на забое скважины;
- уменьшение количества песка у приёма насоса путём установки различных защитных приспособлений, фильтров, песочных якорей и сепараторов.

При работе насосных установок в наклонных скважинах наблюдается истирание насосных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для уменьшения подобных осложнений применяются штанговращатели, а колонна штанг оборудуется специальными муфтами-вставками, снабжёнными роликами, которые могут перекачиваться по внутренней поверхности труб, не допуская соприкосновения тела штанги или муфты с трубой.

Технология подземного ремонта скважин

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин с течением времени их дебит снижается или прекращается. В скважинах выходит из строя подземное оборудование вследствие износа или поломок, может произойти прорыв посторонних вод, возникает необходимость изменить технологический режим работы скважины и т.д.

Все работы, связанные с восстановлением технологического режима скважин или его изменением, с ликвидацией аварий, прорывов посторонних вод, заменой или ремонтом оборудования, спущенного в скважину, зарезкой вторых стволов, а также ликвидацией скважины, относятся к подземному ремонту скважин.

Различают два основных вида подземного ремонта скважин – *текущий* и *капитальный*.

К капитальному ремонту относят более сложные работы в скважинах, связанные с ликвидацией аварий с подземным оборудованием, с изоляцией посторонних вод, с возвратом на другой продуктивный горизонт, с зарезкой и бурением второго ствола и т.п.

К текущему подземному ремонту относят планово-предупредительный (профилактический) и внеплановый ремонты.

Различают следующие работы текущего подземного ремонта нефтяных скважин:

- 1) смена насоса и его деталей;
- 2) ликвидация обрыва или отвинчивания насосных штанг;
- 3) промывка насоса;
- 4) смена насосно-компрессорных труб и штанг (в том числе ликвидация утечек в подъёмных трубах);
- 5) изменение погружения в жидкость колонны подъёмных труб;
- 6) чистка или промывка скважины для удаления песчаной пробки;
- 7) очистка подъёмных труб от парафина и других отложений;
- 8) проверка пусковых приспособлений;
- 9) спуск и подъём погружных электронасосов (ЭЦН); ремонт скважин, эксплуатирующихся ЭЦН;
- 10) спуск или замена пакера;
- 11) обработка призабойной зоны скважины и другие геолого-технические мероприятия, связанные с подъёмом и спуском подземного оборудования и направленные на улучшение технологического режима эксплуатации, увеличение дебита скважины и т.д.

Технологический процесс подземного ремонта скважин можно разбить на три последовательных этапа:

- 1) подготовительные работы;
- 2) спускоподъёмные операции;
- 3) заключительные работы.

Подготовительные работы проводят до начала ремонта скважины с целью обеспечения бесперебойной работы бригады по подземному ремонту скважин.

Спускоподъёмные операции являются весьма трудоёмкими, в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 40 до 85 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, т.е. фактически они определяют общую продолжительность подземного ремонта.

Заключительные работы по окончании подземного ремонта скважины состоят в сборке её устьевого оборудования

Текущий подземный и капитальный ремонты скважин выполняют специальные бригады, оснащённые соответствующим оборудованием и инструментом.

Основные задачи бригад подземного ремонта и всех промысловых работников, занятых обеспечением этих работ, состоят в максимальном увеличении межремонтного периода работы скважин и в повышении добычи нефти и газа при наименьших затратах труда, материалов и других средств.

Службой капитального ремонта также выполняются ремонты, цель которых является восстановление целостности ствола скважины путём исправления смятой колонны обсадных труб или цементного кольца, изоляция вод по стволу скважины или пластовых, изоляция подошвенных вод пласта, переход на эксплуатацию нового горизонта, ликвидация сложных внутрискважинных аварий, ремонт устьевого или фильтровой части скважины.

Особенностью капитального ремонта скважин является необходимость в целом ряде случаев выполнять операции, аналогичные операциям, осуществляемым при сооружении скважин, т.е. транспортировку и монтаж буровой установки, и все остальные операции по проводке, заканчиванию и освоению скважины.

Технология капитального ремонта скважин

Капитальный ремонт скважин связан с работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта разработки, а также с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды. К работам, выполняемым бригадами КРС, можно отнести:

1. Изоляция верхних, нижних и смешанных вод. К этому виду относятся работы, связанные с исправлением цементного кольца в скважине и изоляцией отверстий в эксплуатационной колонне (без изменения конструкции скважины).

2. Изоляция подошвенных, контурных, промежуточных и тектонических вод. Эти работы предусматривают различные методы воздействия на призабойную зону пласта с целью устранения или уменьшения притока в скважину.

3. Возврат скважин на вышележащие и нижележащие горизонты. При этих работах предусматривается полная изоляция отдельных пластов, вскрытых перфорацией, и подготовка к эксплуатации новых объектов.

4. Ликвидация аварий. К этому виду относятся работы по извлечению из скважин насосно-компрессорных и буровых труб, прихваченных песком или цементом; извлечение смятых и сломанных труб, насосных штанг, глубинных насосов, газовых якорей, фильтров, стальных канатов и каротажного кабеля. К ловильным работам относится также очистка скважин от посторонних предметов.

На месторождениях, где преобладает фонтанный способ эксплуатации, а нефть не содержит песка, число аварий обычно невелико. На месторождениях, разрабатываемых с высоким темпом отбора нефти, где применяются газлифтный и глубинно-насосный способы эксплуатации, число аварий возрастает.

Аварии при спускоподъемных операциях в скважинах возникают в результате заклинивания в колонне подземного оборудования и падения труб, штанг и различных предметов в скважину. В скважинах, где из пласта совместно с нефтью поступает песок, возникают аварии вследствие прихвата песком лифтовых труб и глубинно-насосного оборудования. Прихват песком промысловых труб с пакером происходит иногда при гидравлическом разрыве пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

5. Устранение повреждений эксплуатационных колонн. Этот вид работ включает восстановление герметичности резьбовых соединений труб, ликвидацию смятий и сломов эксплуатационных колонн, а также ремонт фильтровой части скважин.

6. Изменение конструкции скважин. Изменение конструкции скважин предусматривает спуск дополнительных колонн (сплошных или летучек), а также забуривание и проводку вторых стволов.

7. Прочие ремонтно-исправительные работы. К ним относятся работы по борьбе с отложениями парафина и соли в трубах, пробкообразованием и другими осложнениями при эксплуатации скважин, ремонт устья скважин, исправление обреза колонн, подготовка скважин к ликвидации и другие работы.

Критический анализ состояния качества работ при проведении КРС и ПРС в НГДУ «Жетыбаймунайгаз»

По состоянию на 01.01.2017 г. в НГДУ «Жетыбаймунайгаз» из всего эксплуатационного добывающего фонда (1099 скважин) бездействует по разным причинам 384 скважины, в том числе 366 скважин, находящихся в бездействующем фонде из прошлых лет. В нагнетательном фонде в бездействии находятся 213 скважин, 43 скважины из прошлых лет.

Если разобраться по причинам бездействия этих скважин, то

- по нарушениям в эксплуатационной колонне бездействует 46 скважин;
- по авариям НКТ 167 скважин;
- перекрыт фильтр на 58 скважинах;
- сильная обводненность на 84 скважинах;
- слабый приток на 20 скважинах;
- высокий газовый фактор на 6 скважинах;
- оставлен пакер на 3 скважинах,

а в нагнетательных скважинах:

- отсутствует приёмистость в 14 скважинах;
- межколонные проявления в 2 скважинах;
- закрыт забой посторонними предметами на 22 скважинах,

т.е. практически все виды ремонта, предусмотренные общепринятым классификатором на КРС, имеются в эксплуатационном фонде и требуют проведение КРС для вывода из бездействия.

По НГДУ «Жетыбаймунайгаз» ежегодно в организационно-технических мероприятиях наряду с выполнением планового задания делается особый акцент на повышение эффективности работ бригад капитального ремонта скважин, и подрядной организацией ТОО «OSC» запланировано отремонтировать 300/47 скважин силами 27 бригад КРС.

Из 27 бригад КРС, функционировавших в ТОО «OSC», по месторождениям Жетыбайского производственного куста 10–12 бригад в течение года занимаются подготовкой скважин к гидравлическому разрыву пласта (ГРП), 4 бригады занимаются постоянно сложными ремонтами по нагнетательному фонду, а остальные 11–13 бригад занимаются ликвидацией аварий, ремонтно-изоляционными работами в сильно обводняющихся скважинах и в добывающих скважинах с нарушениями (негерметичностью) в эксплуатационных колоннах.

Недостаточная эффективность ремонтных работ в бригадах КРС связана, наряду с организационными неполадками (простоями различного рода), с допущением аварии в ходе проведения КРС, с затратами времени на незавершенных ремонтом скважинах (оставленные на последующие сроки), а так же затратами времени связанными с ликвидацией брака в работе при подготовке скважин к ГРП (отказ в работе пакеров, подвесок 3 НКТ) и при установке цементных мостов, изоляционных работ.

Анализ работ бригад КРС по установкам цементных мостов и изоляционным заливкам (РИР) при проведении ремонтов скважин показывает, что немалое производительное время теряется именно при проведении этого вида ремонта. Только на разбуривание излишних цементных мостов на 13 скважинах потеряно 1358 часов производительного времени.

В ходе проведения выборочного обследования технической оснащённости подъёмных агрегатов, используемых для проведения капитального, подземного ремонта и освоения скважин (УПА-60М, А-50, Ар-32/40, АПРС-40 и т.д.), и оснащённости обслуживающих бригад оборудованием и инструментом в цехах КРС, ПРС НГДУ «Жетыбаймунайгаз» с фотографированием объектов были обнаружены некоторые отклонения от установленной технологии, правил ТБ и ПБ, в частности:

1) устье добывающих, нагнетательных скважин не оборудовано специальным шахтным проемом для текущего сбора пластового флюида, промывочной жидкости разливающихся при подъёме, промывке и НГП с колонны подвески НКТ и устьевого оборудования;

2) КРС и освоение скважин осуществляется с применением устаревшего амбарного метода работ, где циркуляция промывочной жидкости замыкается благодаря применению земляного желоба (канавы для стока жидкости) с устья скважины к земляному амбару;

3) замазученный грунт или нефтешлам после КРС вывозятся на полигон – специально отведённое место для временного содержания углеводородных отходов. Вокруг территории многих скважин образовались амбары с нефтешламом, для ликвидации которых требуются технические и людские ресурсы;

4) технологические процессы (обуривание, фрезерование, бурение цементного моста и т.д.) при КРС преимущественно осуществляется с применением роторного способа с использованием механических роторов, что создаёт определённую трудность обслуживающему персоналу при наращивании труб (НКТ) из-за высокого уровня соединительных резьбовых концов их (крестовина ФА, при НГП – превентор ППМ-125×210);

5) на многих скважинах состояние рабочих площадок под установку подъёмного агрегата при КРС, а также станков-качалок при эксплуатации скважин не соответствует требуемому качеству с точки зрения прочности, устойчивости и практичности их при-

менения, так как часто во время ремонта скважины приходится заменять фундаментные плиты из-за их разрушения;

6) приём, укладка НКТ, привезённых из трубной базы и поднятых со скважины, осуществляется с некоторыми сложностями из-за ограниченности полезной площади самого приёмного моста;

7) из-за ограниченной пропускной возможности по ремонту труб (НКТ) на трубной базе не всегда осуществляется (производится) смена отработавшей подвески НКТ комплектом, смена НКТ производится по частям (по 50–60 штук на скважину);

8) хотя по утверждённой схеме ОУС предусмотрена установка доливной и запасной (на 25 м³) ёмкости, противовыбросовое оборудование (превентор ППМ-125×210) фактически при КРС не используют из-за сложности монтажа, затратоёмкости и хронической нехватки их (обеспечения ими всех бригад КРС было накладно);

9) согласно правилам ТБ, подъёмные агрегаты, предназначенные для проведения КРС, ПРС и освоения скважин, должны оснащаться контрольно-измерительными приборами, например, комплектом приборов ГИВ-6 и приспособлением против разбрызгивания пластового флюида (юбка) при подъёме со скважин бурильных труб (НКТ). Однако фактически в комплекте прибора ГИВ-6 самозаписывающие приборы не установлены, а «юбка» вообще отсутствует.

Эти технологические отклонения вызывают сложности в установлении истинных причин допущенных аварий, качественном расследовании их и в обеспечении соблюдения экологических требований, условий культуры производства.

Главными причинами непроизводительной работы бригад КРС и ПРС являются:

1. Отсутствие чёткой регламентации проведения технологических операций при проведении конкретного вида капитального ремонта скважин, т.е. практически у исполнителя работ нет порядка (последовательности) проведения ремонтных работ, он (исполнитель) руководствуется при выполнении задания только планом работ (разработанным общего характера) и заказ-нарядом на проведении работ, т.е. здесь напрашивается реальная необходимость разработки «Технологического регламента» на проведение КРС и ПРС, так как на сегодняшний день в АО «Мангистаумунайгаз» такой руководящий документ отсутствует. Эти негативные моменты в целом отрицательно влияют в повышении квалифицированного уровня исполнителей работ;

2. Слабая техническая оснащённость бригад КРС и ПРС (первонеобходимым оборудованием, инструментом утвержденного перечня);

3. Отсутствие чётко расписанной технологии глушения скважин с соблюдением всех требований, предъявляемых к жидкостям глушения, а также недостаточно квалифицированного исполнения самого технологического процесса по глушению скважин непосредственными исполнителями, что снижает эффективность работ. В этом плане необходимо решать проблему разработки специального регламента по глушению скважин с применением более прогрессивных технологий с сохранением естественных коллекторских свойств пород продуктивного пласта;

4. Значительное количество производительного времени при КРС теряется на ликвидацию аварий, допущенных в ходе проведения ремонтных работ – из-за высокого уровня износа бурильных и высаженных насосно-компрессорных труб, используемых преимущественно в качестве технологической подвески, из-за недостаточной работы по подготовке технологических труб к работе, с проведением соответствующих мероприятий по обеспечению их качества. При обследовании «головы» аварийной НКТ, постороннего предмета или места нарушений (обрыв, смещение, порыв и т.д.) в эксплуатационной колонне недостаточно используется комплекс методов определения характера их нарушения с применением различных видов печатей (конусные, объёмные);

5. В настоящее время в системе АО «Мангистаумунайгаз» для обследования состояния искусственного забоя и ствола в эксплуатационной колонне используют в единственном варианте плоскодонную свинцовую печать, что не всегда эффективно в выборе необходимого варианта метода ликвидаций аварии;

6. Как было отмечено выше, одной из причин столь высокого уровня износа бурильных труб и НКТ является массовое применение роторного способа бурения при проведении различных технологических процессов в ремонтных работах. Применение меха-

нических роторов в КРС с вращением бурильной колонны способствует быстрому разрушению устьевого оборудования, износу обсадных труб, составляющих эксплуатационную колонну, и износа вращающихся частей самого механического ротора при постоянной нехватке их (простои в КРС в ожидании механических роторов составляют ежегодно более 1000 часов). НГДУ сталкивается с проблемами износостойкости резьбы ниппельной части НКТ. При этом возникает необходимость многократного подъёма, развинчивания и свинчивания резьбового соединения «НКТ – муфта». По данным нефтепромышленной статистики 50–55 % отказов НКТ (80 % общего числа скважинного оборудования) связаны с резьбовыми соединениями. В настоящее время производители НКТ обеспечивают в лучшем случае до шести свинчиваний – навинчиваний резьбовых соединений, после чего вследствие износа ниппельной части изделие выбраковывается.

7. Из-за отсутствия контроля за состоянием работ механических роторов (нет манометров, тахометров) недостаточно используются моторесурсы их, не обеспечивается оптимальный режим технологического процесса (низкая механическая скорость бурения, малая эффективность ловильных работ и т.д.). Указанные выше факторы также способствуют в увеличении срока продолжительности ремонтных работ, порой до оставления скважин на не завершённый фонд, не обеспечив (не достигнув) цели работ, потеряв огромное время затрат.

Ликвидация песчаных пробок

Эксплуатация нефтяных месторождений с коллекторами из рыхлых несцементированных пород, особенно песчаников, приводит к вымыванию пластовой жидкостью из породы частиц песка, глин и образованию в стволе скважины песчаной пробки. При перекрытии фильтра скважины пробкой приток жидкости уменьшается и может вообще прекратиться. В связи с этим и возникает необходимость удаления из скважины песчаных пробок. Иногда мощность песчаной пробки достигает нескольких десятков и даже сотен метров. Ликвидацию песчаных пробок производят очисткой скважины с помощью желонки, продувкой воздухом или промывкой жидкостью. Промывка значительно эффективней.

Очистку скважин с помощью желонки обычно применяют при небольшой мощности пробки в неглубоких, чисто нефтяных (безводных) скважинах, эксплуатирующих залежи с низким пластовым давлением.

Перед очисткой скважины с помощью аппарата Яковлева определяют мощность песчаной пробки.

Желонку спускают в скважину на тартальном канате. Когда до пробки остаётся 10–15 м, тракторист отпускает тормоз лебёдки и желонка под действием силы тяжести ударяется о песчаную пробку. При этом клапан её открывается, и некоторое количество песка и жидкости проникает в желонку.

Для большего наполнения желонку несколько раз слегка ударяют о пробку, затем поднимают. Для опорожнения желонку опускают на пол буровой, при этом клапан открывается, и песок с жидкостью выливается.

Промывка песчаных пробок выполняется с помощью промывочного агрегата, нагнетающего в скважину жидкость, которая размывает пробки и выносит на поверхность песок до полной ликвидации пробки.

В качестве жидкости для ликвидации песчаных пробок применяют нефть, воду и глинистый раствор: нефть для промывки чисто нефтяных скважин, воду – как чисто нефтяных (если пласт не поглощает), так и скважин, дающих вместе с нефтью воду. Глинистый раствор закачивают в фонтанные скважины, где пластовое давление превышает гидростатическое. При использовании нефти и глинистого раствора в качестве промывочной жидкости необходимо иметь специальную желобную систему и отстойники для очистки этих жидкостей от выносимого из скважины песка.

В качестве труб при промывке песчаных пробок применяют НКТ. Промывка выполняется прямым, обратным и комбинированным способами.

Комбинированный способ применяется при возможности фонтанирования.

В зависимости от способа промывки собирается промывочный манифольд – обвязка устья скважины, колонны НКТ и промывочного агрегата.

Агрегаты для промывки песчаных пробок представляют собой транспортную базу, в качестве которой используются колесные или гусеничные машины, на которой смонтирован промывочный насос, емкость и средства контроля и управления процессом промывки с предохранительными клапанами. Агрегаты несут на себе манифольд, необходимый для обвязки скважины, насоса и ёмкостей во время промывки.

Промывочный насос агрегата приводится в действие от ходового двигателя, через коробку отбора мощности и коробку передач, позволяющую менять режим работы насоса.

Промывочные агрегаты используются не только для промывки песчаных пробок, но и для ряда других нефтегазопромысловых процессов, в частности, для замены жидкости в скважине при её освоении после ремонта, для закачки в скважину жидкости для её глушения перед ремонтом, для закачки теплоносителя при депарафинизации скважины или выкидных линий. Поэтому конструкция промывочных агрегатов заранее разрабатывается на выполнение и этих процессов.

Промывка скважин для удаления песчаных пробок

Для более рациональной промывки скважин с целью удаления песчаных пробок рекомендуется промывочное устройство ПУ-1, которое позволяет в определённой степени ликвидировать недостатки прямого и обратного способов промывки и рациональнее использовать преимущества каждого из них.

Промывочное устройство ПУ-1, которое показано на рисунках 2 и 3, состоит из циркуляционной муфты 1 с продольными и поперечными отверстиями для направления жидкости из кольцевого пространства (над резиновой манжетой) в трубы и обратно из кольцевого пространства (под резиновой манжетой) в промывочные трубы.

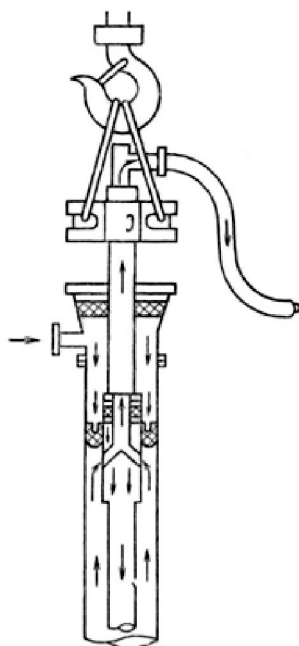


Рисунок 2 – Схема промывки скважины от песчаной пробки с применением промывочного устройства ПУ-1

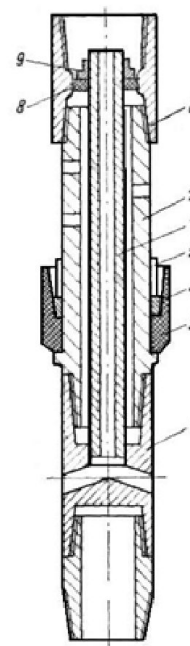


Рисунок 3 – Промывочное устройство ПУ-1

На нижний конец циркуляционной муфты навинчивают переводник для присоединения промывочного устройства к трубам. В верхний конец циркуляционной муфты навинчивают корпус 2, в котором просверлены несколько отверстий. Снаружи на корпус надета резиновая самоуплотняющаяся манжета 3, которая удерживается распорным кольцом 4 и зажимной гайкой 5. На верхний конец корпуса навинчивают спецмуфту 6. В середине циркуляционной муфты имеется гнездо, в резьбу которого ввинчивают нижний конец внутреннего патрубка 7. Верхний конец этого патрубка снаружи гермети-

зируется сальниковой набивкой 8 и грундбуксой 9. Этим исключается возможность прохода жидкости через соединение внутреннего патрубка со спецмуфтой. Технология промывки сводится к следующему.

В скважину опускают промывочные трубы, после чего к промывочным трубам наращивают промывочное устройство, затем в верхний конец промывочного устройства ввинчивают наращиваемую трубу и спускают в скважину. При этом башмак промывочных труб должен находиться выше уровня пробки на 15–20 м. Затем устье оборудуют головкой для обратной промывки. Чем ближе установлено промывочное устройство к уровню пробки, тем больше эффективность данного приспособления. Однако глубина установки промывочного устройства до начала промывки зависит от ряда факторов и, в частности, от способа эксплуатации, глубины подвески труб, конструкции состояния эксплуатационной колонны. Её можно определить расчётным путём.

Для отвода жидкости, выходящей из колонны промывочных труб, пользуются также отводной головкой. На устье устанавливают сальник для обратной промывки и через его отвод закачивают промывочную жидкость в затрубное пространство. Вследствие перекрытия межтрубного пространства манжетой жидкость через отверстия в корпусе 2 и продольные каналы циркуляционной муфты 1 подаётся по трубам к забою скважины (пробке). Смесь размытой пробки и жидкости поднимается по затрубному пространству до циркуляционной муфты и, проходя через её поперечные каналы и патрубок 7, поступает в промывочные трубы, а затем выносится на поверхность.

По окончании размыва пробки на длину наращенной трубы элеватор, загруженный колонной промывочных труб, сажают на сальник и закачивают 1–2 м³ жидкости (для подъёма размытой пробки на безопасную высоту). Затем наращивают новую трубу. Такие операции повторяются в зависимости от мощности пробки. По окончании промывки снимают с устья скважины сальник, поднимают трубы с промывочным устройством.

Прямая промывка водой

При прямой промывке жидкость нагнетают в промывочные трубы, а размытый песок выносится на поверхность по кольцевому (межтрубному) пространству между промывочными трубами и эксплуатационной колонной; при обратной промывке промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство, а размытый песок движется по промывочным трубам.

При прямой промывке жидкость нагнетают насосом через стояк, промывочный шланг и вертлюг в трубы. Восходящий поток вместе с размытой пробкой поднимается по межтрубному пространству на дневную поверхность.

По мере размыва и выноса пробки промывочные трубы медленно опускают, пока вертлюг не дойдёт до устья. После этого продолжают нагнетать жидкость, пока размытая пробка не будет поднята до устья скважины, т.е. до чистой воды. Затем наращивают новую трубу и продолжают промывку скважины.

Для повышения эффективности прямой промывки применяют ряд приспособлений, усиливающих разрушительное действие струи промывочной жидкости (мундштук-перо, фреза, фрезер Мельникова, карандашный мундштук, бросовый наконечник и др.).

Основные преимущества прямой промывки:

- лучший размыв пробки жидкостью, выходящей из башмака промывочных труб;
- возможность применения на конце промывочных труб различных насадок для усиления размывающей способности струи жидкости.

Основные недостатки этого способа промывки:

- низкая скорость восходящей струи жидкости, вследствие чего размытый песок медленно поднимается вверх: при большом диаметре эксплуатационной колонны скорость восходящего потока может оказаться недостаточной для выноса крупных частиц песка;
- необходимость промывки скважины до чистой воды перед каждым наращиванием труб (во избежание их прихвата вследствие оседания песка);
- неизбежность перерывов в процессе промывки скважины перед каждым наращиванием труб, при этом перерывы являются более длительными, чем при обратной промывке.

Обратная промывка водой

При обратной промывке жидкость нагнетается через манифольд в тройник с герметизатором, уплотняющим НКТ, в затрубное пространство и, размывая пробку, поднимается по НКТ до тройника манифольда, а по нему к приёмной ёмкости.

При обратной промывке жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам, благодаря чему достигаются большие скорости восходящего потока, обеспечивается вынос на поверхность более крупных фракций песка и, следовательно, ускоряется процесс промывки.

При обратной промывке для герметизации устья скважины применяют сальник для обратной промывки скважин, оно действует подобно самоуплотняющемуся поршню. Давление промывочной жидкости распирает резиновое уплотнение и тем самым герметизирует кольцевое пространство.

Во избежание загрязнения рабочего места, обливания рабочих струёй промывочной жидкости, выходящей на поверхность, применяют головку для отвода жидкости.

Основными преимуществами обратного способа промывки являются:

- большая скорость восходящего потока жидкости, что почти полностью устраняет возможность прихвата труб;
- кратковременность перерывов в процессе промывки перед каждым наращиванием труб.

Недостатками этого способа промывки являются:

- меньшая интенсивность размыва пробки;
- относительно высокое избыточное давление на забое скважины в связи с высокой скоростью восходящего потока жидкости в трубах, что при низких пластовых давлениях приводит к проникновению в пласт больших объёмов промывочной жидкости;
- невозможность полного вскрытия фильтра в скважинах, поглощающих промывочную жидкость;
- невозможность применения насадок, а, следовательно, и промывки скважины от плотных песчаных пробок.

В таких случаях рекомендуется применять комбинированную промывку.

После выноса песка скважину промывают до полной ликвидации пробки.

Определяя гидравлический расчёт промывки скважины для удаления песчаной пробки, можно сказать, что обратная промывка водой является более эффективной, чем прямая промывка водой, так как время на промывку скважины для удаления пробки уходит гораздо меньше, чем при прямой промывке. Размывающая сила струи жидкости также меньше и, сравнивая мощности, необходимые для промывки, можно убедиться, что мощности при обратной промывке больше, чем при прямой промывке.

Литература:

1. Уточнённый проект разработки месторождения Жетыбай. Отчёт «КазНИПИнефть», рук. Лысенко В.Д., Дияров Д.О., Апакаев Ж. Тема 143/81. – Актау, 2004.
2. Авторский надзор за разработкой месторождения Жетыбай (уточнение технологических показателей разработки). Отчёт «КазНИПИнефть», рук. Кисляков Ю.П. Договор № 39/89. – Шевченко, 1989.
3. Ежегодные отчёты финансово-хозяйственной деятельности НГДУ «Жетыбаймунайгаз», 1998–2006 гг.
4. Ежегодные отчёты службы ООС НГДУ «Жетыбаймунайгаз».
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – 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. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія / А.І. Булатов [и др.]. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Особенности проведения капитального ремонта скважин при разработке месторождения Жетыбай [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) / в 4 ч. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Часть 4. – С. 34–42.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Часть 1. – С. 74–80.
16. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
17. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Матвеева И.С. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Научный журнал «Globus», 2017. – 1 часть. – С. 5–19.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 125–140.
20. 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: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.
21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) P.: 734–741 URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
22. 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. e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. The specified project of mining Zhetybay. Report Kaznipineft, hands. Lysenko V.D., Diyarov D.O., Apakayev Zh. Subject 143/81. – Aktau, 2004.
2. Architectural supervision of mining of Zhetybay (specification of technological indicators of development). Report Kaznipineft, hands. Kislyakov Yu.P. Contract № 39/89. – Shevchenko, 1989.
3. Annual reports of financial and economic activity of NGDU of «Zhetybaymunay-gaz», 1998–2006.
4. Annual reports of service OOS NGDU «Zhetybaymunaygaz».
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – 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 – South, 2012–2015. – V. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 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 – South, 2016. – 576 p.
11. Development of oil and gas wells. Science and practice: monograf / A.I. Bulatov [etc.]. – Львів: Spol, 2018. – 476 p.
12. Features of carrying out workover when developing field Zhetybay. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html
13. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar // Collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev). – To.: multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius», 2016. – Part 1. – P. 5–10.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the surrounded well trunk of sandy traffic jams with the help the bestrubnykh of hydroborers // «New science: from the idea to result»: The international periodical following the results of the International scientific and practical conference (on November 22, 2016, Surgut) / in 4 h – Sterlitamak : AML, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Use the koltyubingovykh of technologies when cleaning of well face sand // Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for the materials XVI of the International scientific and practical conference «Current Problems of Science of XXI Century» (on November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
16. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field / D.A. Berezovsky [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
17. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M. : Scientific and Educational Commonwealth of «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva I.S. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field // Collection of publications of the scientific magazine «Globus» on the materials XXIV of the International scientific and practical conference «Achievements and Problems of Modern Science» (on October 04, 2017, St. Petersburg). – St. Petersburg : Scientific magazine «Globus», 2017. – 1 part. – P. 5–19.
19. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of underground repair of wells on Sovetsk the oil field // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 4. – P. 125–140.
20. Savenok O.V. Ispolzovaniye the koltyubingovykh of 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 : LLC Publishing House – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.
21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) P.: 734–741 URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
22. 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. e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

УДК 667.621.32

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

THE ANALYSIS OF METHODS FOR DEVELOPING FIELDS OF HIGH-TYPED OILS AND NATURAL BITUMENS

Нвизуг-Би Лейи Клуверт

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены различные методы разработки месторождений с нефтью повышенной и высокой вязкости, а также некоторые методы разработки месторождений природных битумов. Следует отметить то, что методы разработки битумных месторождений могут существенно отличаться от методов разработки месторождений вязких нефтей, но в некоторых случаях методы могут быть применимы как к одним, так и к другим месторождениям. На выбор метода главным образом влияют геолого-физические свойства нефтесодержащих коллекторов и физические свойства насыщающего флюида.

Ключевые слова: высоковязкие нефти и природные битумы; карьерный и шахтный способы разработки; «холодные» способы добычи; тепловые методы разработки; паротепловые обработки призабойных зон скважин; закачка в пласт теплоносителя; процесс парогравитационного воздействия.

Nwizug-bee Leyii Kluivert

Postgraduate Student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. The article considers various methods for developing deposits with high and high viscosity oil, as well as some methods for developing natural bitumen deposits. It should be noted that methods for the development of bitumen deposits may differ significantly from methods for developing viscous oil fields, but in some cases methods can be applied to both one and the other fields. The choice of the method is mainly influenced by the geological and physical properties of the oil-containing reservoirs and the physical properties of the saturating fluid.

Keywords: high viscosity oils and natural bitumen; career and mining methods of development; «cold» ways of extraction; thermal methods of development; steam-heat treatment of bottomhole well zones; injection into the reservoir of the coolant; process of the steam and gravitational effect.

Введение

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжёлых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд тонн до 1 трлн. тонн, что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд тонн.

На сегодня высоковязкие нефти и битумы не самый востребованный вид углеводородного сырья, однако в качестве альтернативы традиционной нефти и газу некоторые страны выбрали именно его. Особые перспективы применения связаны с внедрением технологий производства синтетической нефти. Синтетической является почти половина канадской нефти, устойчиво растут темпы добычи битумов и производства нефти на его основе в Венесуэле.

Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд тонн, однако их применение требует использования специальных дорогостоящих технологий, так как они сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо протекают в скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты. Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, относятся к категории низкосортных, и особой охоты за ними, с целью получения больших прибылей пока нет, поэтому не многие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязких нефтей.

К сожалению, пока добыча природных битумов и высоковязких нефтей убыточна. Как всякое новое перспективное производство, освоение ресурсов и организация переработки тяжёлых нефтей требует на первых порах поддержки.

Необходимы срочные меры для стимулирования освоения месторождений высоковязких нефтей. Говоря о стимулировании этого направления, необходимо, на мой взгляд, отметить то, что оно имеет место быть, но к несчастью в той мере, которая не позволяет в полном объеме раскрываться такому важному вектору нефтяной отрасли, как промышленное освоение запасов тяжёлых нефтей, включая, конечно, и создание соответствующей инфраструктуры по сбору, транспортировке и переработке этого вида углеводородов.

Относительно географии запасов высоковязких нефтей и природных битумов следует отметить то, что бассейны с данными углеводородами распространены в основном на европейской территории России: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкими нефтями, который находится в Восточной Сибири. На территории этих бассейнов содержится большое количество месторождений труднодобываемого сырья. Из них можно выделить наиболее известные, изученные и разрабатываемые месторождения, такие как Усинское и Ярегское (Республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское (Удмуртия), Южно-Карское, Зыбза – Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Татария). Указанные месторождения используются в качестве объектов опытно-промышленной разработки высоковязкой нефти и природных битумов.

Такие компании как ОАО «Лукойл», ОАО «РИТЭК», ОАО «Коминнефть», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Северная нефть» и др. ведут активные работы по изучению, совершенствованию и созданию технологий разработки залежей тяжёлых нефтей. Изучаются и совершенствуются методы воздействия горячей водой, растворителями, щелочами, паром, кислотами, технологии сухого и влажного внутрислоевого горения, комбинации методов.

Общие сведения о месторождениях высоковязких нефтей и природных битумов

По наиболее широко используемой в мировой практике классификации тяжёлыми нефтями считаются углеводородные жидкости с плотностью 920–1000 кг/м³ и вязкостью от 10 до 100 мПа·с, а природными битумами – слаботекучие или полутвёрдые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг/м³ и вязкостью выше 10000 мПа·с. Промежуточную группу между битумами и тяжёлыми нефтями образуют так называемые сверхтяжёлые нефти с вязкостью от 100 до 10000 мПа·с и плотностью около или несколько более 1000 кг/м³. Тяжёлые и сверхтяжёлые нефти многие авторы объединяют под общим названием – тяжёлые нефти или высоковязкие нефти.

Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжёлой нефти варьируется от относительно небольших значений 20 мПа·с до величин вязкости близких к значениям природного битума (9000 мПа·с). При этом большинство месторождений имеют вязкость в пределах 1000 мПа·с.

Обычно коллекторы месторождений тяжёлых нефтей характеризуются довольно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20 до 45 %. При этом для коллекторов характерна расчленённость и значительная неоднородность фильтрационных свойств (проницаемость может изменяться от сотых долей до нескольких единиц мкм²).

Залежи тяжёлых нефтей встречаются на всех диапазонах глубин от 300 м до глубин свыше 1500 м. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей расположенных на глубинах свыше 1500 м составляет только 5 % всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 м. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные фильтрационно-емкостные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Основные месторождения природных битумов располагаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних

платформ (Канадский, Гвианский щиты, Оленекский свод). Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые. Пластовые месторождения (до 60 м) охватывают нередко многие тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

Жильные и штокверковые месторождения формируются на путях вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам, зонам региональных разрывов. Крупнейшие жильные тела в Турции (Харбол, Авгамасья) достигают длины 3,5 км при мощности 20–80 м и прослеживаются до глубины 500 м. Покровные залежи образуются за счёт излившихся нефтей. Известны так называемые асфальтовые озера (Охинское на Сахалине, Пич-Лейк на о. Тринидад, Гуаноко в Венесуэле).

Природные битумы генетически представляют собой в различной степени дегазированные, потерявшие лёгкие фракции, вязкие, полутвёрдые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых компонентов (от 25 до 75 % масс.), высокой плотности, аномальной вязкости, обуславливающие специфику добычи, транспорта и переработки, природные битумы отличаются от маловязких нефтей значительным содержанием серы и металлов, особенно пятиоксида ванадия V_2O_5 и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях в России и странах СНГ (V_2O_5 до 7800 г/т) и за рубежом (V_2O_5 до 3500 г/т). Наиболее обогащены указанными компонентами природные битумы месторождений Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции. Так, в битумах (мальта-высокосмолистая нефть) содержание серы достигает 7,2 % масс., а V_2O_5 и Ni соответственно 2000 г/т и 100 г/т. В асфальтитах Оренбуржья концентрация серы превышает 6–8 % масс., а V_2O_5 и Ni соответственно 6500 г/т в 640 г/т. Таким образом, месторождения природных битумов необходимо рассматривать не только как источник мономинерального сырья для получения только нефти и продуктов её переработки, а, прежде всего с позиций поликомпонентного сырья.

В России основные перспективы поиска природных битумов связаны с породами пермских отложений центральных районов Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции, т.е. как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России. Почти 36 % запасов битумов России находятся на территории Татарстана, который по этому показателю занимает ведущее место в стране. Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумы тяжёлые (плотность 962,6–1081 кг/м³), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4–48,0 %) и сернистые (1,7–8,0 %). Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств. Другие регионы сосредоточения природных битумов представлены территориями Самарской, Оренбургской областей, Северного Сахалина, Северного Кавказа, Республики Коми и некоторыми областями Сибири.

Ярегское месторождение как частный пример месторождений тяжёлых нефтей

Ярегское месторождение в административном отношении находится в центральном промышленном районе Республики Коми, с высокоразвитой инфраструктурой, в 18 км к юго-западу от города Ухты. Существующие на месторождении посёлки (Ярега, Первомайский, Нижний Доманик) соединены между собой и городом Ухта дорогой с асфальтобетонным покрытием. В пределах поселка Ярега находится железнодорожная станция Ярега, северной магистральной железной дороги Воркута-Москва. Ярегское нефтетитановое месторождение является потенциальной сырьевой базой для обеспечения рынка России продуктами переработки титановой руды и тяжёлой нефти. Уникальность его состоит в том, что, кроме больших запасов нефти, оно содержит огромные запасы титановой руды – более 40 % всех запасов титанового сырья России. Месторождение относится к Восточно-Тиманской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Тектоническая принадлежность – Ухтинская брахиантиклинальная складка. Тип структуры – брахиантиклиналь.

Приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. Промышленно нефтеносны отложения верхнего и среднего девона. Коллекторы трещинно-поровые, представлены кварцевыми песчаниками (толщина 26 м). Залежь пластовая сводовая на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. Нефть тяжёлая, высокосмолистая, вязкая, парафинистая; плотность от 0,932 до 0,959 (г/см³). На 01.01.2017 г. добыто свыше 20 млн тонн нефти.

Опытная эксплуатация месторождения началась с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 75–100 м, добыто 38,5 тыс. тонн нефти, нефтеотдача не превышала 2 %. С конца 1939 года разработка велась шахтным способом (3 шахты). Из рабочей галереи в надпластовом горизонте, расположенном на 20–30 м выше кровли продуктивного пласта, разбуривали залежь по плотной сетке скважин через 15–25 м. С 1954 года отработка шахтных полей велась по уклонно-скважинной системе из рабочей галереи внутри продуктивного пласта. Длина скважин 40–280 м, расстояние между забоями 15–20 м. К 1972 году добыто 7,4 млн тонн, нефтеотдача менее 4 %. С 1972 года начата термошахтная эксплуатация с закачкой в продуктивные пласты теплоносителя через нагнетательные скважины из надпластовой галереи. Нефть отбиралась эксплуатационными скважинами из рабочей галереи продуктивного пласта. Кроме нефти, в среднедевонских песчаниках обнаружены повышенные концентрации лейкоксена.

Существующие технологии разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов

Существуют различные способы разработки залежей тяжёлых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д. Условно их можно подразделить на три неравноценные по объёму внедрения группы:

- 1 – карьерный и шахтный способы разработки;
- 2 – так называемые «холодные» способы добычи;
- 3 – тепловые методы добычи.

Карьерный и шахтный способы разработки

Залежи природных битумов разрабатывают открытыми (карьерными или рудничными) и подземными (шахтными, шахтно-скважинными) методами.

Твёрдые битуминозные сланцы могут залегать почти у поверхности земли, однако глубина залегания битуминозных пород может достигать и до 750 м (месторождение Пис Ривер, Канада), а порой и более того. Как правило, глубина разработки не превышает 150–200 м, а зачастую разработка ведётся и на меньших глубинах.

Добыча нефти карьерным методом состоит из двух основных операций: выемки нефтеносной породы и транспортировки на обогатительную фабрику с последующим извлечением нефти. При данном методе разработки капитальные и эксплуатационные расходы на месторождении относительно невелики, и после проведения дополнительных работ по получению из породы углеводородов, обеспечивается высокий коэффициент нефтеотдачи: от 65 до 85 %. Для выемки породы применяют землеройные машины-экскаваторы, скреперы, бульдозеры и т.п.

Наиболее крупным в мире является месторождение битуминозных песков Атабаска в Канаде (провинция Альберта). Мощность песков до 90 м, глубина залегания до 600 м. Пески кварцевые с пористостью до 30 %. Битумонасыщенность от 2 до 18 %, в

среднем 8 %. Пески насыщены нефтью и содержат (%): силикатные смолы – 24 %, асфальтены – 19 %, серу – 5 %, азот – 10 %, кокс – 19 %. Плотность битумов – 1020 кг/м^3 , запасы – 128 млрд тонн. Добыча битуминозных песков ведётся роторными экскаваторами (рис. 1). Затем песчано-битумная масса подаётся транспортёром на измельчительный пункт и экстракционный завод, расположенные около карьера. Обработка нефтеносной породы, т.е. отмыв нефти от частиц породы, производится различными способами: азрированной холодной водой, горячей водой, паром, химическими реагентами и даже методом пиролиза. После экстракции битума, отстоя и центрифугирования он поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). На установках термоконтактного крекинга НПЗ после предварительной гидроочистки с получением товарной серы выделяют фракции: бензиновые, дизельные, котельного топлива и металлодержащий кокс. Из двух кубометров песков получают 1 баррель нефти (159 кг). В сутки вырабатывают 8000 м^3 нефти, 350 тонн серы, 260 тонн кокса и газ. Из отходов извлекают титановые минералы и циркон (до 690 тонн в год). На юго-запад от Атабаски находятся месторождения Колд-Лейк (14 млрд м^3), Пис-Ривер (12 млрд м^3), Уобаска (14 млрд м^3).



Рисунок 1 – Роторный экскаватор

Шахтная разработка может вестись в двух модификациях: очистная шахтная (с подъёмом углеводородонасыщенной породы на поверхность) и шахтно-скважинная (с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением из них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках).

