

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

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

№ 4

2017

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2017, № 4

**(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)

2017, № 4

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

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

КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,

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

KASYANOV Gennady Ivanovich,

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

ФОМЕНКО Олег Яковлевич,

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

FOMENKO Oleg Yakovlevich,

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

АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,

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

ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,

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

АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,

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

ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,

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

БАБУШКИН Виктор Михайлович,

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

BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,

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

БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,

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

BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,

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

ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,

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

GLADILIN Alexander Vasilyevich,

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

ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,

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

DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,

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

КАЗЕЕВ 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 Shagidulovich,

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

КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,

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

KOLESNIKOV Sergey Ilyich,

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

КОРЕНА Елена Павловна,

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

KORNENA Elena Pavlovna,

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

МОСКВИЧ Вадим Константинович,

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

MOSKVICH Vadim Konstantinovich,

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

ПОЛИДИ Александр Анатольевич,

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

POLIDI Alexander Anatolyevich,

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

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, set@id-yug.com

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

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

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

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

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

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

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

Науки о земле Sciences about the earth

- Савенок О.В., Аль Маари Мажд**
Методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений 21
Savenok O.V., Al Maari Majd
Methods of research and elimination of catastrophic takeovers
- Салов С.А., Очеретько Т.Б.**
Обоснование технологий борьбы с солеотложениями
в скважинах мамонтовского нефтяного месторождения 51
Salov S.A., Ocheredko T.B.
Substantiation of technologies of struggle against scaling
in wells of mamontovskoye oil field
- Арутюнов Т.В.**
Технология добычи, переработки и обогащения энергетического сырья
республики Коми.
Условия образования горючих сланцев, сланценозные формации
и форма залежей горючих сланцев 74
Arutyunov T.V.
Technology of extraction, processing
and enrichment of energy raw materials of the Komi republic.
The conditions for the formation of oil shales,
the shaleyous formations and the form of the oil shale deposits
- Арутюнов Т.В.**
Технология добычи, переработки и обогащения
энергетического сырья республики Коми.
Основные свойства горючих сланцев и промышленное значение
минеральной части горючих сланцев 100
Arutyunov T.V.
Technology of extraction, processing
and enrichment of energy raw materials of the Komi republic.
Basic properties of oil shales and the industrial importance
of the mineral part of oil shale
- Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С.**
Анализ эффективности подземного ремонта скважин
на Советском нефтяном месторождении 125
Berezovskiy D.A., Kusov G.V., Matveyeva I.S.
Analysis of the efficiency of underground well repair on the Sovietskoye oil field
- Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Ассаиди Мутаз Бадр Ахмед**
Интерференция совершенной скважины при фильтрации нефти и газа
и рассмотрение вопросов её практического применения 141

Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Assaidi Mutaz Badr Ahmed Interference of the perfect well at filtration of oil and gas and consideration of issues of its practical application	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Аль-Гаили Юнес Али Абдо Шараф Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Игольско-Талового нефтяного месторождения	166
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Al-Ghaili Yunes Ali Abdo Sharaf Complex of geophysical studies in the open wellbore to assess the oil bearing capacity of the Igolsko-Talovoye oil field	
Барамбонье Соланж, Очередько Т.Б. Анализ технологии проведения ремонтно-изоляционных работ с применением снпх-9633 на залежах 302-303 Ромашкинского месторождения	190
Barambonye Solange, Ocheredko T.B. Analysis of the technology of carrying out repair and insulation works using snpch-9633 on deposits 302-303 of the Romashkinskoye field	
Башардуст Мохаммад Дауд, Очередько Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302-303 Ромашкинского месторождения	208
Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of the application of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole well zones of deposits 302-303 of the Romashkinskoye field	
Вализада Башир Ахмад, Очередько Т.Б. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождений на примере залежей 302-303 Ромашкинского месторождения	226
Valizada Bashir Ahmad, Ocheredko T.B. Application of horizontal wells to increase the efficiency of field development by the example of deposits 302-303 of the Romashkinskoye field	
Дашкевич Д.В., Шальская С.В., Арутюнов Т.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮВ1 Верхне-Колик-Ёганского месторождения	250
Dashkevich D.V., Shalskaya S.V., Arutyunov T.V. Technique and technology of hydraulic fracturing of the yuv1 reservoir on the Verkhne-Kolik-Yoganskoye field	
Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении	275
Ahriev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Analysis of the efficiency of the application of electric centrifugal pumps at Novo-Pokurskoye oil field	
Аушев М.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Выбор и обоснование технологии поддержания пластового давления при эксплуатации скважин на участке Восточный Молдабек месторождения Кенбай	298

Aushev M.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L.

Choice and justification of reservoir pressure maintenance technology during well operation in the East Moldabek deposit of the Kenbai field

Строительство. Транспорт

Construction. Transport

Надирян С.Л., Зайкова Л.Г., Горохова А.А.

Кардинальное обновление транспортных и технических средств с учетом развития отечественного транспортного машиностроения, усиление роли научно-технического обеспечения в развитии транспортной отрасли 317

Nadiryan S.L., Zaikova L.G., Gorokhova A.A.

Major renovation of transport and technical means in view of development of domestic transport machine-building, the strengthening of the scientific and technical support in the development of the transport industry

Надирян С.Л., Гусикова А.Ф.

Преобразование России в крупнейшего экспортера транспортных услуг 322

Nadiryan S.L., Gusikova A.F.

The transformation of Russia in to a major exporter of transport services

Вавулина Е.А.

Особенности устройства фундаментов на склоне 329

Vavulina E.A.

Features of the foundation on the slope

Топливо-энергетический комплекс

Fuel and energy complex

Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Овсиенко В.А., Цыганов Д.Ю., Щигринов Е.С.

Разработка оптимальных по быстродействию диаграмм для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода .. 334

Dobrobaba Y.P., Koshkin G.A., Ovsiyenko V.A., Tsyganov D.Y., Shchigrinov E.S.

Development time-optimalcharts for small changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive

Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Овсиенко В.А., Ковалев Р.В., Щигринов Е.С.

Разработка оптимальных по быстродействию диаграмм для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода 342

Dobrobaba Y.P., Koshkin G.A., Ovsiyenko V.A., Kovalyov R.V., Shchigrinov E.S.

Development time-optimal charts for large changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

Надирян С.Л., Арутюнян Э.В., Авакян Э.В.

К вопросу об использовании магнитно-резонансной томографии
в современной медицине 351

Nadiryayn S.L., Harutyunyan E.V., Elina A.V.

To a question of use of magnetic resonance imaging in modern medicine

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАЗОВАНИИ..... INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN EDUCATION

Романова М.Л., Савченко В.Г., Мишков Д.А., Кононенко Д.И.

Современные методы диагностики взаимосвязи операционного
и поведенческого компонентов компетенций 359

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

Modern assessment methods of interrelation between operating
and behavior components in competencies

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 622.248.33

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ

METHODS OF RESEARCH AND ELIMINATION OF CATASTROPHIC TAKEOVERS

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аль Маари Мажд

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
m-almaari@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений. Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учёту значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложнённых скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Ключевые слова: возникновение поглощений бурового раствора; ликвидация поглощений бурового раствора; комплекс исследований зон поглощения; метод отслеживания динамического уровня в скважине; обобщённая классификация зон поглощения; технология изоляции зон полного (катастрофического) поглощения; высокоструктурированные тампонажные смеси.

Savenok Olga Vadimovna

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

Al Maari Majd

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
m-almaari@mail.ru

Annotation. The methods of investigation and elimination of catastrophic takeovers are considered in the article. Absorption of drilling mud is a complication in the well, characterized by complete or partial loss of circulation of the drilling mud during drilling. Not only significant material losses, but also unrecordable losses in oil production due to the deterioration of reservoir properties of reservoir productivity, low quality of cementing of production columns in complicated wells and untimely commissioning of wells are associated with work on liquidation of drilling fluid absorption. In this regard, the improvement of technological methods for eliminating acquisitions, the use of new technologies and materials that give the maximum economic result, are extremely important.

Keywords: occurrence of mud absorption; elimination of absorption of drilling mud; complex of studies of absorption zones; method of tracking the dynamic level in the well; generalized classification of absorption zones; technology of isolation of zones of full (catastrophic) absorption; highly structured oil wells.

Основным видом осложнений при строительстве скважин на нефтяных месторождениях Ямало-ненецкого АО являются поглощения бурового раствора, затраты на борьбу с которыми составляют свыше 85 % всего времени, затрачиваемого на борьбу с осложнениями. Ежегодно на борьбу с осложнениями затрачивается до 9–11 % общего календарного времени бурения, что, несомненно, отрицательно сказывается на технико-экономических показателях буровых работ.

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы:

1) *геологические факторы* – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пласто-

вое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.);

2) *технологические факторы* – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъёмных операций и др.; к этой группе относятся также техническая оснащённость и организация процесса бурения.

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учёту значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложнённых скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Комплекс исследований зон поглощения, их обобщённая классификация

Наблюдения и предварительные исследования, проводимые буровой бригадой

При вскрытии и бурении в зоне поглощения буровая бригада фиксирует следующие данные:

- глубину начала поглощения бурового раствора;
- интенсивность поглощения бурового раствора (потеря раствора за 1 час);
- глубину исчезновения циркуляции;
- наличие увеличения механической скорости бурения, крутящего момента или «провалов» бурильного инструмента и их величину);
- параметры бурового раствора на момент начала катастрофического поглощения;
- статический и динамический уровни.

Вскрытие и прохождение зоны поглощения осуществляют с применением комплекса профилактических мероприятий (КПМ).

В случае возникновения катастрофического поглощения скважину углубляют на 15–20 м. В этом случае предусматривают закачку мягких тампонов, приготовленных в гидромешалке из бурового раствора с максимальным содержанием наполнителей.

При отрицательном результате ствол скважины готовится к проведению геофизических и гидродинамических исследований.

Геофизические исследования

Целью геофизических исследований является:

- определение характера трещиноватости пород в зоне поглощения;
- определение мощности (интервалов зоны поглощения);
- определение наличия перетоков в скважине;
- определение фактического диаметра скважины.

Для решения указанных задач предусматриваются следующие методы геофизических исследований:

- радиоактивный каротаж (РК, НГК и ГК) и акустический каротаж для определения относительной общей пористости пластов в зоне поглощения;
- каверномер – для определения фактического диаметра скважины в интервале зоны поглощения, а также в кровле и подошве;
- электротермометр, резистивиметр – для определения границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой.

В отдельных случаях может выполняться минимальный комплекс геофизических исследований (каверномер и радиоактивный каротаж).

Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования (ГДИ) позволяют определить гидропроводность поглощающего пласта, являющуюся общепринятой характеристикой проницаемых пород.

Перед проведением ГДИ необходимо провести проработку ствола скважины и промывку зоны поглощения для качественного проведения исследований.

ГДИ проводятся различными методами, в данном случае предусматривается проведение исследований двумя методами, каждый из которых проводят в зависимости от положения статического уровня в скважине.

Если статический уровень менее 50 м, то исследования проводят методом нагнетания бурового раствора в зону поглощения.

Порядок проведения исследований методом нагнетания бурового раствора в зону поглощения

Устанавливают пакер в кровле зоны поглощения в устойчивой части ствола скважины, или под статическим уровнем с установкой открытого конца бурильных труб в кровле зоны поглощения. Закачивают в поглощающий пласт с помощью ЦА через пакер буровой раствор на различных скоростях подачи.

В таблице 1 приведены скорости подачи ЦА-320М на различных передачах при втулках 115 мм, 127 мм (при давлениях, развиваемых агрегатом свыше 6 МПа).

Таблица 1 – Скорости подачи ЦА-320М

Подача	Подача в л/с при диаметре втулки, мм	
	115	127
II	4,1	5,1
III	7,9	9,8
IV	12,2	15,1
V	–	–

Фиксируют давления и расходы в 3–4 точках (объём откачки на каждой передаче – 200 л, при этом фиксируется время откачки указанного объёма).

Начинают исследования на втулках 115 мм. Если перепад давления на указанных передачах укладывается в диапазоне 0,4–0,8 МПа исследования прекращают, строят график $P - Q$, определяют средний коэффициент удельной приёмистости зоны при $\Delta P = 0,5$ МПа по формуле:

$$K_{0,5} = \frac{Q}{P \times h},$$

Где Q – расход бурового раствора при перепаде давления на зону поглощения $\Delta P = 0,5$ МПа, м³/ч; h – мощность зоны поглощения, м.

Если перепад давления на IV передаче < 0,6 МПа, переходят на втулки 127 мм и исследования повторяют.

Если статический уровень > 50 м, то исследования проводят методом прослеживания динамического уровня в скважине.

Порядок проведения исследований методом прослеживания динамического уровня в скважине

Уровнемером (прибором давления) определяют статический уровень в открытом стволе скважины (перед замером статического уровня скважину оставляют в покое на 1 час).

Доливают скважину до устья или на 60–80 м от статического уровня, при этом фиксируют плотность раствора и далее регистрируют изменение динамического уровня (избыточного давления) в скважине (диапазон регистрации избыточного давления 0,4–0,8 МПа) по времени.

Определяют средний коэффициент удельной приёмистости при $\Delta P = 0,5$ МПа по вышеприведённой формуле.

Средний коэффициент удельной приёмистости используют для сравнительной оценки начального состояния зоны поглощения и последующих её состояний в ходе изоляционных работ, а также для анализа результатов последних.

Если динамический уровень при доливке буровыми насосами не удаётся поднять выше статического уровня на 50 м и более, то коэффициент удельной приемистости определяют методом поддержания постоянного динамического уровня при максимальном расходе бурового раствора.

Для оценки начальной приёмистости зоны поглощения и её изменений в ходе кольматационных или изоляционных работ применяется также метод измерения статического и динамического уровней в скважине.

Статический уровень в скважине определяют уровнемером.

Динамический уровень в скважине фиксируют при нахождении открытого конца (или долота) в кровле зоны поглощения, при этом осуществляют прокачку бурового раствора в течение 5 минут через бурильную колонну, например, одним буровым насосом У8-6МА2 с цилиндрическими втулками $\varnothing 150 \times 150$ мм, что соответствует производительности $Q = 21$ л/с (при $n = 66$ дв. ход./мин. и $\alpha = 0,8$).

Динамический уровень измеряют по длине поднятых сухих труб.

Для оценки раскрытия крупных каналов поглощающих пластов используют метод пробных закачек вязкопластичных тампонажных смесей с различной крупностью гранулярных наполнителей.

Пробные закачки в зону поглощения вязкопластичных жидкостей и тампонажных смесей с заданной подвижностью и крупностью наполнителя

Для уточнения характера раскрытия каналов поглощения и их приёмистости перед началом изоляционных работ закачивают пробную порцию тампонажной смеси с заданной начальной подвижностью и крупностью гранулярного наполнителя с помощью автобетонокомплекса (АБК).

При этом указанную смесь закачивают через пакер, устанавливаемый в кровле зоны поглощения или под статическим уровнем. В последнем случае открытый конец устанавливается также в кровле зоны поглощения.

В качестве первой пробной порции используют нетвердеющую смесь на основе глинистого раствора и композиции наполнителей: кордного волокна и резиновой крошки. Параметры исходного глинистого раствора:

- плотность – 1050–1060 кг/м³;

- вязкость – 20–25 с.

Объём раствора – 4 м³.

Содержание наполнителей в растворе:

- кордного волокна (8 % вес.) – 320 кг/замес;

- резиновой крошки до 5 мм (30 % вес.) – 1200 кг/замес.

Подвижность смеси – 15 см.

Подвижность смеси регулируют изменением содержания резиновой крошки. Фиксируют давление продавки смеси по бурильным трубам и закачки её в зону поглощения. Во время закачки смеси в зону поглощения регистрируют изменение давления во времени и от объёма смеси.

Оценка раскрытия крупных каналов поглощающих пластов производится по двум методикам:

- 1) раскрытие крупных каналов поглощающего пласта можно оценить по анализу данных о проникновении в них вязкопластичной жидкости (ВПЖ), при этом кольматационный эффект от наполнителей не должен проявляться;

- 2) раскрытие крупных каналов поглощающего пласта определяют по характеру изменения давления закачки тампонажной смеси с заданной подвижностью и крупностью гранулярного наполнителя от её объёма.

На основе проведения комплекса исследований определяют категорию зоны поглощения и намечают стратегию проведения изоляционных работ.

Дополнительным материалом для оценки приёмистости зоны поглощения служат сведения о давлении закачки тампонажной смеси в процессе изоляционных работ.

Обобщённая классификация зон поглощения

На основе исследований зон поглощения составляют обобщённую их классификацию (см. табл. 2).

Таблица 2 – Обобщённая классификация зон поглощения

№№ п/п	Характеристика зоны поглощения	Категория зон поглощения, раскрытие поглощающих каналов		
		I категория: мелкотрещиноватая и пористая среда; раскрытые до 5 мм	II категория: среднетрещиноватая среда; раскрытые 5–100 мм	III категория: крупнотрещиноватая, кавернозная среда; раскрытые > 100 мм
1	Особенности вскрытия и процесса разбухания проницаемых пластов	циркуляция неполная, неустойчивая, зачастую отсутствует совсем, периодически восстанавливаясь. Затяжки бурильного инструмента отсутствуют	циркуляция бурового раствора отсутствует. Возможны кратковременные восстановления циркуляции с частичным выходом бурового раствора на поверхность	внезапное полное прекращение циркуляции бурового раствора, иногда затяжки бурильного инструмента и прихваты его
2	Увеличение механической скорости бурения	увеличение в 3–4 раза	резкое увеличение	«провалы»
3	Наличие и величина «провалов» бурильного инструмента, м	до 0,3	от 0,3 до 0,5	от 0,5 до 5–7
4	Превышение динамического уровня над статическим, м (при производительности бурового насоса 15–20 л/с)	> 50	10–50	< 10
5	Интенсивность поглощения, м ³ /ч (при ΔP = 0,1 МПа)	до 30	30–120	120 и более
6	Наличие каверн, увеличение диаметра ствола скважины	–	+	+
7	Пробная закачка в зону поглощения тампонажных смесей с подвижностью 15 см и крупностью наполнителя, мм	до 5	до 20	до 40
8	Реакция зоны, МПа	8–0	8–0	0

Все зоны поглощения условно разделены на три категории по величине раскрытия поглощающих каналов.

Прямая оценка раскрытия поглощающих каналов может быть произведена методом закачек в зону поглощения тампонажных смесей с заданной подвижностью и крупностью наполнителей.

Другие характеристики являются косвенными и служат для комплексной оценки раскрытия каналов поглощения.

Для каждой категории зоны поглощения разрабатывается наиболее эффективная схема их ликвидации.

Для оперативного определения категории зоны поглощения используют таблицу обобщённой их классификации, где каждой характеристике зоны поставлено в соответствие совокупность внешних признаков и результатов гидродинамических исследований.

В зависимости от категории зоны поглощения применяются различные способы ликвидации:

1) способы на базе стандартной буровой и тампонажной техники и с помощью буровой бригады (КПМ, тампоны, «хвостовик» и др.);

2) способы с использованием специальной техники (тампонажные смеси – высокоструктурированные, автобетонокомплекс, профильные перекрыватели, «сетка» Охрименко).

Технология изоляции зон полного (катастрофического) поглощения бурового раствора высокоструктурированными тампонажными смесями (твердеющими и нетвердеющими) на базе автобетонокомплекса

Традиционные методы ликвидации поглощений бурового раствора

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твёрдых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т.п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода бурового раствора разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с буровым раствором. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве бурового раствора. Для ликвидации интенсивных поглощений (более 200 м³/ч), прежде всего, снижают их интенсивность путём намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т.п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами её заливают цементным раствором. После затвердения цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИБТ были разработаны перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновая, нейлоновая, капроновый эластик, металлическая специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется вследствие закупорки её ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь связывает оболочку с породой.

Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны поглощения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Но все они весьма трудоёмки, не всегда дают положительный результат и поэтому применяются в буровой практике редко.

Крайняя мера борьбы с поглощением бурового раствора – спуск промежуточной обсадной колонны. Рассмотрим подробнее некоторые из них.

Высокоструктурированные тампонажные смеси

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение бурового раствора возникает в основном при разбурировании пластов, обладающих развитой естественной кавернозностью и трещиноватостью, которая образует разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания.

Гидроразрыв пласта также может быть причиной катастрофического поглощения бурового раствора.

В процессе гидроразрыва пластов образуется сеть искусственных трещин, причём значительная часть всего объёма трещин приходится на долю вертикальных трещин, длина, высота и ширина (раскрытость) которых могут достигать значительных размеров (длина от 50 до 100 м, раскрытость от 1–2 до 80–100 мм и более).

Причём трещины в интервале зоны поглощения по величине могут распределяться произвольно, одновременно могут быть представлены трещины крупные, средние и мелкие.

Решить задачу изоляции таких зон катастрофического поглощения методом простого заполнения таких трещин тампонажными материалами технически и экономически не рационально.

Исходя из этих представлений о природе поглощений, институтом «Гипростокнефть» предложена технология по ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора, в основу которой положена концепция создания надёжного изолирующего экрана в пристволевой части поглощающего пласта:

- путём удержания тампонажной смеси от растекания под действием гравитационных сил, межпластовых перетоков и других гидродинамических воздействий при выполнении различных технологических операций;

- путём формирования каркаса намывом твердых и плотных, а также волокнистых наполнителей с последующей укрепляющей заливкой твердеющими смесями.

Для реализации предложенной концепции изоляции катастрофических поглощений институтом разработано два типа высокоструктурированных тампонажных смесей:

- смеси с комплексными свойствами (нетвердеющие и твердеющие);
- предельно структурированные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов.

Высокоструктурированные тампонажные смеси получают путём добавки в жидкость-носитель наполнителей или, как правило, композиции наполнителей, причём один из компонентов выполняет роль регулирующей добавки по плотности и подвижности.

В качестве жидкостей-носителей применяют буровой, цементный или гелцементный растворы.

Содержание наполнителей в жидкости-носителе определяют в % массовых к объёму жидкости-носителя.

Подвижность смеси измеряют пластометром (конусом погружения) в сантиметрах.

В основу проектирования высокоструктурированных тампонажных смесей положен принцип удержания смеси от растекания по каналам поглощающего пласта под действием гравитационных сил и предотвращения разбавления пластовой жидкостью.

Поставленная цель достигается путём придания тампонажной смеси в процессе проектирования и приготовления одновременно ряда заданных технологических свойств:

- заданное предельное значение начальной подвижности;
- плотность смеси, близкую к плотности жидкости в поглощающем пласте (для условий Самарской области 1120–1170 кг/м³);
- повышенная кольматирующая способность;
- стабильность параметров и однородность.

Для определения параметров тампонажной смеси (на базе данной композиции наполнителей) проводят лабораторные эксперименты с целью получения трёх графиков зависимостей (рис. 1):

- изменение подвижности тампонажной смеси от содержания наполнителей (рис. 1а);
- изменение плотности тампонажной смеси от содержания наполнителей (рис. 1б);
- изменение кинетики структурообразования для различных начальных подвижностей (рис. 1в).

На рисунке 1 приведены кривые для следующей композиции наполнителей:

- жидкость-носитель: гельцементный раствор $\rho_{гц} = 1535 \text{ кг/м}^3$;
- композиция наполнителей: 8 % (масс.) кордного волокна + 8 % (масс.) резиновой крошки + % (масс.) дроблёнки бамперной (остальное).

Регулирование подвижности смеси осуществляется выбором типа наполнителя и его массовым содержанием. Здесь основным регулирующим компонентом является дроблёнка бамперная.

Регулирование плотности смеси осуществляется выбором типа жидкости-носителя, типа наполнителя и его массовым содержанием.

Плотность тампонажной смеси с комплексными свойствами выбирают близкой к плотности пластовой жидкости.

Содержание наполнителей в смеси выбирают из диапазона от 6 % до 100 % (масс.) и более с целью получения необходимой начальной подвижности со значением от 5 до 25 см.

Регулирование кольматирующей способности тампонажной смеси производят выбором типа и фракционного состава наполнителей. Размер фракций может изменяться от 0,1 до 40 мм.

Методику выбора необходимых параметров тампонажной смеси покажем на примере смеси, состоящей из гельцементного раствора и вышеприведённой композиции наполнителей (8 % (масс.) кордного волокна плюс 8 % (масс.) резиновой крошки плюс % (масс.) регулирующая добавка – дроблёнка бамперная, которая вводится до получения предельной подвижности, равной 4 см).

Подвижность 4 см – это предел прокачиваемости автобетононасоса по бетону.

Для рассматриваемой композиции инертных наполнителей, согласно рисунку 1в, при заданном времени проведения операции по приготовлению и закачке смесей в зону поглощения (t_3) выбираем начальную подвижность тампонажной смеси (Π_H).

В конкретном примере $t_3 = 4,5$ часа, $\Pi_H = 13$ см.

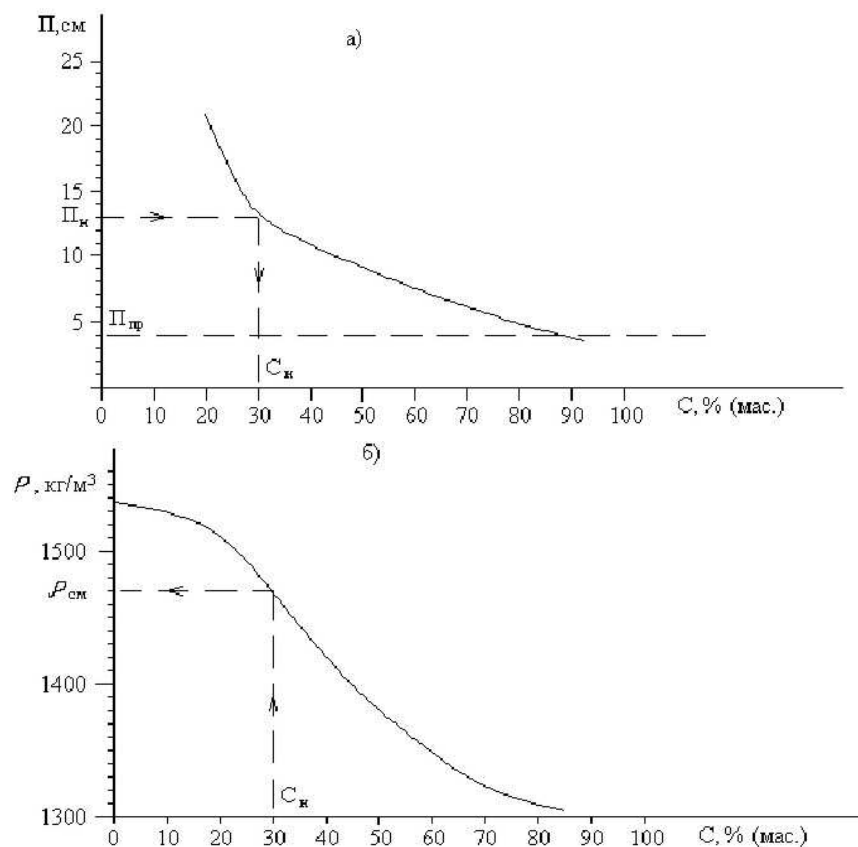
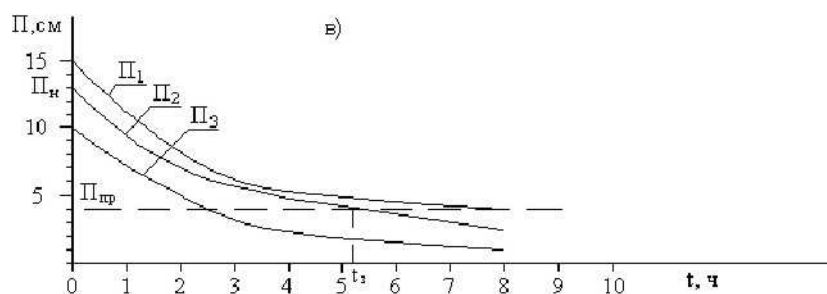


Рисунок 1 – Графики зависимости:

- зависимость подвижности смеси от содержания наполнителей;
- зависимость плотности смеси от содержания наполнителей;



Продолжение рисунка 1 – Графики зависимости:
в) кривые кинетики структурообразования для различных начальных подвижностей (Π_1 , Π_2 , Π_3)

Указанная смесь с начальной подвижностью, равной 13 см через 4,5 часа, т.е. в момент окончания продавки смеси в поглощающий пласт, приобретёт подвижность с предельным значением, равным 4 см. Далее на рисунке 1а по значению $\Pi_H = 13$ см определяют общее содержание наполнителей в смеси, которое составляет 30 % (масс.), в т.ч. 14 % (масс.) будет приходиться на дроблёнку бамперную.