Очистной шахтный способ (рис. 2) применим лишь до глубин 200 м, зато имеет более высокий коэффициент нефтеотдачи (до 45 %) по сравнению со скважинными методами. Большой объём проходки по пустым породам снижает рентабельность метода, который в настоящее время экономически эффективен только при наличии в породе (кроме углеводородов) ещё и редких металлов. Шахтно-скважинный метод разработки применим на более значительных глубинах (до 400 м), но имеет низкий коэффициент нефтеотдачи и требует большого количества бурения по пустым породам. Принцип шахтно-скважинного метода таков. Если горные выработки находятся ниже продуктивного нефтеносного горизонта, то из них бурятся небольшие дренажные скважины (причём бурение обычно 10–12 скважин), по которым нефть идёт самотеком под действием гравитационного фактора и попадает в специальные канавки, находящиеся на дне горной выработки и имеющие небольшой уклон для стока в нефтехранилище. В случае, когда горные выработки находятся выше продуктивного горизонта, также бурят кустовые скважины, но нефть извлекается насосами. Вязкие нефти транспортируются по канавкам при помощи воды открытым способом ввиду почти полного отсутствия газообразных компонентов. Далее из нефтехранилища эта нефть подаётся на поверхность насосами.

Для повышения темпов добычи тяжёлых нефтей и природных битумов и обеспечения полноты выработки запасов в шахтно-скважинном способе разработки ис-

пользуют паротепловое воздействие на пласт. Так называемый термошахтный метод применим на глубинах до 800 м, имеет высокий коэффициент нефтеизвлечения (до 50 %), однако более сложен в управлении, чем шахтный и шахтно-скважинный методы. Наиболее известным примером шахтно-скважинной разработки залежей тяжёлых нефтей является разработка Ярегского месторождения.



Рисунок 2 – Шахтный метод разработки

Разработка Ярегского месторождения подразделена на три этапа:

- 1) опытный при эксплуатации скважин с поверхности;
- 2) шахтный способ разработки;
- 3) шахтный способ с применением теплового воздействия на пласт.

Эксплуатация скважин с поверхности привела к уровню нефтедобычи всего в 2 %. Именно тогда возникла идея бурения шахтных скважин, оканчивающихся в системе галерей, расположенных в вышележащем горизонте.

Разработка шахтным способом осуществлялась по двум системам:

1) ухтинской, при которой залежь дренировали весьма плотной сеткой вертикальных или слегка наклонных скважин (глубиной до 50 м), пробуренных из горной выработки вышележащего туффитового горизонта, находящейся выше продуктивного пласта на 25 м;

2) уклонно-скважинной – с расположением галерей в верхней части пласта и разбуриванием шестигранников (площадью 8–12 га) в подстилающем горизонте пологими скважинами длиной до 200 м, которые отходят от них как спицы колеса от оси.

Такая двойная система скважин позволила увеличить коэффициент нефтеотдачи до 6 %. Для его повышения было решено прибегнуть к паротепловому воздействию. Необходимо было найти «прорывную» технологию, обеспечивающую решение проблем. Такая технология была предложена, опробована и после проведения большого объёма опытных работ по тепловому воздействию на продуктивный пласт в условиях шахтной разработки, с 1972 года началось широкомасштабное внедрение «двухгоризонтной системы» термошахтного способа разработки (рис. 3) на всех нефтешахтах.

В настоящее время продолжается поиск и совершенствование технологий добычи нефти на месторождении. Так, с 1999 года на нефтешахтах проводились опытно-промышленные работы по испытанию подземно-поверхностной технологии. За период испытания новой технологии получен достаточный материал для проведения анализа разработки и подтверждена методика расчёта технологических показателей разработки по предложенному способу.

Данный метод позволил увеличить годовой объём добычи нефти в настоящее время до 690 тыс. тонн без существенной реконструкции мощностей, но с серьёзными отступлениями и не выполнением ОТМ, обеспечивающих заявленные преимущества данного способа по отношению к существующим (двухгоризонтная, одногоризонтная, панельная системы) и ту эффективность, ради которой эта технология внедряется.

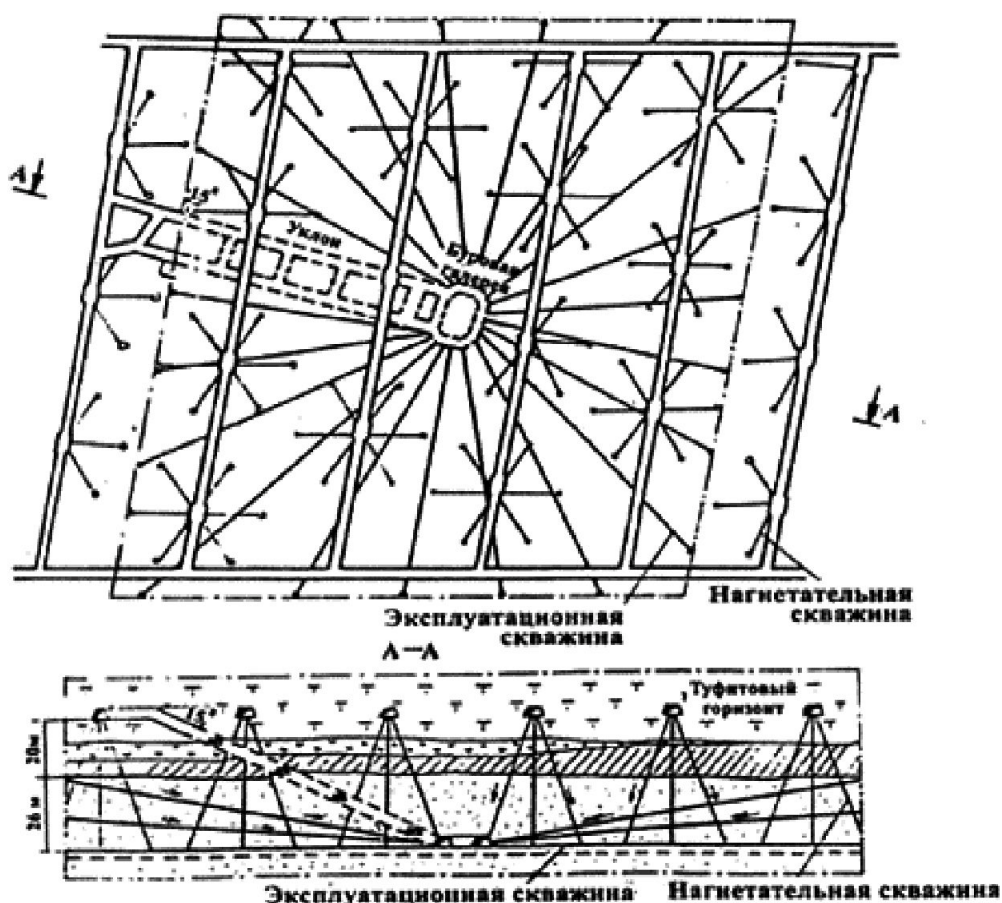


Рисунок 3 – Двухгоризонтная система разработки

В тот же период были начаты опытно-промышленные работы с применением поверхностных технологий, предложенных Л.М. Рузиным, на площадях ранее отработанных по уклонно-скважинной системе, шахтным способом на естественном режиме истощения. Технология предусматривала циклическую закачку пара (пароциклическую обработку) с переводом скважин в конце цикла закачки в режим эксплуатации. Опытные работы велись в границах шахтного поля 2 бис – ОПУ-99, на третий год разработки этого участка появились положительные контуры эффективности этой технологии. По предложениям специалистов института «РосНИПИтермнефть» в ходе ОПР в технологию вносятся корректировки, связанные с переводом контурного ряда скважин после третьей пароциклической обработки в режим постоянного нагнетания, т.е. сочетание пароциклики с площадным вытеснением. К сожалению, «политические» мотивы не позволили продолжить ОПР и получить реальные результаты.

Начиная с 2004 года, на одном из участков месторождения осуществляется адаптация к условиям Ярегского месторождения канадского способа разработки – термо-гравитационного дренирования, сущность которого заключается в разработке нефтяной залежи горизонтальными скважинами с поверхности.

Эффективность любой системы разработки определяется, безусловно, экономическими показателями – затратами на добычу нефти, темпами отбора и коэффициентом извлечения нефти (КИН).

«Холодные» способы добычи

К современным «холодным» методам добычи тяжёлой нефти, в первую очередь, может быть отнесён метод «CHOPS» (рис. 4), предполагающий добычу нефти вместе с песком за счёт осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка (месторождение Ллойдминстер, Канада). Применение метода «CHOPS» не требует больших инвестиций на обустройство и обеспечивает незначительность эксплуатационных расходов, однако

коэффициент нефтеотдачи в этом случае, как правило, не превышает 10 %. При холодной добыче успешно используется специализированное насосное оборудование (например, установки винтовых насосов), с помощью которого производится откачка специально созданной смеси пластового флюида и песка. Добыча песка приводит к возникновению длинных каналов (или «червоточин»), обладающих высокой проницаемостью. Опыт показывает, что некоторые каналы могут отходить в стороны от эксплуатационной скважины на расстояние до 200 м. Сочетание пенистости нефти с высокопроницаемыми каналами обуславливает высокие коэффициенты извлечения и высокие дебиты, наблюдаемые у большинства нефтеносных пластов месторождения Ллойдминстер. Несмотря на коммерческий успех технологии холодной добычи, существует ряд признаков, по которым можно судить о вероятном достижении предела её возможностей. По имеющимся оценкам, объём добываемой в настоящее время нефти составляет 36 500 м³/сут. (230 000 барр./сут.), при этом согласно прогнозам в следующем десятилетии произойдёт снижение добываемых объёмов на 50 %. Причиной такого снижения добычи являются следующие факторы:

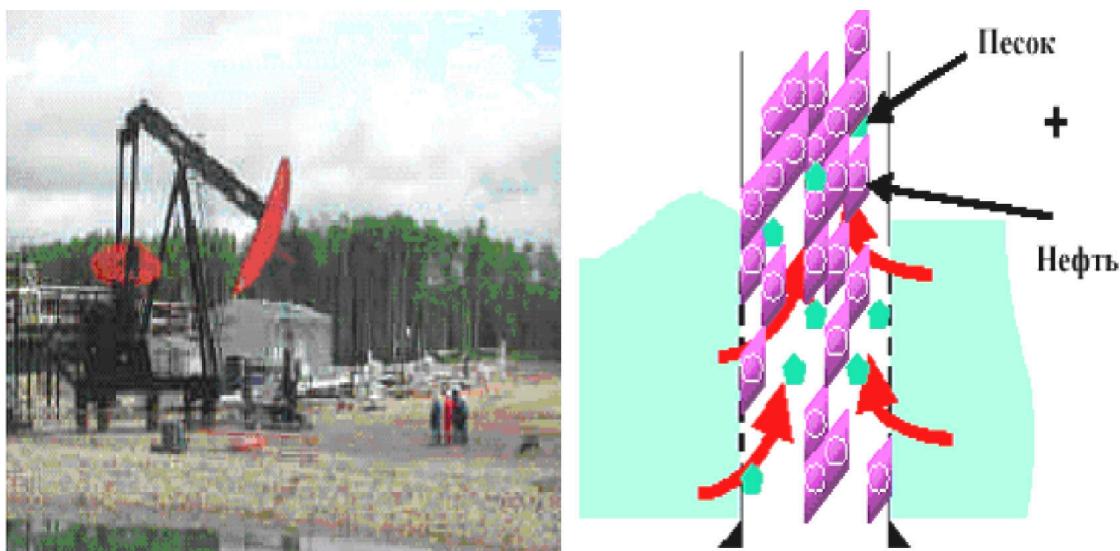


Рисунок 4 – Метод разработки «CHOPS»

- отсутствие новых месторождений, пригодных для разработки с применением методики холодной добычи;
- обводнение скважин за счёт притока воды по сети каналов;
- снижение пластового давления и энергии пластов;
- низкий приток жидкости и высокий газовый фактор;
- невозможность эксплуатации скважин дольше 7–8 лет в силу вышеуказанных причин.

В числе «холодных» способов добычи тяжёлых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый «VAPEX» метод (рис. 5) – закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счёт закачки растворителя в верхнюю из них создаётся камера растворителя (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счёт диффузии в неё растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти этим методом доходит до 60 %, однако темпы добычи чрезвычайно низки.

Таким образом, «холодные» методы разработки залежей тяжёлой нефти не лишены ряда существенных недостатков. В их числе ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки. Поэтому подавляющее число активно осуществляемых проектов разработки месторождений тяжёлой нефти и битумов связано с тепловыми методами воздействия на пласты.

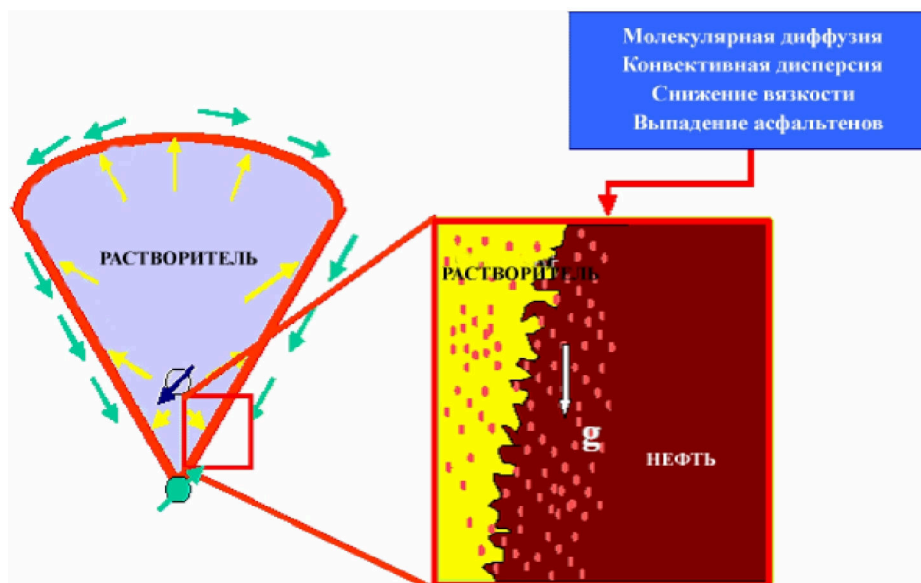


Рисунок 5 – Метод разработки «VAPEX»

Тепловые методы разработки

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений делятся на два принципиально различных вида. Первый, основанный на внутрискластовых процессах горения, создаваемых путём инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин (с применением забойных нагревательных устройств – обычно типа ТЭНов) с последующим перемещением фронта горения путём нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). Второй, наиболее широко применяемый в России и за рубежом, основанный на нагнетании (с поверхности) теплоносителей в нефтяные пласты.

Методы нагнетания теплоносителя в нефтяные пласты имеют две принципиальные разновидности технологии. Первая – основана на вытеснении нефти теплоносителем и его оторочками. Такая разновидность получила в зависимости от вида используемого теплоносителя наименования *паротеплового воздействия на пласт* (ПТВ) и *воздействия горячей водой* (ВГВ). Вторая – на паротепловой обработке призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС). В этом случае в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар.

Внутрискластовое горение (рис. 6). Сущность процесса сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

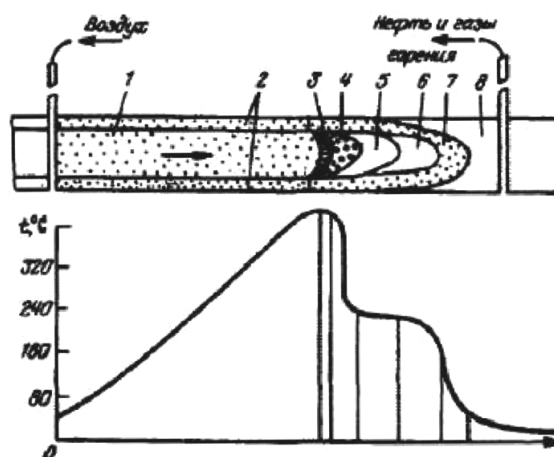


Рисунок 6 – Внутрискластовое горение

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения её газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5–25 % запасов нефти. Исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости уменьшается.

Процесс внутрипластового горения имеет следующие разновидности по направлению движения окислителя:

- прямоточный процесс, когда движение зоны горения и окислителя совпадают;
- противоточный процесс, когда зона горения движется навстречу потоку окислителя.

Технология процесса заключается в следующем. Сначала компрессорами закачивают воздух. Если в течение первых месяцев не обнаруживается признаков экзотермических реакций (по данным анализов газа и температуры в добывающих скважинах), то приступают к инициированию горения. Его можно осуществить одним из методов:

- электрическим забойным нагревателем, который опускается в скважину на кабеле и обдувается воздухом;
- забойной газовой горелкой, опускаемой в скважину на двух концентричных рядах труб (для раздельной подачи топлива и воздуха);
- использование теплоты химических окислительных реакций определённых веществ (пирофоров);
- подачей катализаторов окисления нефти.

После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины дальше его поддерживают и перемещают по пласту закачкой воздуха с постоянно возрастающим его расходом. После того как процесс горения стабилизировался, в пласте по направлению от нагнетательной скважины к добывающим можно выделить несколько характерных зон.

Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения размещается выжженная зона 1. При нормальном течении процесса в ней остаётся сухая, свободная от каких-либо примесей порода пласта. У кровли и подошвы пласта в данной зоне после прохождения фронта горения может оставаться нефтенасыщенность 2, так как в связи с потерями тепла в кровлю и подошву температура в этих частях может оказаться недостаточной для воспламенения топлива. Исследованиями установлено, что зона фронта горения 3 имеет сравнительно малые поперечные размеры и не доходит до кровли и подошвы пласта. Непосредственно перед фронтом горения в поровом пространстве породы движется зона 4 коксообразования и испарения сравнительно лёгких фракций нефти и связанной воды. Нагрев этой области пласта осуществляется за счёт теплопроводности и конвективного переноса тепла парами воды, нефти и газообразными продуктами горения. Температура в этой зоне падает от температуры горения до температуры кипения воды (в смеси с нефтью) при пластовом давлении.

Перед зоной испарения движется зона 5 конденсации паров воды и нефти. Температура зоны равна температуре кипения смеси воды и нефти. Впереди этой зоны движется зона 6 жидкого горячего конденсата нефти и воды. Температура в зоне 6 снижается от температуры конденсации до пластовой. Впереди зоны конденсата нефти и воды может образоваться «нефтяной вал» зона 7 (зона повышенной нефтенасыщенности) при температуре равной пластовой. Последняя зона 8 – зона нефти с начальной нефтенасыщенностью и пластовой температурой, через которую фильтруются оставшиеся газообразные продукты горения.

Эффективная реализация процесса внутрипластового горения зависит от правильного подбора нефтяной залежи и всестороннего обоснования признаков, влияющих на успешное и экономичное применение такого способа.

Для внутрипластового горения наиболее благоприятны продуктивные пласты толщиной 3–25 м. Остаточная нефтенасыщенность должна составлять 50–60 %, а первоначальная обводненность не более 40 %. Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах. Пористость пласта существенно влияет на скорость продвижения фронта горения и требуемое давление для окислителя. Проницаемость более 0,1 мкм².

Влажное внутрипластовое горение. Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определённом количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Смысл применения влажного внутрипластового горения заключается в том, что добавление к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоёмкостью – воды, улучшает теплоперенос в пласте, что способствует перемещению теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения. Использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т.е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса теплопереноса и извлечения нефти.

Паротепловые обработки призабойных зон скважин и закачка в пласт теплоносителя являются наиболее широко применяемыми методами добычи тяжёлых нефтей и природных битумов.

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара через НКТ в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Такой метод называется *циклическим*.

Основные достоинства – высокий дебит после обработки, меньшие потери тепла по стволу скважины в кровлю и подошву пласта, температура обсадной колонны при нагнетании пара ниже, чем при других вариантах.

Недостатки – падение дебита при последующих циклах, неполное извлечение нефти из пласта, ограниченность зоны прогрева пласта и др.

Существует циркуляционный вариант, при котором пар нагнетают по кольцевому пространству к забою, оборудованному пакером, а через НКТ откачивают конденсат вместе с нефтью. Для этого варианта необходим мощный, однородный пласт, хорошо проницаемый в вертикальном направлении.

Преимущество – эксплуатация скважины не прекращается.

Недостатки – большие потери тепла, высокая температура обсадной колонны и необходимость её защиты от деформации, ограниченность прогрева пласта, необходимость создания специальных пакеров и скважинных насосов для работы при высоких температурах.

Площадной вариант – пар подают в нагнетательную скважину, а нефть, вытесняемая из пласта оторочкой горячего пароконденсата и пара, добывается из соседних добывающих. Идёт процесс непрерывного фронтального вытеснения нефти из пласта.

Преимущество – высокая нефтеотдача пласта в результате прогрева большой зоны.

Недостатки – затрата значительного количества тепловой энергии, в результате чего метод иногда бывает экономически невыгоден.

Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остаётся низким (15–20 %). Ещё одним из недостатков метода является высокая энергоёмкость процесса и увеличение объёма попутного газа. Поэтому в основном ПТОС применяются как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта, т.е. нагнетания теплоносителя с продвижением теплового фронта вглубь пласта.

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счёт снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д.

Закачка горячей воды. В определённых физико-геологических условиях, в особенности с ростом глубин залегания пластов и повышением давления нагнетания теплоносителей, технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя её до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды. Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчётами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя. Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физических условиях.

Вытеснение нефти паром. На основании лабораторных и промышленных опытов установлено, что наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8–15 МПа). Объём пара может быть в 25–40 раз больше, чем объём воды. Пар в состоянии вытеснить почти до 90 % нефти из пористой среды.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счёт снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счёт расширения нефти, перегонки её с паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Основную долю эффекта вытеснения нефти (40–50 %) обеспечивает снижение вязкости нефти, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18–20 %) и в меньшей степени – расширение и смачиваемость пласта.

С целью недопущения рассеивания тепла в окружающие породы для воздействия паром выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (15 м и более).

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует, прежде всего, отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80 % и теплоёмкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твёрдых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворённый газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жёсткость).

Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30–35 % от общих расходов на производство пара.

Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов – снижением их проницаемости, что создаёт дополнительные трудности.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800–1000 мПа·с. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром – одна из основных проблем, требующих решения. Другая, наиболее сложная проблема при применении пара – сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3–4 % на каждые 100 м глубины скважины.

При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35–45 % и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса. Термоизоляция паронагнетательных труб особенно в глубоких скважинах снижает эти потери, но при этом встречаются технические трудности. Цементация колонны должна осуществляться до самого устья скважины. Цемент должен быть расширяющимся со специальными добавками (до 30–60 % кремнезёма), термостойким.

Основное ограничение на применение метода – глубина не более 800–1000 м.

Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов

Для исключения убыточности и нерентабельности разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России и за рубежом ведутся работы, направленные на совершенствование и создание технологий повышения нефтеотдачи, позволяющих разрабатывать вышеуказанные месторождения с наибольшей экономической эффективностью.

В сфере разработки месторождений трудноизвлекаемого сырья необходимо отметить деятельность таких компаний как «Удмуртнефть», «Татнефть», «РИТЭК» и др.

После создания в 1973 году в Удмуртии ПО «Удмуртнефть» первые попытки разработки основных месторождений с применением традиционных способов – редкими сетками скважин с заводнением – не дали положительных результатов. Скважины имели низкие дебиты, наблюдались быстрые прорывы закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, не достигались проектные отборы и величины текущей нефтеотдачи, резко снижалась рентабельность освоения месторождений. Из-за применения в расчётах упрощённых гидродинамических моделей без учёта осложняющих факторов оказались существенно завышенными проектные технико-экономические показатели разработки и особенно значения конечной нефтеотдачи, которые принимались проектами в пределах 34–45 %.

Поэтому уже в 1975 году были начаты масштабные комплексные научные исследования по созданию принципиально новых технологий повышения нефтеотдачи. Были организованы целенаправленные теоретические и экспериментальные исследования особенностей механизма нефтеотдачи в сложных трещинно-порово-кавернозных коллекторах с нефтями повышенной и высокой вязкости.

Накопленный мировой опыт разработки залежей с высоковязкими нефтями, содержащимися главным образом в терригенных коллекторах, доказывал эффективность использования тепловых методов (воздействие горячей водой (ВГВ) и паротепловое воздействие (ПТВ)). Однако для карбонатных коллекторов с тяжёлыми вязкими нефтями подобных разработок не было. В Удмуртии разработка технологий освоения трудноизвлекаемых запасов в карбонатных коллекторах велась в двух направлениях:

- 1) поиск и создание технологий физико-химического воздействия на пласт;
- 2) тепловое воздействие на пласт.

Итогом целенаправленных научно-практических исследований стало создание принципиально новых технологий и способов рациональной разработки и повышения нефтеотдачи для решения проблемы эксплуатации сложнопостроенных месторождений с карбонатными коллекторами. Не имеющие аналогов в мировой практике термополимерные и термоциклические технологии воздействия на пласт научно обоснованы на уровне изобретений и патентов, испытаны и широко внедрены в производство. Если традиционно применяемые технологии заводнения в карбонатных коллекторах с нефтями повышенной и высокой вязкости могли обеспечить конечную нефтеотдачу не более 20–25 %, то новые технологии позволяют довести нефтеотдачу до 40–45 %.

Сущность нового подхода заключается в том, что при воздействии растворами полимера (полиакриламид концентрации 0,05–0,10 %) удаётся существенно выравнять профили приёмистости в нагнетательных скважинах, а главное – значительно увеличивать коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. За счёт выравнивания соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз происходит гашение вязкостной неустойчивости фронтов вытеснения – неконтролируемых прорывов воды к добывающим скважинам.

Исследования и последующий промышленный опыт показали, что технологии полимерного воздействия повышают в 1,5–1,7 раза конечную текущую нефтеотдачу по сравнению с таковой от воздействия необработанной водой, т.е. при заводнении существенно ниже динамика обводнения добывающих скважин и выше их рабочие дебиты. Разработанная новая технология термополимерного воздействия (ТПВ) предусматривает закачку в пласт нагретого до 80–90 °С полимерного раствора той же концентрации, что и холодный раствор.

Существенное улучшение механизма извлечения нефти из пластов при ТПВ заключается в том, что закачиваемый горячий полимерный раствор после прохождения по пласту снижает свою температуру до пластовой, тем самым увеличивая свою вязкость на фронте вытеснения, что приводит к его выравниванию и увеличению коэффициента охвата пласта. Причём этот процесс в пласте оказывается саморегулируемым, что особенно важно в трещиноватых коллекторах. На Мишкинском и Лиственском месторождениях дополнительная добыча нефти за счёт технологии ТПВ превысила 560 тыс. тонн. Так, 1 тонна сухого полимера позволяет дополнительно добывать 263 тонн нефти.

В целях совершенствования технологии ТПВ была разработана новая технология термополимерного воздействия с добавлением полиэлектролита (ТПВПЭ), способствующего замедлению возможной деструкции полимера и более глубокому проникновению его в пласт. Кроме того, используя данную технологию, удалось существенно сократить расход дорогостоящего полимера (на 15–20 %), снизив тем самым себестоимость добытой нефти. Дальнейшее совершенствование технологии ТПВ шло по пути значительного снижения энергоёмкости и ресурсосбережения, что привело к разработке технологии циклического внутривластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ). Здесь закачка теплоносителя и раствора полимера осуществляется уже в несколько циклов, после чего предусматривается закачка обычной воды. Цикличность процесса ЦВПТВ приводит к увеличению охвата пласта рабочим агентом, интенсификации капиллярных и термоупругих эффектов и сокращению расхода химреагента. Реализация проекта началась на Ижевском месторождении, что позволило дополнительно добыть более 400 тыс. тонн нефти и достичь конечной нефтеотдачи 35,4 вместо 11,5 % при существующем ныне режиме истощения. Применение технологии ЦВПТВ на Лиственском месторождении даст возможность получить дополнительно 2,3 млн тонн нефти, увеличить извлечение нефти на 8 % в сравнении с таковым при холодном полимерном воздействии (ХПВ). В качестве теплоносителей для нагнетания в пласт с целью повышения нефтеотдачи в настоящее время используется перегретая горячая вода ($t = 260\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Термические методы на месторождениях высоковязких нефтей обеспечивают кратное увеличение нефтеотдачи относительно таковой при естественных режимах разработки и методах заводнения. В механизме нефтеизвлечения выделяются три основных фактора:

- 1) улучшение отношения подвижностей нефти и воды;
- 2) тепловое расширение пластовой системы;
- 3) улучшение проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте.

Внедрение технологий термического воздействия было начато на Гремихинском месторождении. Основной объект разработки – залежь пласта A_4 башкирского яруса среднего карбона, со сложными трещинно-порово-кавернозными крайне неоднородными коллекторами. Режим пласта упруговодонапорный. Было ясно, что эффективность разработки месторождения традиционными способами будет низкой. Нефтеотдача на естественном режиме составляет не более 10–12 %. Поэтому в 1983 году были начаты экспериментальные работы по нагнетанию в пласт теплоносителя – горячей воды с температурой на устье скважин $260\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Однако эта технология весьма энергоёмка, требует крупных материальных затрат, поэтому специалистами ОАО «Удмуртнефть» совместно с учёными ряда институтов проводились работы по созданию принципиально новых ресурсо- и энергосберегающих технологий, позволяющих вывести заведомо нерентабельные запасы высоковязких нефтей Гремихинского месторождения в разряд прибыльных.

В результате созданы, запатентованы и внедрены в производство принципиально новые высокоэффективные технологии теплового воздействия: импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ), импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П)), теплоциклическое воздействие на пласт (ТЦВП) и его модификации.

Сущность технологии ИДТВ заключается в многократном воздействии на матрицу попеременно и строго рассчитанными циклами «нагрев – охлаждение», что способствует более полному вытеснению нефти при поддержании в пласте так называемой

«эффективной температуры». Это понятие положено в основу определения необходимых объёмов теплоносителя и холодной воды для обеспечения значительного сокращения энерго- и ресурсозатрат. Интенсификация добычи нефти в режиме ИДТВ определяется ускорением процесса охвата объекта разработки тепловым воздействием.

По сравнению с ПТВ и ВГВ циклический процесс позволяет использовать теплогенерирующие установки для большого числа нагнетательных скважин, так как в периоды нагнетания порции холодной воды теплоноситель нагнетается в другие скважины. При неоднократном повторе циклов смены температур, т.е. при термоциклическом воздействии на матрицу, величина нефтеотдачи достигает 37 %, что на 9 % выше, чем при заводнении.

В техническом исполнении ИДТВ особых дополнительных конструкций и установок не требует. Применяются стандартные паронагнетательные скважины, внутрискважинное устьеовое и наземное оборудование.

В технологии ИДТВ(П) закачка вытесняющих агентов ведётся не непрерывно, как в ИДТВ, а с кратковременными остановками (паузами) в периоды нагнетания порций холодной воды. Назначение пауз – периодическое создание в пласте перепадов давления с целью нарушения установившихся потоков флюидов и вовлечения в активную разработку низкопроницаемых зон. Продолжительность паузы принимается равной времени восстановления давления в пласте после остановки скважины. Технология ИДТВ(П), обладая всеми свойствами технологии ИДТВ, обеспечивает увеличение нефтеизвлечения до 40 %.

Сущность технологии ТЦВП заключается в организации единого технологического процесса комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин. Осуществление одного полного цикла ТЦВП включает: нагнетание теплоносителя в пласт одновременно через центральную нагнетательную и три добывающие скважины, расположенные через одну в 7-точечном элементе, при этом отбор жидкости ведут через оставшиеся три добывающие скважины. Затем происходит смена функции группы добывающих скважин – находящиеся под закачкой теплоносителя переводятся на режим отбора и наоборот; все добывающие скважины переводятся на режим отбора, закачку теплоносителя осуществляют через центральную нагнетательную скважину. Технология предусматривает осуществление 3–5 таких циклов, что обеспечивает практически полный охват вытеснением всего площадного элемента. Циклический процесс приводит к периодической смене направлений фильтрационных потоков, что является сдерживающим фактором обводнения продукции добывающих скважин. Расчётная конечная нефтеотдача достигает 45 %. Если рассматривать зону реагирования, то здесь доля нефти, добытой за счёт термических методов, составляет 75 %.

Экономическая эффективность от внедрения тепловых методов на Гремихинском месторождении составила около 525 млн руб., в том числе по технологиям: ИДТВ – 211 млн руб., ИДТВ(П) – 190 млн руб., ТЦВП – 64 млн руб.

Об эффективности технологий свидетельствует уровень текущей нефтеотдачи (42 %) на опытных участках их применения, тогда как прогнозная конечная нефтеотдача при заводнении оценивается в пределах 20–25 %.

Объёмы дополнительно добытой нефти за счёт новых технологий, достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения в пределах опытных участков и на объектах в целом свидетельствуют о высокой эффективности внедряемых термических и термополимерных методов на месторождениях высоковязких нефтей Удмуртии. Расчёты себестоимости добычи нефти при внедрении новых технологий по сравнению с традиционными подходами убедительно доказывают их более высокую экономическую эффективность.

Практический опыт разработки Гремихинского, Мишкинского и Лиственского месторождений и расчёты себестоимости добычи нефти при достижении конечных значений нефтеизвлечения показали, что себестоимость добычи нефти при использовании созданных в ОАО «Удмуртнефть» физико-химических и термических методов повышения нефтеотдачи пластов ниже, чем при естественном режиме и заводнении. В результате стало возможным рентабельное применение новых технологий при существующих ценах на нефть.

Таким образом, новые технологии позволили устранить главное препятствие на пути применения тепловых методов при разработке месторождений вязких нефтей – большие затраты, поскольку традиционные тепловые методы по затратам примерно в 2 раза выше, чем при заводнении.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для нефтяной промышленности России представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежей тяжёлых нефтей и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при достаточной высокой эффективности их добычи. Как уже отмечалось выше, более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжёлую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжёлой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия.

Одним из таких методов может явиться парогравитационный дренаж SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) (рис. 7), который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжёлой нефти и природных битумов. В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.

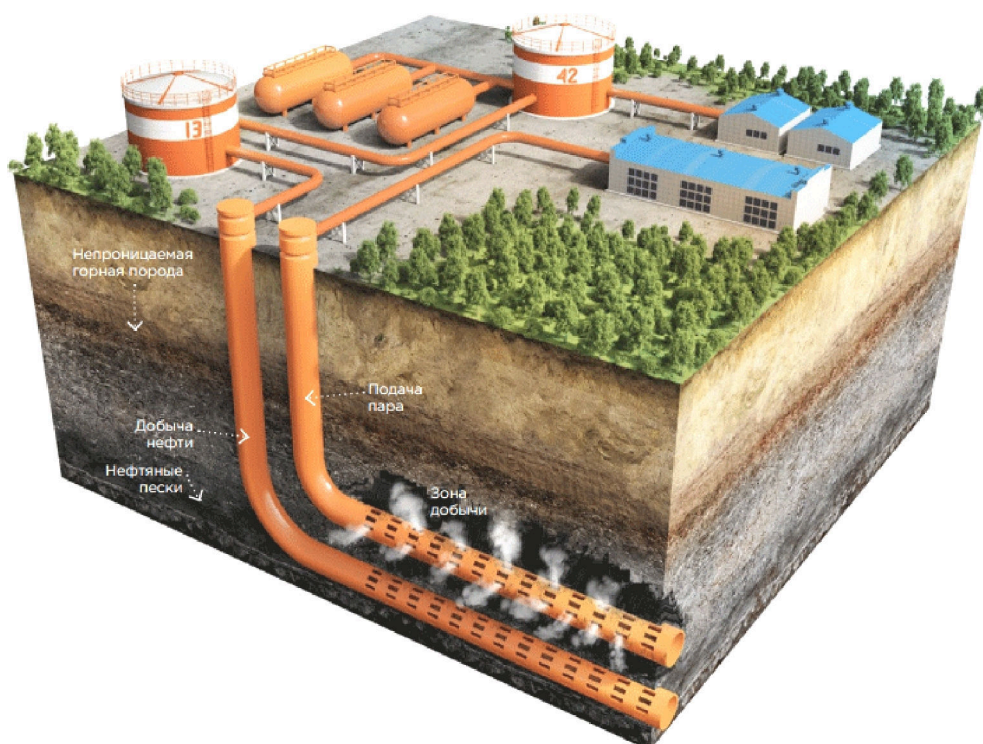


Рисунок 7 – Технология парогравитационного дренажа SAGD

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счёт кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

Закачиваемый пар из-за разницы плотностей пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности

раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

Для повышения добычи и снижения энергозатрат некоторые компании начинают комбинировать методы «VAPEX» и «SAGD». Одним из решений является технология «SAP» (Solvent Aided Process), в которой объединены преимущества указанных методов. В процессе «SAP» небольшое количество углеводородного растворителя вводится в качестве добавки в пар, закачиваемый при применении технологии «SAGD». В то время как пар является основным теплоносителем и снижает вязкость нефти, добавка растворителя способствует её разжижению в ещё большей степени. Хотя улучшение экономических показателей зависит от конкретной ситуации, анализ полученных результатов показывает экономическую выгоду перехода с процесса «SAGD» на «SAP».

В Канаде под закачкой растворителя подразумевается закачка углеводородных газов (парафиновых растворителей), таких как метан, пропан, бутан и их смеси. Этот метод требует наличия поблизости источника углеводородных газов и высокотехнологичного оборудования для их закачки. Так как месторождения сверхвязких нефтей Республики Татарстан характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта (менее 100 м) и низкими пластовыми давлениями, то в таких условиях применение данных растворителей нецелесообразно. Наиболее подходящими растворителями для вытеснения сверхвязких нефтей, содержащихся в слабоцементированных песчаниках уфимского яруса, являются углеводородные жидкости (нефтяные растворители), вязкость которых меньше вязкости нефти.

В мае 2006 года специалистами ОАО «Татнефть» начат уникальный проект по добыче сверхвязких нефтей на Ашальчинском месторождении с использованием технологии парогравитационного воздействия. Для повышения её эффективности была проведена экспериментальная оценка использования нефтяных растворителей совместно с закачкой пара. С целью выбора подходящего растворителя для вытеснения сверхвязких нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармального месторождений исследованы физико-химические свойства следующих растворителей: миа-прома, кичуйского нестабильного бензина, абсорбента Н, девонской нефти, нефраса 120/200, смесового растворителя «МС-50», нефраса 130/150, нефраса 150/200, нефраса 150/300, стерлитамакского абсорбента, дистиллята, дизельного топлива, абсорбента А-2, печного топлива.

Установлено, что самой низкой растворяющей способностью обладает дистиллят, производимый на базе Азнакаевской НГДУ «Азнакаевскнефть» (количество растворённой нефти составляет 4,67 %), а самой высокой – нефрас 150/300 (15,1 %).

Установлено, что все исследованные нефтяные растворители, кроме дистиллята, применимы в технологиях паротеплового воздействия, так как они не осаждают асфальто-смолистые вещества из сверхвязкой нефти. Анализ результатов исследований свидетельствует о том, что все изученные нефтяные растворители ускоряют разрушение водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе сверхвязкой нефти Ашальчинского и Мордово-Кармального месторождений при температуре 95 и 20 °С. Полученные результаты позволяют рекомендовать для применения в технологиях «VAPEX» и «SAP» в Татарстане нефтяные растворители, такие как абсорбент и нефрас, которые полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к растворителям, используемым совместно с тепловыми методами.

Интересна технология инновационного технико-технологического комплекса парогазового воздействия, разработанная в ОАО «РИТЭК». Суть её состоит в том, что в парогазогенераторной установке теплоноситель образуется непосредственно в призабойной зоне пласта. При генерации теплоносителя в призабойной зоне тепловые потери при транспортировке пара практически отсутствуют. Экономичность таких устройств по эффективности сжигания топлива примерно на 30 % выше, чем у наземных установок.

В парогазогенераторе для генерации парогазовой смеси используются только жидкие компоненты – вода и монотопливо (система, в которой все необходимые для реакции компоненты содержатся в одном жидкостном потоке). Кроме того, при работе парогазогенератора в нефтяной пласт нагнетается не чистый пар, а его смесь с продуктами сгорания, так называемая парогазовая смесь. Парогаз оказывает на пласт комбинированное воздействие – тепловое и физико-химическое, так как в его состав входят, помимо водяного пара, углекислый газ и азот. Таким образом, в парогазогенераторах обеспечивается практически полное использование химической энергии топлива, отсутствуют выбросы отработанных газов в атмосферу, а тепловое воздействие на пласт дополняется физико-химическим.

В мае 2009 года в скважине № 249 Мельниковского месторождения в Республике Татарстан были начаты опытно-промысловые испытания парогазогенераторного комплекса на монотопливе, которые уже дали положительные результаты. Это завершающий этап разработки уникальной комплексной технологии, позволяющей осуществлять добычу высоковязкой нефти на больших глубинах. Данная технология и разработанный комплекс оборудования открывают большие возможности для добычи нетрадиционного сырья, в частности, в Республике Татарстан, где сосредоточены значительные запасы высоковязкой нефти.

Заключение

Таким образом, запасы высоковязких нефтей и природных битумов гораздо больше запасов традиционной мало- и средневязкой нефти. Распространение месторождений трудноизвлекаемого сырья в мире достаточно широкое.

Наиболее активная деятельность по разработке месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов ведётся в Канаде, США, России, Венесуэле, Нигерии и других странах.

В России также широка география тяжёлых нефтей, но наибольшее их преобладание в европейской части страны. Не все российские нефтяные компании гонятся за трудноизвлекаемыми углеводородами с целью получения прибыли, т.к. разработка таких месторождений подчас бывает убыточной, несмотря на государственную поддержку. Однако некоторые компании имеют приоритетным направлением разработку именно таких месторождений («Татнефть», «Удмуртнефть», «Коминнефть» и др.).

Высоковязкие нефти и природные битумы необходимо рассматривать как комплексное сырьё. Они содержат в своём составе такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, такие уникальные компоненты, как металлопорфирины (связаны с ванадиллом и никелем), которые могут служить источником уникальных катализаторов, сенсоризаторов, органических полупроводников. Они используются в медицине, биотехнологиях, химических технологиях, микроэлектронике, поэтому спрос на них существует в тех странах, где эти технологии интенсивно развиваются. До сих пор уникальные нефти используются в качестве печного топлива, т.к. их на НПЗ не принимают, что ведёт не только к потере ценных компонентов, но и наносит существенный экологический ущерб.

Специалистами ВНИГРИ были изучены технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов и их модификации: внутрипластовое горение и паротепловое воздействие. Оказалось, что при внутрипластовом горении теряется не только часть нефти, но и ценные попутные компоненты (потери ванадия от 36 до 75 %); при паротепловом методе воздействия потери ценных компонентов не превышали 10–15 %.