По рисунку 1б определяется плотность смеси, содержащей 30 % (масс.) наполнителей, которая составляет 1475 кг/м^3 .

Совместное рассмотрение графиков рис. 1а, 1б, 1в позволяет оперативно принимать решения в зависимости от конкретных условий на скважине по выбору плотности и подвижности тампонажной смеси, представленной данной композицией инертных наполнителей.

Максимальную крупность частиц наполнителя с точки зрения наибольшего кольматационного эффекта выбирают на основании сведений о характере поглощающего пласта, результатов пробных закачек в зону поглощения тампонажных смесей с различной крупностью частиц гранулярных наполнителей. Фракционный состав наполнителей устанавливают также из условия прокачиваемости тампонажной смеси по каналу доставки (линия обвязки автобетононасосов, промывочная головка, бурильные трубы, открытый конец или пакер). С этой точки зрения соотношение между диаметром канала (в наиболее суженной части) и наибольшим размером зёрен наполнителей принимается 3 : 1. Количество зёрен наибольших размеров не должно превышать 15 % по массе.

Так, допускаемая предельная крупность зёрен наполнителя составит при прокачке:

- по буровому шлангу с внутренним диаметром 76 мм – 35 мм;
- по бурильным трубам диаметром 127 мм (с внутренним диаметром 107 мм) – 30–35 мм.

Продолжительность приготовления тампонажной смеси устанавливается из условия получения однородной смеси по параметру подвижность.

Рецептуры высокоструктурированных тампонажных смесей приведены в таблице 3.

Высокоструктурированные тампонажные смеси (нетвердеющие и твердеющие) с подвижностью ниже 12 см названы «малоподвижными» смесями и предназначены для ликвидации зон поглощения III категории. Рецептуры малоподвижных тампонажных смесей приведены в таблице 4.

Для создания дополнительного удерживающего эффекта и оттеснения пластовой жидкости могут быть использованы буферные жидкости – вязкоупругие смеси, которые подаются в зону поглощения перед тампонажными смесями. Рецептуры вязкоупругих смесей приведены в таблице 5.

Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов

В основу проектирования предельно структурированных тампонажных смесей для намыва твёрдых и плотных наполнителей (например, типа щебня, гравия, песка), а также волокнистых материалов (например, типа целлофана, улюка) положен принцип создания предварительного каркаса в каналах поглощающего пласта вблизи ствола скважины за счёт гравитационного оседания щебня в пласте и «фронтальной» задержки в каналах поглощения волокнистых материалов.

Таблица 3 – Высокоструктурированные тампонажные смеси

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)				ДБ	ρ _{см} , кг/м ³	Параметры смеси		
	КВ	РК	КБ	ВС			П	П*	П* через 4 часа
1	1. Тампонажные смеси на базе глинистого раствора (нетвердеющие) ИГР: Н ₂ О + 9 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; ρ = 1065 кг/м ³ , УВ = 26 с								
	70	10	60	–	–	940	15		
	80	10	70	–	–	925	13		
	90	10	80	–	–	880	12		
	100	10	90	–	–	850	10		
2	2. Тампонажные смеси на базе гелцементного раствора (твердеющие) ИГР: ρ = 1070 кг/м ³ , УВ = 19 с; ГЦ: ИГР + 90 % цемента, ρ = 1530-1535 кг/м ³								
	50	8	8	34	34	1415	9,5		
	55	8	8	39	39	1385	8,5		
	60	8	8	44	44	1380	7,0		
	70	8	8	54	54	1350	6,0		
	80	8	8	64	64	1320	4,5-5,0		

Обозначения:

ρ – плотность; УВ – условная вязкость; масс. – массовое; ГЦ – гелцементный раствор; ИГР – исходный глинистый раствор; КВ – кордное волокно; РК – резиновая крошка; ДБ – дроблёнка бапперная; П – подвижность смеси; П* – подвижность определяется в статическом состоянии (без перемешивания смеси).

Таблица 4 – Малоподвижные тампонажные смеси

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)					Параметры смеси			
	Всего	КВ	РК	ЦС	ДП	$\rho_{см}, \text{кг/м}^3$	П	Подвижность, см через 2 часа	П* через 4 часа
1.1	1. Тампонажные смеси на базе глинистого раствора (нетвердеющие) ИГР: $\text{H}_2\text{O} + 8\% \text{ бентонита} + 0,2\% \text{ Na}_2\text{CO}_3$; $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$, $\text{УВ} = 20 \text{ с}$								
	23	8	8	7	-	895	12		
	24	8	8	8	-	885	10		
	25	8	8	9	-	875	9		
	26	8	8	10	-	820	6		
1.2	ИГР: $\text{H}_2\text{O} + 8\% \text{ бентонита} + 0,2\% \text{ Na}_2\text{CO}_3 + 0,2\% \text{ КМЦ}$; $\rho = 1070 \text{ кг/м}^3$, $\text{УВ} = 29 \text{ с}$								
	70	5	50	3	12	970	11		
	80	5	60	3	12	885	9		
	90	5	70	3	12	895	7-8		
2.1	2. Тампонажные смеси на базе гелецементного раствора (твердеющие) ИГР: $\rho = 1065 \text{ кг/м}^3$, $\text{УВ} = 25 \text{ с}$; ГЦ: ИГР + 95% цемента, $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$								
	60	8	8	-	44	1435	10-11		
	90	8	8	-	74	1365	8		
3.1	3. Тампонажные смеси на базе цементного раствора (твердеющие) ИЦР: $m = 0,6$; $\rho = 1740 \text{ кг/м}^3$								
	35	8	27	-	-	1510	12	6	
	45	8	37	-	-	1450	9,5		
	55	8	47	-	-	1410	7		

Обозначения:

РК – резиновая крошка; КВ – кордное волокно; ЦС – целлофановая стружка; ДП – дроблёнка пластмассовая; УВ – условная вязкость; ρ – плотность; ИГР – исходный глинистый раствор; ГЦ – гелецементный раствор; ИЦР – исходный цементный раствор; m – водоцементное отношение; масс. – массовое; П – подвижность смеси; П* – подвижность определяется в статическом состоянии (без перемешивания смеси).

Таблица 5 – Вязкоупругие смеси

№№ п/п	Жидкость-носитель (гель): ПР (H ₂ O + % ПАА) + сшиватель (H ₂ O + % ХКК)			Наполнитель, % (от объёма ПР)			Параметры смеси				Визуальное описание смеси
	ПАА, %	время, прошедшее после приготовления раствора ПАА, сут.	ХКК, %	С, %	КВ	РК	$\rho_{см},$ кг/м ³	$\Pi_{см},$ см	$V_{см},$ л	$\frac{V_{см}}{V_{жс-м}}$	
1.1	1	0	2	40	20	20	790	15	14	1,56	Однородный сильный гель с на- полнителем. Разрывается средне
1.2	1	0	2	50	20	30	875	17-18	17	1,89	Смесь наполнителя, зашитая средним гелем. Разрывается легко
1.3	1	1	2	60	20	40	875	13-15	18,5	2,06	Смесь наполнителя, зашитая сильным гелем. Разрывается средне
2.1	0,8	0	2	60	20	40	700	13	17	1,89	Густая смесь наполнителя, за- шитая средним гелем. Разрыва- ется средне
2.2	0,8	0	2	40	20	20	800	16-17	16	1,78	Смесь наполнителя, зашитая средним гелем. Разрывается средне
3.1	1	0	2	30	10	20	690	23	17,5	1,94	Сильный гель с наполнителем. Разрывается трудно
3.2	1	1	2	40	10	30	690	20	18	2,00	Вспененный сильный гель с на- полнителем. Разрывается трудно
3.3	1	0	2	50	10	40	650	20	25	2,78	Вспененный сильный гель с на- полнителем. Разрывается средне

Смеси для намыва указанных наполнителей состояются на основе рабочего бурового раствора. Для придания несущей способности к буровому раствору добавляются предварительно наполнители-структурообразователи, например, типа кордного волокна.

Затем добавляют резиновую крошку, песок и основной наполнитель – щебень, гравий, целлофановую стружку. Содержание их в смеси ограничивается лишь условием прокачиваемости.

В качестве отдельного компонента вместо песка и щебня может применяться песчано-щебёночная смесь (ПЩС).

Фракционный состав наполнителей устанавливается из условий наибольшего кольматационного эффекта и прокачиваемости тампонажной смеси по каналу доставки.

Рецептуры предельно структурированных смесей для намыва наполнителей приведены в таблице 6.

Материалы для приготовления высокоструктурированных тампонажных смесей

Материалы, применяемые для приготовления высокоструктурированных тампонажных смесей, состоят из материалов для приготовления жидкостей-носителей и наполнителей.

Ниже приведены материалы из числа выпускаемых промышленностью и наиболее часто используемых в условиях Тюменской области:

- бентонит (ТУ 39-01-08-658-81);
- кальцинированная сода (ГОСТ 5100-73);
- полиакриламид (ТУ 6-01-1049-76);
- сернокислый алюминий;
- кордное волокно (ТУ 39-190-75);
- резиновая крошка с размером частиц от 1 до 5 мм;
- пластичный упругий наполнитель (ПУН) с размером частиц до 30 мм (ТУ 39-04-15-79);
- щебень с размером частиц от 5 до 15 мм (ГОСТ 10268-80);
- кварцевый песок;
- целлофановая стружка;
- дроблёнка бамперная (ТУ 6-19-171-53-87);
- сломель.

В зависимости от наличия различных типов инертных наполнителей, а также с учётом накопленного опыта производят корректировку рецептур смесей в лабораторных условиях.

Совершенствование рецептур производится также с учётом применения новых типов наполнителей. Перспективными наполнителями следует считать наполнители твердые и с малой плотностью.

Автобетонокомплекс (автобетононасос, автобетоносмесители, агрегат для механизации загрузки наполнителей в автобетоносмесители)

Содержание наполнителей в тампонажном растворе (массовая доля) при вводе с помощью гидромешалки или непосредственно через приёмный чанок цементировочного агрегата не превышает 6 %, а при вводе с помощью воронки на устье – 15 %.

Применение автобетонокомплекса (бетоносмесителей и бетононасосов) позволяеткратно увеличить содержание наполнителей в жидкости-носителе и получать соответственно высокоструктурированные тампонажные смеси.

Автобетонокомплекс включает в себя следующее оборудование:

1) два серийных автобетоносмесителя, например, типа СБ-92-1А.

Основные параметры:

- геометрический объём барабана – 6,1 м³;
- объём тампонажной смеси – 4,5 м³;
- частота вращения барабана – 6,5–14,5 об./мин.;
- консистенция приготовленной смеси (бетона) по осадке конуса – более 1 см;
- высота загрузки материалов – 3350–3520 мм;

Таблица 6 – Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)							Параметры смеси	
	Всего	КВ	РК	песок	щебень	ЦС	$\rho_{см}$, кг/м ³	П, см	
1.1	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; $\rho = 1060$ кг/м ³ , УВ = 22 с								
	50	12	38	-	-	-	1015	17	
	60	12	48	-	-	-	1010	15	
	70	12	58	-	-	-	990	12-13	
	80	12	68	-	-	-	960	10-11	
	90	12	78	-	-	-	960	7-8	
1.2	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; $\rho = 1060$ кг/м ³ , УВ = 22 с								
	100	10	10	40	40	-	1375	23	
	120	10	10	50	50	-	1400	20	
	140	10	10	60	60	-	1520	19	
1.3	ИГР: Н ₂ О + 10 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; $\rho = 1070$ кг/м ³ , УВ = 22 с								
	140	10	10	40	80	-	1450	21	
	230	10	10	70	140	-	1500	18	
	320	10	10	100	200	-	1720	15	
	380	10	10	120	240	-	1900	13	
1.4	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; $\rho = 1060$ кг/м ³ , УВ = 20 с								
	30	5	20	-	-	5	1040	15	
	31	5	20	-	-	6	1030	13	
	32	5	20	-	-	7	1000	10	
	33	5	20	-	-	8	990	8	
1.5	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; $\rho = 1060$ кг/м ³ , УВ = 20 с								
	20	8	8	-	-	4	945	15	
	21	8	8	-	-	5	920	14	
	22	8	8	-	-	6	895	12	
	23	8	8	-	-	7	890	12	
	24	8	8	-	-	8	885	10	
	25	8	8	-	-	9	875	9	

Продолжение таблицы 6

№№ п/п	Состав наполнителя, %(масс.)						Параметры смеси	
	Всего	КВ		Всего	КВ		Всего	КВ
1.6	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; ρ = 1060 кг/м ³ , УВ = 20 с							
	15	6	6	-	-	3	950	15
	16	6	6	-	-	4	870	13-14
	17	6	6	-	-	5	855	11
	18	6	6	-	-	6	845	10
	19	6	6	-	-	7	840	9
	20	6	6	-	-	8	830	9
	21	6	6	-	-	9	800	8

Принятые сокращения:

КВ – кордное волокно; РК – резиновая крошка; ЦС – целлофановая стружка; ρ – плотность; УВ – условная вязкость; П – подвижность; масс. – массовое; ИГР – исходный глинистый раствор.

2) автобетононасос БР-77 с повышенным давлением в зимнем исполнении. Его основные технические данные в сравнении с серийным автобетононасосом СБ-126Б приведены в таблице 7;

3) обвязка автобетононасоса с устьем скважины: выкид автобетононасоса, поворотное колено, секция дюралюминиевой трубы длиной 3 м и внутренним диаметром 125 мм, буровой шланг длиной 18 м и внутренним диаметром 76 мм, промывочная головка;

4) агрегат для механизации загрузки наполнителя в автобетоносмесители.

При работе с малоподвижными смесями время их приготовления увеличивается в 2 и более раз. Для компенсации этих потерь времени необходимо использовать два автобетоносмесителя (один автобетоносмеситель – под загрузкой, другой – под выгрузкой).

Экспериментальный автобетононасос БР-77 нового поколения предназначен, прежде всего, для изоляции наиболее интенсивных зон поглощения III категории путём применения малоподвижных тампонажных смесей или широкомасштабного намыва твёрдых и плотных наполнителей (табл. 7).

Таблица 7 – Технические данные автобетононасосов

№№ n/n	Показатели	СБ-126Б	БР-77
1	Базовое шасси	КамАЗ-53213	КамАЗ-4310
2	Температура окружающей среды, °С	-5 ÷ +40	-40 ÷ +40
3	Производительность (макс.), м ³ /ч	65	40
4	Давление (макс.) на тампонажную смесь при минимальной производительности, МПа	6,0	11,5
5	Наибольшая крупность наполнителя, мм	40	40
6	Подвижность тампонажной смеси, см	10–20	5–20
7	Коэффициент преобразования давления гидропривода в давление в бетонотранспортном цилиндре:		
	а) при подаче масла в поршневую полость (тихоходный режим)	3,24	2,07
	б) при подаче масла в штоковую полость (быстроходный режим)	5,38	3,51

Технология проведения изоляционных работ в зонах катастрофического поглощения

1. На рисунке 2 показана технологическая схема ликвидации катастрофических поглощений на базе автобетонокомплекса. По этой схеме в ёмкость автобетоносмесителя 2 с помощью цементирующего агрегата (на схеме не показано) подаётся дозированно заданный объём (2–3 м³) исходного раствора (глинистого, гелцементного или цементного). К нему через верхнюю воронку автобетоносмесителя подается также дозированно (в соответствии с рецептурой) инертный наполнитель (или композиция их) с помощью агрегата 1 для механизации загрузки наполнителей в автобетоносмесители (транспортёр на базе автомобильного прицепа ГКБ-8551).

Содержание наполнителей рассчитывается из условия получения заданной начальной подвижности смеси.

Для получения однородной смеси устанавливают время перемешивания 15–20 мин.

Подвижность смеси контролируется пластометром.

Затем готовая смесь выгружается в приёмный бункер 3 автобетононасоса 4. Последний производит закачку тампонажной смеси через бетоновод 5 и промывочную головку 6 под давлением в буровые трубы 8.

После закачки расчётного объёма тампонажной смеси осуществляют её продавку из буровых труб через открытый конец (ОК) 9 (или через пакер) в скважину 10 и в зону поглощения 11 с помощью цементирующих агрегатов 7.

Загрузка автобетоносмесителя наполнителями возможна в любом месте территории буровой.

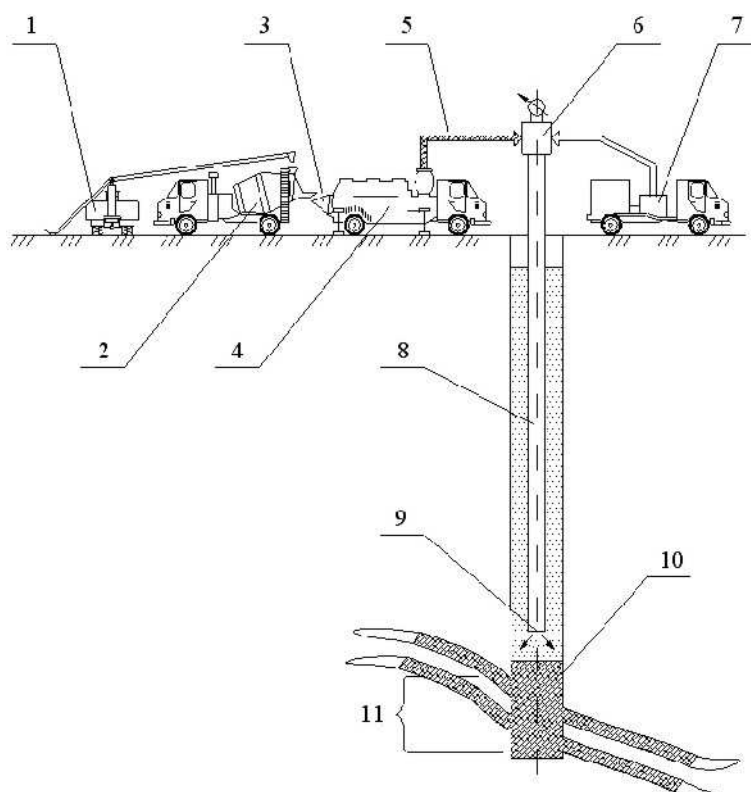


Рисунок 2 – Технологическая схема ликвидации катастрофических поглощений на базе автобетонокомплекса:

1 – агрегат; 2 – автобетоносмеситель; 3 – приёмный бункер; 4 – автобетононасос; 5 – бетоновод; 6 – промывочная головка; 7 – цементировочный агрегат; 8 – бурильный инструмент; 9 – открытый конец; 10 – скважина; 11 – зона поглощения

2. Контроль параметров тампонажных материалов и жидкостей-носителей осуществляют в соответствии с методиками, разработанными институтом «ВНИИКр-нефть», а также в соответствии с ОСТ 39-051-77.

При этом определяют:

- для буровых растворов – условную вязкость и плотность;
- для тампонажных растворов – плотность, растекаемость и сроки схватывания.

Согласно этой методике входной контроль качества тампонажных материалов проводит лаборатория базы УПТИКО или тампонажного цеха и результаты анализа представляют на скважину вместе с материалом.

3. Контроль качества приготовленной тампонажной смеси после каждого замеса осуществляют по следующим показателям:

- подвижность (определяют пластометром);
- плотность (определяют с помощью мерной ёмкости и технических весов);
- однородность (определяют визуально);
- изменением подвижности во времени (прослеживают пластометром).

4. Подвижность смесей является одним из определяющих показателей в технологии изоляции зон катастрофического поглощения.

Промысловыми испытаниями показано, что тампонажные смеси с подвижностью 12–20 см обладают хорошей прокачиваемостью по бурильным трубам и обеспечивают изоляцию зон поглощения I и II категории.

В процессе приготовления смеси пробу отбирают после приготовления каждого замеса, при этом измеряют начальную подвижность. По одной из проб измеряют подвижность во времени (через 2, 4, 8, 16 часов).

5. По результатам комплексного исследования зоны катастрофического поглощения производится выбор способа изоляционных работ.

С учётом накопленного опыта работы с автобетонокомплексом интервал зоны катастрофического поглощения, подлежащей изоляции, устанавливают 15–20 м.

6. Высокоструктурированные смеси (нетвердеющие) готовятся на базе буровых растворов на водной основе, например, глинистых растворов плотностью 1140–1200 кг/м³, применяемых для бурения скважин. Объем закачиваемой в зону поглощения смеси должен быть в пределах 9–25 м³.

Открытый конец бурильных труб устанавливается выше кровли зоны поглощения на 10–50 м.

Предусмотреть применение 100 м технологического комплекта из легкосплавных беззамковых труб.

В ходе задавливания смеси в поглощающий пласт наблюдают за изменением давления от объема продавки.

Наличие избыточного давления после задавливания тампонажной смеси в пласт показывает, что смесь подобрана правильно.

Величина избыточного давления на открытую часть ствола скважины при закрытом превенторе не должна превышать:

$$P_{изб} < \frac{H \cdot (\rho_{цр} - \rho_{бр})}{10} + \Delta P,$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление, кг/см²; H – глубина башмака кондуктора (или технической колонны), м; $\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора выше башмака кондуктора (или технической колонны), г/см³; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см³; ΔP – приращение давления за счёт гидравлических сопротивлений в момент выхода цементного раствора на устье, кг/см² (можно принять $\Delta P = 5$ кг/см²).

Величина избыточного давления рассчитывается из условия создания давления на стенке скважины под башмаком кондуктора или технической колонны, не превышающего давления в конце цементирования скважины при плотности цементного раствора $\rho_{цр}$.

В зависимости от величины избыточного давления в конце продавки тампонажной смеси корректируют её параметры:

- крупность наполнителя;
- подвижность;
- плотность.

Первую коррекцию параметров тампонажной смеси осуществляют после закачки пробной порции, где предусмотрен наполнитель с крупностью до 5 мм.

Если избыточное давление в конце продавки отсутствует, изменяют крупность наполнителя до 10 мм для следующей операции и так далее до получения положительного результата.

7. По результатам закачки пробной порции тампонажной смеси при наличии избыточного давления может быть назначена операция с использованием сразу твердеющей смеси.

Малоподвижные смеси готовятся также на базе гелцементных растворов плотностью 1550–1600 кг/м³ или цементных растворов плотностью 1540–1800 кг/м³ (В/Ц = 1,0–0,5).

После подачи тампонажной смеси в бурильные трубы в затрубное пространство закачивается техническая вода до установления уровня на устье для последующего контроля за технологическим процессом изоляции зоны поглощения.

Объем закачиваемой в зону поглощения смеси должен быть в пределах 9–25 м³.

Открытый конец (ОК) бурильных труб с технологическим комплектом легкосплавных труб (ЛБТ) длиной не менее 200 м устанавливается выше кровли зоны поглощения на 50 м с целью формирования цементного моста над кровлей зоны поглощения высотой 20–30 м.

В отдельных случаях ОК может устанавливаться из условия размещения всей смеси в стволе скважины в интервале от кровли зоны поглощения до ОК.

При заливке методом «наращивания цементного моста снизу вверх» ОК устанавливается ниже зоны поглощения.

При проведении операции с твердеющей смесью нельзя закрывать превентор ранее, чем после подъёма ОК выше предполагаемого уровня смеси в скважине на безопасное место.

При производстве работ через открытый конец периодически расхаживают бурильные инструмент с амплитудой 4–5 м с целью исключения прихвата.

В случае частичного выхода циркуляции после операции с малоподвижными смесями производят укрепляющие цементные заливки по обычной технологии.

После закачки твердеющих смесей в зону поглощения назначают время на ОЗЦ продолжительностью 16 часов.

Это время может быть откорректировано по результатам контроля подвижности пробы твердеющей тампонажной смеси.

8. В зонах катастрофического поглощения III категории, характеризующихся наличием значительных «провалов» бурильного инструмента и значительными величинами $H_{ст}$ и $H_{дин}$, с целью создания в зоне поглощения прочного каркаса применяется режим намыва наполнителей с помощью автобетонокомплекса.

Режим намыва тяжёлых наполнителей (щебень, песок) устанавливается исходя из условий обеспечения их максимальной седиментации в зоне поглощения вблизи ствола скважины. Режим намыва волокнистых наполнителей (типа целлофановой стружки, улюка) с целью «фронтальной» кольматации не критичен к линейной скорости движения смеси по каналам поглощения.

Приготовление предварительно структурированных смесей аналогично приготовлению нетвердеющих смесей. Загрузка наполнителей типа щебня, песка производится с применением агрегата для механизированной загрузки наполнителей в автобетоносмесители из расчёта 100–350 % (масс.) от объёма глинистого раствора, который составляет 2 м³ на один замес.

При закачке предварительно структурированных смесей с использованием тяжёлых наполнителей (типа щебня, песка) открытый конец (ОК) бурильных труб с технологическим комплектом длиной не менее 50 м устанавливается на 50 м выше кровли зоны поглощения с обязательным применением буферного разделителя высокоструктурированной нетвердеющей смеси объёмом 4,5 м³ (одного замеса) с применением мягких наполнителей (типа кордного волокна, резиновой крошки) с целью исключения пробкообразования при прокачке по бурильным трубам.