Итак, развитие направления разработки высоковязких нефтей и природных битумов должно включать в себя следующие работы:

- изучение накопленного отечественного и зарубежного опыта по разработке месторождений высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ);
- анализ и разработку рациональных методов добычи ВВН и ПБ и повышение нефтеотдачи для максимального извлечения всех полезных компонентов;
- создание технологий получения из ВВН И ПБ товарной нефти на промысле, соответствующей стандартам приёма в магистральный трубопровод;

- разработка технологий и создание нефтеперерабатывающих мощностей, рассчитанных на повышение глубины переработки ВВН и ПБ и степени извлечения попутных компонентов;
- решение специфических экологических проблем, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой ВВН и ПБ.

Несмотря на то, что разработка высоковязких нефтей и природных битумов на сегодняшний день не является лидирующим направлением, рано или поздно она приобретёт своё ведущее место.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 343 с.
3. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважи : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.] – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 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. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 313 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : Нефть и газ, 1996. – 284 с.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. – М. : Издательство «Недра», 1983. – 222 с.
10. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. – Ухта : УГТУ, 2015. – 166 с.
13. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов [Электронный ресурс] . – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad78a5d53a89521306c37_0.html
14. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерия // Журнал «Современное состояние естественных и технических наук». – М. : Издательство «Спутник+», 2015. – Вып. XXI. – С. 41–46.
15. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Характеристика причин возникновения трудностей при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерия // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 90–94.
16. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Тяжёлая нефть, сточные воды и их управление на территории Федеративной Республики Нигерии // Инновационные технологии по обезвреживанию и утилизации отходов нефтегазовой отрасли: электронный сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции (16 октября 2015 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «ПринтТерра», 2016. – С. 105–110.
17. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Анализ природно-геологических условий залегающих месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерии // Ежемесячное научное издание «Евразийский научный журнал». – Санкт-Петербург: «Редакция Евразийского научного журнала», 2015. – № 12 (декабрь 2015). – С. 354–359.
18. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-методический журнал «Наука, техника и образование». – М. : Издательство «Проблемы науки», 2015. – № 11 (17). – С. 18–21.

19. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Оценка предлагаемых технологических решений при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 11. – С. 31–36.

20. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Освоение битуминозной нефти на территории Федеративной Республики Нигерии // «Молодой учёный: вызовы и перспективы»: сборник статей по материалам II Международной заочной научно-практической конференции (секция 18. Технологии). – М. : Издательство «Интернаука», 2015. – № 2 (2). – С. 309–316.

21. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Процесс моделирования фильтрации пластовых флюидов с учётом ствола скважин при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 6. – С. 39–45.

22. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Очистка и утилизация сточных вод при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 72–75.

23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаоби Стефиние Нвоси – Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью // 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. 105–108.

24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Изучение фильтрационно-емкостных характеристик битуминозного месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 1 Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 26–29.

25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Комбинированные способы разработки битуминозных месторождений в Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 2 Бурение нефтяных и газовых скважин. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 114–116.

26. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н. СЕМ-ЭДС-характеризация битуминозных песчаников на юго-западе Нигерии // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 14–16.

27. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf

References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Baybakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods of development of oil fields. – M. : Nedra, 1988. – 343 p.
3. Ecology at construction oil and gas skvazh: the manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.] – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 1. – 348 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
6. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeyev G.E. Development of fields of complex structure of viscous oil in carbonate collectors. – M. : Nedra, 1988. – 313 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house –South, 2016. – 274 p.
8. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields high-viscosity oil. – M. : Oil and gas, 1996. – 284 p.
9. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M. Forecasting of trade efficiency of methods of thermal impact on oil layers. – M. : Nedra, 1983. – 222 p.
10. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

11. Geophysical surveys and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
12. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Development of deposits high-viscosity oil and bitumens with application of thermal methods. – Ukhta : UGTU, 2015. – 166 p.
13. Methods of development of fields high-viscosity nefty and natural bitumens. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad78a5d53a89521306c37_0.html
14. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Hardly removable reserves of hydrocarbons, important resources in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Sovremennoye Sostoyaniye Estestvennykh I Tekhnicheskikh Nauk. Magazine*. – M. : Satellite + publishing house, 2015. – Issue XXI. – P. 41–46.
15. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. The characteristic of the causes of difficulties when developing fields with hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger)*. – 2015. – № 2. – P. 90–94.
16. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Heavy oil, sewage and their management in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Innovative technologies for neutralization and recycling of oil and gas branch: the electronic collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference (on October 16, 2015, Krasnodar)*. – Krasnodar : LLC Printterra, 2016. – P. 105–110.
17. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. The analysis of natural and geological conditions of bedding of fields with hardly removable stocks in the territory of the federal republic of Nigeria // *Monthly scientific publication «Euroasian Scientific Magazine»*. – St. Petersburg : «Editorial office of the Euroasian scientific magazine», 2015. – № 12 (December, 2015). – P. 354–359.
18. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Moysa Yu.N. Classification of hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and methodical magazine «Nauka, Tekhnika I Obrazovaniye»*. – M. : Science Problems publishing house, 2015. – № 11 (17). – P. 18–21.
19. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Assessment of the offered technological decisions when developing fields with hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and practical magazine «Aspirant»*. – Rostov-on-Don, 2015. – № 11. – P. 31–36.
20. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Development of bituminous oil in the territory of the Federal Republic of Nigeria // «The young scientist: calls and prospects» : the collection of articles on materials II of the International correspondence scientific and practical conference (section 18. Technologies). – M. : Internauka publishing house, 2015. – № 2 (2). – P. 309–316.
21. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Process of modeling of filtration of formation fluids taking into account a trunk of wells at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki»*. – Rostov-on-Don, 2015. – № 6. – P. 39–45.
22. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Cleaning and utilization of sewage at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger)*. – 2015. – № 4. – P. 72–75.
23. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi – To Anella. Diversification of economy of Nigeria with bitumen and heavy oil // *Bulatovskiye 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 – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
24. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Studying of filtrational and capacitor characteristics of the bituminous Yegbata field in the southwest of Nigeria // *Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 1 Geology, search and investigation of oil and gas fields*. – Perm: Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 26–29.
25. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Combined methods of development of bituminous fields in Nigeria // *Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Useful Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 2 Drilling of Oil and Gas Wells*. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 114–116.
26. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Moysa Yu.N. This-EMF-characterization of bituminous sandstones in the southwest of Nigeria // *Oil. Gas. Innovations*. – 2017. – № 10. – P. 14–16.
27. Nvizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*. – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf

УДК 628.31

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД

THE ANALYSIS OF METHODS OF PURIFICATION OF OIL-CONTAINING SEWAGE WATERS

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Povarova Larisa Valeryevna

candidate of chemical sciences,
associate professor,
associate professor of
chemistry department,
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены методы очистки производственных сточных вод – механическая очистка, физико-химическая очистка, химическая очистка, биохимическая очистка, термическая очистка, электрохимическая очистка от ионов тяжёлых металлов и мембранные методы очистки. Показано, что наиболее оптимальными методами очистки сточных вод от нефтепродуктов являются механическая и физико-химическая очистка.

Annotation. In the article methods of industrial wastewater treatment are considered – mechanical purification, physical and chemical purification, chemical purification, biochemical purification, thermal purification, electrochemical purification from heavy metal ions and membrane purification methods. It is shown that the most optimal methods for treating sewage from oil products are mechanical and physical and chemical purification.

Ключевые слова: методы очистки производственных сточных вод; механическая очистка; физико-химическая очистка; химическая очистка; биохимическая очистка; термическая очистка; электрохимическая очистка от ионов тяжёлых металлов.

Keywords: methods of industrial sewage treatment; mechanical purification; physical and chemical purification; chemical purification; biochemical purification; thermal purification; electrochemical purification from ions of heavy metals.

Введение

Природные водоёмы служат естественным аккумулятором большинства загрязняющих веществ, поступающих непосредственно в атмосферу или литосферу. Это связано с глобальным круговоротом воды, способностью воды растворять различные газы и минеральные вещества, а также с тем, что любой водоём служит своего рода ямой, куда вместе с потоками воды смываются с суши всевозможные твёрдые частицы. Кроме того, вода в силу широкого использования в быту, сельском хозяйстве, промышленности подвержена постоянному непосредственному антропогенному загрязнению. Эта использованная человеком сточная вода вновь поступает в природные водоёмы без очистки или после неполной очистки.

Во все водные системы, загрязняющие вещества поступают в растворённом или суспензированном состоянии. Попадая в водную систему, они растворяются в ней и переносятся за счёт движения водных масс, другие адсорбируются на взвешенных частицах и оседают на дно, третьи могут вовлекаться в биологические циклы и переноситься различными организмами. Распределение веществ в воде зависит от многих локальных условий: скорости и характера движения воды, осадков, наносов, физико-химических свойств загрязняющих веществ, их устойчивости в воде и т.п.

В загрязнённой воде имеются две зоны концентрирования – придонный осадок и поверхностная плёнка.

На дно оседают нерастворимые в воде соединения, а сам осадок является сорбентом многих веществ. Например, нерастворимые в воде хлорорганические соединения оседают на дне и сохраняются там длительное время. Поэтому химический состав донных отложений позволяет получить общую картину загрязнения водоёма за длительный период.

Поверхностная плёнка – особая область, её толщина 50–500 мкм. В поверхностной плёнке протекают равновесные процессы массообмена между воздухом и во-

дой. Установлено, что в поверхностной плёнке толщиной 100–150 мкм концентрируется множество загрязняющих веществ: синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ), нефтепродукты, тяжёлые металлы и др.

В случае образования поверхностных плёнок, содержащих нефтяные углеводороды и СПАВ, нарушается газообмен на границе «воздух – вода», что пагубно отражается на состоянии гидробиоцинозов.

Все известные технологии переработки нефтешламов по методам переработки можно разделить на следующие группы:

- механический и адсорбционный сбор нефтепродуктов (механический способ очистки применяется при сильной степени загрязнения и замазученности);
- физико-химические (экстракция растворителями, химическое капсулирование, сорбция, термическая десорбция (крекинг));
- химические – экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с применением неорганических (цемент, жидкое стекло, глина) и органических (эпоксидные и полистирольные смолы, полиуретаны и др.) добавок;
- биохимические;
- термические;
- электрохимические (электрофлотационные установки, электролизёры, установки для электрокоагуляции и т.д.);
- мембранные (обратный осмос, ультрафильтрация, испарение через мембрану).

Методы очистки производственных сточных вод

Механическая очистка

Процеживание. Перед более тонкой очисткой сточные воды процеживают через решётки и сита, которые устанавливают перед отстойниками с целью извлечения из них крупных примесей, которые могут засорить трубы и каналы. Снятые с решёток загрязнения направляют на переработку. Для измельчения отходов используют дробилки. Решётки-дробилки представляют собой агрегат, совмещающий функции решётки и дробилки. Дробилки измельчают отходы, не извлекая их из воды.

Для удаления более мелких взвешенных веществ, а также ценных продуктов применяют сита, которые могут быть двух типов: барабанные или дисковые. Сита применяют в текстильной, целлюлозно-бумажной и кожевенной промышленности.

Для разделения взвешенных частиц на фракции могут быть использованы фракционаторы, основной частью которых является вертикальная сетка, разделяющая ёмкость на две части. Диаметр отверстий сетки 60–100 мкм. Сточная вода через сопло поступает внутрь фракционатора и делится на грубую и тонкую фракции. При разделении 50–80 % взвешенных частиц остаётся в грубой фракции.

Отстаивание. Отстаивание применяют для осаждения из сточных вод грубодисперсных примесей. Осаждение происходит под действием силы тяжести. Для проведения процесса используют песколовки, отстойники и осветлители. В осветлителях одновременно с отстаиванием происходит фильтрация сточных вод через слой взвешенных частиц.

Как правило, сточные воды содержат взвешенные частицы различной формы и размера. Такие воды представляют собой полидисперсные гетерогенные агрегативно-неустойчивые системы. В процессе осаждения размер, плотность и форма частиц, а также физические свойства системы изменяются. Кроме того, при слиянии различных по химическому составу сточных вод могут образовываться твёрдые вещества, в том числе и коагулянты. Эти явления также оказывают влияние на форму и размеры частиц. Всё это усложняет установление действительных закономерностей процесса осаждения.

Отстойники. Отстойник является основным сооружением механической очистки сточных вод, используется для удаления оседающих или всплывающих грубодисперсных веществ. Различают первичные отстойники, которые устанавливают перед сооружениями биологической или физико-химической очистки, и вторичные отстойники – для выделения активного ила или биоплёнки. В зависимости от направления движения потока воды отстойники подразделяют на горизонтальные, вертикальные и радиаль-

ные. К отстойникам относят и осветлители, в которых одновременно с отстаиванием сточная вода фильтруется через слой взвешенного осадка, а также осветлители-перегниватели и двухъярусные отстойники, где одновременно с осветлением воды происходит уплотнение выпавшего осадка.

Процесс отстаивания используют и для очистки производственных сточных вод от нефти, масел, смол, жиров и др.

Фильтрование. Фильтрование применяют для выделения из сточных вод тонкодиспергированных твёрдых или жидких веществ, удаление которых отстаиванием затруднено. Разделение проводят при помощи пористых перегородок, пропускающих жидкость и задерживающих диспергированную фазу. Процесс идет под действием гидростатического давления столба жидкости, повышенного давления над перегородкой или вакуума после перегородки.

Фильтрование через фильтрующие перегородки. Выбор перегородок зависит от свойств сточной воды, температуры, давления фильтрования и конструкции фильтра.

В качестве перегородки используют металлические перфорированные листы и сетки из нержавеющей стали, алюминия, никеля, меди, латуни и др., а также разнообразные тканевые перегородки (асбестовые, стеклянные, хлопчатобумажные, шерстяные, из искусственного и синтетического волокна).

Процесс фильтрования проводят с образованием осадка на поверхности фильтрующей перегородки или с закупоркой пор фильтрующей перегородки.

Осадки, которые образуются в процессе фильтрования, могут быть сжимаемыми и несжимаемыми.

Для фильтрования используют различные по конструкции фильтры. Основные требования к ним: высокая эффективность выделения примесей и максимальная скорость фильтрования. Фильтры подразделяют по различным признакам:

- по характеру протекания процесса – периодические и непрерывные;
- по виду процесса – для разделения, сгущения и осветления;
- по давлению при фильтровании – под вакуумом (до 0,085 МПа), под давлением (от 0,3 до 0,5 МПа) или при гидростатическом давлении столба жидкости (до 0,05 МПа);
- по направлению фильтрования – вниз, вверх или вбок;
- по конструктивным признакам;
- по способу съёма осадка, наличию промывки и обезвоживания осадка, по форме и положению поверхности фильтрования.

Механизмы извлечения частиц из воды сводятся к следующим:

- 1) процеживание, при котором извлечение частиц является чисто механическим;
- 2) гравитационное осаждение;
- 3) инерционное захватывание;
- 4) химическая адсорбция;
- 5) физическая адсорбция;
- 6) адгезия;
- 7) коагуляционное осаждение;
- 8) биологическое выращивание.

В общем случае эти механизмы могут действовать совместно, и процесс фильтрования состоит из трёх стадий:

- 1) перенос частиц на поверхность вещества, образующего слой;
- 2) прикрепление к поверхности;
- 3) отрыв от поверхности.

По характеру механизма задерживания взвешенных частиц различают два вида фильтрования:

- 1) фильтрование через плёнку (осадок) загрязнений, образующуюся на поверхности зёрен загрузки;
- 2) фильтрование без образования плёнки загрязнений.

В первом случае задерживаются частицы, размер которых больше пор материала, а затем образуется слой загрязнений, который является также фильтрующим материалом. Такой процесс характерен для медленных фильтров, которые работают при

малых скоростях фильтрования. Во втором случае фильтрование происходит в толще слоя загрузки, где частицы загрязнений удерживаются на зёрнах фильтрующего материала адгезионными силами. Такой процесс характерен для скоростных фильтров.

Степень очистки фильтрованием зависит от напряжённости магнитного поля, скорости течения жидкости, её вязкости, расположения силовых полей относительно направления потока жидкости.

Фильтрование эмульгированных веществ. При фильтровании эмульсий через зернистый слой имеет значение первоначальный характер поверхности. При гидрофобной поверхности прилипание частиц сильнее, чем при гидрофильной, так как на поверхности зёрен гидрофильных материалов имеется гидратная оболочка. Прилипание происходит только там, где эта оболочка нарушена.

Физико-химическая очистка

К физико-химическим методам очистки сточных вод относят коагуляцию, флотацию, адсорбцию, ионный обмен, экстракцию, ректификацию, выпаривание, дистилляцию, обратный осмос и ультрафильтрацию, кристаллизацию, десорбцию и др. Эти методы используют для удаления из сточных вод тонкодисперсных взвешенных частиц (твёрдых и жидких), растворимых газов, минеральных и органических веществ.

Использование физико-химических методов для очистки сточных вод по сравнению с биохимическими имеет ряд преимуществ:

- 1) возможность удаления из сточных вод токсичных, биохимически неокисляемых органических загрязнений;
- 2) достижение более глубокой и стабильной степени очистки;
- 3) меньшие размеры сооружений;
- 4) меньшая чувствительность к изменениям нагрузок;
- 5) возможность полной автоматизации;
- 6) более глубокая изученность кинетики некоторых процессов, а также вопросов моделирования, математического описания и оптимизации, что важно для правильного выбора и расчёта аппаратуры;
- 7) методы не связаны с контролем за деятельностью живых организмов;
- 8) возможность рекуперации различных веществ.

Выбор того или иного метода очистки (или нескольких методов) производят с учётом санитарных и технологических требований, предъявляемых к очищенным производственным сточным водам с целью дальнейшего их использования, а также с учётом количества сточных вод и концентрации загрязнений в них, наличия необходимых материальных и энергетических ресурсов и экономичности процесса.

Коагуляция – это процесс укрупнения дисперсных частиц в результате их взаимодействия и объединения в агрегаты. В очистке сточных вод её применяют для ускорения процесса осаждения тонкодисперсных примесей и эмульгированных веществ. Коагуляция наиболее эффективна для удаления из воды коллоидно-дисперсных частиц, т.е. частиц размером 1–100 мкм. Коагуляция может происходить самопроизвольно или под влиянием химических и физических процессов. В процессах очистки сточных вод коагуляция происходит под влиянием добавляемых к ним специальных веществ – коагулянтов. Коагулянты в воде образуют хлопья гидроксидов металлов, которые быстро оседают под действием силы тяжести. Хлопья обладают способностью улавливать коллоидные и взвешенные частицы и агрегировать их. Так как коллоидные частицы имеют слабый отрицательный заряд, а хлопья коагулянтов слабый положительный заряд, то между ними возникает взаимное притяжение.

Для коллоидных частиц характерно образование на поверхности частиц двойного электрического слоя. Одна часть двойного слоя фиксирована на поверхности раздела фаз, а другая создаёт облако ионов, т.е. одна часть двойного слоя является неподвижной, а другая подвижной (диффузный слой). Разность потенциалов, возникающая между неподвижной и подвижной частями слоя (в объёме жидкости) называется дзета-потенциалом (ζ) или электрокинетическим потенциалом, отличным от термодинамического потенциала (E), который представляет собой разность потенциалов между поверхностью частиц и жидкостью. Дзета-потенциал зависит как от (E), так и от толщины двойного

слоя. Его значение определяет величину электростатических сил отталкивания частиц, которые предохраняют частицы от слипания друг с другом. Малый размер коллоидных частиц загрязнений и отрицательный заряд, распределённый на поверхности этих частиц, обуславливает высокую стабильность коллоидной системы.

Чтобы вызвать коагуляцию коллоидных частиц, необходимо снизить величину их дзета-потенциала до критического значения добавлением ионов, имеющих положительный заряд. Таким образом, при коагуляции происходит дестабилизация коллоидных частиц вследствие нейтрализации их электрического заряда. Эффект коагуляции зависит от валентности иона коагулянта, несущего заряд, противоположный знаку заряда частицы. Чем выше валентность, тем более эффективно коагулирующее действие.

Для начала коагуляции частицы должны приблизиться друг к другу на расстояние, при котором между ними действуют силы притяжения и химического сродства. Сближение частиц происходит в результате броуновского движения, а также при ламинарном или турбулентном движении потока воды. Коагулирующее действие солей есть результат гидролиза, который проходит вслед за растворением.

Соли железа как коагулянты имеют ряд преимуществ перед солями алюминия:

- лучшее действие при низких температурах воды;
- более широкая область оптимальных значений pH среды;
- большая прочность и гидравлическая крупность хлопьев;
- возможность использовать для вод с более широким диапазоном солевого состава;
- способность устранять вредные запахи и привкусы, обусловленные присутствием сероводорода.

Однако имеются и недостатки:

- образование при реакции катионов железа с некоторыми органическими соединениями сильно окрашивающих растворимых комплексов;
- сильные кислотные свойства, усиливающие коррозию аппаратуры;
- менее развитая поверхность хлопьев.

При использовании смесей $Al_2(SO_4)_3$ и $FeCl_3$ в соотношениях от 1 : 1 до 1 : 2 достигается лучший результат коагулирования, чем при раздельном использовании реагентов. Происходит ускорение осаждения хлопьев. Кроме названных коагулянтов для обработки сточных вод могут быть использованы различные глины, алюминийсодержащие отходы производства, травильные растворы, пасты, смеси, шлаки, содержащие диоксид кремния.

Оптимальную дозу реагента устанавливают на основании пробного коагулирования. Скорость коагуляции зависит от концентрации электролита.

При малых концентрациях электролита эффективность соударений частиц, т.е. отношение числа столкновений, окончившихся слипанием, к общему числу столкновений близка к нулю. По мере роста концентрации скорость коагуляции увеличивается, но не все столкновения эффективны – такую коагуляцию называют медленной. При общем числе столкновений, равном единице, наступает быстрая коагуляция, при которой все столкновения частиц заканчиваются образованием агрегатов.

В полидисперсных системах коагуляция происходит быстрее, чем в монодисперсных, так как крупные частицы при оседании увлекают за собой более мелкие. Форма частиц также влияет на скорость коагуляции. Например, удлинённые частицы коагулируют быстрее, чем шарообразные.

Флокуляция – это процесс агрегации взвешенных частиц при добавлении в сточную воду высокомолекулярных соединений, называемых флокулянтами. В отличие от коагуляции при флокуляции агрегация происходит не только при непосредственном контакте частиц, но и в результате взаимодействия молекул адсорбированного на частицах флокулянта.

Флокуляцию проводят для интенсификации процесса образования хлопьев гидроксидов алюминия и железа с целью повышения скорости их осаждения. Использование флокулянтов позволяет снизить дозы коагулянтов, уменьшить продолжительность процесса коагуляций и повысить скорость осаждения образующихся хлопьев.

Для очистки сточных вод используют природные и синтетические флокулянты. К природным флокулянтам относятся крахмал, декстрин, эфиры, целлюлозы и др.

Процесс очистки сточных вод коагуляцией и флокуляцией состоит из следующих стадий: дозирование и смешение реагентов со сточной водой; хлопьеобразование и осаждение хлопьев. Для смешения коагулянтов с водой применяют гидравлические и механические смесители. В гидравлических смесителях смешение происходит вследствие изменения направления движения и скорости потока воды. В механических смесителях-аппаратах с мешалкой процесс перемешивания должен быть равномерным и медленным, чтобы частицы при сближении образовывали хлопья, которые не разрушались бы при вращении мешалки.

После смешения сточных вод с реагентами воду направляют в камеры хлопьеобразования. Используют перегородчатые, вихревые и с механическими мешалками камеры. Образование хлопьев в камерах протекает медленно за 10–30 мин. Перегородчатая камера представляет собой резервуар, разделённый перегородками на ряд последовательно проходимых водой коридоров. Скорость воды в коридорах принимают 0,2–0,3 м/с.

Осаждение хлопьев происходит в отстойниках и осветлителях. Часто стадии смешения, коагулирования и осаждения проводят в одном аппарате.

Флотация. Флотацию применяют для удаления из сточных вод нерастворимых диспергированных примесей, которые самопроизвольно плохо отстаиваются. В некоторых случаях флотацию используют и для удаления растворённых веществ, например, ПАВ. Такой процесс называют пенной сепарацией или пенным концентрированием. Флотацию применяют для очистки сточных вод многих производств: нефтеперерабатывающих, искусственного волокна, целлюлозно-бумажных, кожевенных, машиностроительных, пищевых, химических. Её используют также для выделения активного ила после биохимической очистки. Достоинствами флотации являются непрерывность процесса, широкий диапазон применения, небольшие капитальные и эксплуатационные затраты, простая аппаратура, селективность выделения примесей, по сравнению с отстаиванием большая скорость процесса, а также возможность получения шлама более низкой влажности (90–95 %), высокая степень очистки (95–98 %), возможность рекуперации удаляемых веществ. Флотация сопровождается аэрацией сточных вод, снижением концентрации ПАВ и легко окисляемых веществ, бактерий и микроорганизмов. Всё это способствует успешному проведению последующих стадий очистки сточных вод.

Элементарный акт флотации заключается в следующем: при сближении поднимающегося в воде пузырька воздуха с твёрдой гидрофобной частицей разделяющая их прослойка воды при некоторой критической толщине прорывается и происходит слипание пузырька с частицей. Затем комплекс «пузырёк – частица» поднимается на поверхность воды, где пузырьки собираются, и возникает пенный слой с более высокой концентрацией частиц, чем в исходной сточной воде.

Возможность образования флотационного комплекса «частица – пузырьёк», скорость процесса и прочность связи, продолжительность существования комплекса зависят от природы частиц, а также от характера взаимодействия реагентов с их поверхностью и от способности частиц смачиваться водой.

Поверхностно-активные вещества – реагенты-собиратели, адсорбируясь на частицах, понижают их смачиваемость, т.е. делают их гидрофобными. В качестве реагентов-собирателей используют масла, жирные кислоты и их соли, меркаптаны, ксантогенаты, дитиокарбонаты, алкилсульфаты, амины и др. Повышения гидрофобности частиц можно достичь и сорбцией молекул растворённых газов на их поверхности.

Для частиц, хорошо смачиваемых водой, следовательно, прочность прилипания минимальна, для несмачиваемых частиц – максимальна.

Эффект разделения флотацией зависит от размера и количества пузырьков воздуха. По некоторым данным, оптимальный размер пузырьков равен 15–30 мкм. При этом необходима высокая степень насыщения воды пузырьками или большое газосодержание. Удельный расход воздуха снижается с повышением концентрации примесей, так как увеличивается вероятность столкновения и прилипания. Большое значение имеет стабилизация размеров пузырьков в процессе флотации. Для этой цели вводят различные пенообразователи, которые уменьшают поверхностную энергию раздела фаз. К ним относят масло, крезол, фенолы, алкилсульфат натрия и др. Некоторые из этих веществ обладают собирательными и пенообразующими свойствами.

Вес частиц не должен превышать силы прилипания её к пузырьку и подъёмной силы пузырьков. Размер частиц, которые хорошо флотируются, зависит от плотности материала и равен 0,2–1,5 мм.

Флотация может быть использована при сочетании с флокуляцией. Этот процесс иногда называют флотацией. При проведении флотации хлопьев после коагулирования необходимо учитывать, что вероятность прилипания пузырьков газа к свежесформованным хлопьям выше, чем к хлопьям, имеющим «возраст» несколько часов. Различают следующие способы флотационной обработки сточных вод:

- с выделением воздуха из растворов;
- с механическим диспергированием воздуха;
- с подачей воздуха через пористые материалы, электрофлотацию и химическую флотацию.

Флотация с выделением воздуха из раствора. Этот способ применяют для очистки сточных вод, которые содержат очень мелкие частицы загрязнений. Сущность способа заключается в создании пересыщенного раствора воздуха в сточной жидкости. При уменьшении давления из раствора выделяются пузырьки воздуха, которые флотируют загрязнения. В зависимости от способа создания пересыщенного раствора воздуха в воде различают вакуумную, напорную и эрлифтную флотацию.

Эрлифтные установки применяют для очистки сточных вод в химической промышленности. Они просты по устройству, затраты энергии на проведение процесса в них в 2–4 раза меньше, чем в напорных установках.

Сточная вода из ёмкости, находящейся на высоте 20–30 м, поступает в аэратор. Туда же подают сжатый воздух, который растворяется под повышенным давлением. Поднимаясь по эрлифтному трубопроводу, жидкость обогащается пузырьками воздуха, который выделяется во флотаторе. Образующаяся пена с частицами удаляется самоотёком или скребком. Осветлённую воду направляют на дальнейшую очистку.

Флотация с механическим диспергированием воздуха. Механическое диспергирование воздуха во флотационных машинах обеспечивается турбинами насосного типа – импеллерами, которые представляют собой диск с радиальными обращёнными вверх лопатками. Такие установки широко используют при обогащении полезных ископаемых. В последнее время их стали применять и для очистки сточных вод с высоким содержанием взвешенных частиц (более 2 г/л). При вращении импеллера в жидкости возникает большое число мелких вихревых потоков, которые разбиваются на пузырьки определённой величины. Степень измельчения и эффективность очистки зависят от скорости вращения импеллера.

Чем больше скорость, тем меньше пузырёк и тем больше эффективность процесса. Однако при высоких окружных скоростях резко возрастает турбулентность потока и может произойти разрушение хлопьевидных частиц, что приведёт к снижению эффективности процесса очистки. Сточная вода поступает в приёмный карман флотационной машины по трубопроводу и попадает в импеллер, который крутится на нижнем конце вала. Вал заключен в трубку, через которую засасывается воздух, так как при вращении импеллера образуется зона пониженного давления. Для флотации требуется высокая степень насыщения воды воздухом (0,1–0,5 объёмов воздуха на 1 объём воды). Обычно флотационная машина состоит из нескольких последовательно соединённых камер. Диаметр импеллеров 600–700 мм.

Пневматические установки применяют для очистки сточных вод, содержащих растворённые примеси, агрессивные по отношению к механизмам, имеющим движущиеся части (насосы, импеллеры).

Измельчение пузырьков воздуха достигается при пропускании его через специальные сопла на воздухораспределительных трубках. Обычно применяют сопла с отверстиями диаметром 1,0–1,2 мм, рабочее давление перед ними 0,3–0,5 МПа. Скорость струи воздуха на выходе из сопел 100–200 м/с. Продолжительность флотации в каждом случае устанавливают экспериментально, обычно в пределах 15–20 мин.

Флотация при помощи пористых пластин. При пропускании воздуха через пористые керамические пластины или колпачки получают мелкие пузырьки.

Этот способ флотации по сравнению с другими имеет следующие преимущества: простота конструкции флотационной камеры; меньшие затраты энергии (отсут-

ствуют насосы, импеллеры). Недостатки способа: частое засорение и зарастание отверстий пористого материала; трудность подбора материала с одинаковыми отверстиями, обеспечивающего образование мелких и равных по размеру пузырьков.

Для очистки небольших количеств сточных вод применяют флотационные камеры с пористыми колпачками. Сточную воду подают сверху, а воздух в виде пузырьков – через пористые колпачки. Пена переливается в кольцевой желоб и удаляется из него. Осветлённую воду отводят через регулятор уровня. Установки могут иметь одну или несколько ступеней. В установках большой производительности воздух подают через фильтросные пластины.

Эффект флотации зависит от величины отверстий материала, давления воздуха, расхода воздуха, продолжительности флотации, уровня воды во флотаторе. По опытным данным размер отверстий должен быть от 4 до 20 мкм, давление воздуха 0,1–0,2 МПа, расход воздуха 40–70 м³/(м²·ч), продолжительность флотации 20–30 мин., уровень воды в камере до флотации 1,5–2,0 м.

Рассмотрим другие способы флотации – химическую, биологическую и ионную.

Химическая флотация. При введении в сточную воду некоторых веществ для её обработки могут протекать химические процессы с выделением газов O₂, CO₂ и др. Пузырьки этих газов при некоторых условиях могут прилипнуть к нерастворимым взвешенным частицам и выносить их в пенный слой. Такое явление, например, наблюдается при обработке сточных вод хлорной известью с введением коагулянтов. Сточные воды поступают в реакционную камеру. Туда же подают реагенты. Во избежание дегазации время пребывания сточной воды в камере должно быть минимальным. После насыщения вода поступает во флотационную камеру. Недостаток метода – большой расход реагентов.

Ионная флотация. Этот процесс ведут следующим образом: в сточную воду вводят воздух, разбивая его на пузырьки каким-либо способом, и собиратель (поверхностно-активные вещества). Собиратель образует в воде ионы, которые имеют заряд, противоположный заряду извлекаемого иона. Ионы собирателя и загрязнений концентрируются на поверхности газовых пузырьков и выносятся ими в пену. Пену удаляют из флотационной камеры и разрушают; из неё извлекают сконцентрированные ионы удаляемого вещества.

Очистка методом пенного фракционирования (пенной сепарацией). Пенное фракционирование основано на селективной адсорбции одного или нескольких растворённых веществ на поверхности газовых пузырьков, которые поднимаются вверх через раствор. Образовавшаяся пена обогащается адсорбированным веществом, что и обеспечивает парциальную сепарацию компонентов раствора.

Этот процесс используют для удаления ПАВ из сточной воды; он аналогичен процессу адсорбции на твёрдых сорбентах.

Сепаратор имеет несколько камер, в каждую из которых вводят воздух. Высота слоя воды в камерах составляет 0,5–0,8 м. Очищенная вода поступает в сборник, а пену вентилятором подают в циклон (в вентиляторе происходит частичное разрушение пены), где газовая фаза отделяется от жидкости. Из циклона смесь воды с пеной поступает в отстойник, где происходит разделение. Вода поступает в камеру сепаратора, а пена – в камеру концентрирования.

В процессе пенной сепарации происходит не только извлечение ПАВ, но одновременное удаление из воды суспендированных или эмульгированных частиц, а также частичное удаление растворённых веществ.

Воздух в сточную воду можно подавать через перфорированные трубы, мелкопористые материалы, при помощи импеллера, а также из пересыщенных растворов при снижении давления над жидкостью (при напорной флотации) и при электрофлотации. Наибольшая степень удаления ПАВ из сточной воды достигается при диспергировании воздуха через пористые пластины.

В процессе разделения образуется пена с повышенной концентрацией ПАВ, количество которой пропорционально концентрации ПАВ и расходу сточной воды. Выделение ПАВ из стойкой пены связано со значительными трудностями, поэтому она в большинстве случаев является отходом.

Процесс разрушения пенного слоя протекает с небольшой скоростью.

Для ускорения процесса разрушения пены могут быть использованы пеногасители, в качестве которых применяют кремнийорганические и германийорганические соединения. Однако при использовании пеногасителей происходит дополнительное загрязнение пеноконденсата. Исходя из этого, целесообразнее использовать термические, электрические и механические способности гашения пены.

Таким образом, процесс очистки сточных вод от ПАВ методом пенного фракционирования имеет следующие недостатки:

- 1) образуется обогащенный ПАВ конденсат, который медленно разрушается;
- 2) при увеличении концентрации ПАВ в сточной воде эффективность очистки снижается.

Предложен способ очистки от ПАВ, сочетающий пенное фракционирование и радиационную деструкцию и исключаящий отход пены. Процесс можно проводить в одном или двух аппаратах.

Метод позволяет очищать сточные воды с высоким содержанием ПАВ любого типа и строения. Следует отметить, что полная деструкция ПАВ до воды и CO_2 экономически нецелесообразна. Радиационную деструкцию проводят до образования продуктов, легко окисляемых биологически.

Адсорбция. Адсорбционные методы широко применяют для глубокой очистки сточных вод от растворённых органических веществ после биохимической очистки, а также в локальных установках, если концентрация этих веществ в воде невелика и они биологически не разлагаются или являются сильнотоксичными. Применение локальных установок целесообразно, если вещество хорошо адсорбируется при небольшом удельном расходе адсорбента.

Адсорбцию используют для обезвреживания сточных вод от фенолов, гербицидов, пестицидов, ароматических нитросоединений, ПАВ, красителей и др. Достоинством метода является высокая эффективность, возможность очистки сточных вод, содержащих несколько веществ, а также рекуперации этих веществ. Адсорбционная очистка вод может быть регенеративной, т.е. с извлечением вещества из адсорбента и его утилизацией, и деструктивной, при которой извлеченные из сточных вод вещества уничтожаются вместе с адсорбентом. Эффективность адсорбционной очистки достигает 80–95 % и зависит от химической природы адсорбента, величины адсорбционной поверхности и её доступности, от химического строения вещества и его состояния в растворе.

Адсорбенты. В качестве сорбентов используют активные угли, синтетические сорбенты и некоторые отходы производства (золу, шлаки, опилки и др.).

Минеральные сорбенты – глины, силикагели, алюмогели и гидроксиды металлов для адсорбции различных веществ из сточных вод используют мало, так как энергия взаимодействия их с молекулами воды велика – иногда превышает энергию адсорбции. Наиболее универсальными из адсорбентов являются активные угли, однако они должны обладать определенными свойствами.

Активные угли должны слабо взаимодействовать с молекулами воды и хорошо с органическими веществами, быть относительно крупнопористыми (с эффективным радиусом адсорбционных пор в пределах 0,8–5,0 нм), чтобы их поверхность была доступна для больших и сложных органических молекул. При малом времени контакта с водой они должны иметь высокую адсорбционную ёмкость, высокую селективность и малую удерживающую способность при регенерации. При соблюдении переднего условия затраты на реагенты для регенерации угля будут небольшими. Угли должны быть прочными, быстро смачиваться водой, иметь определённый гранулометрический состав. В процессе очистки используют мелкозернистые адсорбенты с частицами размером 0,25–0,5 мм и высокодисперсные угли с частицами размером менее 40 мкм.

Важно, чтобы угли обладали малой каталитической активностью по отношению к реакциям окисления, конденсации и др., так как некоторые органические вещества, находящиеся в сточных водах, способны окисляться и осмоляться. Эти процессы ускоряются катализаторами. Осмелившиеся вещества забивают поры адсорбента, что затрудняет его низкотемпературную регенерацию. Наконец, они должны иметь низкую стоимость, не уменьшать адсорбционную ёмкость после регенерации и обеспечивать большое число циклов работы. Сырьём для активных углей может быть практически

любой углеродсодержащий материал: уголь, древесина, полимеры, отходы пищевой, целлюлозно-бумажной и других отраслей промышленности.

Адсорбционная способность активных углей является следствием сильно развитой поверхности и пористости. Основы процесса адсорбции. Вещества, хорошо адсорбируемые из водных растворов активными углями, имеют выпуклую изотерму адсорбции, а плохо адсорбирующиеся – вогнутую. Изотерму адсорбции вещества, находящегося в сточной воде, определяют опытным путём.

Скорость процесса адсорбции зависит от концентрации, природы и структуры растворённых веществ, температуры воды, вида и свойств адсорбента. В общем случае процесс адсорбции складывается из трёх стадий:

- 1) переноса вещества и сточной воды к поверхности зёрен адсорбента (внешне диффузионная область);
- 2) собственно адсорбционный процесс;
- 3) перенос вещества внутри зёрен адсорбента (внутри диффузионная область).

Принято считать, что скорость собственно адсорбции велика и не лимитирует общую скорость процесса. Следовательно, лимитирующей стадией может быть внешняя диффузия либо внутренняя диффузия. В некоторых случаях процесс лимитируется обеими этими стадиями.

Во внешне диффузионной области скорость массопереноса в основном определяется интенсивностью турбулентности потока, которая в первую очередь зависит от скорости жидкости. Во внутри диффузионной области интенсивность массопереноса зависит от вида и размеров пор адсорбента, от форм и размера его зёрен, от размера молекул адсорбирующихся веществ, от коэффициента массопроводности.

Учитывая все эти обстоятельства, определяют условия, при которых адсорбционная очистка сточных вод идет с оптимальной скоростью. Процесс целесообразно проводить при таких гидродинамических режимах, чтобы он лимитировался во внутри диффузионной области, сопротивление которой можно снизить, изменяя структуру адсорбента, уменьшая размеры зерна. При значениях w и d меньше указанных, процесс лимитируется по внешне диффузионной области, при больших значениях – во внутри диффузионной.

Адсорбционные установки. Процесс адсорбционной очистки сточной воды ведут при интенсивном перемешивании адсорбента с водой, при фильтровании воды через слой адсорбента или в псевдосжиженном слое на установках периодического и непрерывного действия. При смешивании адсорбента с водой используют активный уголь в виде частиц 0,1 мм и меньше. Процесс проводят в одну или несколько ступеней.

Статическая одноступенчатая адсорбция нашла применение в тех случаях, когда адсорбент очень дешёв или является отходом производства. Более эффективно (при меньшем расходе адсорбента) процесс протекает при использовании многоступенчатой установки. При этом в первую ступень вводят столько адсорбента, сколько необходимо для снижения концентрации загрязнений, затем адсорбент отделяют отстаиванием или фильтрованием, а сточную воду направляют во вторую ступень, куда вводят свежий адсорбент. По окончании процесса адсорбции во второй ступени концентрация загрязнений в воде уменьшается от C_1 до C_2 и т.д.

В динамических условиях процесс очистки проводят при фильтровании сточной воды через слой адсорбента. Скорость фильтрования зависит от концентрации растворённых веществ и колеблется от 2–4 до 5–6 $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Вода в колонне движется снизу вверх, заполняя всё сечение. Адсорбент применяют в виде частиц размером в пределах 1,5–5,0 мм. При более мелких зёрнах возрастает сопротивление фильтрованию жидкости. Уголь укладывают на слой гравия, расположенного на решётке. Во избежание забивки адсорбента сточная вода не должна содержать твёрдых взвешенных примесей.

В одной колонне при неподвижном слое угля процесс очистки ведут периодически до проскока, а затем адсорбент выгружают и регенерируют. При непрерывном процессе используют несколько колонн. По такой схеме две колонны работают последовательно, а третья отключена на регенерацию. При проскоке в средней колонне на регенерацию отключают первую колонну.

В момент проскока в колонне появляется слой адсорбента, который не работает. Этот слой называют «мёртвым» слоем. Если одновременно выводить из колонны

«мёртвый» слой и вводить в неё такой же слой, свежего адсорбента, то колонна будет работать непрерывно. Для подачи адсорбента имеются специальные дозаторы.

Установки с псевдосжиженным слоем (периодического или непрерывного действия) целесообразно применять при высоком содержании взвешенных веществ в сточной воде. Размер частиц адсорбента при этом должен быть равным 0,5–1,0 мм. Скорость потока для частиц указанных размеров находится в пределах, 8–12 м/ч.

Регенерация адсорбента. Важнейшей стадией процесса адсорбционной очистки является регенерация активного угля. Адсорбированные вещества из угля извлекают десорбцией насыщенным или перегретым водяным паром либо нагретым инертным газом. Температура перегретого пара при этом (при избыточном давлении 0,3–0,6 МПа) равна 200–300 °С, а инертных газов 120–140 °С. Расход пара при отгонке легколетучих веществ равен 2,5–3,0 кг на 1 кг отгоняемого вещества, для высококипящих – в 5–10 раз больше. После десорбции пары конденсируют, вещество извлекают из конденсата.