Количество доставляемых в зону поглощения наполнителей – до 30–40 тонн. Работы проводятся до снижения интенсивности поглощения до уровня 60 м³/ч на интервал 15–20 м.

Завершают изоляционные работы укрепляющей заливкой – твердеющими тампонажными смесями с мелкодисперсными наполнителями или удерживающими пробками на базе ПАА в сочетании с цементным раствором.

9. Для изоляции зон поглощения III категории в качестве альтернативы намыву могут быть использованы также малоподвижные тампонажные смеси.

В зонах поглощения III категории в качестве основных удерживающих параметров тампонажной смеси выступают – малая плотность и малая подвижность. Технология работы с малоподвижными смесями не отличается от технологии работы со смесями с комплексными свойствами. Увеличивается лишь время перемешивания в автобетоносмесителе до 30 минут. Поэтому для сокращения времени на проведение операции рационально использование двух автобетоносмесителей.

Для издания дополнительного удерживающего эффекта и оттеснения пластовой жидкости могут быть использованы буферные жидкости – вязкоупругие смеси, которые подаются в зону поглощения перед тампонажными смесями.

Для усиления удерживающего эффекта твердеющей малоподвижной тампонажной смеси предусматривается предварительное размещение её в стволе скважины с последующей продавкой порциями в зону поглощения по заданной временной программе. Число порций и интервал временной выдержки между порциями корректируется с учётом темпа роста противодавления. Конечная цель выдержки – получить избыточное давление в конце продавки смеси в диапазоне 4,0–6,0 МПа и не превышающее на открытую часть ствола скважины значение по п. 6. Место установки ОК рассчи-

тывается из условия размещения всего объёма смеси в стволе скважины от кровли зоны поглощения до ОК.

В отдельных случаях аналогично предусматривается предварительное размещение нетвердеющей малоподвижной тампонажной смеси в стволе скважины с целью вызова циркуляции, изменения параметров бурового раствора с последующей продавкой её в зону поглощения при закрытом превенторе.

10. Для увеличения эффективности технологического процесса рекомендуется применение забойных и устьевых пакеров равнопроходного сечения по отношению к бурильным трубам.

11. Результаты изоляционных работ по настоящей технологии оценивают в процессе разбуривания «цементного моста» в кровле и зоне поглощения.

Критерием положительного конечного результата изоляционной работы на данном этапе следует считать получение выхода циркуляции и обеспечение возможности дальнейшего углубления скважины.

В последующем в качестве критерия положительного конечного результата изоляционной работы следует принять обеспечение заданной прочности изолированного участка ствола скважины, достаточной для качественного цементирования обсадной колонны.

Выбор способов ликвидации поглощения бурового раствора

При выборе способов ликвидации поглощений необходимо руководствоваться следующими критериями:

- обеспечение качественного цементирования скважины за счёт надёжной изоляции зон поглощения;
- обеспечение минимума затрат времени и средств на углубление ствола скважины в зоне осложнений.

Выбор способов ликвидации поглощений осуществляют с учётом категории зоны поглощения, устанавливаемой в ходе конкретных исследований, а также данных прогнозирования и наблюдений буровой бригады.

Прогнозирование вскрытия зон с «катастрофическим» характером поглощения производится на основе статистических данных по ранее пробуренным скважинам.

В целом классификация зон поглощений производится одновременно по их характеристикам, способам кольматации и изоляции. Поэтому схема классификации поглощений непрерывно корректируется по мере получения новых данных по каждому месторождению и горизонту, а также при совершенствовании технологических процессов.

Зона поглощения I категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием комплекса профилактических мероприятий (КПМ).

Схема 2: Вскрытие и бурение отдельных проницаемых интервалов с использованием метода струйной обработки проницаемых пород.

Схема 3: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме гидромешалки (30–40 м³) при интенсивности поглощения более 10 м³/ч.

Схема 4: Закачка цементного или бентонитового раствора в объёме до 15 м³ с добавкой мелкодисперсных наполнителей, а также вязкоупругих смесей.

Примечание: При неполучении результата по схемам 1–4 последующие работы проводятся по схеме 3 для зон II категории.

Зона поглощения II категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием КПМ. В случае исчезновения циркуляции бурового раствора и его не восстановления приступают к работам по схеме 2.

Схема 2: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме одной-двух гидромешалок.

Схема 3: Закачка в зону поглощения высокоструктурированных тампонажных смесей по п. 4 или других специальных смесей (БСС и др.).

Примечание: При неполучении результатов по схемам 1–3 последующие работы проводятся по схемам 3–4 для зон III категории.

Зона поглощения III категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием КПМ.

Схема 2: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме двух гидромешалок.

Схема 3: Закачка в зону поглощения высокоструктурированных тампонажных смесей по п. 4 (малоподвижные смеси или намыв твёрдых и плотных наполнителей).

Схема 4: Перекрытие поглощающего интервала профильным переключателем.

Для интервалов, бурящихся под промежуточную колонну долотами диаметром 269,9 мм или 295,3 мм, рекомендуется:

- проведение работ по схемам 1–3 или бурение по технологии с «плавающим» столбом бурового раствора;
- перекрытие поглощающего интервала «хвостовиком» или технической колонной.

Краткий обзор современных методов предупреждения и ликвидации зон поглощений бурового раствора

Все современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на две группы:

1) профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений бурового раствора в процессе углубления скважины;

2) специальные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с прерыванием процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка переключателя и др.).

Профилактические мероприятия в процессе углубления скважины

В основе профилактических мероприятий по предупреждению и ликвидации зон поглощений при бурении скважин лежит процесс закупоривания (кольматации) трещин при минимальной репрессии на поглощающий пласт. В качестве кольматантов могут выступать твёрдые частицы из бурового раствора или специально введённые в него инертные наполнители для усиления кольматационного процесса.

Эффективность процесса кольматации зависит от соотношения раскрытости трещин и фракционного состава кольматанта, а также величины репрессии на поглощающий пласт. Мнения исследователей по вопросу влияния твёрдой фазы буровых растворов на поровое пространство коллекторов весьма противоречивы.

Экспериментальными исследованиями, проводившимися на образцах прессованного песка, установлено, что глинистые частицы проникают в поровые каналы данного коллектора на глубину примерно 45 см. Эти опыты справедливы для проницаемости порядка сотен и тысяч миллидарси. С другой стороны глинистые частицы, образуя на фильтрующей поверхности корку, не проникают в песок.

Данные Роджерса В.Ф. показывают, что при проницаемости даже до 200 мД при незначительных перепадах давления (до 0,7 МПа) возможно проникновение глинистых частиц на глубину 2–3 см.

Таким образом, пористые среды с проницаемостью сотен и тысяч миллидарси представляется возможным кольматировать регулированием параметров бурового раствора (фильтрации, вязкости и плотности). При этом потери бурового раствора происходят, в основном, за счёт фильтрации жидкости в пористую среду.

В трещиноватых средах, когда попытки ликвидировать поглощение с помощью описанных выше методов безуспешны, вводят в циркулирующий буровой раствор закупоривающие материалы – наполнители. В США, например, 90 % всех случаев поглощений ликвидируют с помощью наполнителей. С практической точки зрения выбор закупоривающих материалов и их фракционного состава ограничивается материала-

ми, которые при добавлении к буровому раствору могут прокачиваться буровыми насосами через бурильные трубы (турбобур) и промывочные отверстия долота.

Вопрос о соотношении раскрытости каналов поглощения и размеров наполнителей является многофакторным и одним из основных при разработке изоляционных методов ликвидации поглощений бурового раствора.

В качестве наполнителей могут быть использованы: кордное волокно, резиновая крошка, целлофановая стружка, щебень, песок, измельчённая солома, опилки, древесная стружка, подсолнечная лузга, ореховая скорлупа, гранулированные пластмассы, слюда, комки карьерной глины и другие материалы.

В России разработаны и применяются различные инертные наполнители. При добавлении наполнителей к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращения затрат времени на изоляционные работы. В отечественной практике в последние годы резко сократился ассортимент используемых наполнителей, порой до одного-двух компонентов: кордного волокна или резиновой крошки, что снижает эффективность профилактических мероприятий и изоляционных работ.

За рубежом около 60 фирм поставляют наполнители различных типов и фракционных составов более 500 наименований в зависимости от потребности буровиков. Причём практически все наполнители, поставляемые фирмами, представляют собой композиции различных материалов под фирменными названиями, например, КВИКСИЛ. Композиции наполнителей более эффективно кольматируют зону поглощения.

В работах представлены результаты испытаний закупоривающих материалов на трёх типах искусственно изготовленных пористых формаций: на модели из круглых частиц, на модели из щелей с параллельными гранями и на модели с клиновидными щелями.

С помощью модели из круглых шариков можно, по-видимому, моделировать поглощение в галечниках или песчаных пластах; однако большинство интенсивных поглощений происходит, вероятно, по трещинам разрыва и разлома, которые лучше воспроизводить с помощью модели из щелей с параллельными гранями или модели с клиновидными щелями.

В результате исследований определен минимальный размер щелей, которые могли бы быть закупорены большинством обычно применяемых материалов, т.е. коробочками хлопчатника, измельченной древесины или хлопьями целлофана, колеблется от 1,25 до 2,5 мм. Для закупоривания более крупных щелей требовались прочные материалы с крупными размерами частиц; например, для закупоривания щелей с шириной 5 мм применялась измельченная скорлупа грецких орехов. В качестве прочных материалов могут выступать частицы выбуренной породы при бурении в карбонатных отложениях.

В подавляющем большинстве случаев оптимальные результаты ликвидации зон поглощений могут быть получены при использовании гетерогенных смесей, включающих наполнители, различные по размерам и форме частиц и составленные с различными свойствами.

Наполнители должны удовлетворять следующим требованиям:

- частицы наполнителей должны иметь такие размеры и форму, чтобы обеспечивалось надёжное закупоривание поглощающих каналов с различным раскрытием;
- материал, из которого состоят частицы, не должен изменять своих свойств под влиянием транспортирующей жидкости-носителя, образовывать кислые побочные продукты и токсичные вещества;
- частицы наполнителей не должны разрушаться в поглощающих каналах под воздействием пластовой температуры и давления;
- плотность материала частиц должна иметь широкий диапазон – от 400 до 3200 кг/м³, благодаря чему достигается эффективность применения наполнителей при вводе их в циркулирующие буровые растворы с различной плотностью;
- наполнитель должен иметь невысокую абразивность и образовывать с растворами хорошо прокачиваемые смеси;
- после намыва в поглощающий пласт наполнитель должен противостоять воздействию гидродинамического давления в процессе бурения скважин и цементирования обсадных колонн;
- свойства наполнителя не должны изменяться в процессе хранения.

Требования к наполнителям в составе тампонажных смесей несколько другие и будут рассмотрены ниже.

Процесс кольматации при бурении в зонах поглощений, представленных мелко-трещиноватой средой (раскрытость каналов до 5 мм), происходит достаточно эффективно при определенном гидродинамическом режиме в скважине; этот режим должен быть близок к режиму гидродинамического равновесия в системе «скважина – пласт». При бурении скважин с негерметизированным устьем и существующим уровнем оснащения измерительной техникой такой режим практически не осуществим. Поэтому в настоящее время целесообразно использовать режим минимальной репрессии на поглощающие и вышележащие водонефтедержащие пласты.

Режим минимальной репрессии достигается известностью пластовых давлений, регулированием гидростатического давления столба бурового раствора в скважине и гидродинамических давлений в процессе бурения и выполнения других технологических операций (СПО, восстановление циркуляции и т.п.).

Правила безопасности рекомендуют величины превышения гидростатического давления над пластовым при различных глубинах скважин. Однако накопленный опыт бурения в зонах поглощений показывает, что эти величины завышены. Вопрос о рациональном значении запаса противодействия является предметом исследования в настоящей статье. Решение этой задачи осложняется различными коэффициентами аномальности вышележащих водонефтепроявляющих пластов. Предупреждение притока пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины при обычном способе бурения достигается выбором надлежащего значения плотности бурового раствора, режима подъема инструмента и долива скважины.

В работе выведена формула определения минимальной плотности бурового раствора исходя из условия, что давление в скважине во время подъема инструмента не должно быть ниже пластового. Минимально необходимый и достаточный запас противодействия выражается формулой:

$$\rho \cdot g \cdot L - P_{пл} = k \cdot P_{max},$$

где k – некоторый коэффициент безопасности; $P_{пл}$ – пластовое давление; ρ – плотность бурового раствора; L – длина колонны труб; P_{max} – максимальная величина гидродинамического давления.

После некоторых преобразований, решив уравнение относительно ρ , получают формулу для определения плотности бурового раствора с минимальным противодействием:

$$\rho = \frac{P_{пл}}{L \cdot \left[g - \psi \cdot k \cdot \frac{U_{m,cp}^2}{(D-d) \cdot (1-d^2/D^2)^2} \right]},$$

где ψ – коэффициент сопротивления ($\psi = \psi(Re'; Re'')$), Re' – критерий Рейнольдса для вязкой жидкости; Re'' – критерий Рейнольдса для пластичной жидкости); $U_{m,cp}$ – средняя скорость движения колонны труб; D – диаметр скважины; d – наружный диаметр колонны труб.

Таким образом, плотность бурового раствора, необходимую для бурения с минимальным противодействием, нужно определять с учётом давления в пласте, глубины его залегания, реологических свойств раствора, величины кольцевого зазора (в т.ч. КНБК) и режима подъема инструмента. В этом случае при выборе плотности принимают во внимание как инженерно-геологические условия бурения, так и технико-технологические факторы, например, режим долива скважины.

Кроме гидростатического на зону поглощения воздействуют гидродинамические давления, связанные с динамическими факторами при проведении различных техно-

логических операций (промывка, спуск и подъём бурильного инструмента, восстановление циркуляции и др.). Изменения гидродинамического давления приводят к возникновению серьёзных осложнений в скважине: поглощению промывочной жидкости, обвалам неустойчивых горных пород, водогазонефтепроявлениям.

Знание величины гидродинамического давления при различных технологических операциях и её минимизация позволяет разрабатывать рациональные конструкции скважин и компоновки бурильного инструмента, режимы бурения, допустимые скорости спуска бурильного инструмента и др.

Вопросам определения потерь давления в затрубном пространстве, которые являются гидродинамической составляющей давления на зону поглощения при промывке скважины в процессе бурения, посвящены работы. Зависимости, представленные в этих работах, позволяют в определённом диапазоне регулировать параметры бурового раствора, его расход и геометрию затрубного пространства с целью минимизации потерь давления в затрубном пространстве при прохождении зон поглощений.

Теоретическим вопросам определения гидродинамических давлений в процессе спускоподъёмных операций в скважине посвящены работы. Обобщения и сравнительный анализ этих материалов показали, что расчётные зависимости не учитывают ряд факторов, в частности, влияние параметрической характеристики проницаемой зоны на изменение гидродинамического давления при спуске инструмента в скважину. В этой связи приобретают актуальность исследования, посвящённые натурным измерениям с помощью глубинных манометров гидродинамических давлений при выполнении различных технологических операций в бурящейся скважине и их обобщениям.

Исследованиями института «Гипровостокнефть» установлена корреляционная зависимость гидродинамического давления от скорости спуска бурильного инструмента (при турбинном и роторном способах бурения) в скважину как с обсаженным, так и открытым стволом. Результаты этих исследований использованы при формировании отдельных положений Регламента и корректировки его в части минимизации репрессии при вскрытии и прохождении зон поглощений.

Практика прохождения зон поглощений свидетельствует о том, что внешние проявления не отражают их истинной структуры (характера трещиноватости, раскрытости каналов поглощения и пространственной их ориентации – наклонные, вертикальные или горизонтальные).

Встречаются зоны со значительными «провалами» бурильного инструмента (например, 1–2 м) с потерей циркуляции, однако, при дальнейшем углублении скважины с применением комплекса профилактических мероприятий зона постепенно кольматируется и циркуляция восстанавливается полностью. Есть случаи, когда зона с незначительным «провалом» инструмента (например, 0,3–0,5 м) также сопровождается потерей циркуляции, но не поддаётся кольматации с применением комплекса профилактических мероприятий и даже изоляционных методов с использованием «мягких» тампонов, малоподвижных нетвердеющих и твердеющих тампонажных смесей при настоящем уровне организации и обеспечения работ. Эти полярные примеры свидетельствуют о сложной тектонической структуре зоны поглощения, причём с индивидуальной вариацией в стволе каждой скважины.

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение бурового раствора возникает в основном при разбуривании пластов, представленных карбонатными породами и обладающих естественной кавернозностью и трещиноватостью, которая образует разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания и раскрытости. Причём трещины и каверны в интервале зоны поглощения по величине могут распределяться произвольно, одновременно могут быть представлены каверны и трещины крупные (более 100 мм), средние (5–100 мм) и мелкие (менее 5 мм).

Специальные методы ликвидации полных (катастрофических) поглощений бурового раствора

Накоплен определённый отечественный и зарубежный опыт по ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора. Дадим краткий обзор современных методов ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора.

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы:

- 1) намыв наполнителей;
- 2) закачивание тампонажных смесей;
- 3) установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»).

Намыв наполнителей

Намыв наполнителей применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности. Способ заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения различными жидкостями-носителями, например, буровыми растворами, инвертными эмульсиями и др. Эти материалы могут быть различны по виду и фракционному составу. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей. В России наибольшее распространение нашли следующие наполнители: древесные опилки, «кожа-горох», кордное волокно, слюда, резиновая крошка, отходы реактопласта, ореховая скорлупа и др.

Важнейшими свойствами закупоривающих материалов являются: оптимальное распределение размеров частиц (фракционный состав), форма, плотность частиц, их жёсткость (способность деформироваться при определённых нагрузках) и др.

Процесс намыва может быть длительным, когда раствор закачивают непрерывно (до нескольких суток) при постоянном вводе в него наполнителя, или же осуществляться закачиванием отдельных тампонов.

Исходя из практики последних лет, можно выделить следующие способы намыва наполнителя в скважину: через воронку, установленную на устье скважины, на бурильные трубы и по закрытой нагнетательной линии.

Если динамический уровень раствора ниже устья скважины (не менее чем на 50 м), наполнители намывают через воронку. В зависимости от конкретных геологотехнических условий в скважине намыв наполнителей этим способом возможен по колонне бурильных труб, с открытым концом или пакером, а также по открытому стволу скважины. При этом тампонажные материалы движутся к зоне поглощения за счёт разности между пластовым давлением и давлением столба жидкости в скважине.

Намыв через воронку производится путём одновременной подачи в воронку наполнителя и бурового раствора с периодическим продавливанием смеси с помощью цементируемых агрегатов (ЦА) или буровых насосов. Через воронку намываются различные наполнители с размером до 30 мм. Когда условия в скважине не позволяют транспортировать тампонажные материалы к зоне поглощения без приложения избыточного давления на устье (динамический уровень раствора на устье скважины), намыв наполнителей производят по закрытой нагнетательной линии от цементируемых агрегатов или буровых насосов, соединённой с колонной бурильных труб через открытый конец или пакер. При намыве цементируемых агрегатами наполнитель в буровой раствор вводят через вспомогательную ёмкость ЦА, а при намыве буровыми насосами через технологическую мерную ёмкость, в которой наполнитель перемешивается, а затем закачивается в скважину. Кроме этого при намыве наполнителя по закрытой нагнетательной линии в России используют различные устройства. Содержание наполнителей в тампонажном растворе (массовая доля) при загрузке в цементосмесительную машину, вводе с помощью гидромешалки или через приёмный чанок ЦА не превышает 6 %, а при намыве через воронку – 15 %; при этом оценить и контролировать структурно-механические свойства получаемого тампонажного раствора не представляется возможным.

При полном (катастрофическом) поглощении бурового раствора широко применяются тампоны типа «мягких» пробок. Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором, задавливаемую буровым раствором в зону поглощения. Количество наполнителей в тампоне достигает 150 кг на 1 м³ раствора. Объём тампона должен быть не менее 5 м³, в отдельных случаях в зависимости от мощности поглощающего пласта – 50 м³.

Достоинствами способа намыва наполнителей является его простота, возможность использования недефицитных материалов. К существенным недостаткам данного способа относятся:

- большие затраты времени и трудоёмкость процесса;
- низкое содержание наполнителей в тампонажных смесях (6–15 %);
- вследствие неоднородности получаемых тампонажных смесей, невозможности контроля и регулирования содержания наполнителей в процессе намыва создаются пробки в местах сужения бурильных труб, что снижает эффективность работ, приводят к непроизводительным затратам и отрицательным результатам;
- ограниченность применения крупных наполнителей (более 20 мм) в зависимости от применяемых технических средств (цементировочных агрегатов и буровых насосов).

Применение (по предложению института «Гипровостокнефть») автобетоносмесителя для приготовления тампонажных смесей (нетвердеющих и твердеющих) и автобетононасоса для закачки этих смесей в бурильные трубы позволяет существенно расширить объёмы применения тампонажных смесей с высоким содержанием наполнителей (до 350 % масс. от объёма жидкости-носителя) и крупностью их до 40 мм.

Нетвердеющие смеси используются как для намыва наполнителей, так и как буферные смеси при изоляции зон полного поглощения твердеющими смесями.

Институт «БашНИПИнефть» использует тампоносмеситель (объёмом 17 м³) и тампононасос (на базе также бетононасоса) для намыва «мягких» наполнителей с содержанием их не более 15–20 % (масс.). В технологическом аспекте решается частная задача – изоляции зон поглощения средней интенсивности.

Закачивание тампонажных смесей

Способ закачивания тампонажных смесей заключается в изоляции поглощающих каналов загустевающими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по бурильным трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируется пластическая прочность пробы смеси. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки её в зону.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей.

Исследования показывают, что для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых увеличивается при высоких скоростях сдвига. Такие свойства присущи вязкоупругим жидкостям.

Для изоляции каналов высокоинтенсивных поглощений в настоящее время применяют специальные смеси: глинолатексную смесь, цементно-глинистую пасту, соляробентонитовую смесь, метасоцементную, гипаноцементную, полимерцементную пасты и др.

Наиболее эффективными при изоляции поглощений являются смеси с относительно высокими структурно-механическими свойствами, такие как метасоцементная паста и гидролизованная полиакриламидцементная паста. Эти пасты получают путём впрыскивания раствора метаса или полиакриламида в цементную суспензию и подаются по бурильным трубам или по стволу скважины под давлением в зону поглощения. При этом тампонажные пасты обладают достаточно высокими структурно-механическими свойствами. Однако их пластическая прочность варьируется в широком диапазоне 1,5–5,5 кПа. Объясняется это тем, что соотношение раствора метаса или полиакриламида в цементной суспензии регулируется весьма приблизительно – скоростями подачи цементировочных агрегатов. Кроме того, низкая степень перемешивания в потоке при методе впрыска не обеспечивает получения тампонажных паст с заданными структурно-механическими свойствами. Поэтому получить заданную пластическую прочность практически невозможно. Другими недостатками этих паст являются высокая плотность и низкая кольматирующая способность.

В недавнем времени разработаны весьма эффективные тампонажные смеси на основе полимеров (например, ПАА) и шивателей (типа хромокалиевых квасцов).

Разработаны рецептуры и технология получения гелевых систем без использования наполнителей и с использованием наполнителей. Последние могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью автобетонокомплекса (автобетоносмесителя и автобетононасоса).

Гелевые системы без использования наполнителей могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью обычных цементируемых агрегатов.

Тампонажные смеси на основе полимеров (гели) могут быть использованы как буферные системы, которые закачиваются перед твердеющими смесями и служат целям сохранения последних от разбавления и растекания.

Применение автобетонокомплекса (АБК) для приготовления и закачки в бурильные трубы высокоструктурированных тампонажных смесей (в т.ч. твердеющих) с высоким содержанием наполнителей существенно повышает эффективность изоляционных работ. В 1988–1990 гг. в ОАО «Самаранефтегаз» в 33^х зонах поглощений проводились исследования с целью оценки эффективности указанных тампонажных смесей при ликвидации полных (катастрофических) поглощений. Положительный результат был получен в 20 зонах, что составляет порядка 60 % от общего числа зон. Это достаточно высокий результат в условиях эксперимента.

Установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»)

Профильный перекрыватель конструкции института «ТатНИПНефть» предназначен для изоляции трещиновато-кавернозных пластов с полным (катастрофическим) поглощением бурового раствора. Профильные перекрыватели выпускаются двух типов: ОЛКС-216у – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с последующим переходом на бурение ствола скважины диаметром 190,5 мм и ОЛКС-216 – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с предварительным расширением ствола в интервале его установки. В последнем случае диаметр ствола скважины остаётся прежним – 215,9 мм.

Основной недостаток профильного перекрывателя ОЛКС-216у связан с последующей потерей диаметра ствола скважины с диаметра 215,9 мм до 190,5 мм. Перекрыватель ОЛКС-216 лишён этого недостатка, однако появляется трудоёмкий и ненадёжный процесс расширения участка ствола скважины в условиях поглощения. Расширитель часто выходит из строя (порой случается авария – слом его или инструмента) ввиду недостаточной прочности и больших крутящих моментов, возникающих из-за вертикальной и наклонной ориентации трещин в зоне поглощения.

Наиболее предпочтительные случаи применения профильного перекрывателя:

- зона полного (катастрофического) поглощения имеет значительную мощность (50–100 м и более);
- кавернометрия в зоне поглощения представлена чередованием номинального и увеличенного диаметров скважины;
- нижележащий интервал скважины разбуривается незначительным количеством долот (с целью недопущения протирания перекрывателя).

Анализ промыслового материала, выполненный институтом «Гипровостокнефть», свидетельствует, что технология применения профильного перекрывателя в настоящее время имеет следующие недостатки:

- разрыв перекрывателя во время раздувания;
- «полёт» перекрывателя в скважину;
- отрыв или перетирание перекрывателя при развальцовке;
- ненадёжность перекрывателя в стволах с большой и непрерывной кавернозностью на значительном участке (скважина № 306 Преображенской площади);
- большая стоимость комплекта (250 м) перекрывателя.

Во многих случаях после установки перекрывателя или вскрывается новая зона поглощения, или скважина продолжает поглощать и заканчивается бурением при частичном поглощении – 2–3 м³/ч.

Перекрытие зоны полного (катастрофического) поглощения «хвостовиком» считается достаточно традиционным и надежным методом. Однако в практике бурения наблюдаются случаи недоспуска «хвостовика» до необходимого интервала, особенно в наклонном стволе. Цементирование «хвостовика» осуществляется достаточно успешно от башмака до зоны поглощения. «Голова» «хвостовика», как правило, требует повторного, часто неоднократного цементирования.

Наиболее существенным недостатком применения «хвостовика» является необходимость бурения значительного интервала (1130–2175 м) резервным диаметром долота (269,9 мм или 295,3 мм под 245-мм «хвостовик»). Показатели работы этих долот значительно ниже, чем у долот диаметром 215,9 мм. Кроме того, бурение в условиях поглощения требует дополнительных затрат времени и средств. Кроме потерь времени на собственно углубление скважины за счёт разницы в показателях работы долот имеют место потери, связанные со спуском «хвостовика» и его цементированием.