Для регенерации углей может быть использована и экстракция (жидкофазная десорбция) органическими низкокипящими и легко перегоняющимися с водяным паром растворителями. При регенерации органическими растворителями (метанолом, бензолом, толуолом, дихлорэтаном и др.) процесс проводят при нагревании или без нагревания. По окончании десорбции остатки растворителей из угля удаляют острым паром или инертным газом. Для десорбции адсорбированных слабых органических электролитов их переводят в диссоциированную форму. При этом ионы переходят в раствор, заключенный в порах угля, откуда их вымывают горячей водой, раствором кислот (для удаления органических оснований) или раствором щелочей (для удаления кислот).

В некоторых случаях перед регенерацией адсорбированное вещество путём химического превращения переводят в другое вещество, которое легче извлекается из адсорбента. В том случае, когда адсорбированные вещества не представляют ценности, проводят деструктивную регенерацию химическими реагентами (окислением хлором, озоном или термическим путём). Термическую регенерацию проводят в печах различной конструкции при температуре 700–800 °С в бескислородной среде. Регенерацию ведут смесью продуктов горения газа или жидкого топлива и водяного пара. Она связана с потерей части адсорбента (15–20 %). Разрабатываются биологические методы регенерации углей, при которых адсорбированные вещества биохимически окисляются. Этот способ регенерации значительно удлиняет срок использования сорбента.

Химическая очистка

К химическим методам очистки сточных вод относят нейтрализацию, окисление и восстановление. Все эти методы связаны с расходом различных реагентов, поэтому дороги. Их применяют для удаления растворимых веществ и в замкнутых системах водоснабжения. Химическую очистку проводят иногда как предварительную перед биологической очисткой или после неё как метод доочистки сточных вод.

Нейтрализация. Сточные воды, содержащие минеральные кислоты или щелочи, перед сбросом их в водоемы или перед использованием в технологических процессах нейтрализуют. Практически нейтральными считаются воды, имеющие рН = 6,5–8,5.

Нейтрализацию можно проводить различным путём:

- смешением кислых и щелочных сточных вод;
- добавлением реагентов;
- фильтрованием кислых вод через нейтрализующие материалы;
- адсорбцией кислых газов щелочными водами или адсорбцией аммиака кислыми водами.

Выбор метода нейтрализации зависит от объёма и концентрации сточных вод, от режима их поступления, наличия и стоимости реагентов. В процессе нейтрализации могут образовываться осадки, количество которых зависит от концентрации и состава сточных вод, а также от вида и расхода используемых реагентов.

Нейтрализация смешением. Этот метод применяют, если на одном предприятии или на соседних предприятиях имеются кислые и щелочные воды, не загрязнённые другими компонентами. Кислые и щелочные воды смешивают в ёмкости с мешалкой и без мешалки. В последнем случае перемешивание ведут воздухом при его скорости в линии подачи 20–40 м/с.

При переменной концентрации сточных вод в схеме предусматривают установку усреднителя или обеспечивают автоматическое регулирование подачи в камеру смешения. Расчёт соотношения сточных вод, направляемых в камеру смешения, проводят по стехиометрическим уравнениям.

При избытке кислых или щелочных сточных вод добавляют соответствующие реагенты. Нейтрализованную воду используют в производстве, а осадок обезвоживают на шламовых площадках или вакуум-фильтрах.

Нейтрализация путём добавления реагентов. Для нейтрализации кислых вод могут быть использованы NaOH, KOH, Na₂CO₃, NH₄OH (аммиачная вода), CaCO₃, MgCO₃, (CaCO₃·MgCO₂), цемент. Однако наиболее дешёвым реагентом является гидроксид кальция (известковое молоко) с содержанием активной извести Ca(OH)₂ 5–10 %. Соду и гидроксид натрия следует использовать, если они являются отходами производства. Иногда для нейтрализации применяют различные отходы производства. Например, шлаки сталеплавильного, феррохромового и доменного производств используют для нейтрализации вод, содержащих серную кислоту.

Окисление и восстановление. Для очистки сточных вод используют следующие окислители: газообразный и сжиженный хлор, диоксид хлора, хлорат кальция, гипохлориты кальция и натрия, перманганат калия, бихромат калия, пероксид водорода, кислород воздуха, пероксосульфатные кислоты, озон, пиролюзит и др.

В процессе окисления токсичные загрязнения, содержащиеся в сточных водах, в результате химических реакций переходят в менее токсичные, которые удаляют из воды. Очистка окислителями связана с большим расходом реагентов, поэтому её применяют только в тех случаях, когда вещества, загрязняющие сточные воды, нецелесообразно или нельзя извлечь другими способами. Например, очистка от цианидов, растворённых соединений мышьяка и др.

Активность вещества как окислителя определяется величиной окислительного потенциала. Из всех известных в природе окислителей первое место занимает фтор, который, однако, из-за высокой агрессивности не может быть использован на практике. Для других веществ величина окислительного потенциала равна: для озона – 2,07; для хлора – 0,94; для пероксида водорода – 0,68; для перманганата калия – 0,59.

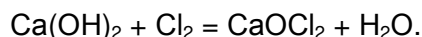
Окисление хлором. Хлор и вещества, содержащие «активный» хлор, являются наиболее распространёнными окислителями. Их используют для очистки сточных вод от сероводорода, гидросульфида, метилсернистых соединений, фенолов, цианидов и др. При введении хлора в воду образуются хлорноватистая (оксохлорат водорода) и соляная (хлороводородная) кислоты.

В присутствии аммонийных соединений в воде образуется хлорноватистая кислота, хлорамин NH₂Cl и дихлорамин NHCl₂. Хлор в виде хлорамина называется связанным «активным» хлором.

Процесс хлорирования проводят в хлораторах периодического и непрерывного действия, напорных и вакуумных. Хлорирование проводится в ёмкости, включённой в систему циркуляции. В инжекторе газообразный хлор захватывается сточной водой, циркулирующей в системе до тех пор, пока не будет достигнута заданная степень окисления, после чего вода выводится для использования.

При обезвреживании вод от цианидов процесс проводят в щелочной среде (pH = 9). Цианиды можно окислить до элементного азота и диоксида углерода.

Источниками «активного» хлора могут быть также хлорат кальция, гипохлориты, хлораты, диоксид хлора. Хлорат кальция (хлорную известь) получают при взаимодействии:



Товарный хлорат кальция содержит до 33 % «активного» хлора, а гипохлорит кальция – до 60 %.

Окисление пероксидом водорода. Пероксид водорода является бесцветной жидкостью, в любых соотношениях смешивается с водой. Она может быть использована для окисления нитритов, альдегидов, фенолов, цианидов, серосодержащих отходов, активных красителей. Промышленность выпускает 85–95 %-ный пероксид водорода и

пергидроль, содержащий 30 % H_2O_2 . Пероксид водорода токсичен. ПДК в воде составляет 0,1 мг/л.

В кислой среде более отчётливо выражена окислительная функция, а в щелочной – восстановительная.

В кислой среде пероксид водорода переводит соли двухвалентного железа в соли трёхвалентного, азотистую кислоту – в азотную, сульфиды – в сульфаты. Цианиды в цианаты окисляются в щелочной среде ($\text{pH} = 9\text{--}12$).

В разбавленных растворах процесс окисления органических веществ протекает медленно, поэтому используют катализаторы — ионы металлов переменной валентности (Fe^{2+} , Cu^{2+} , Mn^{2+} , Co^{2+} , Cr^{2+} , Ag^+). Например, процесс окисления пероксидом водорода с солью железа протекает весьма эффективно при $\text{pH} = 3,0\text{--}4,5$. Продуктами окисления являются муконовая и малеиновая кислоты.

Разрушение цианидов под действием пероксосерных кислот протекает также очень быстро. При этом в случае небольших концентраций цианидов (0,01–0,05 %) в сточной воде используют H_2SO_3 , а при высоких концентрациях – $\text{H}_2\text{S}_2\text{O}_3$. Оптимальным условиям соответствует $\text{pH} = 9$. В нейтральной среде реакция окисления резко замедляется под действием ионов железа, которые образуют ферроцианы, не подвергающиеся окислению. Окисление, кислородом воздуха.

Кислород воздуха используют при очистке воды от железа для окисления соединений двухвалентного железа в трёхвалентное с последующим отделением от воды гидроксида железа.

Окисление проводят при аэрировании воздуха через сточную воду в башнях с хордовой насадкой. Образующийся гидроксид железа отстаивают в контактном резервуаре, а затем отфильтровывают. Возможен процесс упрощённой аэрации. В этом случае над поверхностью фильтра разбрызгивают воду, которая в виде капель падает на поверхность фильтрующей загрузки. При контакте капель воды с воздухом происходит окисление железа.

Кислородом воздуха окисляют также сульфидные стоки целлюлозных, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. Процесс окисления гидросульфидной и сульфидной серы протекает через ряд стадий при изменении валентности серы с – 2 до + 6.

При этом при окислении гидросульфида и сульфида до тиосульфата pH раствора повышается, при окислении гидросульфида до сульфида и сульфата pH раствора понижается, а при окислении сульфида до сульфита и сульфата активная реакция среды не изменяется.

С повышением температуры и давления скорость реакции и глубина окисления сульфидов и гидросульфидов увеличивается. Теоретически на окисление 1 г сульфидной серы расходуется 1 г кислорода.

Процесс проводят фильтрацией сточной воды через этот материал или в аппаратах с мешалкой. Пиролюзит является природным материалом, состоящим в основном из диоксида марганца. Его широко используют для окисления трёхвалентного мышьяка в пятивалентный.

Повышение температуры способствует увеличению степени окисления. Оптимальный режим окисления следующий: расход MnO_2 – четырёхкратный по сравнению со стехиометрическим, кислотность воды 30–40 г/л, температура воды 70–80 °С.

Удаление ионов тяжёлых металлов. Во многих отраслях промышленности перерабатывают или применяют различные соединения ртути, хрома, кадмия, цинка, свинца, меди, никеля, мышьяка и другие вещества, что ведёт к загрязнению ими сточных вод.

Для удаления этих веществ из сточных вод в настоящее время наиболее распространены реагентные методы очистки, сущность которых заключается в переводе растворимых в воде веществ в нерастворимые при добавлении различных реагентов с последующим отделением их от воды в виде осадков. Недостатком реагентных методов очистки является безвозвратная потеря ценных веществ с осадками.

В качестве реагентов для удаления из сточных вод ионов тяжёлых металлов используют гидроксиды кальция и натрия, карбонат натрия, сульфиды натрия, различные отходы, например, феррохромовый шлак, который содержит (в %): CaO – 51,3;

MgO – 9,2; SiO₂ – 27,4; Cr₂O₃ – 4,13; Al₂O₃ – 7,2; FeO – 0,73. Наиболее широко используется гидроксид кальция. Осаждение металлов происходит в виде гидроксидов. Процесс проводится при различных значениях pH.

Значения pH, соответствующие началу осаждения гидроксидов различных металлов и полному осаждению, зависят от природы металлов, концентрации их в растворе, температуры, содержания примесей. Например, при совместном осаждении двух или нескольких ионов металлов при pH = const достигаются лучшие результаты, чем при осаждении каждого из металлов в отдельности. При этом образуются смешанные кристаллы, и происходит адсорбция на поверхности твёрдой фазы ионов металлов, благодаря чему достигается более полная очистка от некоторых металлов.

Биохимическая очистка

Среди существующих методов разделения нефтешламов с целью утилизации, центрифугирования, экстракции, гравитационного уплотнения, вакуумфильтрации, фильтрпрессования, замораживания и др. – наиболее перспективным является центрифугирование с использованием флокулянтов. Центрифугированием можно достичь эффекта извлечения нефтепродуктов на 85 %, мехпримесей – на 95 %. При реагентной обработке нефтешламов изменяются их свойства – повышается водоотдача, облегчается выделение нефтепродуктов

Биологическая флотация. Этот метод применяют для уплотнения осадка из первичных отстойников при очистке бытовых сточных вод. Для этой цели осадок подогревают паром в специальной ёмкости до 35–55 °С и при этих условиях выдерживают несколько суток. В результате деятельности микроорганизмов выделяются пузырьки газов, которые уносят частицы осадка в пенный слой, где они уплотняются и обезвоживаются. Таким путём за 5–6 сут. влажность осадка можно понизить до 80 % и тем самым упростить дальнейшую обработку осадков. Разрабатываются методы флотационного уплотнения активного ила.

Насыщение осадков, имеющих большую влажность, пузырьками газа для проведения флотационного уплотнения возможно не только биологическим путём, но и другими рассмотренными выше более эффективными методами.

Термическая очистка

Сжигание в открытых амбарах, печах различных типов, получение битуминозных остатков.

Электрохимические методы очистки

Электролизёры. Устройства, в которых проводят те или иные процессы электрохимического воздействия на водные растворы, имеют общее название – электролизёры.

В зависимости от природы процессов, протекающих в таких аппаратах и обеспечивающих извлечение или обезвреживание загрязняющих компонентов, электролизёры разделяют на следующие типы: электрофлотаторы, электрокоагуляторы, электролизёры для проведения реакций окисления и восстановления и электродиализаторы.

Электрофлотационные установки. В электрофлотационных установках для проведения процесса флотации используют газообразные продукты – водород и кислород, выделяющиеся на электродах при электролизе обрабатываемой воды. На катоде происходит разряд молекул воды с образованием водорода. На аноде процесс окисления сопровождается выделением кислорода.

Электролитическое диспергирование газа обеспечивает также получение наиболее высокодисперсной газовой фазы, что позволяет использовать электрофлотаторы для очистки воды от устойчивых коллоидных загрязнителей.

Электрофлотационные установки разделяют по направлению движения воды и флотирующих газов в них на противоточные прямоточные с горизонтальным или вертикальным расположением электродов. Электрофлотационные аппараты имеют одну или несколько камер. Электроды выполняют в виде пластин, однако чаще применяют их в виде проволочной сетки из меди или нержавеющей стали. Размер пузырьков газа, покидающих электроды, зависит от величины краевого угла смачивания и кривизны

поверхности электродов, поэтому, изменяя диаметр проволоки, удается регулировать дисперсность газовой фазы. Оптимального распределения по размерам газовых пузырьков, а также газонаполнения достигают варьированием плотности тока на электродах.

Установки для электрокоагуляции. Стандартные или типовые конструкции аппаратов для электрокоагуляции отсутствуют. Существуют, однако, определённо сложившиеся схемы конструктивного оформления электрокоагуляторов.

Электрокоагулятор обычно представляет собой корпус прямоугольной или цилиндрической формы, в который помещают электродную систему – ряд электродов. Обрабатываемая вода протекает между электродами. По форме и расположению электродов электрокоагуляторы разделяют на аппараты с плоскими и цилиндрическими электродами, расположенными обычно вертикально, хотя известны конструкции и с горизонтальными плоскими электродами. Предпочтительно вертикальное положение электродов, что объясняется большей жёсткостью конструкции и неизменностью размеров электродной системы, а также лучшими условиями удаления выделяющихся газов и протекания процесса флотации.

В зависимости от характера движения обрабатываемой воды электрокоагуляторы можно разделить на однопоточные, многопоточные с горизонтальным или вертикальным движением воды.

При вертикальном направлении движения воды электрокоагуляторы могут быть противоточные (подача воды сверху, т.е. в направлении, противоположном движению пузырьков газа, которые обеспечивают флотацию) и прямоточные (подача воды снизу).

При очистке сточных вод, содержащих вредные или опасные вещества, электрокоагулятор должен иметь герметичный корпус, в который можно подавать инертный газ, снабжен вытяжкой уровнемером. Аноды и катоды часто изготавливают из одного и того же материала, что позволяет повысить ресурс работы аппарата, периодически изменяя полярность электродов.

Электрокоагуляцию применяют преимущественно в системах локальной очистки сточных вод, загрязнённых тонкодисперсными и коллоидными примесями, от масел, нефтепродуктов, некоторых полимеров, соединений хрома и других тяжёлых металлов. Она находит применение в процессах осветления, обесцвечивания, обеззараживания и умягчения воды в системах водоподготовки. Электрокоагуляция применима главным образом для очистки нейтральных и слабощелочных вод.

Мембранные методы очистки

Мембранные методы очистки находят в последнее время всё большее применение для очистки промышленных сточных вод.

Они конкурируют с ионообменными методами очистки и в ряде случаев превосходят их. При очистке большого объёма воды лучше ионообменный способ очистки, а для малого объёма лучше мембранный способ очистки.

Методы мембранной очистки:

- обратный осмос;
- ультрафильтрация;
- испарение через мембрану;
- диализ;
- диффузионное испарение через мембрану.

Выбор метода зависит от размера разделяемых частиц.

В любом из этих процессов раствор приводится в соприкосновение с полупроницаемой мембраной с одной её стороны вследствие особых свойств полупроницаемой мембраны, прошедший через мембрану раствор (растворитель) обедняется (обогащается одним из компонентов).

Для разделения жидких смесей и сточных вод используют обратный осмос и ультрафильтрацию.

Литература:

1. Аренс В.Ж., Саушин А.З., Гридин О.М. Очистка окружающей среды от углеводородных загрязнений. – М. : Интербук, 1999. – 180 с.
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Химическое загрязнение почв и их охрана: словарь-справочник / Д.С. Орлов [и др.]. – М. : Агропромиздат, 1991. – 305 с.
4. Пааль Л.Л., Кару Я.Я., Мельдер Х.А. Справочник по очистке природных и сточных вод. – М. : Высшая школа, 1994. – 336 с.
5. Родионов А.И., Клушин В.Н., Торочешников Н.С. Техника защиты окружающей среды : учебник для вузов. – М. : Химия, 1989. – 512 с.
6. Очистка нефтесодержащих сточных вод [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0b65625b3ac68b5d53b88521306d37_0.html
7. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ состояния природной среды нефтедобычи с осложнёнными условиями эксплуатации // Инженер-нефтяник. – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. – № 1. – С. 16–20.
8. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Методы мониторинга природной среды нефтедобычи и разработка структуры экологической компоненты с прогнозной составляющей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 5. – С. 30–36.
9. Демина Л.А. Как отмыть «Чёрное золото»: О ликвидации нефтяных загрязнений // Энергия. – 2000. – № 10. – С. 51–54.
10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Правовые основы государственного контроля недропользования в нефтегазодобывающей промышленности // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 19. – С. 294–298.
11. Кусов Г.В., Савенок О.В. Ответственность Буровой компании за нарушение законодательства в сфере природопользования // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2005. – Вып. 21. – С. 93–95.
12. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 28–32.
13. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.
14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 9. – С. 39–42.
15. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития : сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа : АЭТЕРНА, 2016. – С. 191–199.
16. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Том II. – С. 280–282.
17. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
18. 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). – V. 2. – Is. 11. – Nov, 2017. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>
19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562. – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf

References:

1. Ahrens V.Zh., Saushin A.Z., Gridin O.M. Cleaning of the environment of hydrocarbonic pollution. – M. : Interbuk, 1999. – 180 p.
2. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
3. Chemical pollution of soils and their protection: dictionary reference / D.S. Orlov [etc.]. – M. : Agropromizdat, 1991. – 305 p.
4. Paal L.L., Cara Ya.Ya., Melder H.A. Reference book on cleaning natural and sewage. – M. : The higher school, 1994. – 336 p.
5. Rodionov A.I., Klushin V.N., Torocheshnikov N.S. Tekhnika of environment protection : textbook for higher education institutions. – M. : Chemistry, 1989. – 512 p.
6. Purification of oil-containing sewage. – URL : http://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0b65625b3ac68b5d53b88521306d37_0.html
7. Antoniadi D.G., Savenok O.V. The analysis of a condition of the environment of oil production with the complicated service conditions // Oil Engineer. – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2013. – № 1. – P. 16–20.
8. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Koshelev A.T. Methods of monitoring of the environment of oil production and development of structure ecological components from an expected component // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : VNIOENG, 2013. – № 5. – P. 30–36.
9. Dyomina L.A. How to wash «Black gold» : About elimination of oil pollution // Energy. – 2000. – № 10. – P. 51–54.
10. Kusov G.V., Savenok O.V. Legal bases of the state control of subsurface use in oil and gas industry // Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 2004. – Is. 19. – P. 294–298.
11. Kusov G.V., Savenok O.V. Responsibility of the Drilling company for violation of the legislation in the sphere of environmental management // Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 2005. – Is. 21. – P. 93–95.
12. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Savenok O.V. The factors causing ecological danger of oil production // Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 28–32.
13. Berezovsky D.A., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Ecological justification of design documents on development of gas fields of Krasnodar Krai // Collection of reports of the IV International scientific and practical conference with elements of school of sciences for youth «Environmental problems of oil production – 2014» (on October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : RITS UGNTU publishing house, 2014. – P. 34–35.
14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // Environment protection in an oil and gas complex. – M. : VNIOENG, 2015. – № 9. – P. 39–42.
15. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar region // Technologies of the 21st century: problems and prospects of development: collection of articles of the International scientific and practical conference (on February 10, 2016, Ufa). – Ufa : AETERNA, 2016. – P. 191–199.
16. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai//Problem geology and development of a subsoil: Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk polytechnical university, 2016. – V. II. – P. 280–282.
17. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar region // Scientific and technical magazine «Zashchita Okruzhayushchey Sredy V Neftegazovom Komplekse». – M. : VNIOENG, 2017. – № 1. – P. 50–54.
18. 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). – V. 2. – Is. 11. – Nov, 2017. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>
19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562. – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaer17n23_61.pdf

УДК 656.073

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАССЛЕДОВАНИЯ ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНЫХ ПРОИСШЕСТВИЙ С УЧАСТИЕМ ДЕТЕЙ В ВОЗРАСТЕ ОТ 6 ДО 16 ЛЕТ

IMPROVEMENT OF METHODS OF INVESTIGATION OF ROAD ACCIDENTS INVOLVING CHILDREN AGED 6 TO 16

Каблучко А.

Кубанский государственный технологический университет

Нагорный В.В.

Кубанский государственный технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы совершенствования методов расследования дорожно-транспортных происшествий с участием детей в возрасте от 6 до 16 лет. В Краснодарском крае, как и во всей стране, большое количество дорожно-транспортных происшествий происходит как с участием, так и по вине детей.

Ключевые слова: расследования, наезды на детей, поле зрения водителя, выявить, уточнить, знака «Дети», возникновение опасности.

Kabluchko A.

Kuban state technological University

Nagornyy V.V.

Kuban state technological University

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Annotation. The article deals with the issues of improving the methods of investigation of road accidents involving children aged 6 to 16 years. In the Krasnodar region, as well as throughout the country, a large number of road accidents occur both with the participation and through the fault of children.

Keywords: investigations, collisions with children, the driver's field of view, to find out, to clarify, the sign «Children», the occurrence of danger.

В Краснодарском крае, как и во всей стране, большое количество дорожно-транспортных происшествий происходит как с участием, так и по вине детей.

В практике расследования ДТП особую тревогу вызывает детский травматизм. Больше всего страдает детей в возрасте от 6 до 10 лет. Это связано с тем, что дети в таком возрасте не могут объективно оценивать дорожную обстановку, степень ее опасности [1, 2]. Поведение детей на дороге зачастую бывает непредсказуемым, они в любой момент времени могут выбежать на проезжую часть, неожиданно остановиться или изменить направление движения.

Все наезды на детей по оценке действий водителей можно разделить на три группы:

- 1) дети находятся в поле зрения водителя на достаточном расстоянии;
- 2) внезапное появление детей в поле зрения водителя;
- 3) наезды на детей в зоне действия знака «Дети».

При наезде на ребенка необходимо тщательно провести осмотр места происшествия, транспортных средств, отразить на схеме и в протоколе не только проезжую часть и обочины, но также и расположенные за обочинами газоны, наличие на них кустарников и деревьев, а также других объектов, которые могут ограничить обзор водителю.

В процессе расследования ДТП на допросах водителя и свидетелей, среди которых могут быть и дети, находившиеся с пострадавшими, необходимо детально выяснить поведение детей до ДТП, их расположение относительно дороги, выяснить действия и поведение детей до появления кого-либо из них на проезжей части [3, 4].

Наряду с этим необходимо выяснить, были дети одни или со взрослыми, взаимное расположение детей относительно друг друга и взрослых (стояли рядом со взрослыми, взрослые держали детей за руки, взрослые и дети находились на расстоянии

друг от друга). Так, если водитель видит, что ребенок стоит возле проезжей части рядом со взрослым или взрослый держит ребенка за руку, то он вправе рассчитывать на то, что взрослый контролирует поведение ребенка поэтому опасности для водителя нет. Если ребенок в такой ситуации вырвет руку из руки взрослого и выбежит на дорогу, то опасность для водителя возникает после начала его движения, и у водителя зачастую нет технической возможности предотвратить наезд.

В ходе следствия также необходимо уточнять продолжительность пребывания детей вблизи проезжей части, непосредственно на ней, а также расстояние от транспортного средства до детей или, например, до выкатившегося на дорогу мяча в тот момент, когда их увидел водитель на дороге или около дороги.

Для выяснения приведенных выше обстоятельств, особенно при отсутствии знака «Дети» в районе места ДТП, требуется проведение следственного эксперимента. По его результатам назначается автотехническая экспертиза, которая должна ответить на следующие вопросы: была ли у водителя возможность предотвратить наезд в данной ситуации; в какой момент времени была возможность предотвратить наезд; а также момент, когда возникла опасность [5, 6].

Отличительная особенность данной категории дел – более ранний момент возникновения опасности для движения транспортного средства. Здесь очень важно правильно определить, когда для водителя возникла опасность. При наличии дорожного знака «Дети», опасность для движения возникает уже тогда, когда водитель видит в зоне действия этого знака детей около проезжей части или видит какой-то объект, ограничивающий ему обзор [7, 8]. В ситуациях, когда установлен знак «Дети» в наезде всегда виноват водитель.

Считается, что опасность для движения возникла в тот момент, когда водитель обнаружил (мог реально обнаружить) на проезжей части или вблизи нее:

- ребенка дошкольного возраста без сопровождения взрослых, независимо от его поведения (стоит или находится в движении, смотрит на транспортное средство или нет и т.д.);
- ребенка, который стоит перед проезжей частью, намереваясь ее пересечь и смотрит на встречный данному водителю автомобиль, ожидая его проезда;
- группы детей, часть из которых перебежала проезжую часть, а остальные готовятся к этому;
- ребенка, вышедшего на проезжую часть и не смотрящего в сторону приближающегося транспортного средства;
- детей, которые увлечены игрой;
- ребенка, бегущего к проезжей части, особенно если он не замедляет бег и не смотрит в сторону приближающегося транспортного средства.

Бывает ситуация, когда ребенок перебежал проезжую часть, выбежал за бордюр, развернулся и побежал обратно и в это время на него совершается наезд. Если бы это все проделал взрослый пешеход, то опасность для водителя возникла бы тогда, когда после изменения направления движения пешеход выбежал на проезжую часть [9, 10]. В случае с ребенком опасность для водителя возникает с момента, когда ребенок изначально побежал через дорогу и эта опасность продолжается до самого наезда.

Еще ситуация: дети выбегают на проезжую часть один за другим, и первый из них уже перебегает проезжую часть, а второй – только выбегает. Опасность возникает не тогда, когда побежал второй, на которого был совершен наезд, а когда побежал первый, так как водитель должен был предполагать, что второй мальчик может побежать через дорогу.

Таким образом, при расследовании ДТП с участием детей следователь должен учитывать особенности поведения детей, и делать соответствующую юридическую оценку действиям водителей.

Литература:

1. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.

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. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Методика выбора системы транспортного обслуживания производственных предприятий // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 11–2. – С. 38–40.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Направления повышения безопасности на предприятиях автомобильного транспорта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 4. – С. 78–79.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Пути повышения эффективности системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 431–441.
6. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Чернобривец Е.О. Основные концепции развития технологий мультимодальных перевозок // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 6. – С. 68–72.
7. Нагорный В.В., Самарова Е.А. Изучение существующей методики оценки ДТП связанных с наездом на пешеходов в возрасте от 3 до 17 лет // Научные труды КубГТУ. – 2016. – № 6.
8. Нагорный В.В. Правила дорожного движения / КубГТУ. – Краснодар, 2016. – С. 176.
9. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности // В сборнике : Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–239.
10. Надирян С.Л., Изюмский А.А., Кирий К.А. Транспортная безопасность, как фактор развития автомобильной отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 69–71.

References:

1. Iziums'kyi A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Computing and networking in the industry. – Krasnodar, 2014.
2. Iziums'kyi A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Main directions of child injury prevention on the roads // Bulletin of Saratov state technical University. – 2013. – Vol. 2. – № 2 (71). – P. 282–285.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkivska A.O. Methods of a choice of system of transport service of production enterprises // Humanitarian, socio-economic and social Sciences. – 2015. – № 11–2. – P. 38–40.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Directions of increase of safety of the enterprises of motor transport // Science. Technique. Technology (polytechnic bulletin). – 2013. – № 4. – P. 78–79.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S. L. Ways of increase of effectiveness of the system of traffic safety in road transport // Scientific works of the Kuban state technological University. – 2015. – № 4. – P. 431–441.
6. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Chernobrivets E.O. Basic concepts of development of technologies of multimodal transport // Scientific works of the Kuban state technological University. – 2015. – № 6. – P. 68–72.
7. Nagorny V.V., Samarova E.A. Study of existing techniques evaluation of accidents associated with collisions for pedestrians under the age of 3 to 17 years // proceedings of the Kuban state University. – 2016. – № 6.
8. Nagorny V.V. Rules of the road / Kuban state University. – Krasnodar, 2016. – P. 176.
9. Nadiryan S.L., Iziums'kyi A.A. Main directions in the field of transport security // In the book: prospects of development and safety of motor transport complex. – 2013. – P. 236–239.
10. Nadiryan S.L., Iziums'kyi A.A., Kyriy K.A. Transportation security as a factor of development of the automotive industry // Science. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2013. – № 3. – P. 69–71.

УДК 693.612

СРАВНЕНИЕ КАРКАСОВ КРЫШ ИЗ ЛЕГКОЙ СТАЛЬНОЙ ТОНКОСТЕННОЙ КОНСТРУКЦИИ И ДРЕВЕСИНЫ

COMPARISON OF FRAMES OF LIGHT-GAUGE STEEL CONSTRUCTION AND WOOD

Крамаренко Аркадий Викторович
кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Фролова Виктория Андреевна
студент,
Тольяттинский государственный университет
sazay2010@yandex.ru

Аннотация. В данной статье приведен анализ эффективности устройства каркасов крыш из ЛСТК (легкие стальные тонкостенные конструкции) и древесины. Проведено сравнение по их технико-экономическим свойствам. Приведены рекомендации по выбору рациональных креплений.

Ключевые слова: каркасы крыш, конструкции из ЛСТК, каркасы из древесины.

Kramarenko Arkadii Viktorovich
Candidate of Science,
associate professor,
Togliatty State University
avk5@bk.ru

Frolova Viktorya Andreevna
Student,
Togliatty State University
sazay2010@yandex.ru

Annotation. In this article, we analyze the efficiency of the construction of skeleton frames from LSTK (light steel thin-walled structures) and wood. A comparison is made of their technical and economic properties. The recommendations on the choice of rational fastenings are given.

Keywords: roof frameworks, constructions from LSTK, skeletons from wood.

Рынок строительных материалов, конструкций и технологий для индивидуального малоэтажного строительства сейчас многообразен. Сравнительно недавно появилась такая разновидность как ЛСТК (легкие стальные тонкостенные конструкции) и составила большую конкуренцию для каркасов из дерева. Утепление крыш, смонтированных по этим вариантам выполняется, как правило, минераловатным или пенопластовым утеплителем [3, 4]. В статье представлено сравнение именно технологий изготовления этих двух каркасных систем.

Каркас из ЛСТК представляет собой конструкцию из тонкой (до 4 мм) толщиной стали, принимаемой для возведения каркасов. Для соединения холодногнутых элементов применяют болты, самонарезающие винты, вытяжные заклепки и пневматические монтажные дюбели. На ЛСТК существует ТУ 112000-001-12586100-2009 «Профили стальные гнутые для легких стальных конструкций».

Достоинствами ЛСТК являются высокое отношение прочности к плотности материала, что дает возможность создавать легкие конструкции с большей несущей способностью.

Если при возведении конструкции соблюдены все правила монтажа и используется высококачественная сталь, то она рассчитана на долгий срок эксплуатации.

ЛСТК обладает высокой устойчивостью к различным факторам, таким как влага, плесень и т.д.

Положительным является и тот факт, что монтаж металлического каркаса может вестись и при отрицательных температурах.

Каркасы из легких стальных тонкостенных конструкций имеют и свои минусы, например, высокая звукопроводность. Если сравнивать с изделиями древесины, у которых скорость звуковой волны поперек волокон составляет 1995 м/с, то у стали это значение будет намного выше и составляет порядка 5050 м/с. С этой проблемой справляются с помощью применения тепло-звукоизоляции из минерало-базальтовых и других утеплителей.

Еще одним минусом является достаточно низкий уровень огнестойкости. В первую очередь следует заметить, что пожар начинается изнутри дома, а не снаружи, т.е. сначала

сгорает мебель и детали интерьера. Температура пожара при внутреннем возгорании буквально за 30 минут может достичь 800 °С. В случае с каркасом из стали, который при 300–330 °С становится более хрупким [5], а при дальнейшем возрастании температуры это свойство пропадает, но начинается быстрое падение значений предела текучести и временного сопротивления, в итоге здание потеряет свою устойчивость за считанные минуты [6]. А вот каркас из древесины будет сохранять свою устойчивость примерно 30 минут, температура воспламенения дерева составляет 450–620 °С.

Сложность конструкции так же является одним из недостатков. На строительных площадках профили ЛСТК используют в виде готовых заводских элементов, и для того, чтобы не ошибиться в точности их изготовления, нужен грамотно разработанный проект, квалифицированный рабочий персонал.

В сезонные периоды времени в нашем климате наблюдаются частые перепады отрицательных и положительных температур, в результате которых на металле часто образуется конденсат, ведущий к образованию коррозии.

Исходя из надежности крыши, имеет место динамическое воздействие на элементы крепления ЛСТК, результатом чего является ослабление их соединений.

Каркасы из древесины в строительстве начали использовать с давних времен. Они представляют собой длинноразмерные погонажные изделия квадратного или прямоугольного сечений. Размеры сечения зависят от нагрузок, которые будут воздействовать на каркас, а так же с учетом толщины используемого утеплителя. Исходя из этих параметров, наиболее востребованные размеры кратны 50 мм: 50×50, 50×100, 50×150, 100×200 мм и т.д. Для соединения стропильных ног между собой и с мауэрлатом используют скобы и кронштейны, так же для соединения брусьев между собой используют гвозди, саморезы, шпильки, нагели и т.д.

Древесные каркасы более технологичный материал, как бы парадоксально это не звучало. Если при строительстве в силу ряда причин следует нарушить целостность конструкции, то элемент можно ослабить до 3/4, в то время как стальной профиль при таком ослаблении может стать слабым звеном конструкции.

Деревянный брус обладает однородностью исходя из термических показателей – имеет невысокую теплопроводность, что делает его хорошим термоизоляционным материалом.

Жилые дома, возведенные с использованием изделий из древесины, является более комфортными для проживания людей. Сторонники этой теории считают, что в здании с металлическим каркасом будет иметь место намагничивание, от электроприборов и расположенных рядом линий электропередач. Эффект намагничивания пагубно влияет на здоровье человека, страдают органы чувств, кровеносно-сосудистая система, дыхательная, костно-мышечная и т.д.

Несмотря на обработку различными антисептическими средствами древесный каркас может быть подвержен гниению и поражению насекомыми.

Ключевые характеристики рассматриваемых каркасов приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Сравнение характеристик каркасов из древесины и ЛСТК

№ п/п	Показатели	Деревянный каркас	ЛСТК
1	2	3	4
1	Стоимость	Стоимость пиломатериалов на 1 м ² конструкции обойдется примерно в 1200 – 1400 руб.	Основной недостаток ЛСТК это его стоимость, 1 м ² конструкции будет стоить 2900–3100 руб.
2	Экологичность	Подвергаются обработки материала огнезащитными и антисептическими средствами, в воздух выделяются химические пары.	Неорганические и химические металлы утилизируются на 100 %, не впитывая и не выделяя в воздух химикаты.
3	Долговечность	Деревянный каркас рассчитан на 50–100 лет	Стальные профили будут служить 70–120 лет.
4	Теплопроводность	Коэффициент теплопроводности древесины равен $\lambda = 150 \text{ Вт/(м·К)}$	Коэффициент теплопроводности стали составляет $\lambda = 58 \text{ Вт/(м·К)}$
5	Усадка	Древесина дает усадку	Усадка отсутствует

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
6	Вес	1м ³ пиломатериалов (сосна обыкновенная) весит около 400 кг.	1м ³ ЛСТК весит около 280 кг.
7	Возможность строительства и эксплуатации в различных регионах	Любой регион	Любой регион
8	Специальное требование к несущим конструкциям, в течение эксплуатации	Обработка антисептиками, антипиренами, определенная влажность пиломатериала	Отсутствует
9	Звукоизоляция	В отличие от стали плохо пропускает звук, звукопроводность поперек волокон составляет 1995 м/с	Через сталь звук проходит быстрее 5050 м/с.
10	Ослабление соединений в процессе эксплуатационных нагрузок	Практически отсутствует	Имеют место
11	Сроки строительства	10–12 недель	3–5 недель

Таким образом, проведя исследование и анализ основных свойств рассмотренных каркасов, целесообразно сделать вывод о том, что однозначно сделать выбор в пользу каркасов из ЛСТК или каркасов из древесины нельзя. Каждый из представителей обладает индивидуальными достоинствами и недостатками. Долговечность и эффективность их использования зависит от оптимальных проектных решений, условий эксплуатации и соблюдения рекомендуемой технологии выполненных работ.

Литература:

1. Левадный В.С. Строительство каркасного дома. – М. : Аделант, 2009.
2. ТУ 112000-001-12586100-2009 «Профили стальные гнутые для легких стальных конструкций».
3. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Возникновение онкологических заболеваний от воздействия минеральной ваты // Научно-методический журнал «Наука и образование: Новое время». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2 (19). – С. 1–4.
4. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Исследование оптимальных возможностей использования минеральных и пенополистирольных плит в качестве утепления фасадных систем // Научно-методический журнал «Наука и образование: Новое время». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2. – С. 14–15.
5. http://www.ktovdome.ru/58/369_2/104/11152.html
6. <http://chem21.info/info/935421/>

References:

1. Levadny V.S. Construction of the frame house. – M. : Adellant, 2009.
2. TU 112000-001-12586100-2009 «Profiles steel bent for easy steel designs».
3. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Developing of oncological diseases from influence by mineral wool // Scientific and methodical magazine «Science and education: Modern times». – Cheboksary : Expert and methodical center, 2017. – № 2 (19). – P. 1–4.
4. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Research of optimum opportunities of use of mineral and polystyrene foam plates as warming of front systems // Scientific and methodical magazine «Science and education: Modern times». – Cheboksary : Expert and methodical center, 2017. – № 2. – P. 14–15.
5. http://www.ktovdome.ru/58/369_2/104/11152.html
6. <http://chem21.info/info/935421/>

УДК 69.003

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

SOME ASPECTS OF INCREASE IN EFFICIENCY OF ENERGY SAVING AND MANAGEMENT IN CONSTRUCTION

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Санкеева Ксения Владимировна

студентка,
Тольяттинский государственный университет
Kseniy1996@yandex.ru

Аннотация. В статье приведены основные способы использования системы «умный дом» в сфере строительства.

Ключевые слова: эффективные энергосберегающие технологии, комфорт, управление строительными процессами.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Sankeeva Kseniy Vladimirovna

Student,
Togliatti State University
Kseniy1996@yandex.ru

Annotation. In article the main ways of use of the «clever house» system are given in the sphere of construction.

Keywords: effective energy saving technologies, comfort, management of construction processes.

В нашем прогрессивном мире мы все чаще сталкиваемся с понятием «Умный дом». Это обусловлено необходимостью повышения энергетической эффективности всего жилого комплекса Российской Федерации. «Умный дом» – это комплекс инновационных технологических решений для автоматизации повседневных действий, которые могут избавить нас от многочисленных ежедневных технологических процессов различного функционального назначения, а так же систем контролирующих происходящие в здании процессы. Это и бытовая техника: от роботов – пылесосов до приборов, управляемых со смартфонов, а так же систем, контролирующих происходящие в здании процессы.

В сущности, это является улучшением качества жизни. Комфорт состоит из мелочей, а умный дом возьмёт все мелочи на себя. Его работа ликвидировать необходимость поиска выключателя в темном коридоре, потому что свет загорится автоматически. Не стоит волноваться из – за не выключенной бытовой техники, достаточно послать со смартфона команду системе, которая отключит энергообеспечивающую розетку, к которой подключен электроприбор. Закончив рабочий день, через приложение можно дать команду, например на включение чайника, включение бойлера, включение дежурного освещения или увеличение мощности обогревательного оборудования.

Для создания интеллектуальных систем управления средой обитания человека в настоящее время разработано и выпускается большое количество разнообразного оборудования и программного обеспечения. Данное оборудование и программное обеспечение может использоваться не только в жилых домах, офисах, производственных помещениях, но и при строительстве жилых зданий из монолитных несущих каркасов и самонесущих наружными, внутренними стенами из керамзитобетонных и пенобетонных блоков [2, 3, 4] и малоэтажном строительстве при возведении зданий из блоков из силпора [5, 6] и пенобетона.

Проанализируем возможность использования системы во время строительства. С автоматизированием некоторых процессов строительства, таких как: подогрев арматуры, воды для строительных работ, хозяйственных нужд, для включения и отключения установок, можно значительно упростить работу строителям при возведении зданий и повысить энергоэффективные показатели стройки. Кроме того во время проведения работ в зимнее время нет необходимости в суровые морозы постоянно нахо-

даться на строительном объекте, а можно легко с помощью смартфона подключиться к паропрогревателю, чтобы произвести впоследствии бетонирование.

С введением системы «умный дом» на строительной площадке пропадает потребность в потере времени на утреннюю подготовку и такие операции, как включение дополнительного освещения, компьютерной техники, на подтверждение «команд» на доставку керамзитобетонных блоков [7, 8], блоков kerakam [9], различных бетонных смесей и других строительных материалов на площадку строительства.

Известный производитель керамогранитной плитки возводит свой завод на площади 20 га в особой экономической зоне города Тольятти. При обращении на строительный объект была выявлена необходимость в усовершенствовании строительных процессов с целью экономии времени и энергоресурсов. Практически каждый начальник участка имеет компьютерную технику, инженер – технолог, рабочие и другие участники строительного процесса обладают небольшими мобильными гаджетами, обеспечивающими связь, хранение информации и выход в сеть интернет.

Таким образом, автоматизированные системы обширно развиваются и становятся все более востребованными. Несмотря на то, что сейчас внедряются элементы системы «умный дом» в строительстве, все еще остается необходимость в совершении более глубоких статистических исследований потерь труда ИТР и рабочих на строительных объектах, разработки программного обеспечения системы и экспериментальные опробования объектов. При этом необходимо ввести анализ полученных результатов, корректировать их с использованием программного обеспечения, получением патента на программируемый продукт и более широкое внедрение в строительное производство.