Применение «хвостовика» с целью ликвидации зон поглощений закладывается на стадии выбора и обоснования рациональной конструкции скважины. Этому выбору должен предшествовать анализ статистических данных по борьбе с поглощениями на разбуриваемой площади.

Таким образом, ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоёмким и дорогостоящим процессом.

Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора

Наиболее эффективным способом ликвидации зон поглощений за рубежом является закупорка каналов с помощью наполнителей. Выше указывалось, что специализированные фирмы полностью удовлетворяют потребности буровиков в наполнителях, причём в виде готовых научно обоснованных композиций под различными фирменными названиями. Большой ассортимент наполнителей, предназначенных для самых разнообразных условий бурения в зонах поглощения, способствует максимальной эффективности проведения профилактических и изоляционных работ.

Однако существует ещё много нерешённых проблем в вопросе использования наполнителей. Одно время широко практиковалось введение закупоривающих добавок в циркулирующий буровой раствор в небольших концентрациях.

В настоящее время отмечается тенденция к повышению содержания добавок в буровом растворе. Следует отметить, что некоторые добавки, дающие плохие результаты при низком их содержании, обеспечивают хороший результат при высоких содержаниях.

При ликвидации зон поглощений за рубежом также применяют: растворы с высокой водоотдачей, цементно-бентонитовые смеси, гильсонит-цемент, соляробентонитовые растворы, быстросхватывающие смеси, спуск обсадной колонны.

Последние годы скважины в США, в основном, бурятся при сбалансированном давлении в системе «скважина – пласт» с использованием необходимой композиции наполнителей.

По мнению авторов сборника, проблема ликвидации зон поглощения в США считается практически решённой. С одной стороны, следует признать высокий уровень технологии прохождения зон поглощения в США, с другой стороны стратиграфический разрез отложений характеризуется отсутствием огромных карбонатных кавернознодорожно-трещиноватых толщ, присущих палеозойским отложениям Урало-Поволжья и Восточной Сибири. Такой благоприятный стратиграфический разрез в сочетании с высоким уровнем технологии и организации работ по ликвидации поглощений создают предпосылки к рациональному решению проблемы в США.

Литература:

1. Титков Н.И., Кукин А.Н. Комплексные исследования поглощающих горизонтов при бурении скважин. – М. : Недра, 1966.
2. Титков Н.И., Гайворонский А.А. Изоляция поглощающих горизонтов при бурении скважин. – М. : Гостоптехиздат, 1960.
3. Методика геофизических и гидродинамических исследований зон катастрофического поглощения. – Куйбышев : Гипровостокнефть, 1990.

4. Инструкция по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин : РД 39-2-684-82. – Краснодар : ВНИИКрнефть, 1982.
5. Сидорова Т.К., Сурикова О.А. Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении скважин за рубежом // РНТС. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – Серия «Бурение». – Вып. 6.
6. Рябов Н.И. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин. – Самара, 2003. – 64 с.
7. Высокоструктурированные тампонажные. – URL : <http://msd.com.ua/metody-preduprezhdeniya-i-likvidacii-pogloshhenij-burovogo-rastvora-pri-burenii-neftyanyx-i-gazovyx-skvazhin/vysokostrukturirovannye-tamponazhnye-smesi/>
8. Методы исследования и ликвидации катастрофических. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bc78b4d43b88421206c37_0.html
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. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1-4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2014. – 374 с.
14. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
16. 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.
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

References:

1. Titkov N.I., Kukin A.N. Complex researches of the absorbing horizons at well-drilling. – М. : Nedra, 1966.
2. Titkov N.I., Gayvoronsky A.A. Isolation of the absorbing horizons at well-drilling. – М. : Gostoptekhizdat, 1960.
3. Technique of geophysical and hydrodynamic surveys of zones of catastrophic absorption. – Kuibyshev : Giprovostokneft, 1990.
4. The instruction for fight against absorption when drilling and fastening wells: RD 39-2-684-82. – Krasnodar : VNIKRneft, 1982.
5. Sidorova T.K., Surikova O.A. Prevention and elimination of complications at well-drilling abroad // RNTS. – М. : VNIIOENG, 1981. – Drilling series.– Issue 6.
6. Ryabov N.I. Methods of prevention and elimination of absorption of drilling mud fluid when drilling oil and gas wells. – Samara, 2003. – 64 p.
7. The high-structured grouting. – URL : <http://msd.com.ua/metody-preduprezhdeniya-i-likvidacii-pogloshhenij-burovogo-rastvora-pri-burenii-neftyanyx-i-gazovyx-skvazhin/> vysokostrukturirovannye-tamponazhnye-smesi/

8. Methods of a research and elimination of catastrophic. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bc78b4d43b88421206c37_0.html
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. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
11. 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.
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. – Т. 1–4.
13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2014. – 374 p.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.
16. 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.
17. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.

УДК 622.276.72

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНАХ МАМОНТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

SUBSTANTIATION OF TECHNOLOGIES OF STRUGGLE AGAINST SCALING IN WELLS OF MAMONTOVSKOYE OIL FIELD

Салов Сергей Анатольевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
oskar-gel@mail.ru

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. Мамонтовское нефтяное месторождение разрабатывается с 1970 года, и на сегодняшний день месторождение находится на завершающей стадии разработки. Скважины работают с обводнённостью от 68 до 90 %. Добыча нефти ведётся механизированным способом. Практически на всех скважинах Мамонтовского месторождения применяются высокопроизводительные установки электроцентробежных насосов. Солеотложение наносит серьёзный ущерб эффективной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, особенно в период интенсификации добычи, вызывая сокращение межремонтного периода работы насосного оборудования и снижение продуктивности скважины. В ООО «РН-Юганскнефтегаз» наблюдается снижение темпа добычи нефти по причине частого отказа подземного оборудования вследствие выпадения твёрдых кристаллических отложений солей на различных деталях электроцентробежных насосов, приводящих к заклиниванию вала, либо к пробое изоляции электрического кабеля. Кроме того, выпадение солей в призабойной зоне пласта приводит к уменьшению приёмистости нагнетательных скважин, увеличению скин-фактора, а значит, снижению добычи нефти в эксплуатационных скважинах.

Ключевые слова: причины образования солеотложений; методы борьбы с солеотложениями; технология дозированной подачи ингибитора солеотложения; электронасосные дозировочные установки; ингибиторы солеотложения; многокомпонентные смеси ингибиторов солеотложения; проектирование процесса ингибирования солеотложений.

Salov Sergey Anatolyevich

Student,
Kuban state technological university
oskar-gel@mail.ru

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The Mamontovskoye oil field is being developed since 1970, and to date the field is at the final stage of development. Wells work with water cut from 68 to 90 %. Oil is produced by a mechanized method. Virtually all wells of the Mamontovskoye field are used for high-performance installations of electric centrifugal pumps. Scaling significantly damages the effective development and operation of oil fields, especially during the intensification of production, causing a reduction in the overhaul period of the pumping equipment and a decrease in the productivity of the well. In the LLC «RN-Yuganskneftegaz» there is a decrease in the rate of oil production due to the frequent failure of underground equipment due to the precipitation of solid crystalline salt deposits on various parts of electric centrifugal pumps that lead to wedging of the shaft or to the breakdown of electrical cable insulation. In addition, the loss of salts in the bottomhole formation zone leads to a decrease in the injectivity of injection wells, an increase in the skin factor, and hence a decrease in oil production in production wells.

Keywords: reasons for scale formation; methods of combating scaling; technology of dosed supply of scaling inhibitor; electric pump dosing plants; scaling inhibitors; multicomponent mixtures of scaling inhibitors; projecting the process of scale inhibition.

Мамонтовское месторождение располагается в центральной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины. Территория месторождения расположена на левобережье р. Оби в междуречье Большого Югана и Большого Салыма и занимает часть бассейна р. Большой Балык, находящихся на Среднеобской низменности. Северная часть площади месторождения занята поймой р. Оби.

Причины образования солеотложений и их влияние на работу электроцентробежных насосов

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твёрдых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин,

на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине либо насосе;
- при испарении воды и т.д.;
- смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения, поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъём по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред:



Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования, рабочих колёс электроцентробежных насосов (ЭЦН) и т.д.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводнённых скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов.

Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

При разработке и эксплуатации месторождений происходят отложения карбонатов кальция и магния, сульфатов кальция, бария, стронция, хлоридов и других солей в скважинах, на оборудовании и т.д. В практике тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60–80 %) одного из видов неорганических соединений.

Карбонатные соли, кальцит CaCO_3 отмечаются на месторождениях Западной Сибири, Краснодарского и Ставропольского краёв; сульфаты кальция, гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4 – на месторождениях Урало-Поволжья и Казахстана.

Отложения барита и целестина имеются и на месторождениях Западной Сибири и других районов, на месторождениях Белоруссии основная часть осложнений вызвана отложениями сульфатных (ангидрит, гипс) солей и галита.

Отложение неорганических солей происходит при всех способах эксплуатации скважин – фонтанном, насосном, газлифтном, но больше всего при насосном. Так, из общего числа скважин с отложением солей на долю оборудованных штанговыми скважинными насосами (ШСН) приходится более 45 %, а погружными центробежными электронасосами (ПЦЭН) около 35 %. Связано это с тем, что механизированным способом добывается наиболее обводнённая продукция.

Солевые осадки значительно осложняют эксплуатацию скважин, оборудованных ПЦЭН. Так, на месторождениях Западной Сибири такие скважины составляют около 60 %, а на месторождениях Урало-Поволжья – более 50 % от общего числа скважин с отложениями солей по району.

Учитывая, что на месторождениях Западной Сибири широко используют высокопроизводительные УПЦЭН, солеобразования в насосном оборудовании представляют наибольшую опасность. На рабочих частях и поверхностях погружных центробежных электронасосов образуется дисперсный плотный, камнеобразный осадок, толщина которого достигает 0,6–1,0 мм, что нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

Наряду с отложением солей в скважинах интенсивное слоеобразование отмечается в устьевом оборудовании, выкидных линиях внутри промыслового сбора нефти, замерных устройствах, установках по подготовке нефти, а также в системах поддержания пластового давления.

Отложения солей, образующиеся в НКТ, чаще всего имеют слоистую структуру. Непосредственно к стенкам труб примыкает слой осадка, представленного микрокристаллами, скреплёнными органическими веществами и прочими включениями. По направлению к центру кристаллы становятся крупнее, включения органических веществ. Прочность сцепления солевых корок с внутренней поверхностью труб по стволу скважины возрастает с глубиной.

Возрастание фактической концентрации ионов (первое условие образования перенасыщенных растворов) возможно под влиянием нескольких процессов.

Во-первых, концентрация повышается при испарении (вообще при удалении) растворителя – воды. Во-вторых, она может повыситься при смешении вод разного состава. До смешения каждая из вод была стабильной, однако после смешения могут наступить такие условия, что произведение концентраций некоторых ионов в водесмеси превысит произведение растворимости соответствующего соединения, и оно начнет выпадать в осадок. Воды, склонные к образованию осадков при смешении, называются «несовместимыми». В-третьих, обогащение подземных вод некоторыми ионами происходит за счёт растворения (выщелачивания) горных пород, а также растворения в воде газов, находившихся ранее в свободном состоянии или растворённых в нефти.

Снижение произведения растворимости (второе условие образования перенасыщенных растворов) происходит в результате трёх процессов. Во-первых, на него влияет изменение температуры и давления, происходящее в подземных пластах, скважинах и наземных коммуникациях в процессе разработки залежей нефти, подъёма и транспортировки продукции. Во-вторых, может оказывать влияние дегазация воды, происходящая при изменении термобарических условий. В-третьих, растворимость данного вещества может снижаться при изменении общей минерализации и содержания в воде ионов, не входящих в состав данного вещества.

Таким образом, основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы:

- 1) испарение;
- 2) смешение несовместимых вод;
- 3) растворение горных пород и газов;
- 4) изменение термобарических условий;
- 5) дегазация воды;
- 6) изменение общей минерализации воды.

Не менее важной причиной образования нестабильных перенасыщенных растворов и выпадения осадков служит изменение термобарических условий и связанное с ним испарение воды, выделение газов и т.д. В этом случае в воду не вносят никаких дополнительных компонентов, однако в исходном растворе либо увеличивается фактическая концентрация вследствие испарения воды, или снижается произведение растворимости с изменением термобарических условий. Например, при движении воды и нефти в скважине и поверхностных коммуникациях происходит снижение температуры по сравнению с пластовой. Это может явиться причиной выпадения осадков сульфата бария, растворимость которого существенно уменьшается с понижением температуры. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от парциального давления двуокиси углерода CO_2 . Уменьшение содержания её в воде вследствие дегазации воды при снижении давления ниже давления насыщения или вследствие растворения CO_2 в нефти может явиться причиной образования осадка карбоната кальция в подъёмных трубах и выкидных линиях скважин. Изменение термобарических условий при подъёме жидкости (и, прежде всего, снижение температуры) – причина выпадения в осадок хлористого натрия (поваренной соли), двуокиси кремния (кремнезёма), металлического свинца и ряда других веществ, встреченных при эксплуатации некоторых нефтяных месторождений.

Существенное влияние на механизм солеотложений оказывает также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости при давлении ниже давления насыщения пузырьки газа появляются в первую очередь не в объёме жидкости, а на стенках оборудования, что ведёт к образованию многочисленных границ раздела фаз «твёрдое тело – газ – жидкость» и способствует зарождению и росту кристаллов солей.