Литература:

1. Бушухин И.В. «Умные» новостройки: что это и где их искать // Редакция РБК-недвижимости. – М., 2013. – URL : <https://realty.rbc.ru/news/577d30d89a7947a78ce97912>
2. Крамаренко А.В., Горячев Д.Е. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : ООО «Аэтерна», 2017. – Ч. 2. – С. 49–51.
3. Крамаренко А.В., Горячев Д.Е. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : ООО «Аэтерна», 2017. – № 5. – С. 50–52.
4. Крамаренко А.В., Горячев Д.Е. Модификация гипсоцементно – пуццолановых вяжущих магнезиальным цементом // Наука и образование: новое время. – 2017. – № 2. – С. 12–14.
5. Крамаренко А.В. Поведение силикат-глыбы в процессе изготовления силпора / в кнг. XIV Международная научно-техническая конференция. Эффективные строительные конструкции: Теория и практика. – Пенза : ПДЗ, 2014.
6. Крамаренко А.В. Теплоизоляция из силпора / в кнг. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания», 2015. – Ч.12. – С. 72–63.
7. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия. – Пенза : ПГАСА, 2000. – С. 172.
8. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия : автореф. дис. канд. техн. наук. – Пенза : ПГАСА, 2000. – С. 22.
9. Крамаренко А.В., Комаров Д.А. Сравнительный анализ используемых в строительстве некоторых каменных материалов. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком».
10. Найдич А. «Интернет вещей» – реальность или перспектива? [Электронный ресурс]. – URL : <http://compress.ru/article.aspx?id=24290>

References:

1. Bushukhin I.V. «Clever» new buildings: that it and where to look for them // Edition of the RBC real estate. – М., 2013. – URL : <https://realty.rbc.ru/news/577d30d89a7947a78ce97912>
2. Kramarenko A.V., Goryachev D.E. Keramzitobeton with additive the gipsotsementno-puzzolanovykh knitting // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : LLC Aeterna, 2017. – Part. 2. – P. 49–51.

3. Kramarenko A.V., Goryachev D.E. Keramzitobeton with additive gipsotsementno-puzzolanovy knitting on the basis of magnesian cement // International scientific magazine «Innovatsionnaya Nauka». – Ufa : LLC Aeterna, 2017. – № 5. – P. 50–52.

4. Kramarenko A.V., Goryachev D.E. Modification gipsotsementno – the putsollanovykh knitting magnesian cement // Science and education: modern times. – 2017. – № 2. – P. 12–14.

5. Kramarenko A.V. Behavior silicate block in the course of production of a silpor / in book: XIV International scientific and technical conference. Effective construction designs: Theory and practice. – Penza : PDZ, 2014.

6. Kramarenko A.V. Thermal insulation from a silpor / in book: Collection of scientific works of the International scientific and practical conference. – Tambov : LLC Consulting Company, 2015. – Ch.12. – P. 72–63.

7. Kramarenko A.V. Manufacturing techniques of heat-insulating products on the basis of waterless silicates of sodium. – Penza : PGASA, 2000. – P. 172.

8. Kramarenko A.V. Manufacturing techniques of heat-insulating products on the basis of waterless silicates of sodium: abstract yew. Cand.Tech.Sci. – Penza : PGASA, 2000. – P. 22.

9. Kramarenko A.V., Komarov D.A. The comparative analysis of some stone materials used in construction. – Tambov : LLC Consulting Company Yukom.

10. Naydich A. «The Internet of things» – reality or prospect? [Electronic resource]. – URL : <http://compress.ru/article.aspx?id=24290>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНОЙ АРМАТУРЫ В ПРОЦЕССЕ ВОЗВЕДЕНИЯ КЛАДКИ ИЗ КЕРАМЗИТОБЕТОННЫХ БЛОКОВ

USE OF COMPOSITE FITTINGS IN THE COURSE OF CONSTRUCTION OF THE LAYING FROM KERAMZITOBETONNY BLOCKS

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Красильникова Оксана Андреевна

студентка,
Тольяттинский государственный университет
krasilnikova.oksana2894@gmail.com

Аннотация. В статье проведен анализ испытаний влияния композитной арматуры на кладку из керамзитобетонных блоков.

Ключевые слова: композитная арматура, стена, керамзитобетон.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Krasilnikova Oksana Andreevna

Student,
Togliatti State University
krasilnikova.oksana2894@gmail.com

Annotation. In article the analysis of tests of influence of composite fittings on a laying from the ceramsite concrete of blocks is carried out.

Keywords: composite fittings, wall, ceramsite concrete.

В середине XX века ученые, инженеры и проектировщики задались вопросом об армировании бетона неметаллической арматурой. Основным минусом стальной арматуры послужил ее недолговечность, возникающая коррозия приводит к частичному разрушению железобетонных изделий, в результате этого происходит разрушение постройки. Основой композитной стеклопластиковой арматуры является щелочестойкое волокно, которое объединяется с помощью синтетических смол в стержень.

У стальной арматуры большое количество минусов: она имеет значительный удельный вес, высокую теплопроводность, низкую устойчивость к высоким температурам и проводит электрический ток. Также она подвержена электрохимической коррозии, которая происходит по причине того, что сталь является проводником электрического тока. Основными причинами по которым было ускорено применение неметаллической (композитной) арматуры – это облегчение бетонных конструкций и ограниченные запасы металлорудных полезных ископаемых.

Композитная арматура обладает рядом преимуществ перед другими материалами. Одна из них это возможность произвольно выбирать длину, т.к. поставляется в бухтах. Композитная арматура обладает повышенными прочностными характеристиками в сравнение со стальной. Композитная арматура прочнее металлической арматуры в 2,5 раза (например, АСК – 1100 МПа, стальная – 390 МПа). Также она в 10 раз легче, вследствие этого ее можно транспортировать даже в багажнике легкового автомобиля; при разматывании она сразу принимает прямую форму (распрямляется). Элементы композитной арматуры могут скрепляться обычной электромонтажной стяжкой, сварные работы отсутствуют. Данная арматура не ржавеет, кислотоустойчива, этот фактор тоже является значительным плюсом, приводящим к долговечности конструкций и возможности применять ее не только для строительства жилых домов, но и для промышленных зданий. К перечисленным ее преимуществам так же можно добавить то, что она является диэлектриком. Проводились ее испытания в климатической камере в режиме замерзания и оттаивания до температуры – 550 °С в течение 100 циклов, при этом не было выявлено потерь прочности изделий. Исходя из приведенных достоинств композитной арматуры, ее выгодно использовать для усиления кладки стен и перегородок из керамзитобетонных блоков [1, 2, 3], шлакоблоков, блоков из силпора [4, 5, 6, 7], керамического и гиперпрессованного кирпича. Применять эту арматуры можно в качестве сетки под теплоизоляционную и другие виды штукатурки [8, 9], так как порой стены нуждаются в значительном выравнивании по

вертикали и горизонтали, она способствует предотвращению от растрескивания и обрушения. На штукатурке, нанесенной на стальной сетке местами появляются ржавые пятна, возникающие в результате коррозии металла, которые со временем проступают на поверхностях отделочных покрытий. Положительным является свойство арматуры хорошо пропускать радиолучи, ведь ухудшение радиопропускной способности ведет к ухудшению телефонной связи и интернета, без которых в наш век полноценная жизнь становится не возможной.

Однако у композитной арматуры есть и недостатки. Модуль упругости композитной арматуры почти в 4 раза ниже, чем у стальной при равном диаметре, т.е. она легко изгибается. При нагреве до температуры в 600С арматура полностью теряет свою упругость, поэтому для плит перекрытия она подходит не во всех случаях. А вот для фундаментов, которые не подвергаются такой высокой температуре ее использование рационально. Такой арматуре нельзя придать изгиб непосредственно на строительной площадке [10].

Механические свойства стеклопластиковой арматуры очень отличаются от стальных и зависят, главным образом, от состава и от типа волокон, так же как от их объема, но такая арматура имеет более низкий вес и значение модуля Юнга, но более высокую прочность, чем сталь [11].

Наиболее распространены в строительстве металлическая арматура Ø 10 мм, по прочностным характеристикам ей соответствует композитная арматура Ø 8 мм.

Основные сравнительные характеристики этих типов арматур приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика композитной и стальной арматуры

№ п/п	Параметры	Композитная арматура	Металлическая арматура
1	Равнопрочностная замена: Диаметр, мм Количество метров в 1 тонне	ACK-8 45.850	10-A 5.504
2	Модуль упругости, МПа	200.000	45.000
3	Коррозийная стойкость к агрессивным средам	Не подвержена коррозии	Подвержена коррозии с ржавчиной
4	Теплопроводность	$\lambda = 0,48$	$\lambda = 45$
5	Длина	Любая	Стержнями 6–12 м
6	Экологичность	экологична	
7	Стоимость	11,52 руб/м.п.	37 руб/м.п.
8	Вес, 1000 м	30 кг	890 кг
9	Электричество и расходные материалы	В электричестве нет необходимости, болторез	Электроэнергия необходима, шлифмашина
10	Долговечность	Не менее 80 лет	Около 50 лет

Нами были проведены исследования в которых мы укрепляли модифицированные керамзитобетонные фрагменты [4] стен композитной арматурой. Исследования прочности данной кладки проводились по двум разным образцам, которые были смоделированы и воспроизведены в лабораторных условиях. В первом случае была типовая кладка с усилением металлической арматурой, а во втором случае использовалась композитная.

Для наглядного сравнения прочностных характеристик ниже представлен график испытаний двух видов кладок (рис. 1).

Из проведенных выше исследований можем сделать вывод, что композитная арматура является конкурентоспособной исходя из ее физико-механических свойств. Имея малый вес и высокую прочность она способна выдержать значительные усилия на сжатие. Для армирования используется в большинстве случаев стальная арматура, но так как ее можно заменить композитной с меньшим диаметром и равной по прочностным характеристикам, то использование данной арматуры будет целесообразно. Также за счет применения этой арматуры возможно увеличить срок эксплуатации железобетонных конструкций.

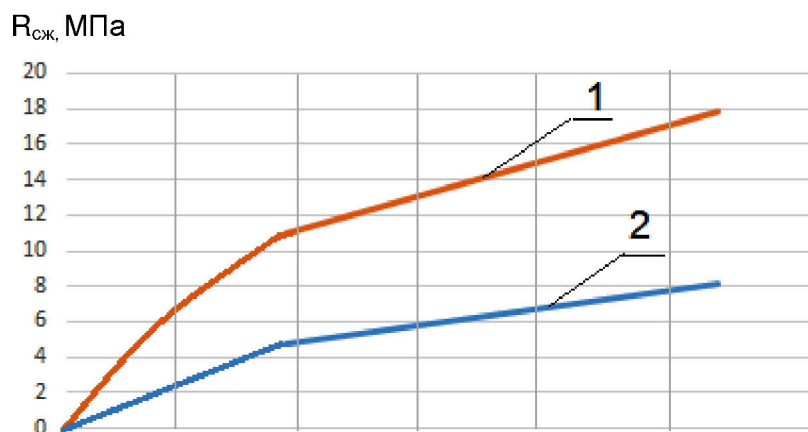


Рисунок 1 – Испытание стен из керамзитобетонных блоков:

1 – с применением композитной арматуры $\varnothing 8$ мм; 2 – с применением металлической арматуры $\varnothing 10$

Литература:

1. Горячев Д.Е., Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Инновационная наука. – 2017. – № 5. – С. 61–63.

2. Горячев Д.Е., Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 5. – С. 50–52.

3. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с добавкой фосфорного шлака автоклавного закаливания // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Омега сайнс, 2017. – №5. – С. 203–206.

4. Крамаренко А.В. Силпор и его производство // XXIII Российская школа по проблемам науки и технологий. Сборник научных трудов. – Екатеринбург : УрО РАН, 2003.

5. Крамаренко А.В. Кинетика растворения натриевой силикат-глыбы в процессе технологии изготовления силпора // Вестник МАНЭБ. – СПб. : МАНЭБ, 2005. – № 9.

6. Крамаренко А.В. Поведение силикат-глыбы в процессе изготовления силпора // XIV Международная научно-техническая конференция. «Эффективные строительные конструкции: теория и практика». – Пенза : Приволжский Дом знаний, 2014.

7. Крамаренко А.В. Силикатный ингредиент – основа получения силпора // XIV Международная научно-техническая конференция «Научные перспективы XXI века. Достижения и перспективы нового столетия». – Новосибирск : Международный научный институт «Educatio», 2015.

8. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Исследование теплотехнических свойств теплоизоляционной штукатурки с добавлением отходов силпора // Сборник статей по итогам Международной научно-технической конференции: «В мире науки и инноваций» (20 апреля 2017 г., г.Казань). – Уфа : Аэтерна, 2017. – Ч. 4. – С. 77–80.

9. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Теплоизоляционная штукатурка с добавлением отходов силпора // Научно-методический журнал «Наука и образование: новое времени». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2. – С. 17–20.

10. Фролов Н.П. Стеклопластиковая арматура и стеклопласт-бетонные конструкции. – М. : Стройиздат. – С. 17.

11. Adishev V.V., Demeshkin A.G., Root V.V. Eksperimentalnoe issledovanie protsessa vozniknoveniya treschin normalnogo otrывa v izgibaemyih armirovannyih elementah [Experimental study of crack initiation in the normal separation of flexible reinforced elements] // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Stroitelstvo. – 2012. – № 3. – S. 119–126. (rus)

References:

1. Goryachev D.E., Kramarenko A.V. Keramzitobeton with additive gipsotsementno-puzzolanovy knitting on the basis of magnesia cement // Innovative science. – 2017. – № 5. – P. 61–63.

2. Goryachev D.E., Kramarenko A.V. Keramzitobeton with additive gipsotsementno-puzzolanovy knitting on the basis of magnesia cement // International scientific magazine «Innovatsionnaya Nauka». – Ufa : Aeterna, 2017. – № 5. – P. 50–52.

3. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with additive of phosphoric slag of auto-clave quenching // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : Omega sines, 2017. – № 5. – P. 203–206.
4. Kramarenko A.V. Silpor and his production // XXIII Russian school on problems of science and technologies. Collection of scientific works. – Yekaterinburg : OURO RAHN, 2003.
5. Kramarenko A.V., Kinetics of disolution sodium silicate block in the course of silpor manufacturing techniques // MANEB Bulletin. – SPb. : MANEB, 2005. – № 9.
6. Kramarenko A.V. Behavior silicate block in the course of manufacture of a silpor // XIV International scientific and technical conference. «Efficient building constructions: the theory and practice». – Penza : Volga House of knowledge, 2014.
7. Kramarenko A.V. Silicate ingredient – a basis of receiving a silpor // XIV International scientific and technical conference «Scientific prospects of the 21st century. Achievements and prospects of new century». – Novosibirs : International scientific institute «Educatio», 2015.
8. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. A research of thermal characteristics of heat-insulating plaster with addition of a wastage of a silpor // Collection of articles following the results of the International scientific and technical conference: «In the world of science and innovations» (on April 20, 2017, Kazan). – Ufa : Aeterna, 2017. – Ch.4. – P. 77–80.
9. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Heat-insulating plaster with addition of a wastage of a silpor // Scientific and methodical magazine «Science and education: new time». – Cheboksary : Expert and methodical center, 2017. – № 2. – P. 17–20.
10. Frolov N.P. Fiberglass fittings and stekloplast-concrete designs. – M. : Stroyizdat. – P. 17.
11. Adischev V.V., Demeshkin A.G., Root V.V. Eksperimentalnoe issledovanie protsessa voz-niknoveniya treschin normalnogo otrывa v izgibaemyih armirovannyih elementah [Experimental study of crack initiation in the normal separation of flexible reinforced elements] // Izvestiya vysshih uchebnyih zavedeniy. Stroitelstvo. – 2012. – № 3.– S. 119–126. (rus)

УДК 69

ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ПОЛИМЕРНЫХ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

MARKET RESEARCH OF POLYMER THERMAL INSULATING MATERIALS

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Мещерякова Александра Алексеевна

студент,
Тольяттинский государственный университет

Аннотация. В данной статье рассмотрены полимерные теплоизоляционные материалы и проведен анализ их теплотехнических характеристик.

Ключевые слова: энергосбережение, теплоизоляция, полимер, теплопроводность.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Science,
associate professor,
Togliatty State University
avk5@bk.ru

Mescheryakova Alexandra Alekseevna

Student,
Togliatty State University

Annotation. In this article polymeric heat-insulating materials are considered and the analysis of their thermal engineering characteristics is carried out.

Keywords: energy saving, thermal insulation, polymer, thermal conductivity.

Последние несколько лет в России проводится политика, направленная на снижение энергозатрат и увеличение экономии энергоресурсов, согласно ФЗ № 261 от 23.11.2009 г. Одним из самых простых и общедоступных методов энергосбережения является утепление фасадов вновь возводимых и реконструируемых зданий.

Наиболее распространенными теплоизоляционными материалами, применяемыми при утеплении зданий являются: минераловатный утеплитель и пенопласты, основными представителями которых являются пенополистирол, экструзионный пенополистирол (ЭППС) и полиизоцианурат (PIR-плита).

Минераловатные материалы производятся из природных материалов, таких как базальт или шлак, путем их предварительного прогрева до температуры 1500–2000 °С. Получившиеся волокна спрессовывают, образуя сплошную структуру. В связи с этим полученный материал обладает низкой теплопроводностью около 0,038–0,045 Вт/м·°С, что является его отличительной характеристикой [1, 2]. Кроме того, материал обеспечивает хорошую звукоизоляцию, что позволяет использовать его в зданиях с повышенными требованиями по уровню шума и вибрации. Утеплитель из минеральной ваты не горюч, не подвержен вредному воздействию грызунов и микроорганизмов за счет применения в их составе природных компонентов. Срок службы материала на практике составляет около 10–20 лет, хотя производители его искусственно завышают.

Недостатком данного теплоизолятора является повышенная паро- и влагонепроницаемость. Накапливаясь, вода в порах материала разрушает его структуру и ухудшает его теплотехнические свойства. Кроме того, утеплитель способствует некоторому росту онкологических заболеваний [3]. Несмотря на это минераловатный утеплитель не перестает пользоваться спросом, так как является одним из самых общедоступных теплоизоляционных материалов.

Пенополистирол и ЭППС характеризуются жесткой вспененной ячеистой структурой. Утеплители состоят на 98 % из воздуха, запечатанного в порах материала, содержание которого составляет 2 % по массе.

Листовой материал обладает достаточной прочностью, легкостью в монтаже, хорошими звукоизоляционными свойствами и низким ценовым цензом. При работе и последующей эксплуатации пенопластовые утеплители не выделяют токсичных соединений, губительных для человека. Срок службы теплоизоляторов составляет около 50 лет при их эксплуатации в нормальных условиях.

Отличительной особенностью утепляющих материалов является низкая гигроскопичность и паропроницаемость. Благодаря своей замкнутой ячеистой структуре, материалы не способны впитывать и пропускать влагу в сравнении с утеплителями природного происхождения. В связи с этим пенопластовые материалы нашли широкое применение в фасадном утеплении с внешней стороны здания.

Однако, не смотря на большое количество преимуществ, данный материал обладает рядом существенных недостатков. Вспененные утеплители легко воспламеняются, не смотря на попытки производителей совершенствовать состав, добавляя различные антипирены и противопожарные добавки. Кроме того, при горении выделяется едкий и токсичный дым.

Также теплоизолирующий материал легко разрушается под воздействием прямых солнечных лучей, поэтому использование его в качестве наружного утепления обязательно должно сопровождаться монтажом внешнего защитного экрана [4].

Не смотря на отсутствие в составе теплоизоляции органических соединений, пенопластовые утеплители являются отличным «строительным» материалом для грызунов. Поэтому не рекомендуется их применять в качестве утепляющего материала при работах нулевого цикла без дополнительной обработки.

Однако технология производства пенополистирола и экструзионного пенополистирола различна. Пенополистирол образуется в результате вспенивания гранул и их обработки горячим водяным паром. При циклическом повторении – плотность гранул полистирола снижается, образуется плотная и целостная структура. Полученную массу просушивают на открытом воздухе. С удалением влаги из пор материала, он окончательно структурируется. Наличие ячеистой структуры материала снизило теплообмен с окружающей средой, поэтому теплопроводность утеплителя составляет 0,033–0,036 Вт/м·°С.

В состав ЭППС входят полистирол и сополимеры стирола. Гранулы стирола заполняются газом (природным или углекислым – для получения огнеупорного материала) и растворяются в полимерной массе, после чего полученная смесь нагревается при помощи пара, гранулы увеличиваются в размерах и спекаются в единую массу. Кроме того, для повышения технико-технологических характеристик в состав утеплителя добавляют антипирены, пластификаторы и различные красители.

Широкое применение экструзионного теплоизоляционного материала вызвано низким уровнем проводимости тепловых потоков через толщину материала. Теплопроводность материала составляет 0,035–0,038 Вт/м·°С. Также теплоизолятор имеет высокий предел прочности при сжатии. В связи с этим его часто применяют в качестве утеплителя не только на пол под стяжку, но и в процессе сооружения дорожных покрытий.

Одной из новейших разработок в сфере теплоизоляционных материалов последних лет является PIR-плита. Данный теплоизолятор представляет собой вспененный полиизоцианурат, материал схожий по составу и свойствам с привычным пенопластом и его производными, отличительной особенностью которого является применение специальных веществ (наполнителей) при его изготовлении.

Он отличается жесткой вспененной ячеистой структурой, размер изолированных ячеек которой составляет несколько микрометров, в результате чего плотность материала не превышает 45–60 кг/м³.

Основным материалом для производства PIR-плит является метилдифенилдиизоцианат, который при воздействии высоких температур и добавлении вспенивающих веществ, превращается в твердый и прочный ячеистый полимер.

За счет плотной и однородной структуры полиизоцианурат обладает повышенной прочностью на сжатие и наименьшей теплопроводностью среди искусственных утеплителей равной 0,02 Вт/м·°С. Кроме того, данный материал пожаробезопасен, при воздействии открытого огня на его поверхности образуется углеродная корка – матрица, препятствующая дальнейшему его распространению.

PIR-плита не впитывает влагу, поэтому при монтаже теплоизолятора не требуются дополнительных затрат на паро- и гидроизоляцию. Плотные закрытые поры материала препятствуют возникновению конденсата внутри плиты. Срок службы материала, по словам производителей, составляет не менее 50 лет. Однако из-за высокой стоимости производства данного типа утеплителя, он пока не нашел широкого применения в массовом строительстве в РФ.

Нами был произведен анализ теплотехнических характеристик теплоизолирующих материалов согласно нормативной документации, результаты которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительный анализ теплотехнических характеристик

№ п/п	Материал утеплителя	Минеральная вата	Пенополистирол	Пенополистирол экструзионный (ЭППС)	Полиизоцианурат (PIR-плита)
1	Плотность, кг/м ³	50–125	10–38	25–45	30–50
2	Удельная теплоемкость, кДж/кг·°С	0,84	1,34	1,34	1,29
3	Теплопроводность, Вт/м·°С	0,038–0,045	0,036–0,041	0,029–0,03	0,02–0,024
4	Влажность, %	5	10	2	2
5	Теплоусвоение, Вт/м ² ·°С	0,31–0,35	0,38–0,45	0,35–0,36	0,37–0,4
6	Паропроницаемость, мг/м·ч·Па	0,37	0,05	0,005	0,002
7	Группа горючести	НГ	Г3–Г4	Г3	Г1–Г3
8	Стоимость 1м ² , руб.	350–580	100–900	1044,87–5145	6000–10000

Анализ показал, что все утепляющие материалы, взятые для сравнения, имеют свои преимущества и недостатки. Из всех представленных теплоизоляторов PIR-плита обладает улучшенными теплотехническими характеристиками, необходимыми для её применения в строительстве.

Литература:

1. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. – М. : Стройиздат, 2012. – 100 с.
2. Исследование оптимальных возможностей использования минераловатных и пенополистирольных плит в качестве утепления фасадных систем / А.В. Крамаренко, Т.В. Тимошкин // науч. журнал «Наука и образование: новое время». – Чебоксары : КЭЦ, 2017. – № 2.
3. Возникновение онкологических заболеваний от воздействия минеральной ватой / А.В. Крамаренко, М.Н. Путилова // науч. журнал «Наука и образование: новое время». – Чебоксары : КЭЦ, 2017. – № 2.
4. Консалтинговые исследования возможности увеличения сопротивления теплопередачи наружных стен из сэндвич-панелей / А.В. Крамаренко, К.В. Никитина // Международная научно-техническая конференция: «Новые информационные технологии в науке». – Уфа : Омега сайнс, 2017 – Вып. № 1.
5. Матвеев Е.П. Технические решения по усилению и теплозащите конструкций жилых и общественных зданий (чертежи, узлы, детали, расчеты, технология производства) : учебник / Е.П. Матвеев, В.В. Мешечек. – М., 1998. – 485 с.
6. Малявина Е.Г. Строительная теплофизика : учеб.пособие. – М. : ГОУ ВПО МГСУ, 2011. – 73 с.

References:

1. SP 50.13330.2012 Thermal protection of buildings. – M. : Stroyizdat, 2012. – 100 p.
2. Research of optimum opportunities of use of mineral-cotton and polystyrene foam plates as warming of front systems / A.V. Kramarenko, T.V. Timoshkin // Science and education: modern times. – Cheboksary : KETs, 2017. – № 2.
3. Developing of oncological diseases from influence by mineral wool / A.V. Kramarenko, M.N. Putilova // Science and education: modern times. – Cheboksary : KETs, 2017. – № 2.
4. Consulting researches of a possibility of increase in resistance of a heat transfer of external walls from sandwich panels / A.V. Kramarenko, K.V. Nikitina // International scientific and technical conference: «New information technologies in science». – Ufa : An omega since, 2017. – № 1.
5. Matveev E.P. Technical solutions on strengthening and a heat-shielding of structures of residential and public buildings (drawings, knots, details, calculations, the production technology) : textbook / E.P. Matveev, V.V. Meshechek. – M., 1998. – 485 p.
6. Malyavina E.G. Construction thermophysics : studies. grant. – M. : Public Educational Institution of Higher Professional Training MGSU, 2011. – 73 p.

УДК 693.612

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕКОТОРЫХ КРОВЕЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ

ANALYSIS OF THE USE AND EFFICIENCY OF SOME ROOFINGS COVERAGES

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Бузанова Ирина Александровна

студентка,
Тольяттинский государственный университет
Byzanova94@mail.ru

Аннотация. В статье проведен анализ влияния композитной арматуры на кладку из керамзитобетонных блоков.

Ключевые слова: композитная арматура, стена, керамзитобетон.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Buzanova Irina AlexanderStudent

Student,
Togliatti State University
Byzanova94@mail.ru

Annotation. In article the analysis of tests of influence of composite fittings on a laying from the ceramsite concrete of blocks is carried out.

Keywords: composite fittings, wall, ceramsite concrete.

При разработке проекта частного дома большое внимание уделяют конструкции крыши – верхней части постройки, которая защищает от таких неблагоприятных факторов окружающей среды как атмосферные осадки, талая вода, ветер, а также выполняет теплоизоляционные функции, сохраняя тепло в холодный период времени и оберегая дом от перегрева в летнюю жару.

Проведенный анализ использования кровельного покрытия в Самарском регионе показал, что особо популярно у проектировщиков и заказчиков являются такие кровельные материалы, как металлочерепица и мягкая черепица [1].

Кровля из гибкой черепицы состоит из плиток, основой которых является гладкая стеклоткань, пропитанная модифицированным битумом СБС (стирол-бутадиен-стирол) с защитной посыпкой из каменной крошки и фигурным краем. Плитки укладываются внахлест на кровельном скате снизу вверх для получения герметичного покрытия.

Металлочерепица представляет собой кровельный материал, изготовленный из листов профилированной тонколистовой стали, алюминия или меди, покрытых полимерным защитным слоем.

Для сравнения этих двух кровельных материалов по просьбе заказчика нами было проведено исследование. Оно заключалось, в осмотре двух коттеджей, в которых четыре года назад были произведены кровельные работы. Жилые строения принадлежат одному и тому же собственнику, что делает полученную информацию по двум домам достаточно объективной. В первом из них кровельное покрытие выполнено из гибкой черепицы «ТехноНиколь SHINGLAS. Серия Финская», а во втором покрытие было выполнено из металлочерепицы под названием «Призма-03-RR32 Темно-коричневый-0,5 мм».

Эти два вида кровли нами осматривались и наблюдались в летний период при сильном ветре и дожде, а так же в зимний период времени при ветре и снежной погоде.

В результате всесезонных наблюдения были выявлены следующие преимущества и недостатки каждого материала. Их анализ показал следующее:

Мягкая черепицы «ТехноНиколь SHINGLAS. Серия Финская»:

Преимущества:

– меньшая шумность – это мягкий кровельный материал, который лучше предотвращает шум от дождя;

– в зимний период обладает противоловинными свойствами, однако большой объем снеговых масс остается на покрытии крыши. Это создает на её конструктив крыши дополнительную нагрузку, которая соответственно передается на несущие стены дома, возведенные из керамзитобетонных блоков и утеплителем из минераловатных плит [2, 3];

– большой срок службы: 50 лет.

Недостатки:

– необходимость в сооружении сплошного основания из плит ОСП-3 (OSB-3), что приводит к существенным дополнительным расходам;

– устойчивость к агрессивной среде и резким перепадам температур невысокая. Постоянные морозы и потепления днем могут образовать трещины в верхнем слое битумного покрытия;

– в период заморозков и оттепели влага, попадавшая под мягкую черепицу, замерзает и отрывает края элементов от основания;

– более блеклый цвет покрытия с южной стороны дома;

– размягчение материала в летний период времени в солнечную погоду, не допускает проведение эксплуатационных и ремонтных работ на крыши;

– местами наблюдались битумные подтеки с южной стороны дома.

Металлочерепица «Призма-03-RR32 Темно-коричневый-0,5 мм»:

Преимущества:

– высокая устойчивость к агрессивной среде и резким перепадам температуры;

– металлочерепица не выделяет вредных веществ и не горит;

– высокий срок службы: 50 лет;

– быстрый сход снега из-за гладкой поверхности, который приводит к меньшей нагрузке на конструкции крыши;

– изменений в цвете, замечено не было;

– ослаблений механических креплений листов металлической кровли, не было выявлено.

Недостатки:

– меньшая шумоизоляция, которая сказывается во время сильного дождя, но которая не плохо гасится минераловатным утеплителем.

Изучив конструктив и форму крыши обоих зданий, а так же паспорта и сертификаты на кровельные покрытия, рекомендации производителя по технологии выполнения кровельных работ, можно отметить следующие преимущества и недостатки:

Мягкая черепицы «ТехноНиколь SHINGLAS. Серия Финская»:

Преимущества:

– экономическая эффективность при покрытии крыш сложных геометрических размеров;

– количество отходов в процессе монтажа минимально.

Недостатки:

– применение мягкой черепицы исключается, при уклоне крыши менее двенадцати градусов;

– рекомендуется ежегодная обработка крыши специальными средствами от лишайников и мхов;

– местами покрытие обрастает сосульками, которые при падении с более высоких конструктивных элементов, повреждают ниже расположенное покрытие.

Металлочерепица «Призма-03-RR32 Темно-коричневый-0,5 мм»:

Преимущества:

– материал достаточно прост в укладке и не требует задействования специального инструмента;

– уникальный сплав покрытия, в котором присутствует 5 % алюминия, вступающего в реакцию с воздухом, обеспечивает надежную защиту от коррозии.

Недостатки:

- наличие большого количества отходов при укладке на крыши со сложной геометрией;
- нуждается в дополнительных затратах на установку снегозадержателей.

В результатах наших исследований рационально сделать вывод о том, что кровельное покрытие из металлочерепицы оказалось несколько лучше, хотя имеет свои достоинства и недостатки. В целом по одинаковым срокам службы материалов большую роль играет конструктив крыши, климатический район строительства. Оба этих кровельных покрытия являются достойными конкурентами, и выбор в пользу одного из них достаточно часто носит субъективный характер, и зависит от предпочтения заказчика. Не смотря на выбор кровельных покрытий все работы по его настилу и монтажу должны проводиться только специализированными организациями с соблюдением всех требований технологии монтажа каждого кровельного материала.

Литература:

1. Савельев А. А. Современные кровли. Устройство и монтаж. – М. : Аделант, 2010. – 158 с.
2. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с добавкой фосфорного шлака автоклавного закаливания // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Омега сайнс, 2017. – № 5. – С. 203–206.
3. Крамаренко А.В., Тимошкин Т.В. Исследование оптимальных возможностей использования минераловатных и пенополистирольных плит в качестве утеплителя фасадных систем // Научно-методический журнал «Наука и образование: новое время». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2 (3). – С. 14–15.
4. <http://build.novosibdom.ru/Конструкции скатных крыш>

References:

1. Savelyev A.A. Modern roofs. Device and installation. – M. : Adelant, 2010. – 158 p.
2. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with additive of phosphoric slag of autoclave quenching // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : Omega sinec, 2017. – № 5. – P. 203–206.
3. Kramarenko A.V., Timoshkin T.V. Research of optimum possibilities of the use of mineralovatnykh and penopolistirol'nykh flags as uteplitelya of the facade systems // Scientific-methodical magazine «Science and education: new time. – Cheboksaries : Expertly-methodical center, 2017. – № 2(3). – P. 14–15.
4. <http://build.novosibdom.ru/Constructions of skate roofs>

УДК 693.612

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОКРАСОЧНОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТРУБ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

ANALYSIS OF EFFICIENCY OF COLOURING HEAT-INSULATION OF PIPES OF HOT WATER-SUPPLY

Крамаренко Аркадий Викторович
кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Бузанова Ирина Александровна
студентка,
Тольяттинский государственный университет
Byzanova94@mail.ru

Аннотация. В статье было рассмотрено применение жидкой теплоизоляции для трубопроводов водоснабжения.

Ключевые слова: окрасочная теплоизоляция, минеральная вата, теплопроводность.

Kramarenko Arkady Viktorovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Buzanova Irina Alexandrovna
Student,
Togliatti State University
Byzanova94@mail.ru

Annotation. In the article application of liquid heat-insulation was considered for the pipelines of water-supply.

Keywords: colouring heat-insulation, mineral cotton wool, heat conductivity.

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1], ведет к сокращению затратам на обеспечение комфортного температурно-влажностного режима. Это требование закона решается, прежде всего, за счет эффективной теплоизоляции ограждающих конструкций и инженерных сетей теплоносителей.

По просьбе одной из управляющих компаний, нам было предложено принять участие в эксперименте, которые заключаются в следующем: в целесообразности замены классического утеплителя водопроводных труб горячего водоснабжения в подвале 4-х подъездного 5-ти этажного жилого дома, было выполнено из минеральной ваты толщиной 50 мм с защитой из стекловолокнистой ткани. В качестве альтернативы по просьбе сотрудников управляющей компании, была использована окрасочная теплоизоляция «Корунд». Окрасочная теплоизоляция – это современный материал на акриловой или водной основе, состоящий из полых керамических, стеклянных или алюмосиликатных микросфер с разряженным воздухом внутри, которые после процесса полимеризации образует плотную структуру с низкой теплопроводностью и высокой степенью гидроизоляции. Окрасочная теплоизоляция для трубопроводов, замечательная возможность предотвратить температурные колебания и сохранить тепло в помещении без использования дополнительного оборудования. По консистенции окрасочная теплоизоляция несколько гуще обычной краски и наносится шпателем, кистью, валиком или пульверизатором на поверхности любых форм и конфигураций в самых труднодоступных местах. Слои «теплокраски», по заявлению производителя, толщиной 1 мм по эффективности заменяет минеральную вату толщиной 50 мм. При этом стоимости проведения работ окрасочная теплоизоляция дает экономию 30–50 % по сравнению с работами, связанными с использованием традиционных утеплителей. Температурный диапазон для окрасочной изоляции варьируется в пределах от –65 °С до +26 °С [2, 3].

Нами рассмотрены достоинства и недостатки окрасочной теплоизоляции.

Из основных достоинств можно выделить следующее:

- устойчивость окрасочной теплоизоляции к температурным перепадам и механическому воздействию (в допустимых пределах);
- защита металлических конструкций от коррозии, а деревянных от гниения;
- устойчивость к солнечным лучам (не требует дополнительной защиты);
- экологическая безопасность;

– возможность изменить конечный цвет жидкой теплоизоляции при помощи красящих пигментов;

– длительный срок службы (до 20 лет).

Из недостатков:

– показатель теплопроводности равен $0,0012 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$. Это значительно ниже, чем у многих традиционных теплоизоляторов, таких как пенопласт или минвата;

– высокая стоимость окрасочной теплоизоляции.

Также нами были проанализированы свойства минераловатных утеплителей [4, 5].

В ходе проведения эксперимента в подвале 4-го подъезда определенных теплоподводящих труб была снята используемая теплоизоляция. Поверхность металлического трубопровода была очищена, обеспылена с обработанной поверхностью антикоррозийным составом «Престиж». Далее на высыхающую поверхность нанесли окрасочную теплоизоляцию «Корунд», толщиной 1 мм. Нанесение производилось в качестве эксперимента двумя способами. Первый способ нанесения производился с помощью шпателей с разравниванием флейцевой кистью, при таком нанесении толщина покрытия достигла за один раз. Второй способ нанесения слоя производился с помощью флейцевой кисти послойно при высыхании предыдущего слоя, общую толщину в 1 мм достигли при нанесении четырех слоев окрасочной теплоизоляции. Контроль за толщиной наносимого покрытия производился с помощью толщинометра. Через двое суток после устройства теплоизоляции, проводили ежедневно трехразовые измерения температуры в течении пяти рабочих дней. Результаты измерений заносились в журнал температурных измерений. Измерения производились по всей длине трубопровода через 1–1,5 м с помощью пирометра Testo 835-N1 (диапазон измерения -30 до $+600 \text{ }^\circ\text{C}$; $\pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$ в диапазоне от $+0,1$ до $+100 \text{ }^\circ\text{C}$).

Анализ выполненных измерений показал, что температура на поверхности минеральной ваты составила $20 \text{ }^\circ\text{C}$, при температуре трубопровода $54 \text{ }^\circ\text{C}$. А температура на поверхности теплоизоляционной краски, при той же температуры трубопровода $54 \text{ }^\circ\text{C}$, составляет $14,8 \text{ }^\circ\text{C}$ – $16,4 \text{ }^\circ\text{C}$. Таким образом, заявленная теплопроводность окрасочной теплоизоляции, несколько выше экспериментальной: 1 мм окрасочной теплоизоляции может заменить 37–41 мм минераловатного утеплителя.

На наш взгляд необходимо произвести дополнительные, независимые исследования этого вида в более широком конечном масштабе, для получения окончательных более точных результатов исследования.

Литература:

1. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-Ф (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». – М. : Кремль, 2009 – 48 с.
2. Крамаренко А.В., Романюк М.П. Использование вододispersных теплоизоляционных составов в качестве отделочного материала для отделки внутренних помещений // Молодежь и XXI век. Сборник научных трудов. – Курск : ЗАО «Университетская книга», 2015. – С. 291–295.
3. Крамаренко А.В., Батырева И.А. Исследование свойств вододispersных теплоизоляционных составов // Молодежь и XXI век. Сборник научных трудов. – Курск : ЗАО «Университетская книга», 2015. – С. 288–291.
4. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Консалтинговые исследования возможности увеличения сопротивления теплопередачи наружных стен из сэндвич – панелей // Новые информационные технологии. Сборник статей по итогам Международной научно-технической конференции. – Уфа : Омега сайнс, 2017. – С. 122–126.
5. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Аспекты консалтинговых исследований теплоизоляционной штукатурки с наполнителем из отходов силпора // Наука, образование, общество. По материалам международной научно-практической конференции. – 2017. – С. 88–91;
6. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (с Изменением № 1). – М. : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 56 с.

References:

1. Federal law 23.11.2009 № 261-F (EDS. From 29.07.2017) «On energy saving and energy efficiency improvement and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation». – M. : Kremlin, 2009 – 48 p.
2. Kramarenko A.V., Romanyuk M.P. Use of vododispersnykh heat-insulation compositions as finishing material for finishing of internal apartments // Young People and XXI age. Collection of scientific labours. – Kursk : Joint-stock COMPANY is the «University book», 2015. – P. 291–295.
3. Kramarenko A.V., Batyreva I.A. Research of properties of vododispersnykh heat-insulation compositions // Young People and XXI age. Collection of scientific labours. – Kursk : Joint-stock COMPANY is the «University book», 2015. – P. 288–291.
4. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Consulting researches of possibility of increase of resistance of heat transfer of outward sthenes from sendvich-panels // New information technologies. Collection of reasons on results the International scientific and technical conference. – Ufa : Omega of sayns, 2017. – P. 122–126.
5. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Aspects of consulting researches of heat-insulation plaster with napolnitelem from wastes silpora // Science, education, society. On materials of international nauchno-prakticheskoy conference. – 2017. – P. 88–91.
6. SP 61.13330.2012 Thermal insulation of equipment and pipelines. The updated edition of SNiP 41-03-2003 (with Change № 1). – M. : Ministry of regional development of the Russian Federation, 2012. – 56 p.

УДК 693.612

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОЭТАЖНЫХ ДОМОЙ ИЗ ЛЕГКИХ СТАЛЬНЫХ ТОНКОСТЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

CONSTRUCTION MULTYSTORIED HOME FROM EASY STEEL THIN-WALLED STRUCTURES

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Фролова Виктория Андреевна

студент,
Тольяттинский государственный университет
sazay2010@yandex.ru

Аннотация. В данной статье приведена технология строительства многоэтажных каркасных домов из ЛСТК (легкие стальные тонкостенные конструкции), а так же устройство мансардных этажей.

Ключевые слова: каркасные здания, конструкции из ЛСТК.

Kramarenko Arkadii Viktorovich

Candidate of Science,
Associate Professor,
Togliatty State University
avk5@bk.ru

Frolova Viktorya Andreevna

Student,
Togliatty State University
sazay2010@yandex.ru

Annotation. The technology of construction of multi-storey frame buildings and from LSTK (easy steel thin-walled structures), and also the device of mansard floors is given in this article.

Keywords: frame buildings, constructions from LSTK.

В настоящее время, несмотря на относительный кризис в стране, строительство жилых зданий, в частности в Самарском регионе, неуклонно растет. Наиболее часто используемыми материалами является монолитный железобетон, керамический кирпич, керамзитобетонные блоки [1, 2, 3], блоки из пено- и газобетона, блоки из силпора [4, 5], блоки Керакам и другие. Так же начинает увеличиваться, в частности в малоэтажном строительстве (до 3-х этажей), возведение зданий из легких стальных тонкостенных конструкций (ЛСТК).

На сегодняшний день, благодаря доступности более прочных марок стали С350 по ГОСТ Р 52246-2004 с цинковым покрытием 1-го класса (не менее 275 г/кв.м), а так же появлению металлообрабатывающего оборудования нового поколения, возможно возведение зданий этажностью шесть и более этажей.

В июне 2017 года был введен СП 260.1325800.2016 «Конструкции стальные тонкостенные из холодногнутых оцинкованных профилей и гофрированных листов», который позволяет при проектировании многоэтажных домов использовать профили ЛСТК, гарантируя соответствие всем действующим нормам безопасности и огнестойкости.

Каркасные дома шести и более этажей строят по технологии Стилтаун. Стилтаун – это комплексная система, состоящая из металлического оцинкованного каркаса из ЛСТК и пенобетона. Сочетание таких материалов позволяет создавать как жилые многоквартирные дома, так и общественные здания. Несущий каркас здания возводятся из С – образных профилей, толщина находится в пределах от 0,8 до 3,5 мм, а высота от 150 до 380 мм.

Использование легких металлических конструкций для возведения каркас стен, перекрытий, покрытий в пенобетоне дает возможность решить множество трудностей в эксплуатации, таких как теплозащита, долговечность, огнестойкость, местная и общая устойчивость, звукоизоляция, энергоэффективность и экономичность.

У домов, возведенных по данной технологии, имеется множество достоинств. Первое это, конечно, скорость строительства, построить шестизэтажный дом из профилей ЛСТК можно за 4–6 месяцев, а так же возможно строительство в стесненных условиях.

Положительным является и тот факт, что монтаж металлического каркаса может вестись и при отрицательных температурах.

При возведении такого здания практически исключен человеческий фактор, так как на строительную площадку поступают уже готовые к монтажу конструкции, которые изготавливаются на заводе по разработанным чертежам.

Одним из плюсов является сокращение грузоперевозок, так как профили представляют собой линейные детали и транспортируются в виде довольно компактных пакетов, позволяющих загрузить транспорт до номинальной грузоподъемности, снизив затраты на логистику. Пенобетон в свою очередь изготавливается непосредственно на строительной площадке, из сухих компонентов.

Если при возведении конструкции соблюдены все правила монтажа и используется высококачественная сталь, то она рассчитана на долгий срок эксплуатации.

Еще одним из важнейших достоинств является тот факт, что дома на металлическом каркасе обладают высокой энергоэффективностью. Благодаря комбинированному использованию профилей ЛСТК и утеплителей, таких как пенобетон и базальт, дома в 2–3 раза меньше потребляют энергоресурсов на обогрев, а так же лучше удерживают тепло.

Так же достоинством является то, что стоимость квартиры в каркасном доме из легких стальных тонкостенных конструкций ниже, чем в доме построенным по классической технологии.

Еще одним преимуществом ЛСТК является малый удельный вес. Этот факт является одним из основных, для того, что бы использовать металлические профили для надстройки, как полноценных этажей, так и мансардных.

Таким образом, малоэтажные здания, возведенные с использованием легких стальных тонкостенных конструкций, обладают большим количеством положительных характеристик и качеств, однако как показывает проведенный анализ, строительство таких зданий часто вызывает недоверие у проектировщиков и застройщиков.

Литература:

1. Крамаренко А.В., Горячев Д.А. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Аэтерна, 2017.
2. Крамаренко А.В., Горячев Д.А. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Аэтерна, 2017.
3. Крамаренко А.В., Прокофьева Ю.А. Применение добавки на основе комплексного модификатора в керамзитобетоне // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 4. – Ч. 3.
4. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Теплоизоляционная штукатурка с добавлением отходов силпора // Научно-методический журнал «Наука и образование: новое времени». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2.
5. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Аспекты консалтинговых исследований теплоизоляционной штукатурки с наполнителем из отходов силпора // По материалам международной научно-практической конференции «Наука, образование, общество». – Тамбов : Консалтинговая компания Юком, 2017.
6. СП 260.1325800.2016 «Конструкции стальные тонкостенные из холодногнутых оцинкованных профилей и гофрированных листов». – М. : Минстрой России, 2016.

References:

1. Kramarenko A.V., Goryachev D.A. Keramzitobeton with additive the gipsotsementno-puzzolanovykh knitting // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : Aeterna, 2017.
2. Kramarenko A.V., Goryachev D.A. Keramzitobeton with additive gipsotsementno-puzzolanovy knitting on the basis of magnesian cement // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : Aeterna, 2017.
3. Kramarenko A.V., Prokofieva Yu.A. Use of additive on the basis of the complex modifier in the keramzitobetena // International scientific magazine «Innovatsionnaya Nauka». – Ufa : Aeterna, 2017. – № 4. – P. 3.
4. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Heat-insulating plaster with addition of waste of a silpor // Scientific and methodical magazine «Science and education: new time». – Cheboksary : Expert and methodical center, 2017. – № 2.
5. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Aspects of consulting researches of heat-insulating plaster with filler from waste of a silpor // On materials of the international scientific and practical conference «Science, Education, Society». – Tambov : Consulting company Yukom, 2017.
6. SP 260.1325800.2016 «Thin-walled steel structures from the holodnognutykh of galvanized profiles and corrugated sheets». – M. : Ministry of Construction, Housing and Utilities of the Russian Federation, 2016.

УДК 691.3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВА ПОЛИМЕР-ПЕСЧАНОЙ ЧЕРЕПИЦЫ

IMPROVEMENT OF STRUCTURE OF POLIMER-PESCHANOY OF THE TILE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Мавлютов Антон Николаевич

студент,
Тольяттинский государственный университет
mavlyutov.anton@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается возможность применения полимер-песчаной черепицы при покрытии крыш зданий.

Ключевые слова: люминесцентная черепица, натуральная черепица.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Mavlyutov Anton Nikolayevich

Student,
Togliatti State University
mavlyutov.anton@mail.ru

Annotation. In article the possibility of application polymer – a sand tile is considered at a covering of roofs of buildings.

Keywords: lyuminestsetny tile, natural ceramic tile.

XXI век – век инновационных технологий и нововведений во всех сферах деятельности. Без дизайнерских решений не обошлось и в сфере строительства, когда многие делают ставку на изящность и необычность, стараясь выделиться из общей «серой» цветовой гаммы. Желание быть новатором и иметь востребованность на строительном рынке труда заставляет производителей изобретать что-то новое при строительстве зданий и сооружений, что обязательно приводит к новым, неожиданным, инновационным и оригинальным техническим решениям.

Натуральная керамическая черепица, применяемая уже не одно столетие, зарекомендовало себя с положительной стороны. Она отличается, прежде всего, долговечностью, практичностью, ремонтпригодностью. Однако, обладает некоторыми отрицательными свойствами: отличается повышенной пыленностью и однообразной цветовой гаммой; значительная масса, что требует практически сплошной обрешётки, сооружение мощной, а иногда и чрезмерно сложной стропильной конструкции крыш. Опираение и крепление стропильной системы осуществляется классическим способом на несущие стены из железобетона, блоков из силпора [1, 2], керамзитобетонных блоков [3, 4, 5], кирпича и других материалов.

В качестве альтернативы, в определенном рыночном сегменте её заменяет композитная черепица, которая отличается более лёгким весом и разнообразной цветовой гаммой.

Однако, прогресс не стоит на месте, а потребители требуют индивидуальных решений.

В этом направлении был проведён анализ используемых в строительстве композитных материалов. Его результатом стала гипотеза о возможности добавления в композитную смесь люминесцентных составов.

Светящаяся керамическая черепица – новый кровельный материал, который используют для покрытия крыш зданий. В состав покрытия входят вещества, обладающие «светонакопительным эффектом». Благодаря им черепица, выглядящая обычной в дневное время, в темноте начинает излучать свет.

Условно, материал будет называться люминесцентным. Изготовление светящейся кровельной черепицы в данном случае предполагает применение люминофора, которым пропитывают верхний слой материала.

В течение всего дня такое покрытие накапливает солнечную энергию, а вечером источает цвета разных оттенков, что очень похоже на северное сияние. Для производ-

ства такой черепицы не требуется цемент. Материал будет изготавливаться из смеси песка, расплавленного пластика с добавлением люминофоров.

Были изучены в строительстве люминесцентные составы, использованные в строительстве. Основные из них приведены ниже.

Неорганические. В большинстве случаев представлены кристаллофосфатами, которые давно применяют для производства электронно-лучевых трубок;

Органические. Особые вещества – фотолюминофоры, используемые для изготовления специальных светящихся красок. Именно они накапливают солнечную энергию днем и «отдают» ее ночью красивым свечением.

Технология изготовления люминесцентной черепицы не значительно отличается от процесса производства обычной черепицы. Изготавливается она посредством вибротолты, в состав смеси входят пластификаторы и люминесцентные растворы. Из основных технологических операций выделяют следующие:

- а) первым делом изготавливают смесь, в которую на начальном этапе добавляют компоненты со светонакопительным эффектом;
- б) подготовленный состав заливают формы на вибростоле;
- в) смесь утрамбовывается и застывает уже на 2 сутки.

Производство такого вида покрытия технологически ненамного сложнее выпуска натуральной черепицы.

По нашим расчетам и экспериментам, люминесцентный материал не теряет своих уникальных свойств на протяжении 200 лет. Толщина его может варьироваться в пределах от 30 до 90 мм, применяя различную цветовую палитру. Благодаря такому разнообразию, удается создавать нестандартный инновационный эффект, улучшающие наше эмоциональное состояние, расширяющие дизайнерские возможности, принятие индивидуальных решений, и при этом обладают высокими эксплуатационными характеристиками.

Ниже приведены некоторые сравнения натуральной керамической черепицы с полимер-песчаной черепицей с люминесцентными веществами (табл. 1).

Таблица 1 – Сравнение двух видов черепицы

№ п/п	Тип сравнения	Натуральная керамическая черепица	Полимер-песчаная черепица с люминесцентными веществами
1	Приблизительный вес 1 м ²	50	20
2	Хрупкость	достаточно хрупкая, и ее можно легко разбить	практически не разрушается. В отличие от других современных покрытий
3	Водопроницаемость	низкое поглощение влаги	не впитывает влагу
4	Срок службы	может превышать столетие	по нашим оценкам, ремонт не потребуется около 100 лет
5	Шумоизоляция	высокая	высокая
6	Загрязненность в процессе эксплуатации	высокая	низкая

Таким образом, преимущества черепицы из полимер-песчаной смеси очевидны. Целесообразно отметить возможности осуществления безграничных дизайнерских идей и решений по цветовой гамме, осветление придомовых территорий в темное время суток и экономии электроэнергии, затрачиваемых на освещение. Однако, необходимо провести ряд дополнительных экспериментов, позволяющих оптимизировать исходные смеси компонентов для получения оптимальных свойств. Светящаяся керамическая полимерная кровля будет являться новым витком развития в дизайнерской сфере.

Литература:

1. Крамаренко А.В. Силпор и его производство // XXIII Российская школа по проблемам науки и технологий. Сборник научных трудов. – Екатеринбург : УрО РАН, 2003.
2. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия : дис. ... канд. техн. наук. – Тольятти, 2000.

3. Горячев Д.Е., Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 5. – С. 50–52.

4. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с добавкой фосфорного шлака автоклавного закаливания // Международный научный журнал «Символ науки». – Уфа : Омега сайнс, 2017. – № 5. – С. 203–206.

5. Крамаренко А.В., Прокофьева Ю.А. Применение добавки на основе комплексного модификатора в керамзитобетоне // Инновационная наука. – 2017. – Т. 3. – № 4. – С. 84–86.

6. Белевич В.Б. Кровельные работы. – М. : Высшая школа, 1987. – 208 с.

7. Пономарёв В.А. Архитектурное конструирование : учеб. – М. : Архитектура-С, 2008. – 736 с.

8. Самодаев Е.Т. Технология кровельных работ / Е.Т. Самодаев, А.С. Козловский. – М. : Стройиздат, 1972. – 262 с.

References:

1. Kramarenko A.V. Silpor and his production // XXIII Russian school on problems of science and technologies. Collection of scientific works. – Yekaterinburg : OURO RAHN, 2003.

2. Kramarenko A.V. Manufacturing techniques of heat-insulating products on the basis of waterless silicates of sodium : Thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Togliatti, 2000.

3. Goryachev D.E., Kramarenko A.V. Keramzitobeton with additive gipsotsement-but-puzzolanovogo knitting on the basis of magnesian cement // International scientific magazine «Innovatsionnaya Nauka». – Ufa : Aeterna, 2017. – № 5. – P. 50–52.

4. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with additive of phosphoric slag of autoclave hardening // International scientific magazine «Nauki Simvol». – Ufa : Omega sains, 2017. – № 5. – P. 203–206.

5. Kramarenko A.V., Prokofieva Yu.A. Use of additive on the basis of the complex modifier in the keramzitobetena // Innovative science. – 2017. – V. 3. – № 4. – P. 84–86.

6. Belevich V.B. Roofing works. – М. : The higher school, 1987. – 208 p.

7. Ponomaryov V. A. Architectural designing: studies. – М. : Arkhitektura-S, 2008. – 736 p.

8. Samodayev E.T. Technology of roofing works / E.T. Samodayev, A.S. Kozlowski. – М. : Stroyizdat, 1972. – 262 p.

УДК 691.5

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЮМИНЕВЫХ ОТХОДОВ В ЭКСТРУЗИОННОМ ПЕНОПОЛИСТЕРОЛЕ

APPLICATION OF ALUMINIUM WASTE IN EXTRUSIVE EXPANDED POLYSTYRENE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Мавлютов Антон Николаевич

студент,
Тольяттинский государственный университет
mavlyutov.anton@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается возможность применения алюминиевых отходов в составе пенополистирольных плит, использованных для наружных работ.

Ключевые слова: пенополистирол, отходы производства вторичного алюминия ОПВА.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Mavlyutov Anton Nikolayevich

Student,
Togliatti State University
mavlyutov.anton@mail.ru

Annotation. In article the possibility of application of aluminum waste as a part of the polystyrene foam plates used for external works is considered.

Keywords: expanded polystyrene, production wastes of secondary aluminum (PWSA).

В последние годы проводятся исследования по использованию техногенных отходов и комплексной переработки сырья. Такая тенденция обусловлена истощением природных ресурсов и ухудшением экологической обстановки в промышленных регионах. Для решения проблемы утилизации этих отходов требуется комплексный подход: необходимы теоретические и практические разработки и предложения, которые позволят использовать техногенные отходы предприятий как ценное сырье для получения продукции в различных отраслях промышленности.

Одним из видов отходов, не утилизируемых в настоящее время, являются отходы производства алюминия (шлаки электролизёров и отражательных печей, шлаки производства вторичного алюминия) – ОПВА. При этом они практически не используются для получения полезных продуктов, несмотря на ряд научно-исследовательских работ, результаты которых указывают на принципиальную возможность такого решения.

ОПВА образуются в результате переработки отвальных шлаков. Целью переработки ОПВА является извлечение металлического алюминия. Такая переработка сопровождается образованием большого количества техногенных отходов, которые складываются в отвалах. Они занимают значительные площади и загрязняют окружающую среду.

Нами была выдвинута гипотеза и проведены эксперименты о возможной целесообразности использования, измельченного до пудрообразного состояния алюминиевого шлака, которым можно было бы покрывать пенополистирольные плиты.

Применение пенополистирольных плит в строительстве распространено. Ведь отопление дома в зимнее время обходится недешево, а цены на энергоносители с каждым годом непомерно растут. И когда столь дорого обходящееся тепло бесполезно уходит из помещения наружу, приходит мысль как это тепло можно удержать внутри помещения. Этот теплоизоляционный материал отличается высокими теплофизическими свойствами. Он обладает низким коэффициентом теплопроводности ($\lambda = 0,02$ Вт/м·К), малой плотностью ($\rho = 50$ кг/м³), большим сроком службы (более 50 лет), морозостойкостью и др. Однако обладает рядом достаточно преимущественных недостатков. Одним из них является низкая стойкость к ультрафиолетовым лучам. Наши наблюдения показали, что при утеплении жилых зданий пенополистиролом по различным технологическим, ор-

ганизационным и другим причинам строителям не удастся выполнить последующие работы, предохраняющие воздействие ультрафиолета на теплоизоляционный материал. Следствием такой ситуации является частичная деструкция верхнего слоя утеплителя, приводящая к ухудшению паспортных свойств утеплителя и ослаблению адгезии с последующими отделочными слоями. Для уменьшения отрицательного эффекта в процессе строительства, после монтажа рекомендуется наносить смесь алюминиевой пудры с безвредным для пенополистирола составом простым валиком или кисточкой на теплоизоляционный слой.

Результаты наблюдений показали, что алюминиевая пудра частично отражает солнечные лучи, тем самым сохраняет на более длительный срок структуру материала.

Результаты первичных экспериментов по изменению свойств пенополистирола, выраженного условным приведенным коэффициентом понижению свойств (k) в зависимости от времени (t) воздействия солнечных лучей приведены на рисунке 1.

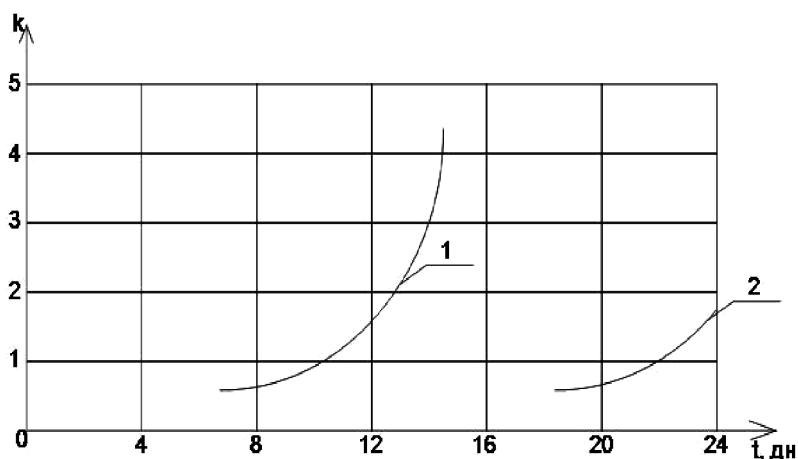


Рисунок 1 – Экспериментальная зависимость начала деструкции материала в зависимости от продолжительности воздействия ультрафиолетовых лучей:

- 1 – зависимость при использовании листов пенополистирола $\delta = 50$ мм без алюминиевой пудры;
2 – зависимость при использовании листов пенополистирола $\delta = 50$ мм с алюминиевой пудрой

Таким образом, использование отходов алюминиевой обрабатывающей промышленности (алюминиевых опилок) возможно применять для частичной защиты смонтированных листов пенополистирола от воздействия солнечных лучей в случаях, когда последующие работы не выполняются по технологическим, климатическим и другим причинам. Также мы получим ресурсную ценность данных отходов. Так как проблема утилизации ОПВА в российском металлургическом производстве, находится на начальной стадии решения, поэтому такого рода их применение является рентабельным. Так же является очевидным преимуществом приведенного решения – минимальное финансовое вложение, уменьшения загрязнения окружающей среды и безусловная экологичность добавки.

Литература:

1. Тимошкин Т.В., Крамаренко А.В. Исследование оптимальных возможностей использования минераловатных и пенополистирольных плит в качестве утеплителя фасадных систем // Научно-методический журнал «Наука и образование: новое время». – 2017. – № 2 (3). – С. 14–15.
2. Батырева И.А., Крамаренко А.В. Исследование свойств вододисперсных составов // В сборнике: Молодежь и XXI век – 2015 материалы V Международной молодежной научной конференции: в 3-х томах. Ответственный редактор: Горохов А.А. – 2015. – С. 288–291.
3. Шишкин В.И. Общие принципы и особенности утилизации отходов промышленности в производстве строительных материалов / В.И. Шишкин, А.И. Ушеров, И.В. Шишкин // Экология промышленных регионов на рубеже XXI века : Сб. научн. трудов. – Магнитогорск : МГТУ, 1999. – С. 113–115.
4. Саркисов П.Д. Отходы различных производств – сырье для получения строительных материалов // Экология и промышленность России. – 2001. – № 3. – С. 4–7.

5. ГОСТ 32310-2012 (EN 13164:2008). Изделия из экструзионного пенополистирола XPS теплоизоляционные промышленного производства, применяемые в строительстве. Технические условия. Официальное издание. – М. : Стандартинформ, 2014. – 24 с.

6. СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий. – М. : ФГУП ЦПП, 2004. – 145 с.

References:

1. Timoshkin T.V., Kramarenko A.V. Issledovaniye of optimum opportunities of use of mineral-cotton and polystyrene foam plates as heater of front systems // Scientific and methodical magazine «Science and education: modern times». – 2017. – № 2(3). – P. 14–15.

2. Batyreva I.A., Kramarenko A.V. Issledovaniye of properties of water disperse structures // In the collection: Youth and the 21st century – 2015 materials V of the International youth scientific conference: in 3 volumes. Responsible editor: Gorokhov A.A. – 2015. – P. 288–291.

3. Shishkin V.I. The general principles and features of recycling of the industry in production of construction materials / V.I. Shishkin, A.I. Usherov, I.V. Shishkin // Ecology of industrial regions at a boundary of the 21st century: collection of scientific works. – Magnitogorsk : MSTU, 1999. – P. 113–115.

4. Sarkisov P.D. Waste of various productions – raw materials for receiving construction materials // Ekologiya and the industry of Russia. – 2001. – № 3. – P. 4–7.

5. GOST 32310-2012 (EN 13164:2008). Products from extrusive XPS expanded polystyrene heat-insulating industrial production, applied in construction. Specifications. The official publication – М. : Standartinform, 2014 – 24 p.

6. SP 23-101-2004. Design of thermal protection of buildings. – М. : Federal State Unitary Enterprise TsPP, 2004 – 145 p.

УДК 69

ОТДЕЛОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ, ИМИТИРУЮЩИЙ ПРИРОДНЫЙ КАМЕНЬ

FINISHING MATERIAL IMITATING NATURAL STONE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Фадеева Дарья Александровна

студент,
Тольяттинского государственного университета
dasha27.07.96@mail.ru

Аннотация. В данной статье представлен новый вид декоративного кирпича для выполнения внутренних отделочных работ, с использованием отходов макулатуры.

Ключевые слова: отделочный материал, декор, плитка.

Kramarenko Arkadii Viktorovich

Candidate of Science,
Associate Professor,
Togliatty State University,
avk5@bk.ru

Fadeeva Darya Aleksandrovna

Student,
Togliatty State University
dasha27.07.96@mail.ru

Annotation. This article presents a new type of decorative brick for finishing works with using waste of wastepaper.

Keywords: finishing material, decoration, tile.

Современный рынок строительных материалов представляет разнообразный ассортимент материалов, которые предназначены для отделки стен и перегородок. Декоративный камень занимает среди этого разнообразия особое место и является достаточно популярным.

В настоящее время люди ежедневно избавляются от сотен тысяч тонн использованной бумаги. Даже появление современных технологий не сократило объемы потребляемой бумаги. В связи с этим, использование макулатуры в строительной сфере является целесообразным и эффективным направлением, не требующим больших финансовых вложений. Немаловажным достоинством является ее экологичность.

Проведенные нами эксперименты позволяют предложить новый вид декоративной плитки, из отходов макулатуры. Полученный материал позволяет создать множество дизайнерских решений и идей, при применении ее для декоративной отделки стен и перегородок в жилых и общественных зданиях.

Важной частью при изготовлении данного декоративного изделия является качественное соблюдение всех технологических операций, основные из них следующие:

Первая технологическая операция заключается в изготовлении отделочного материала.

Для этого потребуются следующие материалы:

- вода;
- макулатура, как основной материал;
- форма композитная (фторопласт, капралон);
- полиэтиленовая пленка которой покрывается форма для легкого извлечения полученного материала или водоотталкивающая эмульсия (ТУ 0258-015-34344113-2014);
- клей ПВА – эмульсия поливинилацетата в воде, с пластификатором и специальными добавками;
- краска акриловая различной цветовой гаммы;
- лак акриловый,

Так же потребуются следующие инструменты, приспособления, оборудование:

- измельчитель бумаги;
- электродрель с насадкой миксер в форме сперали диаметром 10 см для перемешивания смеси;
- обдувочный пистолет для удаления пыли, подключенный к компрессору;
- пресс для удаления лишней влаги и придания рельефной поверхности;
- кельма строительная для укладки смеси в форму;

- нож для подрезания неровностей;
- распылитель краски;
- кисть флейцевая.

Используют бумажный материал любого типа, измельчают на мелкие куски с помощью измельчителя для бумаги, размягчают в воде и перемешивают с периодичностью 1 ч при температуре 90 °С, в течение 1 ч, после чего отжимают массу и перемешивают электродрелью с насадкой миксер с клеем ПВА. Полученную массу с помощью строительной кельмы наносят в формы, покрытые полиэтиленовой пленкой, и прессуют, используя пресс гидравлический с рельефной поверхностью, в течение 5 мин, просушивают при $T = 30\text{--}40$ °С в течение 24 часов.

Для создания надежного сцепления покрытия с обрабатываемой поверхностью на последнюю наносят грунтовку, тем самым образуют нижний (грунтовочный) слой лакокрасочного покрытия. Для этого, наносят из распылительного пистолета грунтовку (ТУ 2316-034-24505934-05), разведенную в уайт-спирите (ТУ 0251-001-77711740-2007) в соотношении 70 % грунтовки, 30 % уайт-спирита. Производят обдувку от пыли сжатым воздухом.

На подготовленную таким образом поверхность наносят распылительным пистолетом первый слой лакокрасочных материалов – акриловую краску любой цветовой гаммы (ГОСТ 28196-89). Изделие после покрытия сушат при $T = 30\text{--}40$ °С в течение 20 мин. Нанесение первого слоя позволяет в дальнейшем реализовать цветковые решения, имитирующие различный природный камень.

Далее с помощью кисти легким нажатием на поверхность изделия наносят второй слой краски более светлых тонов, создавая узор, близкий к узору имитируемого природного камня. Сушку производят при $T = 30\text{--}40$ °С в течение 20 мин.

Далее обрабатываемую поверхность покрывают акриловым лаком в 2 слоя (АК-113 или АК-113Ф по ТУ 2388-025-53934955-2010) при помощи распылительного пистолета. Сушат изделие при $T = 60\text{--}80$ °С в течение 60 мин.

Так же допускается нанесение одного слоя окрасочного состава и одного слоя лакокрасочного покрытия, при этом глубина рельефа, его форма будут менее подчеркнутыми.

Далее изготовленную плитку используют для облицовки требуемых поверхностей. Стены под данное покрытие могут быть выполнены практически из любого материала: железобетонная стена, пено- и газобетонных блоков, блоков из силпора [4, 5, 6], керамзитобетонных блоков [7] и других материалов [8].

Таким образом, используя отходы – макулатура, мы получаем ресурсную ценность данных отходов и широкий спектр декоративного применения. При этом нами получен новый эффективный и недорогой элемент отделки в качестве плиток любой фактуры, цветовой гаммы и формы. Так же решается проблема утилизации отходов, в связи с этим, использование макулатуры в строительной сфере является целесообразным и эффективным направлением, не требующим больших финансовых вложений.

Литература:

1. ГОСТ 10700-97. Макулатура бумажная и картонная. Технические условия. – М. : Госстандарт, 2002. – 7 с.
2. СП 71.13330.2017. Изоляционные и отделочные покрытия. – М. : Росстандарт, 2017. – 85 с.
3. ГОСТ Р 52020-2003. Материалы лакокрасочные водно-дисперсионные. – М. : Госстандарт, 2003. – 10 с.
4. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия : дисс. ... канд. техн. наук / ТГУ. – Тольятти, 2000.
5. Теплоизоляция из силпора // Перспективы развития науки и образования : сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 28 февраля 2015 г.: в 13 частях. – Часть 12. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком», 2015. – 176 с.
6. «Особенности эффективности изготовления и применения силпора» градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья //

Сборник трудов IV Всероссийской научно-практической конференции (заочной) – 2015. – Тольятти : Тольяттинский государственный университет, 2015. – 61 с.

7. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих // Символ науки. – Уфа : ООО "Омега Сайнс", 2017. – 51 с.

8. Сравнительный анализ используемых в строительстве некоторых каменных материалов / Научный альманах. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. – 110 с.

References:

1. GOST 10700-97. Waste paper and cardboard. Technical conditions. – M. : StStandart, 2002. – 7 p.

2. SP 71.13330.2017. Coating is insulation and finishing. – M. : Russtandart, 2017. – 85 p.

3. GOST P 52020-2003. Paints and varnishes. – M. : StStandart, 2003. – 10 p.

4. Kramarenko A.V. Manufacturing technology of heat-insulating based of anhydrous sodium silicate : diss. ... candidate of science / TSU. – Togliatty, 2000.

5. Heat insulation from silpore // Prospects for the development of science and education: a collection of scientific papers on the basis of the International Scientific and Practical Conference on February 28, 2015. : in 14 parts. – Part 12. – Tambov : LLC «Yukom Consulting Company», 2015. – 176 p.

6. Features of the effectiveness of manufacturing and application of the silpor urban planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of Volga cities // Proceedings of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference (correspondence). – 2015. – Togliatti : Togliatti State University, 2015. – 61 p.

7. Keramzitobeton with the addition of gypsum-cement pozzolanic binders // Symbol of science. – Ufa : LLC Omega Sainz, 2017. – 51 p.

8. Comparative analysis used in the construction of some stone materials / Scientific almanac. – Tambov : LLC Yukom Consulting Company, 2016. – 110 p.

УДК 543.632.54

СПОСОБ УСИЛЕНИЯ ЛИСТА ИЗ ПОЛИКАРБОНАТА

WAY TO STRENGTHEN A SHEET OF POLYCARBONATE

Крамаренко Аркадий Викторович

кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Шамина Татьяна Сергеевна

студент,
Тольяттинского государственного университета
shamilina.tatiana@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается способ усиления ячеистого листа из поликарбоната, который может быть использован в качестве материала покрытия для конструкций навесов, беседок и т.д. Проведен сравнительный анализ материалов покрытий данных конструкций. Подобран способ усиления листа из поликарбоната.

Ключевые слова: поликарбонат, эпоксидная смола, навес, покрытие.

Kramarenko Arkadii Viktorovich

Candidate of Science,
Associate Professor,
Togliatty State University,
avk5@bk.ru

Shamilina Tatiana Sergeevna

Student,
Togliatty State University
shamilina.tatiana@mail.ru

Annotation. This article is devoted to a method of strengthen a cellular sheet of polycarbonate, which can be used as a coating material for canopy constructions, arbors, etc. Analysis of coating materials of these constructions was held. A method of strengthen a sheet of polycarbonate was select.

Keywords: polycarbonate, epoxy resin, canopy, cover.

В современном мире известно большое количество материалов, которые могут применяться в качестве покрытий. Они отличаются физическими свойствами, цветовой гаммой и трудоемкостью монтажа. Но к каждой конструкции, которая нуждается в покрытии, предъявляются разные требования. Не исключением является и светопропускная способность. Например, на придомовой территории при возведении конструкций навесов для стоянок легковых автомобилей светопрозрачное покрытие будет более рационально с точки зрения освещенности. Аналогична ситуация и при проектировании конструкций покрытий беседок. В дневное время суток светопрозрачные навесы, в зависимости от их свойств, могут задерживать проникновение света до 52 %. А в сумеречное – способствуют большему проникновению света внутрь конструкции.

Одним из распространенных строительных материалов покрытия является лист сотового поликарбоната. Он представляет собой две, параллельные друг другу, основные полимерные стенки, которые отделены друг от друга перпендикулярными ребрами, образующими пустоты. Вследствие этого такой лист называют ячеистым или сотовым. Такой материал является достаточно прочным и может быть согнут в плоскости благодаря своей ячеистой структуре.

Его крепят, как правило, к конструкциям из металлических профилей размерами 40×20×2 мм с помощью специальных шурупов с декоративной «шляпкой». Сам каркас устанавливается на металлические стойки или крепится к наружным, ограждающим стенам дома или другой постройки, выложенных из пено-газобетонных блоков, керамзитобетонных блоков [6], блоков из силпора [3, 4, 5], кирпича и других материалов [7].

Однако, при неблагоприятных погодных условиях может произойти деформация полой панели из поликарбоната в местах наличия пустот, т.е. между ребрами жесткости. Возможна деформация листа в результате ударного воздействия, вызванного падением висячих наледей и заледеневшего снега с крыш находящихся вблизи конструкций или с краев свисающих предметов. Возможна потеря устойчивости конструкции в результате большого удельного удлинения изделий из поликарбоната в летний период времени в результате нагрева поверхности листа (до +80 °С) при воздействии высоких температур наружного воздуха, вызванного воздействием солнечных лучей. Лист сотового поликарбоната не пропускает влагу. Однако, она может проникнуть внутрь панели через открытые торцы ячеек. Это может спровоцировать биокоррозию материала.

Можно добиться изменения данных свойств, если усилить лист сотового поликарбоната путем заполнения пустот материалом, который мог бы сопротивляться негативным воздействиям среды.

Подходящим материалом является эпоксидная смола ЭД-20, которая будет затвердевать в пустотах ячеистого листа поликарбоната, образуя с ним единую композицию. Материал является прозрачным, сохраняя светопропускную способность конструкции. Основные характеристики эпоксидной смолы ЭД-20 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики эпоксидной смолы ЭД-20

№ п/п	Показатель	Примечание
1	Температура полимеризации	-10 °С до +200 °С
2	Время отверждения	6 часов
3	Время полного отверждения	24 часа

Предпочтительным способом усиления при помощи эпоксидной смолы является заполнение пустот сотового листа поликарбоната маслосазаливными шприцами, имеющими большой объем, с тонкими длинными наконечниками из воздушной силиконовой трубки диаметром. При заводских условиях изготовления могут быть использованы компрессорные установки.

Для отверждения эпоксидной смолы ЭД-20 используется отвердитель ПЭПА. Рекомендуемое соотношение смеси смола : отвердитель – 10 : 1.

Для временной изоляции торцов полрой панели, чтобы предотвратить вытекание смолы из её полостей, может быть использован клеевой термопистолет. В этом случае, сначала изолируется одна сторона полрой панели на глубину примерно 1 см, после чего полости заполняются эпоксидной смолой, смешанной с отвердителем. По окончании заполнения одной полости открытый торец изолируют термоклеем. Таким образом, заполняются все полости. Далее монтируют конструкцию, придавая её нужную изогнутую форму, если требуется. После полного отверждения смолы торцевые части панели по желанию можно подрезать при помощи УШП на величину 2–3 см, удаляя термоклей вместе с частью панели.

Технико-экономические показатели светопропускных материалов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технико-экономические показатели композиции на основе поликарбоната и эпоксидной смолы

№ п/п	Наименование	Цена на руб/м ² листа 3 мм
1	Ячеистый поликарбонат	183
2	Монолитный поликарбонат	750
3	Оргстекло	695
4	Ячеисты поликарбонат + ЭД-20	191

Во время работы с эпоксидной смолой необходимо предусмотреть наличие средств индивидуальной защиты(СИЗ), в частности перчаток и респиратора. После полимеризации смолы дальнейшая эксплуатация производится без СИЗ.

Таким образом, полученный усовершенствованный поликарбонат обладает рядом достойных показателей, имеет достаточно невысокую стоимость. Может быть эффективно использован для устройства покрытий навесов, в частности на придомовых территориях.

Литаература:

1. Мошинский Л. Эпоксидные смолы и отвердители. – М. – Тель-Авив : Аркадия пресс Лтд, 1995. – 370 с.

2. ГОСТ Р 56712-2015 Панели многослойные из поликарбоната. Технические условия. – Введ. 5.01.2016. – М. : Стандартинформ, 2016. – 26 с.

3. Крамаренко А.В. Технология изготовления теплоизоляционных изделий на основе безводных силикатов натрия : дисс. ... канд. техн. наук / ТГУ. – Тольятти, 2000.

4. Теплоизоляция из силпора // Перспективы развития науки и образования : сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 28 февраля 2015 г.: в 13 частях. – Часть 12. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком», 2015. – 176 с.

5. Особенности эффективности изготовления и применения силпора / Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья : Сборник трудов IV Всероссийской научно-практической конференции (заочной). – 2015. – Тольятти : Тольяттинский государственный университет, 2015. – 61 с.

6. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих // Символ науки. – Уфа : ООО «Омега Сайнс», 2017. – 51 с.

7. Сравнительный анализ используемых в строительстве некоторых каменных материалов / Научный альманах. – Тамбов : ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. – 110 с.

References:

1. Moshinsky L. Epoxy resins and hardeners. – М. – Tel Aviv : Arcadia Press Co., Ltd., 1995. – 370 p.

2. GOST R 56712-2015 Multilayered polycarbonate panels. Technical conditions. – Enter. 5.01.2016. – М. : Standardinform, 2016. – 26 p.

3. Kramarenko A.V. The technology of manufacturing thermal insulation products based on anhydrous sodium silicates : diss. of candidate of science. – Togliatti, 2000.

4. Thermal insulation from silpore // Prospects for the development of science and education: a collection of scientific papers on the materials of the International Scientific and Practical Conference February 28, 2015.: in 13 parts. – Part 12. – Tambov : LLC «Yukom consulting company», 2015. – 176 p.

5. Features of the effectiveness of manufacturing and application of the silpor / Urban planning, reconstruction and engineering support of sustainable development of Volga cities: Proceedings of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference (correspondence). – 2015. – Togliatti : Togliatti State University, 2015. – 61 p.

6. Keramzitobeton with the addition of gypsum-cement pozzolanic binders // Symbol of science. – Ufa : LLC Omega Sainz, 2017. – 51 p.

7. Comparative analysis used in the construction of some stone materials / Scientific almanac. – Tambov : LLC Yukom Consulting Company, 2016. – 110 p.

УДК 69.691

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ОБЛИЦОВКЕ ЗДАНИЙ

THE USE OF COMPOSITE MATERIALS IN THE CLADDING OF BUILDINGS

Крамаренко Аркадий Викторович

Кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Мещерякова Александра Алексеевна

студент,
Тольяттинский государственный университет

Аннотация. В данной статье рассмотрена возможность использования композитных материалов в качестве фасада зданий и сооружений, проведен сравнительный анализ прочностных характеристик материалов облицовки.

Ключевые слова: энергосбережение, навесные фасады, композитный материал, прочность.

Kramarenko Arkady Viktorovich

Candidate of Science,
associate professor,
Togliatty State University
avk5@bk.ru

Mescheryakova Alexandra Alekseevna

Student,
Togliatty State University

Annotation. This article considers the possibility of using composite materials as the facade of buildings and structures, a comparative analysis of the strength characteristics of the cladding materials.

Keywords: energy conservation, curtain walls, composite material, strength.

С каждым годом всемирный объем энергоресурсов постепенно снижается, что порождает все новые и новые волны энергетического кризиса. В связи с этим активно продвигают идеи рационального использования природного потенциала, путем внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий. Одним из самых доступных и распространенных методов экономии энергоресурсов в строительстве является применение конструкций навесных фасадных систем (НФС) при строительстве и реконструкции существующих зданий и сооружений.

Навесная фасадная конструкция представляет собой систему элементов, состоящую из каркаса и облицовочного слоя, между которыми прокладываются слои ветровлагозащиты и утеплителя. В качестве облицовочного материала применяют: керамогранит, натуральный камень, полимерные и композитные материалы. Навесные системы крепятся на металл каркасе, который предварительно монтируется к ограждающим конструкциям зданий и сооружений. При этом наружные стены могут быть выполнены из железобетона, керамзитобетонных блоков [1], блоков из силпора [2], пеногазобетонных блоков, керамического кирпича и других материалов.

Первоначально в качестве облицовки применяли натуральные материалы такие, как: мрамор, гранит, базальт. Выбор материала осуществлялся, исходя из условий эксплуатации фасада. Природные материалы отличаются высокой прочностью, износоустойчивостью, устойчивостью к атмосферным воздействиям.

Однако общим недостатком применения натуральных материалов в качестве внешнего слоя фасадной конструкции является достаточно высокая стоимость изделий и их тяжеловесность [3].

Другим фасадным материалом является керамогранит. Он получается спеканием глины, полевого шпата, кварцевого песка и красящих пигментов с последующим обжигом при температуре 1200 °С. Одним из основных достоинств керамогранитной облицовки являются её повышенные прочностные характеристики при несколько меньшем весе. По результатам исследований было обнаружено, что прочность керамогранита существенно превосходит по прочности некоторые натуральные каменные материалы. Он обладает хорошими звукоизоляционными свойствами, экологичен, пожаробезопасен, устойчив к нагрузкам, ремонтпригоден и дешев. Кроме того, фасад из плит керамогранита можно монтировать в любых погодных условиях с высокой производительностью труда. Однако существенным недостатком данного материала является его массивность, что сказывается на проектировании усиленной каркасной системы и фундамента здания.

Альтернативой природным материалам при облицовке зданий и сооружений являются полимерные панели из поливинилхлорида (ПВХ). Изделия из ПВХ получают путем полимеризации продуктов нефтехимического производства и хлорида натрия при высоких температурах. Поэтому процесс производства полимерных материалов достаточно трудоемок и высокотехнологичен.

Фасады из полимерных плит отличаются долговечностью, водонепроницаемостью, малым весом и легкостью в обработке. Это способствует ускорению производства монтажных работ.

Существенным недостатком полимерного материала является хрупкость при низких температурах окружающего воздуха. В связи с этим для повышения прочности и морозостойкости панелей используют комбинированный способ их производства, используя минеральный наполнитель и стекловолокно из полимерного бетона в качестве армирующего слоя. Полученные панели обладают повышенной износостойкостью, морозостойкостью (выдерживают температуру до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), прочностью, химической инертностью. Особенностью материала комбинированного производства является форма выпускаемых панелей – квадратная. Это связано с производством технологического процесса.

Нами рассматривается гипотеза изготовления облицовочных панелей размером $600\times 600\text{ мм}$ из композита. Суть технологии производства этих изделий представлена на рисунке 1 и заключается в следующем: разогретые полимеры смешиваются с высокопрочными частицами стекловолокна, образуя единую массу. После чего сырье уплотняется в ленту или матрицу изделия и проходит через прокатные валы (фильеры). В результате чего образуется лента из готового композитного материала. Форма и размеры щелевого отверстия фильеры позволяют создавать композитные изделия различного назначения.

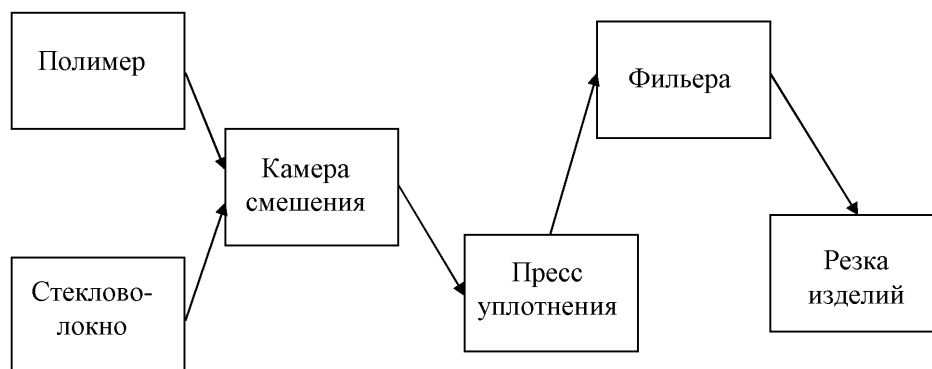


Рисунок 1 – Принципиальная схема производства композита

Полученная облицовка представляет собой легкий, пластичный, прочный, устойчивый к УФ – свету материал, способный выдерживать резкие температурные перепады от $-58\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кроме того, панели отвечают всем требованиям по пожаробезопасности: они трудно воспламеняемые, слабогорючи (ГЗ–Г4), деформируются при температуре свыше $+115\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при горении количество выделяемых токсических веществ незначительно.

Однако применение композитных материалов в качестве наружной облицовки имеет ряд существенных недостатков. Из-за небольшой толщины панели при монтаже возможно появление коррозии при нарушении окрасочного слоя, а также образование вмятин и царапин на поверхности панели.

Нами был произведен анализ прочностных характеристик облицовочных материалов согласно технической документации, результаты которого представлены в таблице 1.

Таким образом, в ходе проведенных исследований и анализа используемых облицовочных материалов фасадных систем, рационально утверждать, что композитные материалы на сегодняшний день являются наиболее эффективными с точки зрения

«цена – качество». Кроме того, вызывает интерес метод изготовления и использования композитных панелей, изготовленных способом пултрузии.

Таблица 1 – Сравнительный анализ прочностных характеристик

№ п/п	Материал облицовки	Природный камень	Полимерные материалы	Керамогранит	Композитные панели
1	Плотность, кг/м ³	2200–3500	1350–1430	1400–2400	1400–1800
2	Прочность при сжатии, МПа	100–280	78–160	7,5–15	90–150
3	Прочность при растяжении, МПа	1,05–3	40–60	–	36,8–39,2
4	Предел прочности при изгибе, МПа	50–80	80–120	27–45	48–53
5	Морозостойкость, кол-во циклов	35–500	50–80	50–100	100–120
6	Огнеопасность	Г1	Г1–Г2	Г1	Г1–Г2
7	Стоимость 1м ² , руб.	1800–5500	900–3500	500–2800	1000–3000

Однако, в этом направлении необходимы дальнейшие теоретические и экспериментальные исследования.

Литература:

1. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццолановых вяжущих / А.В. Крамаренко, Д.А. Горячев // Символ науки. – Уфа: Аэтерна, 2017. – Вып. № 3. – Ч. 2.
2. Особенности эффективности изготовления и применения силпора / А.В. Крамаренко // научная конференция «Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья». – Тольятти : ТГУ, 2015.
3. Некоторые аспекты ремонтно-восстановительных мероприятий при работе с натуральным каменным материалом / А.В. Крамаренко, Ю.А. Прокофьева // Наука и образование: новое время. – Чебоксары : КЭЦ, 2017. – Вып. № 2.
4. ТР 161-05 Технические рекомендации по проектированию, монтажу и эксплуатации навесных фасадных систем. – М., 2011. – 14 с.
5. Рекомендации по проектированию навесных фасадных систем с вентилируемым воздушным зазором для нового строительства и реконструкции зданий. – М. : Москомархитектура, 2002. – 104 с.
6. Сравнительная характеристика технологий и стоимости облицовки фасадов отделочными материалами / А.В. Ерофеев, Е.А. Муравьев // Синергия наук. – С. : Синергия наук, 2016. – Вып. № 6.

References:

1. Keramzitobeton with additive the gipsosementno-puzzolanovykh knitting / A.V. Kramarenko, D.A. Goryachev // science Symbol. – Ufa : Aeterna, 2017. – Issue № 3. – P. 2.
2. Features of efficiency of production and application of a silpor / A.V. Kramarenko // scientific conference «Town Planning, Reconstruction and Engineering Support of Sustainable Development of the Cities of the Volga Region». – Togliatti : TGU, 2015.
3. Some aspects of repair and recovery actions during the work with natural stone material / A.V. Kramarenko, Yu.A. Prokofieva // Science and education: modern times. – Cheboksary : KETs, 2017. – Issue № 2.
4. TR 161-05 Technical recommendations about design, installation and operation of hinged front systems. – M., 2011. – 14 p.
5. Recommendations about design of hinged front systems with the ventilated air gap for new construction and reconstruction of buildings. – M. : Moscow Committee for Architecture and Urban Development, 2002. – 104 p.
6. Comparative characteristic of technologies and cost of facing of facades finishing materials / A.V. Erofejev, E.A. Muravyev // Synergy of sciences. – S. : Synergy of sciences, 2016. – Issue № 6.

УДК 691

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СРЕДСТВ В КАЧЕСТВЕ ПЛАСТИФИЦИРУЮЩИХ ДОБАВОК В БЕТОНЕ

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF USING ALTERNATIVE MEANS IN QUALITY PLASTICIZING ADDITIVES IN CONCRETE

Крамаренко Аркадий Викторович
кандидат технических наук, доцент,
Тольяттинский государственный университет
avk5@bk.ru

Краснова Кристина Сергеевна
студентка,
Тольяттинский государственный университет
krasnova.kristina.1996@bk.ru

Аннотация. В статье проводится сравнительный анализ пластифицирующих добавок для бетона. Исследуется возможность использования в качестве пластификаторов жидкостей для хозяйственно-бытовых нужд.

Ключевые слова: пластификатор, ПАВ, пластичность, жидкость для хозяйственно-бытовых нужд.

Kramarenko Arkady Viktorovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Togliatti State University
avk5@bk.ru

Krasnova Kristina Sergeevna
Student,
Togliatti State University
krasnova.kristina.1996@bk.ru

Annotation. The article compares plasticizing additives for concrete. The possibility of using liquids for household needs as plasticizers is investigated.

Keywords: plasticizer, surfactant, plasticity, liquid for household needs.

Сегодня пластификаторы являются обязательным компонентом практически любого цементного раствора, так как обладают следующими достоинствами: повышение пластичности бетонной смеси, улучшение прочности бетона, экономия цементного раствора, уплотнение смеси, коррозионная защита арматуры, повышение водонепроницаемости, повышение морозостойкости и трещиностойкости, высокий уровень адгезии, увеличение времени застывания бетонной смеси.

Исследуем вопрос о возможности замены пластификаторов, применяемых в промышленности, недорогими аналогами. Личный опыт строителей говорит о том, что в качестве пластификаторов можно с успехом применять жидкое мыло, стиральный порошок или другое недорогое моющее средство, в состав которого входят поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Хозяйственные жидкости уже применяется строителями для приготовления кладочного, стяжечного и штукатурного растворов [6, 7]. Некоторые строители применяют его и для отливки блоков неотчетственных конструкций.

Представляется целесообразным применение ПАВ в стяжечном растворе. Такую стяжку очень легко заливать, при этом соблюдается водоцементное отношение и следовательно не снижается прочность, предотвращаются явления усушки и образование трещин [5].

Также добавление пластификатора значительно упростит отливку керамзитобетонных блоков [1, 2, 4, 8]. При их изготовлении с применением пластифицирующих добавок значительно уменьшается время смешивания раствора. Пена покрывает керамзит и хорошо смачивает поверхность гранул, уменьшая трение между частицами и облегчая перемешивание смеси, при этом повышая уровень сцепления с цементом.

До того как начали применяться пластификаторы строители добавляли в бетон яичный белок, глиняное молочко или жидкое мыло для придания бетонной смеси пластичности. Но применение данных средств до сих пор не имеет достаточного обоснования и опирается только на практический опыт строителей.

На сегодняшний день возник вопрос о возможности замены моющим средством дорогих пластификаторов.

Замена обоснована тем, что ПАВ содержатся как в промышленных пластификаторах, так и в средствах бытовой химии. Эти вещества образуют на поверхности ча-

стиц пленку, которая увеличивает их скольжение относительно друг друга и таким образом повышают подвижность смеси.

Наиболее подходящий состав мы наблюдаем у средств для мытья посуды, а также у хозяйственного мыла. Рассмотрим состав самого популярного, в том числе и среди строителей, средства для мытья посуды Fairy. Оно содержит: 5–15 % анионные ПАВ; менее 5 % неионогенные ПАВ. Дополнительно: консерванты, отдушка, гераниол, лимонен, краситель. Таким образом, средство должно содержать 10–20 % ПАВ. У промышленных пластификаторов концентрация строго определена (35 %) и поэтому при сравнении с моющим средством экспериментальные данные будут иметь большую погрешность. Из состава видно, что из всех компонентов только отдушки и красители не являются добавками в бетонную смесь.

Также рассмотрим возможность добавления в бетон хозяйственного мыла, которое тоже является ПАВ. 72 % хозяйственное мыло, изготовленное по ГОСТу 30266-95, содержит жирные кислоты (более 70,5 %), максимальная их доля составляет 72–74 %. Обыкновенное мыло хозяйственное состоит из смеси олеата натрия и пальмитата натрия. Добавление его в бетон улучшает пластичность смеси, помимо пластичности мы получаем также гидрофобность бетона.

Гидрофобность бетона получается в результате реакций обмена между натриевыми или калиевыми мылами и гидроокисями кальция. Водорастворимые мыла, попадая в щелочную среду бетонной смеси, переходят в водонерастворимые кальциевые мыла. Таким образом, раствор хозяйственного мыла, добавленный в бетонную смесь или сам являющийся водой затворения, является хорошей гидрофобной добавкой.

Примером использования этих свойств мыла является то, что много лет при кирпичной кладке применялся подмыльный щелок (отход производства мыла, состоящий из 7–14 % хлорида натрия, 0,1–0,5 % щелочи, 3–5 % омыленных жирных кислот и воды). Применение подмыльного щелока, кроме гидрофобности, позволяет экономить известь (традиционный пластификатор) и улучшить удобоукладываемость, почти вдвое повысить производительность труда каменщиков и штукатуров. Столь малые количества хлоридов, да еще в составе гидрофобизированных растворов, не могут уже нанести существенного вреда коррозионной стойкости конструкции, но выполняют функции противоморозной добавки.

С целью изучить свойства данных веществ как добавок проведены испытания опытных образцов, а также определена подвижность смеси. Испытывались три типа образцов с добавками и один контрольный. В контрольный образец добавки не включались. Для сравнения был взят суперпластификатор С-3 (ГОСТ 24211-2003) в дозировке 0,5 % концентрированного вещества от массы цемента. Такой же дозировки добились и в отношении моющего средства, предположительно задавшись ее концентрацией исходя из указанного состава (15 %) и такой же дозировки при использовании раствора хозяйственного мыла.

При испытаниях использовались следующие материалы: портландцемент ПЦ500Д0, ГОСТ 30515-97; песок кварцевый Мкр. = 2,5, ГОСТ 8736-2014; щебень известняковый фракции 5–20 мм, ГОСТ 8276-93; вода, ГОСТ 23732-2011.

Данные испытаний сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние добавок на подвижность смеси и прочность бетона

№ п/п	Добавка		Бетонная смесь				Прочность бетона на сжатие, МПа в возрасте, суток			
	Состав	Дозировка, %	В/Ц	Плотность	Расход цемента, кг/м ³	ОК, см	1	3	7	28
1	Контрольный	–	0,5	2436	350	3	11,1	28,7	44,6	52,0
2	Суперпластификатор С-3	0,5	0,5	2415	350	21	9,1	27,9	43,2	52,2
3	Моющее средство Fairy	0,5	0,5	2424	350	17	7,5	18,1	39,6	52,0
4	Хозяйственное мыло 72 %	0,5	0,5	2426	350	15	7,8	20,0	41,4	52,0

Исследование свойств образцов показало, что:

1. Образцы с добавлением моющего средства не теряют в прочности по сравнению с контрольными образцами, при условии, что не было добавлено избыточное количество вещества. Прочность бетона может быть увеличена за счет того, что вместо воды для повышения подвижности смеси добавляется пластификатор и водоцементное отношение не нарушается.

2. Смеси с альтернативными добавками получается удобоукладываемыми. При ОК более 12 см их следует относить к текучим, хотя, согласно полученным данным, по пластичности уступают смеси с промышленным пластификатором.

3. Происходит воздухововлечение, плотность бетона уменьшается, но с добавлением промышленного пластификатора в большей степени.

4. Возрастает срок схватывания бетонных смесей с добавлением моющего средства и хозяйственного мыла, хотя на конечную прочность бетона добавка, согласно полученным данным, не влияет. Это согласуется с наблюдениями, которые приводит и большинство строителей, использующих моющее средство как добавку. Практика показала, что время для распалубки требуется увеличивать почти вдвое.

5. Среди достоинств моющего средства и хозяйственного мыла как пластификаторов можно выделить еще и то, что бетон, содержащий в своем составе ПАВ, легко отмывается со стенок бетономешалки и инструментов. Также плюсом можно назвать их относительную дешевизну и доступность.

6. При слишком большом количестве добавленных ПАВ возможно снижение прочности цементного камня из-за ослабления связей между частицами.

7. Требуется обращать внимание на содержание в составе средства солей и щелочей, которые в большом количестве могут вызвать коррозию арматуры.

8. По полученным данным моющее средство Fairy немного превосходит хозяйственное мыло как пластификатор, но утверждать это преждевременно, так как возможны погрешности в концентрации моющего средства, указанного в составе.

Таким образом, использование распространенных жидкостей для хозяйственно-бытовых нужд в качестве пластифицирующей добавки вполне оправдано. Такая замена не должна быть кардинальной, однако может быть произведена в случаях срыва поставок отдельных компонентов для замешивания цементосодержащих растворов при малых незапланированных объемах работ, особенно в частном домостроении.

Литература:

1. Горячев Д.Е., Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Инновационная наука. – 2017. – № 5. – С. 61–63.

2. Горячев Д.Е., Крамаренко А.В. Керамзитобетон с добавкой гипсоцементно-пуццоланового вяжущего на основе магнезиального цемента // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 5. – С. 50–52.

3. Касторных Л.И. Добавки в бетоны и строительные растворы : учеб.-справ. пособие. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2005.

4. Крамаренко А.В., Путилова М.Н. Керамзитобетон с добавкой фосфорного шлака автоклавного закаливания // Символ науки. – Уфа: Омега сайнс, 2017. – № 5. – С. 203–206.

5. Крамаренко А.В., Прокофьева Ю.А. Консалтинговые исследования рабочих составов для устройства цементнопесчаных стяжек пола // Международная научно-практическая конференция «Наука, образование в XXI веке», журнал «Научный альманах» № 2–3 (28). – Тамбов : Консалтинговая компания Юком, 2017. – С. 89–92.

6. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Исследование теплотехнических свойств теплоизоляционной штукатурки с добавлением отходов силпора // Сборник статей по итогам Международной научно-технической конференции: «В мире науки и инноваций» (20 апреля 2017 г., г. Казань). – Уфа : Аэтерна, 2017. – Ч. 4. – С. 77–80.

7. Крамаренко А.В., Никитина К.В. Теплоизоляционная штукатурка с добавлением отходов силпора // Научно-методический журнал «Наука и образование: новое времени». – Чебоксары : Экспертно-методический центр, 2017. – № 2. – С. 17–20.

8. Крамаренко А.В., Прокофьева Ю.А. Применение добавки на основе комплексного модификатора в керамзитобетоне // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа : Аэтерна, 2017. – № 4. – С. 84–86.

References:

1. Goryachev D.E., Kramarenko A.V. Keramzitobeton with the addition of a gypsum cement-pozzolanic binder based on magnesian cement // Innovative Science. – 2017. – P. 61–63. – № 5.
2. Goryachev D.E., Kramarenko A.V. Keramzitobeton with the addition of a gypsum cement-pozzolanic binder based on magnesian cement // Innovative Science. – Ufa : Aeterna, 2017. – № 5. – P. 50–52.
3. Kastorny L.I. Additives in concrete and mortar : Textbook. -just. allowance. – Rostov-on-Don : Phoenix, 2005.
4. Kramarenko A.V., Putilova M.N. Keramzitobeton with the addition of phosphorus slag autoclaved hardening // The Symbol of Science. – Ufa : Omega Saints, 2017. – № 5. – P. 203–206.
5. Kramarenko A.V., Prokofieva Yu.A. Consulting research of working compounds for the device cement screeds of the floor // International scientific and practical conference «Science, education in the XXI century», journal «Scientific almanac» № 2–3 (28). – Tambov : Consulting company Yukom, 2017. – P. 89–92.
6. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Investigation of thermo-technical properties of heat-insulating plaster with addition of silicone waste // Collected papers on the results of the International Scientific and Technical Conference: «In the World of Science and Innovation» (April 20, 2017, Kazan). – Ufa : Aeterna, 2017. – P. 4. – P. 77–80.
7. Kramarenko A.V., Nikitina K.V. Heat-insulating plaster with addition of silicone waste // Scientific and methodical journal «Science and Education: New Times». – Cheboksary : Expert and Methodological Center, 2017. – № 2. – P. 17–20.
8. Kramarenko A.V., Prokofieva Yu.A. Application of the additive on the basis of a complex modifier in claydite concrete // International scientific journal «Innovative science». – Ufa : Aeterna, 2017. – № 4. – P. 84–86.

УДК 656.073

**РАЗВИТИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ФОРМ ОРГАНИЗАЦИИ
ТРАНСПОРТНОГО ПРОЦЕССА И ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ
МЕЖДУ ВИДАМИ ТРАНСПОРТА**

**DEVELOPMENT OF INNOVATIVE FORMS OF THE ORGANIZATION OF
THE TRANSPORT PROCESS AND THE INTERACTION
BETWEEN TYPES OF TRANSPORT**

Кузьмина М.А.

Кубанский государственный
технологический университет

Галкин М.И.

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян С.Л.

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Разин Т.В.

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены наиболее важные проблемы транспорта: небольшое количество хороших изобретений, отставание от западных стран в организации транспортного процесса, недостаточное финансирование и др. Экономика страны несёт большие потери из-за проблем в организации перевозок. Для решения проблем необходимо финансирование и помощь для изобретателей полезных моделей.

Ключевые слова: транспортные услуги, доступность, транспортное обслуживание, пассажирский транспорт, транспортные процессы, взаимодействие между транспортом, новые формы организации транспортных процессов.

Kuzmina M.A.

Kuban state technological University

Galkin M.I.

Kuban state technological University

Nadiryan S.L.

Kuban state technological University
sofi008008@yandex.ru

Razin T.V.

Kuban state technological University

Annotation. The article considers the most important problems of transport: a small number of good inventions, lagging behind the Western countries in the organization of the transport process, lack of funding etc. the economy of the country suffers great losses because of problems in organizing transportation. To solve problems need funding and assistance to inventors of utility models.

Keywords: transport services, accessibility, transport services, passenger transport, transport processes, interaction between transport, new forms of organization of transport processes.

Инновационному развитию транспорта в последнее время уделяется много внимания, государство отмечает необходимость инноваций в транспортных перевозках. Инновацию в научной трактовке понимают чаще всего как общественный, технический, экономический процесс, который во многом благодаря практическому использованию идей и изобретений в определенной области приводит к созданию лучших изделий, технологий, услуг, и в случае если инновация ориентируется на прибыль, появление инновации на рынке может принести дополнительный доход [1, 2].

По характеру достигаемых общественных целей инновации можно разделить на следующие виды:

- экономические – заточены на прибыль;
- экономические – не заточены на прибыль;
- специальные.

Но экономическая точка зрения на инновации весьма специфична – любой новый подход к конструированию, производству и продаже товара или услуг, в результате чего инвестор и его компания, изобретающие и внедряющие новинки в своё производство, получают преимущества перед конкурентами, означает прежде всего получение дополнительной прибыли [3, 4]. Инновация – длительный и дорогостоящий про-

цесс, ускоряющий экономический рост предприятия, часто в значительной степени влияет на ход экономического развития отрасли или экономики страны.

В транспортной отрасли в равной степени разрабатывают и внедряют инновации-продукты и инновации-технологии.

В рыночных условиях, отдельные транспортные предприятия и виды транспорта, борются тенденцией снижения прибыли, вынуждены увеличивать объемы производства, продаж и прибыли, увеличивать производительность труда, снижать ёмкость фонда продукции, ускорять оборот капитала. На постепенно насыщаемом услугами, а затем и перенасыщенном рынке это возможно, с одной стороны, сознательно формируются новые потребности покупателей в особой, с индивидуальными свойствами услуге, а затем или одновременно создавая и выбрасывая на рынок качественно новую, индивидуальную услугу или комплекс услуг, а с другой стороны, модернизация и революция технологии их производства [5, 6].

Участие в обслуживании современных производств различных отраслей экономики и динамичное включение автотранспорта в обслуживание сферы обращения требуют продуманной инновационной стратегии. Понимание транспортными предприятиями необходимости развития важно в целом для развития отрасли. Однако управление развитием только на предприятиях не позволяет координировать их действия в сторону будущего согласованного развития, цели предприятий могут сильно различаться. Со временем это может привести к возникновению кризиса.

В настоящее время в различных отраслях экономики наука, техника и производство объединились в единую разрабатывающую и использующую машину инноваций. Теоретически необходимость постоянных нововведений была обоснована И. Шумпетером еще в начале XX в. Для предприятий инновация означает отказ от жестких и инерционных организационных и технологических структур, создание рискованных сфер деятельности и капиталов, необходимость производства, дифференциацию производителей на рынке в виде крупных и малых фирм, постоянное обучение кадров, переход на наукоемкие производства и т.д. [7, 8].

Существовавшая долгое время технологическая блокада социалистических стран и России предопределила отставание уровня развития экономики транспортной отрасли, технической и технологической баз этой отрасли. Способность к технологическому развитию зависит от уровня технологий и накопленных знаний в отрасли, осуществляющей исследования и разработки. На транспорте практически всегда не хватало средств на исследования в этой области, хотя исследовательские структуры формально существуют и сейчас, например, разнообразные НИИ автомобильного транспорта, институты по проблемам транспорта РАН. Транспорт России вынужден применять иностранные инновации, которые не дают уже такого эффекта, как при первой реализации и, следовательно, определяют отставание от мировой технологической динамики.

Очень эффективными признаны формы передачи технологий в виде поставок комплексных объектов под ключ, закупки лицензий вместе с подготовкой персонала, создание совместных предприятий, постоянный обмен специалистами и опытом в области перевозок. К эффективным формам отнесены закупки «ноу-хау», предоставление технической документации и данных по отдельным проектам [5].

Инновационное развитие транспорта требует совершенствования методов планирования. Во все более широком масштабе применяют методы оперативного исследования, экономической модели, системный анализ. Планирование охватывает исследование и разработки, материально-техническое снабжение, производство, сбыт, подготовку кадров и т.д. Существенно увеличиваются охватываемые планом периоды деятельности транспортных отраслей и предприятий. Лишь долгосрочный план способен «идти в ногу» с имеющими, как правило, долгосрочный характер инновационными программами, определять стратегические цели.

В связи с необходимостью разработки и реализации инновационной стратегии для российского транспорта возникает масса проблем, требующих быстрого решения: проблема размещения ресурсов и уровня их цен, которая определяет уровень цен на транспортные перевозки; использование идей и маркетинга, обеспечивающих иссле-

дование спроса и формирование будущих потребностей в транспортных услугах и их качестве; повышение конкурентоспособности транспортных услуг в международном масштабе и на национальном рынке [8].

Зарубежная практика транспортной деятельности показывает, что для быстрого распространения инноваций необходима развитая инфраструктура отрасли, создание и модернизацию которой в большинстве развитых стран государство оставляет под своим контролем и использует как инструмент регулирования транспортной отрасли, обеспечения высоких темпов развития национальной экономики.

На сферу использования инноваций влияют масштабы бизнеса. Глубокие инновации может позволить себе в основном крупный бизнес, так как инновации дорогостоящие и реализуются в течение довольно длительного периода.

Крупному транспортному бизнесу такие проекты выгодны и способствуют развитию. Маленькие транспортные предприятия вынуждены искать более дешевые формы развития бизнеса, не всегда соответствующие требованиям технологического прогресса и законам [7].

Во многих странах пробуют новые методы стимулирования инноваций, такие как организация специальных фондов поддержки малого бизнеса и предпринимательства; организация содействия инновациям, которые в России есть, но влияют на инновации пока слабо.

Транспортная составляющая маркетинговой стратегии в системе «спрос-предложение» предполагает использование разнообразных форм и методов взаимодействия и конкуренции различных видов транспорта для лучшего удовлетворения меняющихся потребностей клиентуры в транспортных услугах и повышения эффективности использования транспортных ресурсов. Однако специфика каждого из видов транспорта, их технические и технологические особенности заранее определяют области их использования на транспортном рынке, что несколько ограничивает возможность конкуренции и способствует взаимодействию видов транспорта [1].

Водный, воздушный и трубопроводный транспорт слабо конкурируют друг с другом.

Конкуренция между железнодорожным и автомобильным транспортом также ограничена, возможность осуществлять массовые перевозки, экономичностью каждого из них.

Более эффективно и выгодно для потребителей взаимодействие автомобильного транспорта с железнодорожным в начальных и конечных пунктах его протяженных маршрутов. Учитывая недостаточную развитость автодорожной сети в России и технического сервиса, конкуренция между этими видами транспорта возможна только на относительно коротких расстояниях.

В пассажирских междугородных перевозках больше конкурируют между собой железнодорожный и воздушный транспорт наряду с взаимодействием с автобусным сообщением в конце маршрутов.

В конечном счёте, правильными и эффективными являются те формы функционирования элементов транспортной системы, которые в наибольшей степени соответствуют интересам потребителей транспортных услуг. Таким образом, в рыночной экономике объективно на первый план выступают требования клиентуры по согласованному взаимодействию и координации работы различных видов транспорта с целью доставки по принципам «от двери до двери» и «точно в срок».

Поэтому на транспортном рынке конкуренция факторы часто уступает интеграции, координирующим к взаимной выгоде и транспорта, и клиентуры. Тесное взаимодействие различных видов транспорта является основой эффективного функционирования единой транспортной системы страны [3, 5].

Формы и методы взаимодействия и координации различных видов транспорта реализуются в нескольких областях:

- технической,
- технологической,
- организационной,
- экономической,
- правовой

Взаимодействия видов транспорта предполагает следующие формы координации:

- согласование пропускной и перерабатывающей способности стыкуемых систем и устройств на линиях и в транспортных узлах, по которым следуют потоки грузов и пассажиров в смешанном сообщении;

- учет взаимных требований и увязка параметров подвижного состава и контейнеров по габаритам, грузоподъемности, вместимости в целях эффективного использования перегрузочных средств и удобства пересадки пассажиров;

- создание стыкуемых технических средств связи и информации для работников различных видов транспорта, управляющих перевозочным процессом, перевалкой грузов и пересадкой пассажиров во внутритранспортных узлах.

Эти формы взаимодействия различных видов транспорта реализуются через:

- создание морских железнодорожных и автомобильных паромов, дорожных эстакад и пересечений (переездов) в разных уровнях;

- унификацию и стандартизацию узлов, деталей и габаритов погрузочно-разгрузочных машин и механизмов;

- согласование параметров контейнеров и конструкций грузовых автомобилей, вагонов, судов и самолетов, использование роудтрейлеров, автомобильных полуприцепов-контейнеровозов, судов-контейнеровозов и т.п.

Для удобства пассажиров строятся объединенные пассажирские вокзалы и станции, совмещенные кассы обслуживания пассажиров и единые информационно-вычислительные центры в крупных транспортных узлах [6].

Формы и методы конкуренции между транспортными предприятиями внутри одного или нескольких видов транспорта основываются на общепринятых экономических законах рынка, балансировании спроса и предложения на транспортные услуги в смешанных сферах деятельности и полигонах обслуживания. Решающую роль играют обеспечение конкуренции транспортных услуг того или иного вида транспорта, проведение эффективной маркетинговой стратегии на транспортном рынке, умелое управление затратами и ценовой политикой, внедрение новых эффективных технологий и техники и постоянное повышение качества транспортного обслуживания клиентуры. Однако для реализации этих методов необходимы определенные общеэкономические условия – замедление инфляции, стабилизация финансовой системы и укрепление рубля, устранение взаимных неплатежей предприятий, разумная налоговая политика и хорошая законодательная база. Нужны также равноправные для субъектов рынка условия в области ценообразования, что отсутствует, в частности, сейчас на железнодорожном транспорте. Вместе с тем определенная конкуренция между видами транспорта России, в частности между железными дорогами и автотранспортом, а также воздушным транспортом в пассажирских перевозках существует. Имеется конкуренция и на параллельных речных и железнодорожных направлениях.

Разумное использование различных форм взаимодействия и элементов конкуренции между видами транспорта позволит надежно обеспечить потребителей транспортными услугами.

Литература:

1. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли. – Краснодар, 2014.
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. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Методика выбора системы транспортного обслуживания производственных предприятий // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 11–2. – С. 38–40.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Направления повышения безопасности на предприятиях автомобильного транспорта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 4. – С. 78–79.

5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Пути повышения эффективности системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 431–441.

6. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Чернобривец Е.О. Основные концепции развития технологий мультимодальных перевозок // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 6. – С. 68–72.

7. Надирян С.Л., Изюмский А.А. Основные направления в области транспортной безопасности / В сборнике: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 236–239.

8. Надирян С.Л., Изюмский А.А., Кирий К.А. Транспортная безопасность, как фактор развития автомобильной отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 3. – С. 69–71.

References:

1. Iziums'kyi A.A. Nadiryany S.L., Senin I.S. Computing and networking in the industry. – Krasnodar, 2014.

2. Iziums'kyi A.A., Nadiryany S.L., Senin I.S. Main directions of child injury prevention on the roads // Bulletin of Saratov state technical University. – 2013. – Vol. 2. – № 2 (71). – P. 282–285.

3. Konovalova T.V., Nadiryany S.L., Nedashkovskaya A.O. Methods of a choice of system of transport service of production enterprises // Humanitarian, socio-economic and social Sciences. – 2015. – № 11–2. – P. 38–40.

4. Konovalova T.V., Nadiryany S.L. Directions of increase of safety of the enterprises of motor transport // Science. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2013. – № 4. – P. 78–79.

5. Konovalova T.V., Nadiryany S.L. Ways of increase of effectiveness of the system of traffic safety in road transport // Scientific works of the Kuban state technological University. – 2015. – № 4. – P. 431–441.

6. Kuzmina M.A., Nadiryany S.L., Chernobrivets E.O. Basic concepts of development of technologies of multimodal transport // Scientific works of the Kuban state technological University. – 2015. – № 6. – P. 68–72.

7. Nadiryany S.L., Iziums'kyi A.A. Main directions in the field of transport security / In the book: Prospects of development and safety of motor transport complex. – 2013. – P. 236–239.

8. Nadiryany S.L., Iziums'kyi A.A., Kyrie K.A. Transportation security as a factor of development of the automotive industry // Science. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2013. – № 3. – P. 69–71.

УДК 641.87:642.5069.6

ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА КОМБИНИРОВАННЫХ МЯСОРАСТИТЕЛЬНЫХ ПАШТЕТОВ

FEATURES OF THE PRODUCTION OF COMBINED MEAT AND VEGETABLE PASTES

Касьянов Геннадий Иванович

доктор технических наук, профессор,
Кубанский государственный
технологический университет
g_kasjanov@mail.ru

Мишкевич Эвелина Юрьевна

соискатель ученой степени
кандидата технических наук,
Кубанский государственный
технологический университет
evelina.mishkevitch@yandex.ru

Шубина Лариса Николаевна

кандидат технических наук, доцент,
Краснодарский кооперативный
институт, филиал Московского
университета кооперации
titop-kki@mail.ru

Аннотация. Продукты питания из мяса птицы относятся к диетическим и обладают повышенной усвояемостью. Большой потребностью у населения обладают продукты высокой кулинарной готовности, к которым относят мясо-растительные паштеты. Наличие в паштетах растительно-го и животного белка значительно повышает функционально-технологические характеристики готового продукта. Использование в качестве животного сырья мяса голубей мясной породы (Кинг, Римские великаны, Штрассер), в сочетании с белком пророщенных семян бобовых культур, позволяет получать высокобелковые продукты питания и существенно расширить ассортимент выпускаемых изделий. Разработка «мягких» режимов тепловой инверторной СВЧ-стерилизации приводит к более полной сохранности ценных компонентов исходного сырья.

Ключевые слова: паштеты, голуби мясной породы, пророщенные семена бобовых культур, режимы стерилизации.

Kasyanov Gennady Ivanovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Kuban state University of Technology
g_kasjanov@mail.ru

Mishkevich Evelina Yurevna

Competitor of a Scientific degree
Candidate of Technical Sciences,
Kuban state University of Technology
evelina.mishkevitch@yandex.ru

Shubina Larisa Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Krasnodar cooperative Institute,
Moscow branch University of Cooperation
titop-kki@mail.ru

Annotation. Foods from poultry meat are dietary and have increased digestibility. A great need among the population is the products of high culinary readiness, which include meat paste. The presence of vegetable and animal protein in pates significantly increases the functional and technological characteristics of the finished product. The use of meat meat pigeons (King, Roman giants, Strasser), as an animal raw material, in combination with the protein of sprouted seeds of leguminous crops, makes it possible to obtain high-protein food products and significantly expand the range of manufactured products. The development of «soft» modes of thermal inverter microwave sterilization leads to a more complete preservation of valuable components of the feedstock.

Keywords: pates, meat pigeons, sprouted seeds of legumes, sterilization regimes.

В последние годы продукты функционального назначения пользуются повышенным потребительским спросом, однако существующий рынок продовольствия не соответствует общественным требованиям в выпуске специализированных пищевых продуктов.

С целью оценки возможности расширения ассортимента изделий на мясной основе, в частности паштетов, был проведен опрос по выявлению потребительских предпочтений жителей г. Краснодара. В опросе приняло участие 350 респондентов – клиентов розничных сетей «Магнит» АО «Тандер», ООО «Ашан» и ТС «Табрис». Опрос проводился в отношении вкусовых качеств продукта, определения основных характеристик продукта, побуждающих к его покупке, анализ рынка паштетов в г. Краснодаре.

На вопрос: «Какие из мясных изделий они предпочитают потреблять на завтрак?» большинство респондентов (42 %) проголосовало за паштеты и бутербродные пасты, относясь к этому продукту как к хорошему сочетанию «цена – качество». На втором месте по популярности (39 %) – колбасные изделия: в первую очередь отдается предпочтение колбасам вареной ассортиментной группы, на третьем месте (12 %) – деликатесные мясные изделия и 7 % опрошенных вообще не едят на завтрак какие – либо мясные изделия (рис. 1).

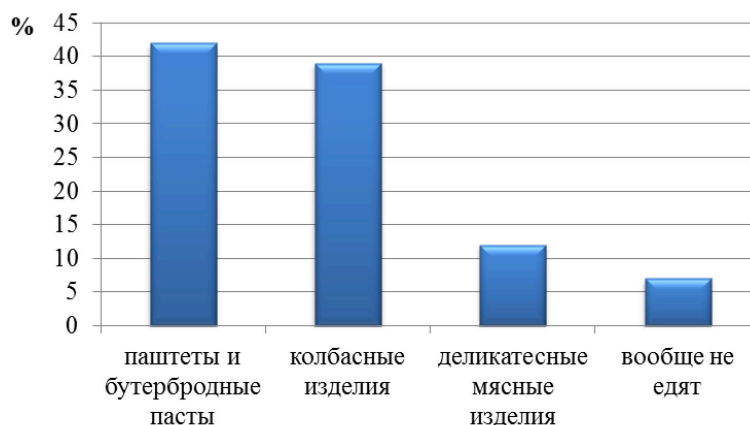


Рисунок 1 – Потребительские предпочтения мясных изделий для завтрака

Для основной доли респондентов (44,3 %) частота приобретения паштета составляет один раз в неделю (рис. 2). Отмечается тенденция увеличения доли респондентов, покупающих паштет до одного раза в неделю и чаще с ростом их благосостояния. Чаще всего (около 30–35 %) предпочтение паштету отдают люди в возрасте от 30 до 50 лет.

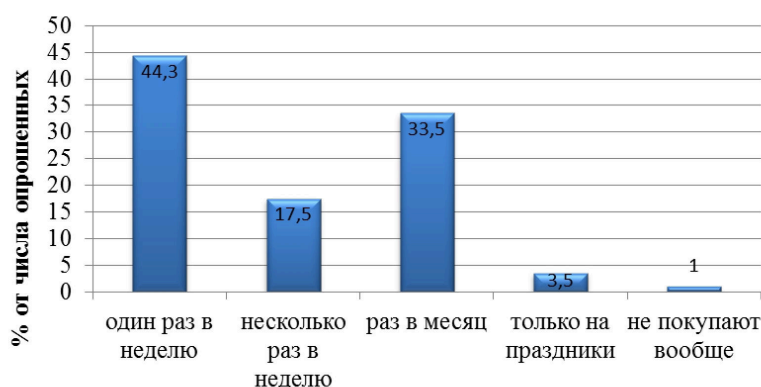


Рисунок 2 – Частота покупок паштета

Определяющими факторами, влияющими на выбор паштета для большинства респондентов являются марка/производитель, цена, состав продукта и его вкусовые характеристики (рис. 3). Интересно, что цена важна для 55 % опрошенных, но не является основополагающим фактором покупки.

В ходе маркетинговых исследований выяснили потребительские предпочтения в отношении видов мясных паштетов и наличия в них различных добавок. Наибольшей популярностью у опрошенных респондентов пользуется печеночный паштет – на его долю приходится около 70 % покупок. На втором месте мясной паштет, доля покупок которого составляет 24 %.

Паштеты с добавками пользуются большей популярностью, чем без них – они популярны у 55,6 % опрошенных (рис. 4). Наиболее востребованным является паштет с грибами, на втором месте паштеты со специями. Паштеты с другими видами добавок значительно меньше востребованы.

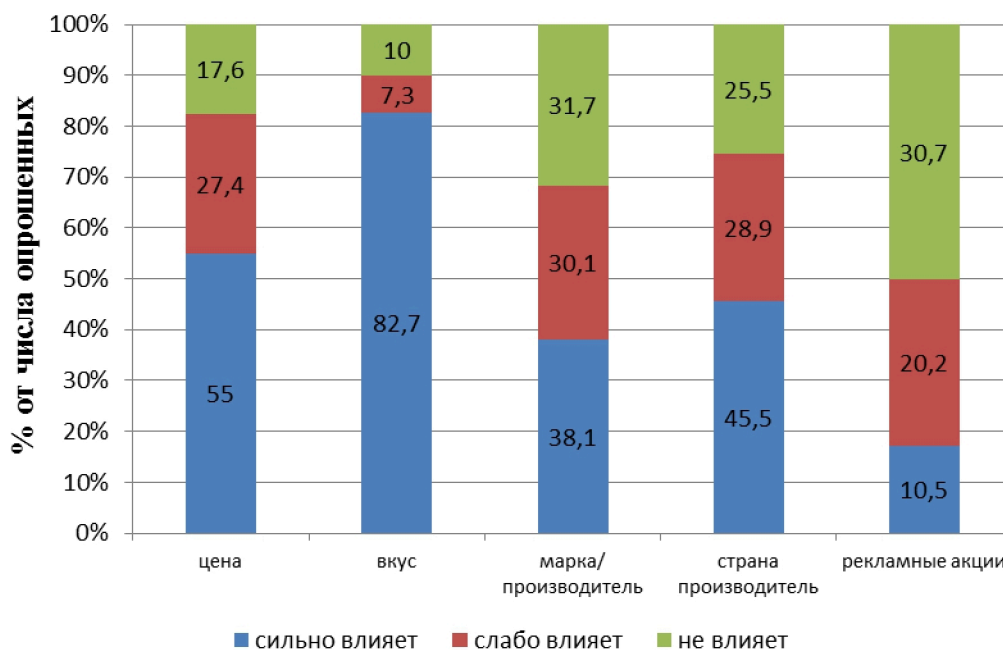


Рисунок 3 – Критерии выбора паштета

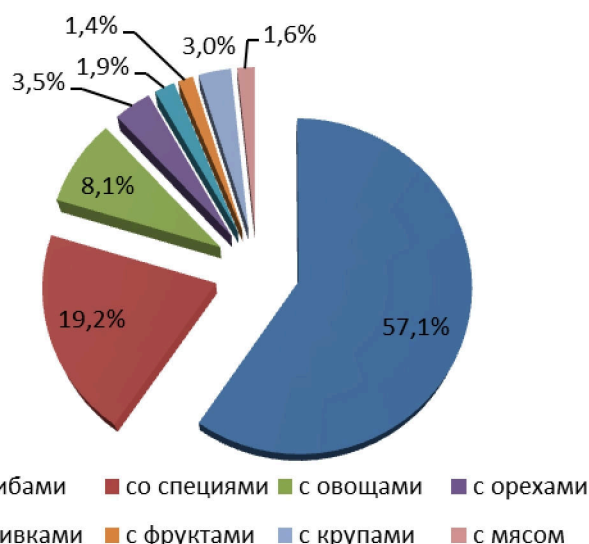


Рисунок 4 – Потребительские предпочтения по видам добавок к паштетам

Предпочтение в первую очередь из паштетов с добавлением специй отдается паштетам с зеленью, сладким и острым перцем и составляет около 87 %. Среди паштетов с добавлением овощей наиболее популярны паштеты с добавлением моркови – их выбирают около 49 % опрошенных, предпочитающих паштет данного вида. Не пользуются большой популярностью у респондентов паштеты с добавлением круп.

Так же перспективным направлением расширения ассортимента паштетов является рациональное сочетание мясного и высокобелкового растительного сырья. Большое внимание уделяется использованию малораспространенного сырья, перерабатываемого на предприятиях Краснодарского края.

Тематика совершенствования технологий переработки животного и растительного сырья, обогащенного биологически активными веществами на основе масляных экстрактов трав и белково-жировых эмульсий, была в центре внимания многих отечественных ученых [1, 2].

С учетом строгих требований к созданию рационального сбалансированного по важнейшим компонентам продуктов на комбинированной основе, следует отметить по-

явление современных подходов к оценке пищевой ценности и экологичности, обозначающих высококачественные мясорастительные продукты [3–5]. Они предполагают рациональное использование регионального сырья, действующих производственных площадей и оборудования, и получения готовых продуктов с невысокой себестоимостью. Системный подход к совершенствованию технологий позволяет получать продукты с заданными параметрами качества и отвечать рыночным требованиям.

Особо следует выделить перспективы создания группы паштетных продуктов с использованием нетрадиционного животного сырья и пророщенных семян бобовых культур, со сбалансированным аминокислотным и жирнокислотным составом [6, 7].

Большая роль в повышении качества паштетов отводится разработке «мягких» режимов стерилизации паштетов [8]. Важные исследования в области совершенствования качества мясных и мясорастительных паштетов выполняются специалистами Северо-Кавказского федерального университета [1, 5, 9, 10].

Принятое направление является актуальным и отвечает программе импортозамещения и стратегической политики страны в области здорового питания населения России.

Цель исследований. Цель выполнения работы заключалась в совершенствовании технологических приемов производства мясорастительных паштетов с использованием мяса голубей мясной породы и пророщенных семян бобовых культур. Для выполнения поставленной цели решались задачи по адаптации предложенных решений в производство.

- обоснование целесообразности использования диетического мяса голубей мясных пород в рецептурах мясорастительных консервов;
- разработка рекомендаций по составу паштетов на основе мяса голубей мясной породы с добавлением продуктов переработки семян бобовых культур для создания функциональных продуктов;
- конструирование сбалансированных по составу паштетов с антиоксидантными и иммунозащитными свойствами,
- разработка режимов стерилизации консервированных паштетов.

Научная новизна. Аналитический анализ доступной научно-технической информации позволил сформулировать и формализовать принципы создания мясорастительных паштетов мяса голубей мясной породы и пророщенных семян бобовых культур, обогащенных БАВ в виде CO₂-экстрактов и CO₂-шротов.

Установлена безопасность разработанных паштетов, их пищевая и биологическая ценность, аминокислотная, жирнокислотная и минеральная сбалансированность. С учетом данных микробиологических анализов мясного и растительного сырья предложены рациональные режимы стерилизации паштетов.

Установлены органолептические характеристики паштета, представленного в виде тонкоизмельченного гомогенного продукта, на основе мяса голубей мясной породы и пророщенных семян бобовых культур, предварительно подвергнутых тепловой обработке, отличающихся отсутствием прочных коллоидно-химических связей между частицами, в отличие от фарша для вареных колбас. Технологическая схема производства паштетов показана на рисунке 5.

Подготовка сырья. Известно, что мясо голубей мясной породы (Кинг, Римские великаны, Штрассер) обладает нежной консистенцией, относится к диетическому сырью, содержит небольшое количество соединительной ткани. Мясо голубей мясной породы бланшируют и нарезают пластинами толщиной 8–12 мм. Семена бобовых культур (нута, гороха, сои, чечевицы) промывают и замачивают для прорастания.

Обработка сырья. Мясо голубей мясной породы и пророщенные семена бобовых культур бланшируют от 15 до 20 мин при температуре 80–90 °С. Подготовленное мясо охлаждают при температуре от плюс 8 до плюс 10 °С.

Лук репчатый измельчают, обжаривают в масле до появления золотисто-коричневой корочки. При обжаривании 100 кг лука необходимо израсходовать 5 кг жира, с выходом жареного лука до 50 % к массе сырого лука и жира.



Рисунок 5 – Технологическая схема производства паштетов

В соответствии с предлагаемой технологией, мясо голубей мясной породы грубо измельчают и подогревают от 70 до 85 °С, а затем тонко измельчают в куттере, что позволяет снизить потери ценных веществ, улучшить вкус и консистенцию паштета и увеличить выход.

Рецептуры модельных образцов паштетов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Рецептуры модельных образцов паштетов

Наименование сырья и материалов	Содержание, %				
	контроль	опытные образцы			
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Мясо свиное и говяжье (1 : 1)	50	–	–	–	–
Мясо голубей мясной породы	–	58	55	50	47
Яйцо куриное	5	3	4	5	6
СО ₂ -шрот амаранта	–	5	4	5	5
Мука соевая	10	–	–	–	–
Чечевица пророщенная	–	9	9	9	9
Лук обжаренный	10	10	8	9	10
Шпик свиной боковой	25	10	13	15	15
Топинамбур	–	5	7	7	8
Итого	100	100	100	100	100

Подготовку компонентов рецептуры (мяса, лука, топинамбура и др.) готовили по аналогии со стандартными технологическими схемами. Во все образцы паштетов добавляли бульон до 10 %, поваренную соль – 1,4 % и СО₂-экстракт перца черного 0,005 %. Приготовление паштетов осуществляли в куттере в следующей последовательности:

Приготовление фарша. Охлажденное вареное и бланшированное сырье измельчали на волчке с отверстиями решетки диаметром 2–3 мм, а затем обрабатывают на куттер-мешалке, добавляя СО₂-экстракт, СО₂-шрот, лук, соль, мясной бульон сваренный на костях птицы и луковой шелухе. При куттеровании в первую очередь загружают более грубое сырье и в последнюю очередь наиболее мягкое. Сырье куттеруют до получения однородной мажущейся массы. Следующей важной технологической операцией производства паштетов является стерилизация. Используемая при этом инверторная СВЧ-обработка позволяет управлять уровнем выходной мощности магнетрона в импульсном режиме. На рисунке 6 приведена схема импульсной СВЧ-установки для стерилизации паштетов.

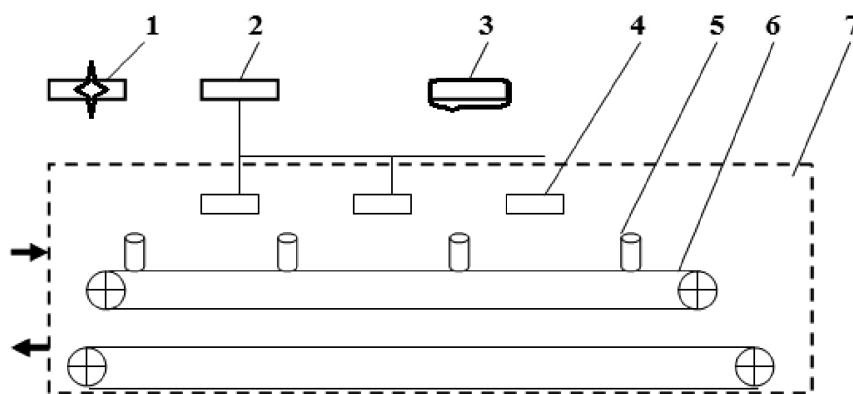


Рисунок 6 – Схема импульсной СВЧ-установки для стерилизации Паштетов:

1 – микроволновый генератор; 2 – элемент согласования; 3 – программатор; 4 – концентраторы СВЧ-энергии; 5 – радиопрозрачные банки с продукцией; 6 – лента транспортера; 7 – экранирующий корпус

Стерилизация. СВЧ-стерилизация паштетов при 115 °С обеспечивает лучшую сохранность продукта, включая незаменимые аминокислоты. Сохраняется возможность лучшей перевариваемости белка пищевыми ферментами. Установлено, что при инверторной СВЧ-стерилизации интенсифицируются первичные процессы связанные с окислением термолабильных компонентов, а традиционная стерилизация при 120 °С интенсифицирует преимущественно вторичные процессы окисления. Благодаря этому в паштетах накапливаются летучие жирные кислоты. Простерилизованные консервы направляются в камеру для охлаждения, затем (после выдержки) на реализацию.

Хранение. Мясорастительные паштеты можно хранить не более 48 ч. на заводе или в торговой сети при температуре не ниже 0 и не выше 8 °С.

После вскрытия банки паштеты должны иметь чистую и ровную поверхность, с незначительным выделением желе и жира, плотную консистенцию, имеющую на разрезе розовый цвет, с характерным паштетным вкусом и слабым ароматом пряностей.

Устанавливаемые на практике режимы тепловой обработки должны обеспечить гибель спор тест-микроорганизма *Cl. Sporogenes*, что достигается при фактической летальности 5, 7 и 10 усл. мин.

Уровень летальности микроорганизмов мясорастительных паштетов из мяса голубей мясной породы, предварительно нагретых в ЭМП СВЧ с частотой 2,4 ГГц и различными начальными температурами продукта, значение которых зависит от продолжительности СВЧ-обработки, представлен на рисунках 7–10. Режимы стерилизации установлены для начальных температур паштета соответственно 70, 80 и 90 °С.

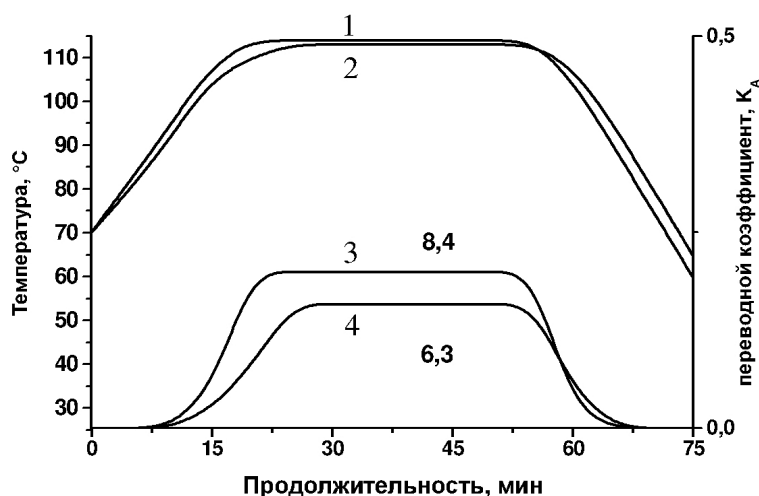


Рисунок 7 – Фактическая летальность микроорганизмов при тепловой стерилизации консервов «Паштет из мяса голубей мясной породы» в биоупаковке объемом 100 мл, предварительно нагретого продукта ЭМП СВЧ, при начальной температуре продукта 70 °С по режиму:

$$T_{нач} \frac{\tau_1 - \tau_2 - \tau_3}{T_{ст}} \cdot P_{прот.} = 70 \cdot \frac{5 - 50 - 20}{90 - 115 - 40} \cdot 150$$

где $T_{нач}$ – начальная температура продукта, °С; τ_1 – продолжительность периода подъема температуры в автоклаве от 90 до 115 °С, мин; τ_2 – продолжительность периода собственной стерилизации, мин; τ_3 – продолжительность периода охлаждения; $T_{ст}$ – температура стерилизации, °С; $P_{прот.}$ – противодавление в автоклаве, кПа

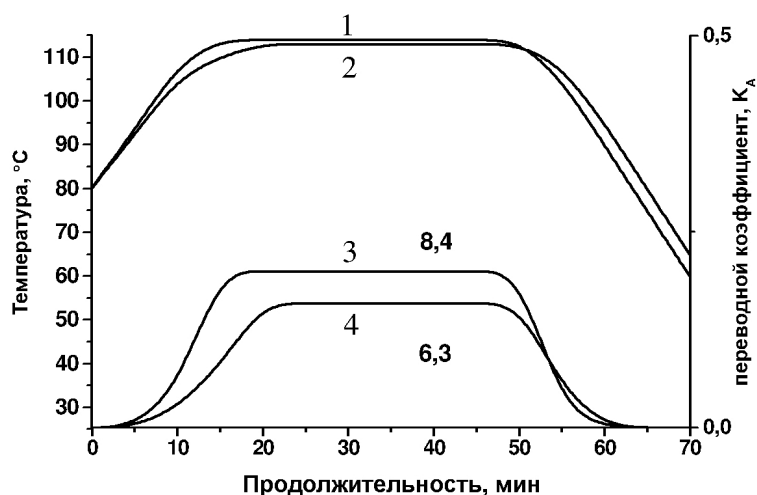


Рисунок 8 – Уровень прогреваемости и летальности микроорганизмов при стерилизации консервов «Паштет из мяса голубей мясной породы» с нагревом продукта в ЭМП СВЧ с начальной температурой продукта 80°С по режиму $80 \cdot \frac{5 - 45 - 20}{90 - 115 - 40} \cdot 150$

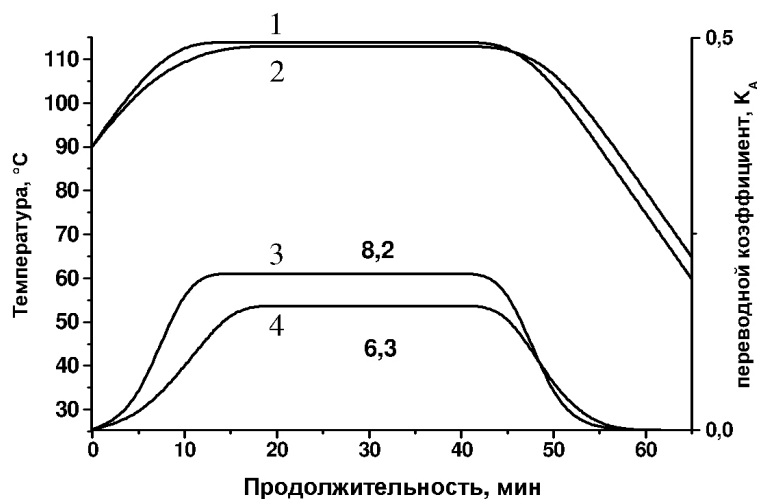


Рисунок 9 – Уровень прогреваемости и летальности микроорганизмов при стерилизации консервов «Паштет из мяса голубей мясной породы», предварительно прогретых в ЭМП СВЧ с начальной температурой продукта 90°С по режиму $90 \cdot \frac{5 - 40 - 20}{95 - 115 - 40} \cdot 150$

Для сравнения представлен традиционный режим стерилизации паштетов по аналогичной рецептуре (рис. 10).

Использование предварительного СВЧ-нагрева способствует сокращению времени тепловой стерилизации по сравнению с режимами традиционной технологии от 20 до 30 мин, в зависимости от начальной температуры продукта.

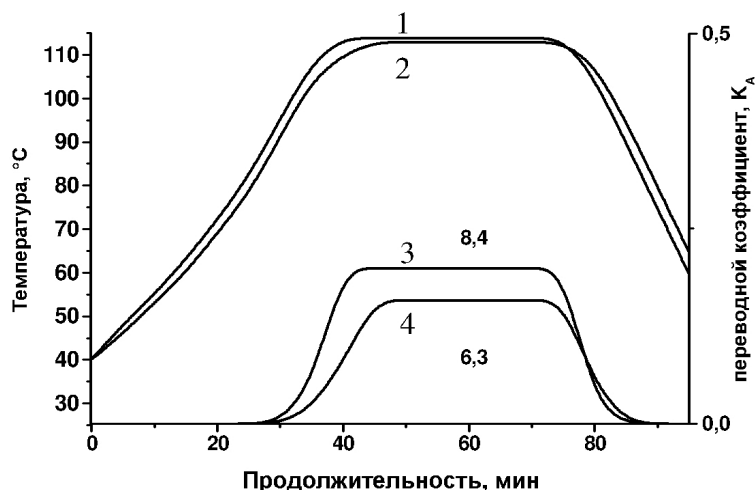


Рисунок 10 – Кривые прогреваемости и фактической летальности микроорганизмов при тепловой стерилизации консервов «Паштет из мяса голубей мясной породы» по традиционной технологии по режиму $\frac{20 - 55 - 20}{115} \cdot 150$

Заключение

Выполнен обзор научно-технической литературы по особенностям производства мясорастительных паштетов. Усовершенствованы технологические приемы производства комбинированных паштетов с использованием мяса голубей мясной породы и пророщенных семян бобовых культур. Обоснована целесообразность использования диетического мяса голубей мясных пород в рецептурах мясорастительных консервов. Разработаны рекомендации по созданию функциональных паштетов на основе мяса голубей мясной породы, с добавлением продуктов переработки семян бобовых культур, яиц, шпика свиного, топинамбура, лука, CO₂-экстрактов и CO₂-шрота. Предложенный рецептурный состав позволяет создавать паштеты с антиоксидантными и иммунозащитными свойствами.

Микробиологическую чистоту продуктов обеспечивают специально разработанные режимы СВЧ-стерилизации паштетов.

Литература:

1. Использование масляных экстрактов трав при производстве печеночных паштетов / Л.И. Барыбина [и др.] // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – Т. 7. – № 3. – С. 1890–1894.
2. Гаргаева А.Г., Гуринович Г.В. Разработка рецептур белково-жировых эмульсий для паштетов на основе мяса птицы // Техника и технология пищевых производств. – 2017. – Т. 47. – № 4. – С. 33–39.
3. Гиро Т.М., Андреева С.В. Влияние растительных порошков на окислительные процессы в паштете // В сборнике: Технология и продукты здорового питания. Материалы II Международной научно-практической конференции, 2008. – С. 35–37.
4. Ефремова А.А., Куранова Л.К., Николаенко О.А. Разработка технологии рыборастворительных консервов-паштетов из тресковых видов рыб // Вестник ВГУИТ. – 2014. – № 1. – С. 136–140.
5. Красюкова С.С., Куликов Ю.И., Оботурова Н.П. Разработка технологии производства паштетных продуктов с использованием мяса птицы и хитозана // В сборнике: Биоразнообразие, биоресурсы, биотехнологии и здоровье населения Северокавказского региона Материалы III-й ежегодной научно-практической конференции «Университетская наука – региону», посвященной 85-летию Северокавказского федерального университета. ФГАОУ ВПО «Северокавказский федеральный университет», 2015. – С. 70–73.
6. Линец А.А., Максютя И.В., Максютя В.И. Комплексная технология переработки голубей мясной породы // Известия вузов. Пищевая технология. – 2003. – № 5–6. – С. 135.
7. Сатина О.В., Юдина С.Б. Разработка технологии мясорастительного паштета функционального назначения // Мясная индустрия. – 2010. – № 2. – С. 37–41.

8. Сметанина Л.Б., Захаров А.Н., Лисицын Б.А. Рациональные режимы стерилизации нового поколения консервированных паштетов из перепелиного мяса // Все о мясе. – 2007. – № 2. – С. 20–22.

9. Оптимизация жирнокислотного состава печеночных паштетов пониженной калорийности / Е.В. Смолко [и др.] // В сборнике: Достижения и проблемы современных тенденций переработки сельскохозяйственного сырья: технологии, оборудование, экономика Сборник материалов Международной научно-практической конференции, 2016. – С. 295–297.

10. Шипулин В.И., Стрельченко А.Д. Пути снижения рекомендуемого уровня введения нитрита натрия в мясные фаршевые системы // В сборнике материалов международной научно-технической конференции «Современные достижения биотехнологии», 2011. – С. 366–367.

References:

1. Use of oil extracts of herbs in the manufacture of liver pates / L.I. Barybina [etc.] // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – V. 7. – № 3. – P. 1890–1894.

2. Gargaeva A.G., Gurinovich G.V. Development of formulas for protein-fat emulsions for poultry based on poultry meat // Techniques and technology of food production. – 2017. – Vol. 47. – № 4. – P. 33–39.

3. Giro T.M., Andreeva S.V. Influence of vegetable powders on oxidizing processes in pate // In the collection: Technology and products of a healthy food. Materials of the II International Scientific and Practical Conference, 2008. – P. 35–37.

4. Efremova A.A., Kuranova L.K., Nikolaenko O.A. Development of technology of fish-preservative canned pates from codfish species // Vestnik VGUIT. – 2014. – № 1. – P. 136–140.

5. Krasnyukova S.S., Kulikov Yu.I., Oboturova N.P. Development of technology for the production of pate products using poultry meat and chitosan // In the collection: Biodiversity, Bioresources, Biotechnology and Health of the Population of the North Caucasus Region. Materials of the IIIrd Annual Scientific and Practical Conference «University Science-Region», dedicated to the 85th anniversary of the North Caucasus Federal University. Federal North-Caucasian Federal University, 2015. – P. 70–73.

6. Lynets A.A., Maksyuta I.V., Maksyuta V.I. Complex technology of processing pigeons of meat breed // Izvestiya Vuzov. Food technology. – 2003. – № 5–6. – P. 135.

7. Satina O.V., Yudina S.B. Development of technology of meat paste of functional purpose // Meat industry. – 2010. – № 2. – P. 37–41.

8. Smetanina L.B., Zakharov A.N., Lisitsyn B.A. Rational modes of sterilization of a new generation of canned pates from quail meat // All about meat. – 2007. – № 2. – P. 20–22.

9. Optimization of the fatty acid composition of liver pates of reduced caloric content / E.V. Smolko [etc.] // In the collection: Achievements and problems of modern trends in the processing of agricultural raw materials: technology, equipment, economics Collected materials of the International Scientific and Practical Conference, 2016. – P. 295–297.

10. Shipulin V.I., Strelchenko A.D. Ways to reduce the recommended level of sodium nitrite introduction into meat minced systems // In the collection of materials of the international scientific and technical conference «Modern achievements of biotechnology». – 2011. – P. 366–367.

УДК 378.147:378.018.43

ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД СИСТЕМО-КОГНИТИВНОГО АНАЛИЗА ГРАФОВ

INNOVATIVE METHOD OF GRAPHS SYSTEM-COGNITIVE ANALYSIS

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
id.yug2016@gmail.com

Савченко Владислав Геннадьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Бевз Екатерина Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Березина Анастасия Игоревна

студентка
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что граф – математический объект, отражающий некую систему с однородными компонентами и большим количеством связей между ними; благодаря применению математической теории графов возможно моделировать и диагностировать сложные системы. Вместе с тем, ограниченность существующих методов анализа графов не позволяет успешно решать задачи из различных сфер человеческой деятельности и областей научного знания, в том числе социологии, педагогики, психологии и экономики. Авторами предложен метод системно-когнитивного анализа графов, основанный на применении статистического метода каменистой осыпи. Предложенный метод универсален, т.е. применим в любых сферах человеческой деятельности и областях научного знания.

Ключевые слова: граф, связи, анализ, метод каменистой осыпи.

Romanova Marina Leonidovna

Lecturer,
Kuban State Technological University
id.yug2016@gmail.com

Savchenko Vladislav Gennadievich

Student,
Kuban State Technological University

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban State Technological University

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban State Technological University

Bevz Ekaterina Alexandrovna

Student,
Kuban State Technological University

Berezina Anastasia Igorevna

Student,
Kuban State Technological University

Annotation. It is known that a graph is a mathematical object reflecting a system with homogeneous components and strong links between them; through the application of mathematical graph theory it is possible to model and diagnose complex systems. However, the limitations of the existing methods of graph analysis do not allow to successfully solve problems of different spheres of human activity and areas of scientific knowledge, including sociology, pedagogy, psychology and Economics. The authors propose the method of systemic-cognitive analysis of graphs, based on the application of the statistical scree plot method. The proposed method is generic, i.e. is applicable in all spheres of human activities and fields of scientific knowledge.

Keywords: graph, links, analysis, scree plot method.

Введение. В настоящее время общепризнано, что методы математической теории графов – универсальны и эффективны, т.е. применимы для решения широкого круга задач в любой сфере человеческой деятельности и области научного знания

[1–8]. Известно, что граф – математический объект, отражающий некую систему с однородными компонентами и большим количеством связей между ними (иначе говоря, граф – когнитивная модель системы); благодаря применению математической теории графов возможно моделировать и диагностировать сложные системы. Также известно, что теория графов неразрывно связана с теорией множеств и отношений: совокупность вершин графа – множество, а связи между вершинами отражают некое отношение на множестве (совокупность связей также есть множество). Для автоматизации анализа графов чрезвычайно удобна теория матриц (методы линейной алгебры): в матрице размером $N \times N$ возможно количественно отражать наличие связей между вершинами (N – число вершин).

Вместе с тем, ограниченность существующих методов анализа графов не позволяет успешно решать задачи из различных сфер человеческой деятельности и областей научного знания, в том числе социологии, педагогики, психологии и экономики. Проблема исследования – вопрос: каким образом диагностировать целостность (силу связей) между элементами моделируемой (с помощью графа) системы? Цель исследования – разработка инновационного метода системно-когнитивного анализа графов.

Результаты исследования. С точки зрения авторов, диагностика целостности (связности) моделируемой системы должна быть основана на статистическом методе каменистой осыпи. Пусть имеется некая вершина в графе (элемент моделируемой системы), тогда индекс её связи с графом (индекс связи компонента с системой в целом) равен M , если данная вершина имеет не менее чем с M другими вершинами не менее чем M связей с каждой. Для авторов настоящей статьи очевидно, что это – индекс валентности вершины; в отличие от неё, координационное число вершины – число других вершин, с которыми она имеет связи. Валентностью вершины назовём её общее число связей со всеми остальными.

Приведём пример. На рисунке 1 изображён граф (над стрелками указано число связей между парой вершин), число вершин которого равно 10, а индекс валентности вершины № 1 равна 8 (с вершинами №№ 2–8 и 10 она имеет не менее чем по 8 связей с каждой), индекс валентности вершины № 9 равна 3 (с тремя вершинами она имеет не менее чем по три связи с каждой), индекс валентности вершин №№ 6, 8 и 10 равна 2 (индекс валентности не может быть выше координационного числа), индекс валентности остальных вершин равна единице. Валентности вершин №№ 1–10 соответственно равны 71, 11, 9, 9, 9, 12, 8, 12, 10 и 11. Матрица, отражающая такой граф, представлена в таблице 1.

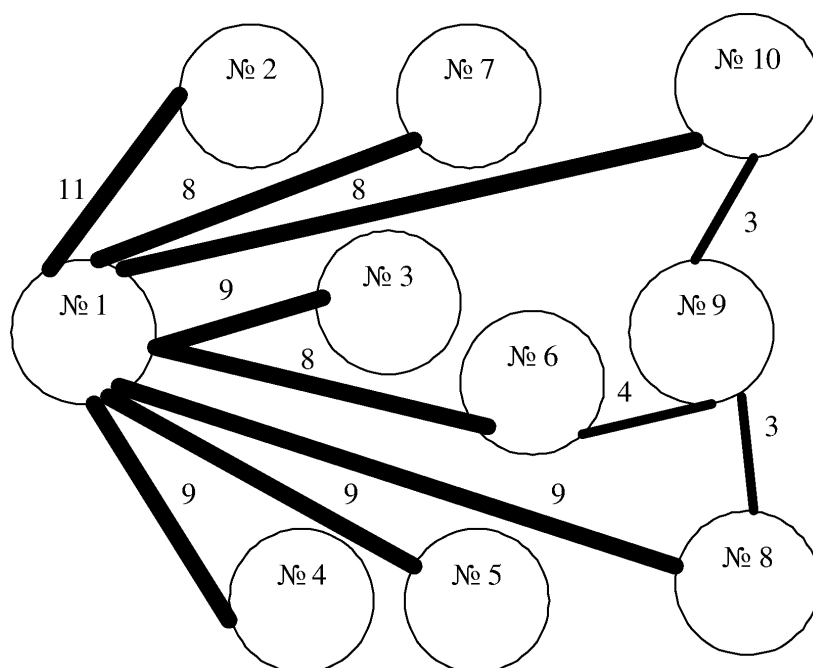


Рисунок 1 – Ориентированный граф

Таблица 1 – Сила связей между вершинами графа

	Номер вершины									
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
№ 1	–	11	9	9	9	8	8	9	0	8
№ 2	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
№ 3	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0
№ 4	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0
№ 5	–	–	–	–	–	0	0	0	0	0
№ 6	–	–	–	–	–	–	0	0	4	0
№ 7	–	–	–	–	–	–	–	0	0	0
№ 8	–	–	–	–	–	–	–	–	3	0
№ 9	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3
№ 10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Вместе с тем, в графе лишь одиночные вершины могут иметь тесные связи с остальными (пример такого графа отражён на рисунке 1), остальные же вершины могут быть слабо связаны между собой или вообще не иметь между собой непосредственных связей. Так, например, в графе, изображённом на рисунке 1, не имеют между собой связей вершины с номерами 4 и 5, хотя в целом граф является связным (напомним, что связным называют граф, между любыми вершинами которого можно найти хотя бы один маршрут). Индекс связности графа (соответственно, целостности моделируемой системы) равен Q , если не менее чем Q его вершин имеют индекс валентности не менее чем Q каждая. Так, например, для графа, изображённого на рисунке 1, индекс связности равен 2, т.к. мы не можем найти третьей вершины (помимо вершин №№ 1 и 9) с индексами валентности не менее 3 каждая.

При анализе целостности системы не всегда необходимо оценивать силу связей между элементами; в ряде случаев важнее, чтобы все (или многие) элементы между собой имели связи. В таком случае, индекс связности графа равен q , если не менее чем q его вершин имеют координационное число не менее чем q у каждой. Например, на графе, изображённом на рисунке 1, вершины №№ 1–10 имеют координационные числа соответственно 8, 1, 1, 1, 1, 2, 1, 2, 3 и 2. Индекс связности такого графа равен 2, т.к. нет третьей вершины (помимо вершин с номерами 1 и 9), у которой координационное число было бы не менее 3.

Приведём примеры из науковедения (точнее, наукометрии) и педагогической психологии. Пример из педагогической психологии следующий. На основе метода каменистой осыпи возможно предложить критерий взаимосвязи между двумя компетенциями (лично-профессиональными качества): он равен d , если не менее чем d элементов операционного компонента анализируемой компетенции A были совместно использованы с операционным компонентом «вспомогательной» компетенции B (в различных видах деятельности, при решении различных задач) не менее чем d раз каждая. Интегративный индекс взаимосвязи анализируемой компетенции (лично-профессионального качества) с другими составляющими социально-профессиональной компетентности следующий: он равен L , если не менее чем с L компетенциями индекс её взаимосвязи составляет не менее чем L с каждой. Интегративный индекс конкурентоспособности индивида также следует вычислять на основе метода каменистой осыпи: он равен Z , если не менее чем Z компетенций имеют интегративный индекс взаимосвязи с социально-профессиональной компетентностью не менее чем Z каждая. С точки зрения авторов, у конкурентоспособной личности должно быть «ядро» социально-профессиональной компетентности – компетенции, которые в значительной мере связаны с остальными, посредством их применения в личном опыте деятельности [3, 5, 7, 8].

Пример из наукометрии следующий: определить индекс целостности научного коллектива [1, 2, 4]. Известно, что индекс социальной валентности научного работника с коллективом равен W , если не менее чем с W коллегами он имеет не менее чем W совместных публикаций с каждым [2]. Тогда индекс целостности научного коллектива равен h , если не менее чем h научных работников имеют индекс социальной валентности не менее чем h каждый.

Заключение. Сложные системы (даже с однородными компонентами) всегда многоаспектны [1–6]. Тем не менее, теория графов – универсальная теория, позволяющая моделировать и диагностировать сколь угодно сложные системы с однородными компонентами. Предложенный авторами метод системно-когнитивного анализа графа формализуем и реализуем на ЭВМ.

Литература:

1. Зрелость социально-педагогических систем / И.С. Ворошилова [и др.] // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 11. – С. 249–265.
2. Параметры исследовательской деятельности научно-педагогических коллективов как критерии для диагностики образовательной среды / В.И. Лойко [и др.] // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 123. – С. 967–998.
3. Математические модели формирования личностно-профессиональных качеств студентов / Д.А. Романов [и др.] // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 3. – С. 106–120.
4. Романова М.Л. Отражение научного знания в содержании вузовского образования // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 3. – С. 372–393.
5. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников [и др.] // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
6. 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.
7. 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.
8. 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.

References:

1. I.S. Voroshilova etc. (2015). Socially-pedagogical systems maturity // Nauchnyie trudy Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 11. – P. 249–265.
2. V.I. Loyko etc. (2016). Scientific teams investigate activity parameters as a criterions for educational environment assessment // Politematicheskii setevoy elektronniy nauchnyiy jurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta. – № 123. – P. 967–998.
3. D.A. Romanov etc. (2014). Mathematical models of students personally-professional abilities formation // Nauchnyie trudy Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 3. – P. 106–120.
4. M.L. Romanova (2016). Reflection of scientific knowledge in higher educational establishment learning content // Nauchnyie trudy Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 3. – P. 372–393.
5. V.L. Shaposhnikov etc. (2017). Interrelation between formation of investigate and informational competence in students in education computerization conditions // Srednee professionalnoe obrazovanie. – № 1. – P. 37–41.
6. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Graphs theory as a mathematical base for socially-pedagogical problems solving // Nauchnyie trudy Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 8. – P. 370–384.
7. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Modern models and assessment methods of higher educational establishment graduate competitiveness // Nauchnyie trudy Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 8. – P. 385–398.
8. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Quality measurement assessment of students informational competence // Otkryitoe i distantsionnoe obrazovanie. – № 2. – Vol. 62. – P. 35–39.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 378.147:378.018.43

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНОЙ
КОМПЕТЕНТНОСТИ ОБУЧАЮЩИХСЯ**

**MODERN ASSESSMENT METHOD OF BEINGS
NATURAL SCIENCE COMPETENCE**

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
id.yug2016@gmail.com

Romanova Marina Leonidovna

Lecturer,
Kuban State Technological University
id.yug2016@gmail.com

Савченко Владислав Геннадьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Savchenko Vladislav Gennadievich

Student,
Kuban State Technological University

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban State Technological University

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban State Technological University

Бевз Екатерина Александровна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет

Bevz Ekaterina Alexandrovna

Student,
Kuban State Technological University

Березина Анастасия Игоревна

студентка
Кубанский государственный
технологический университет

Berezina Anastasia Igorevna

Student,
Kuban State Technological University

Аннотация. Известно, что освоение студентами естественнонаучных учебных дисциплин является предпосылкой их дальнейшего успешного обучения в высшем учебном заведении. С другой стороны, компетентностный подход ориентирует образовательный процесс не на содержание, а на результат; результатом освоения фундаментальных учебных дисциплин является естественнонаучную компетентность – готовность к применению естественнонаучных знаний в жизнедеятельности и профессиональной деятельности. Авторы выделили и охарактеризовали интегративные уровни естественнонаучной компетентности студентов, обоснована её роль в развитии будущего конкурентоспособного инженера.

Annotation. It is known that the development of students of science disciplines is a prerequisite for their further successful learning in higher education. On the other hand, competence-based approach orients educational process, not on content, but on the result; the result of mastering fundamental academic disciplines is the scientific competence – readiness for use of scientific knowledge in the life and professional activities. The authors identified and characterized the integrative levels of natural science competence of students, justified its role in the development of future competitive engineer.

Ключевые слова: естественнонаучная компетентность, модель, метод, диагностика, уровни.

Keywords: natural science competence, model, method, assessment, levels.

Введение. В настоящее время очевидно, что в условиях модернизации высшего образования роль фундаментальных дисциплин будет не ослабевать, а, наоборот, неуклонно возрастать [1–13]. Достаточно сказать, что освоение фундаментальных дисциплин (физики, математики, информатики и т.д.) является предпосылкой для

успешного освоения многих последующих учебных дисциплин в инженерном вузе. С другой стороны, компетентный подход ориентирует образовательный процесс не на содержание, а на результат; результатом являются компетенции и личностно-профессиональные качества – симбиоз знаний, умений, личного опыта в соответствующей деятельности, а также мотивационно-ценностного отношения к ней [1–13].

Компетенции, формируемые при освоении фундаментальных дисциплин, отражены в матрице компетенций. Анализ данной матрицы (на примере Кубанского государственного технологического университета) показывает, что они «в сумме» составляют естественнонаучную компетентность, т.е. личностно-профессиональное качество, представляющее собой готовность к применению естественнонаучных знаний в жизнедеятельности и профессиональной деятельности; ядром естественнонаучной компетентности является естественнонаучное мировоззрение [2, 5–12].

Как и многие личностно-профессиональные качества, естественнонаучная компетентность включает следующие функциональные компоненты: операционный – система естественнонаучных знаний и соответствующих умений; мотивационно-ценностный – ценностное отношение к естественнонаучному знанию и мотивы к его применению в профессиональной деятельности (жизнедеятельности в целом), поведенческий – личный опыт применения естественнонаучных знаний и умений в жизнедеятельности, учебной и профессиональной деятельности. Однако по-прежнему не выделены и не охарактеризованы интегративные уровни данного личностно-профессионального качества.

Проблема исследования – вопрос: каковы уровни сформированности естественнонаучной компетентности и в чём их отличие друг от друга?

Цель исследования – разработка интегративного метода диагностики естественнонаучной компетентности.

Результаты исследования. С точки зрения авторов, возможные уровни сформированности естественнонаучной компетентности следующие: нулевой, ситуативный, грамотности, образованности и творческий. Нулевой уровень характеризуется низким уровнем естественнонаучных знаний и связанных с ними умений, скептическим отношением к естественнонаучному знанию (иногда – активно-отрицательным отношением, вплоть до обскурантизма, т.е. враждебного отношения к научному знанию), непониманием его значимости в жизни и профессиональной деятельности, отсутствием личного опыта применения естественнонаучного знания в жизни (в целом) и профессиональной деятельности (в частности).

Ситуативный уровень характеризуется низким уровнем естественнонаучных знаний, их роли в развитии науки, техники и технологий; мотивационно-ценностные ориентации проявляются ситуативно и невыраженно; в целом наблюдается нейтральное или пассивно-положительное отношение к естественнонаучному знанию, небогатый личный опыт его применения в жизни и профессиональной деятельности.

Уровень грамотности характеризуется небогатым, но системным арсеналом естественнонаучных знаний; освоение отдельных знаний и умений, которые можно рассматривать как попытки накопления знаний и умений; мотивы к освоению естественнонаучного знания приобретают определенную направленность, но не всегда чётко выражены в плане установок; успешное применение естественнонаучных знаний становится реальностью, наблюдаются попытки самосовершенствования у обучающегося.

Уровень образованности характеризуется системным овладением естественнонаучными знаниями, устойчивым ценностным отношением к ним; устойчивые внутренние взаимосвязи между компонентами естественнонаучной компетентности; мотивационно-ценностные ориентации к применению естественнонаучных знаний имеют чётко выраженную направленность и устойчивость; целенаправленное применение естественнонаучных знаний и умений в профессиональной деятельности (жизнедеятельности) становятся нормой, знания и умения, соответствующие естественнонаучной компетентности, приобретают чёткую профессиональную направленность.

Для творческого уровня характерны глубокое понимание и убежденность в практической необходимости естественнонаучных знаний, их тесной взаимосвязи с иными научными знаниями; включённость мотивов к применению естественнонаучных знаний в об-

щую направленность личности, в систему жизненных ценностей и планов, в целом – ярко выраженное ценностное отношение к естественнонаучному знанию; неразграниченность личностно, профессионально и социально значимых мотивов к применению естественнонаучных знаний; высокий уровень знаний и умений, свободное владение ими для решения всевозможных задач, связанных с их применением; системность самосовершенствования, постоянный рост естественнонаучных знаний, их творческое использование для личностно-профессионального роста; устойчивая взаимосвязь между формированием естественнонаучной компетентности и иных личностно-профессиональных качеств (прежде всего – ключевых, или профессиональных компетенций); естественнонаучная компетентность в сочетании с профессиональными компетенциями становится важнейшим фактором конкурентоспособности будущего инженера.

Освоение физики и математики занимает центральное место в формировании естественнонаучной компетентности будущего инженера (освоение математики играет также ведущую роль в формировании информационной компетентности студента [2, 6, 9, 12]). Для формирования знаний применяют задания информационно-аналитические (традиционного типа), а также контрольно-компетентностные оценочные задания. Кроме того, для формирования мотивационно-ценностного отношения к естественнонаучному знанию необходимо ориентировать обучающихся на их применении при решении жизненных и профессиональных задач.

Следует отметить, что формирование естественнонаучной компетентности, как и многих других компетенций и личностно-профессиональных качеств – трансдисциплинарный процесс. В условиях информатизации образования наиболее приемлемыми технологиями её формирования являются сэмпл-технологии дистанционного обучения [10].

Заключение. Выделенные уровни естественнонаучной компетентности студентов основаны на модельных представлениях о ней. Перспективы исследования – создание моделей становления естественнонаучной компетентности в образовательном процессе.

Литература:

1. Зрелость социально-педагогических систем / И.С. Ворошилова [и др.] // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 11. – С. 249–265.
2. Вязанкова В.В. Формирование информационной культуры личности студентов в структуре управления образовательным процессом / В.В. Вязанкова, З.А. Маушева, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2010. – № 1 (59). – С. 22–28.
3. Образовательный процесс в информационно-вероятностной интерпретации / Е.С. Киселева [и др.] // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2013. – № 2 (96). – С. 72–77.
4. Параметры исследовательской деятельности научно-педагогических коллективов как критерии для диагностики образовательной среды / В.И. Лойко [и др.] // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 123. – С. 967–998.
5. Математические модели формирования личностно-профессиональных качеств студентов / Д.А. Романов [и др.] // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 3. – С. 106–120.
6. Романова М.Л. Отражение научного знания в содержании вузовского образования // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 3. – С. 372–393.
7. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников [и др.] // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
8. Современные модели поддержки обучающегося в личностно-профессиональном самоопределении / Т.Л. Шапошникова [и др.] // Среднее профессиональное образование. – 2014. – № 9. – С. 3–8.
9. Диагностика сформированности компетенций / Т.Л. Шапошникова [и др.] // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2015. – № 3 (121). – С. 180–184.
10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. Квалиметрическая оценка дисциплинированности студентов вуза / Е.Ю. Шлюбуль [и др.] // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 7 (89). – С. 145–150.

References:

1. I.S. Voroshilova etc. (2015). Socially-pedagogical systems maturity // Nauchnyie trudyi Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – No 11. – P. 249–265.

2. V.V. Vyazankova, Z.A. Mausheva and M.L. Romanova (2010). Formation of personal informational culture of students involving into educational process management // Uchenyie zapiski universiteta imeni P.F. Lesgafta. – № 1. – Vol. 59. – P. 22–28.

3. E.S. Kiseleva etc. (2013). Educational process throw informational-probabilistic interpretation // Uchenyie zapiski universiteta imeni P.F. Lesgafta. – № 2. – Vol. 96. – P. 72–77.

4. V.I. Loyko etc. (2016). Scientific teams investigate activity parameters as a criterions for educational environment assessment // Politematicheskii setevoy elektronnyy nauchnyy jurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta. – № 123. – P. 967–998.

5. D.A. Romanov etc. (2014). Mathematical models of students personally-professional abilities formation // Nauchnyie trudyi Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 3. – P. 106–120.

6. M.L. Romanova (2016). Reflection of scientific knowledge in higher educational establishment learning content // Nauchnyie trudyi Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 3. – P. 372–393.

7. V.L. Shaposhnikov etc. (2017). Interrelation between formation of investigate and informational competence in students in education computerization conditions // Srednee professionalnoe obrazovanie. – № 1. – P. 37–41.

8. T.L. Shaposhnikova etc. (2015). Modern models of being support in personally-professional self-determination // Srednee professionalnoe obrazovanie. – № 9. – P. 3–10.

9. T.L. Shaposhnikova etc. (2015). Competencies completeness assessment // Uchenyie zapiski universiteta imeni P.F. Lesgafta. – № 3. – Vol. 121. – P. 180–184.

10. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Sample technologies of distant education in learning-experimental activity of students // Srednee professionalnoe obrazovanie. – № 10. – P. 16–19.

11. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Modern models and assessment methods of higher educational establishment graduate competitiveness // Nauchnyie trudyi Kubanskogo gosudarstvennogo technologicheskogo universiteta. – № 8. – P. 385–398.

12. T.L. Shaposhnikova etc. (2016). Quality measurement assessment of students informational competence // Otkryitoe i distantsionnoe obrazovanie. – № 2. – Vol. 62. – P. 35–39.

13. E.Yu. Shlyubul etc. (2012). Qualimetry assessment of students discipline // Uchenyie zapiski universiteta imeni P.F. Lesgafta. – № 7. – Vol. 89. – P. 145–150.

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	16 апреля
2	30 июня	16 июля
3	30 сентября	15 октября
4	21 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2018, № 1

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2018, № 1

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 02.04.2018.
Подписано в печать 10.04.20187.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Печ. л. 17,1.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 02.04.2018.
It is sent for the press 10.04.20187.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Printed paper 17,1.
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 № 1877

Order No. 1877

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