Состояние поверхности труб тоже играет важную роль в процессе солеотложения. На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твёрдой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений. Кроме того, часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с отшлифованной поверхности. Однако обработка поверхности труб не позволяет предотвращать солеотложения. Быстро протекающий процесс коррозии разрушает гладкую поверхность, а сами продукты коррозии служат дополнительными центрами кристаллизации. Солеотложение можно снизить, применяя защитные покрытия рабочих поверхностей оборудования материалами, плохо смачиваемыми и водой, и нефтью, с низкими значениями критических натяжений смачивания, например фторопластом.

Методы борьбы с солеотложениями

Для борьбы с отложением солей в нефтепромысловом оборудовании используют методы удаления уже сформировавшихся отложений, так и различные способы их предотвращения. Выбор метода удаления неорганических солей определяется характером солевых отложений, местом и составом отложений.

Опыт борьбы с отложениями неорганических солей показывает, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. Для предотвращения солеотложения применяют:

- технологические;
- физические;
- химические способы.

Борьба с отложением солей ведётся в двух направлениях: удалением сформировавшихся отложений и их предотвращением. Для удаления отложений в НКТ и в призабойной зоне продуктивного пласта в основном применяются кислотные обработки.

К технологическим способам могут быть отнесены:

- выбор вод для заводнения продуктивных пластов совместимыми с пластовыми;
- селективная изоляция или ограничение притока воды в добывающих скважинах;
- регулирование профиля приёмистости в нагнетательных скважинах;
- ликвидация нарушений в цементном кольце и обсадной колонне;
- применение раздельного отбора и сбора жидкости, изменение направления фильтрационных потоков и т.д.

При этом предупреждение отложения солей достигается за счёт ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава.

Физические методы предупреждения солеотложения основаны на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости.

Солянокислотная обработка

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16 %. Применения кислоты с низкой концентрацией (менее 10 %) вызывает необходимость наливать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки.

Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16 %) также нежелательно, это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудноизвлекаемых из пласта. Кроме того, с увеличением концентрации кислоты возрастает также коррозионная активность, эмульгирующая способность, вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой, а также в результате растворения гипса. Наиболее пригодным для обработок является 8–15 %-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Количество кислоты для обработки скважин выбирают в зависимости от мощности пласта, от химического состава породы, физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объёмы раствора кислоты 0,4–0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объём кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объёмы кислотного раствора в пределах 0,8–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0–1,5 м³ на 1 м мощности пласта. При повторных обработках во всех случаях увеличивают объём кислотного раствора на 20–40 % по сравнению с предыдущей обработкой.

Методы ингибирования солеотложений

Ингибиторы солеотложения применяются, в первую очередь, для защиты скважинных насосов, поскольку отложения солей на рабочих деталях этого высокотехнологичного оборудования существенно осложняют его работу, приводя к преждевременному выходу из строя. Как правило, наработка на отказ скважинных насосов при наличии отложения солей уменьшается в 3–5 раз и более.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения делятся на три типа:

- хелаты – вещества, способные «связывать» катионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакции с анионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях пересыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается;

- ингибиторы порогового действия – вещества, внесение которых в минимальных количествах препятствует зарождению и росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования;

- кристаллоразрушающие ингибиторы – реагенты, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие и разрушающие форму кристаллов.

Ингибиторы бывают масло-, нефтерастворимые и водорастворимые; однокомпонентные и многокомпонентные. По химической природе однокомпонентные ингибиторы делятся на анионные и катионные.

На практике большее применение нашли водорастворимые ингибиторы.

Если скважина находится в работе, и произошли отложения солей на рабочих органах нефтепромыслового оборудования, то перед закачкой ингибитора необходимо провести мероприятия по удалению солей.

Используемые в настоящее время ингибиторы солеотложений (СНПХ-5311, ПАФ-13А, Дифонат, Инкредол-1) подаются в скважину по нескольким технологиям:

1. Закачка ингибитора в ПЗП добывающей скважины. ПЗП добывающей скважины подвергается обработке соляной кислотой для удаления имеющихся отложений. Пачка 5 % раствора ингибитора в объеме 5–10 м³ (в зависимости от предполагаемого срока защиты) закачивается в пласт и продавливается как можно дальше от призабойной зоны раствором катионоактивного ПАВ (100–150 м³). Пачка выдерживается в течение нескольких часов для адсорбции на поверхности породы. В ходе эксплуатации скважины происходит постепенная десорбция ингибитора и вынос в ствол скважины, где и происходит процесс ингибирования. Работы проводятся бригадами ООО «НХС» в период проведения КРС.

Технология закачки и продавки ингибитора в пласт в данный период времени существенно снизила свою эффективность в связи с интенсификацией скважин. Адсорбированный на поверхности породы ингибитор в условиях эксплуатации скважин в интенсивном режиме выносится в течение первой недели работы скважины иногда вместе с самой породой. Принятая глубина продавки ингибитора в пласт недостаточна, а увеличение её производить нецелесообразно (закачка в добывающую скважину больших объемов воды недопустима). О длительной защите не может быть и речи.

2. Постоянная подача ингибитора в затрубное пространство скважины. На кусту монтируется БРХ (УДЭ), закачивающее ингибитор в затрубное пространство сразу нескольких скважин. Расчёт расхода производится с учётом суточного дебита скважины по воде. Работы выполняются ООО «НХС».

Технология дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с применением БРХ и УДЭ, безусловно, эффективна и должна применяться, но:

- не решает проблемы предотвращения отложений в ПЗП;
- требует установки сотен дорогостоящих БРХ, техники для их заправки и обслуживания, времени для проведения этого процесса;
- требует наличия тройника на затрубной задвижке (для возможности замера уровня жидкости в затрубном пространстве эхолотом).

3. Периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины. Периодически – один раз в 15 или в 7 дней, к скважине подвозят автоцистерной расчётный объём ингибитора и закачивают в затрубное пространство скважины с применением агрегата ЦА-320. Расчёт потребности в ингибиторе производится с учётом объёма жидкости в затрубном пространстве скважины. Работы выполняются ООО «НХС».

Технология периодического дозирования в затрубное пространство требует огромного количества дополнительной техники. Так, при оценке солеотлагающего фонда в 500 скважин по данной технологии необходимо дополнительно более 20 автоцистерн и более 20 агрегатов. По данной технологии можно было решать проблему, пока она не приобрела обвальнй массовый характер. На самом деле, фонд проблемных скважин на сегодня значительно больше. Кроме всего прочего, данная технология, как и предыдущая, не решает проблем солеотложения в ПЗП.

Осложнения при добыче нефти на Мамонтовском месторождении

На рисунке 1 показана структура отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2016 год.

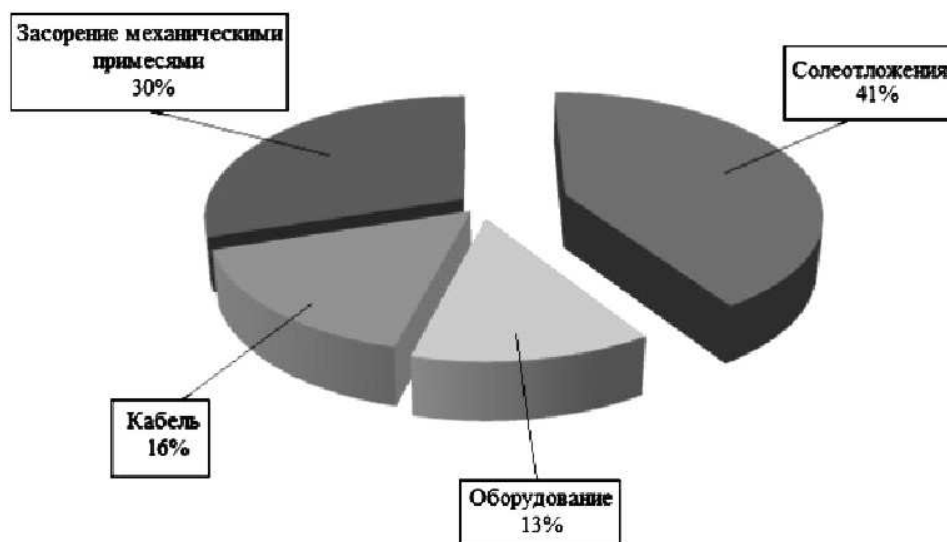


Рисунок 1 – Основные причины отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2016 год

Из рисунка 1 видно, что наиболее распространенными и многочисленными причинами отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении являются: солеотложения и засорения механическими примесями.

Рассмотрим основные причины отказов УЭЦН.

Солеотложения

Отложения солей могут происходить на всём пути движения воды – в пласте, скважине, насосном оборудовании (на лопатках рабочего колеса, направляющем аппарате), на трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти. Причинами отложения солей считают химическую несовместимость вод, поступающих в скважины из различных горизонтов (пластов) или пропластков; перенасыщенность водосолевых систем при изменении термодинамических условий. В основном солеотложения наблюдаются при внутриконтурном заводнении пресными водами, что связывают с обогащением закачиваемых вод сульфатами при контакте с остаточными водами и растворении минералов.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин; в некоторых случаях они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта. Различный состав и структура отложений требуют индивидуального подхода к выбору метода борьбы с ними.

Все методы борьбы с отложениями солей можно подразделить на две группы: *методы предотвращения выпадения солей* и *методы удаления солевых отложений*.

В комплекс работ по подготовке заводнения входит проверка вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях.

Наиболее приемлемый метод предотвращения выпадения солей в трубах – применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений). Их периодически задавливают в пласт или закачивают в затрубное пространство добывающих скважин с использованием установок УДЭ. Ингибиторы с так называемым «пороговым эффектом» покрывают микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляют их рост и удерживают во взвешенном состоянии. Наиболее эффективны полифосфаты, органические фосфаты, соли сульфокислот, акрилсульфонаты, аммофос и др.

При химическом методе удаления, осадки гипса преобразовывают в водорастворимую соль сульфат натрия (калия) и в осадки карбоната (гидроксида) кальция, которые затем растворяют солянокислотным раствором и промывают водой.

Механические примеси

Механические примеси – вынос песка (частиц породы) из пласта в ствол скважины происходит в результате разрушения пород под воздействием фильтрационного

напора при определённой скорости фильтрации (или перепаде давления). Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая снижает текущий дебит скважины и приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Частицы горных пород, обнаруживаемые в насосах при разборке их в условиях мастерской, приводят к интенсивному износу рабочих органов насоса или забитию рабочих каналов в насосе.

Отбор проб добываемой жидкости из скважин Мамонтовского месторождения показал в среднем наличие мехпримесей 600 мл/литр. По техническим условиям на УЭЦН Российского производства допускается количество мехпримесей не более 100 мл/литр.

Основной причиной появления механических примесей в добываемой жидкости считается увеличение депрессии на пласт и вынос их с призабойной зоны пласта.

Можно выделить две группы методов борьбы с песком при эксплуатации скважин: предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину и вынос песка на поверхность. Предупреждение поступления песка в скважину предусматривает применение различного рода фильтров и крепление призабойной зоны. Регулирование поступления песка сводится к ограничению дебита скважины до значения, при котором поступление песка резко уменьшается. Также для снижения попадания песка в насос применяют песочный якорь. При содержании механических примесей до 0,1 г/л применяют насосы обычного исполнения, если примесей от 0,1 до 0,5 г/л применяют насосы износостойкого исполнения.

При снижении забойных давлений в скважине увеличивается депрессия на пласт и вынос механических примесей. Например, 52 % установок, работавших при забойных давлениях 100 атм., подняты с наличием механических примесей и интенсивным износом рабочих органов насоса.

Для анализа взяты установки, отработавшие в скважине более 30 суток с целью исключения влияния механических примесей, занесённых с поверхности.

Для уменьшения влияния механических примесей рекомендуется внедрение износостойких насосов и фильтров, устанавливаемых в зоне перфорации скважины. Основная масса УЭЦН, работающая с механическими примесями, отказывает, не доработав 210 суток.

На рисунке 2 показана динамика причин отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2015–2016 гг.

Из графика видно что:

- отработанное время по сравнению с январём и декабрём 2016 года уменьшилось на 66395 сут.;
- основной причиной уменьшения отработанного времени является выбытие высокообводнённого фонда скважин – 73 скважины в 2016 году;
- в декабре фонд ЭЦН – 1268, в январе – 1195 скважин (выбытие 626 скважин в 2015 году).

Также на графике наблюдается снижение общих отказов ежемесячно (январь – 141 скважина, декабрь – 74 скважины).

Основными причинами снижения можно назвать:

- постоянное дозирование реагента в скважины через УДЭ – обрабатывается 267 скважин;
- приобретение и внедрение износостойких УЭЦН фирмы «REDA» DN-3000, DN-4300 – 41 шт.;
- дополнительно приобретено, установлено и запущено в работу 75 УДЭ;
- проведение работ по профилактике и удалению солевых отложений с рабочих органов УЭЦН методом промывки кислотой (проведено 435 профилактических обработок и операций по расклиниванию УЭЦН);
- применение кабельных протекторов «МАРС»;
- для обеспечения регламентированной скорости спуска УЭЦН были внедрены карты спуска;

- приобретение и внедрение СУ Электон 05 (800А) с частотно-регулируемым приводом – 56 шт.;
- использование при выводе на режим проблемных скважин передвижного частотного преобразователя – Спецстар;
- проведение мероприятий направленных на снижение фонда часто ремонтируемых скважин.

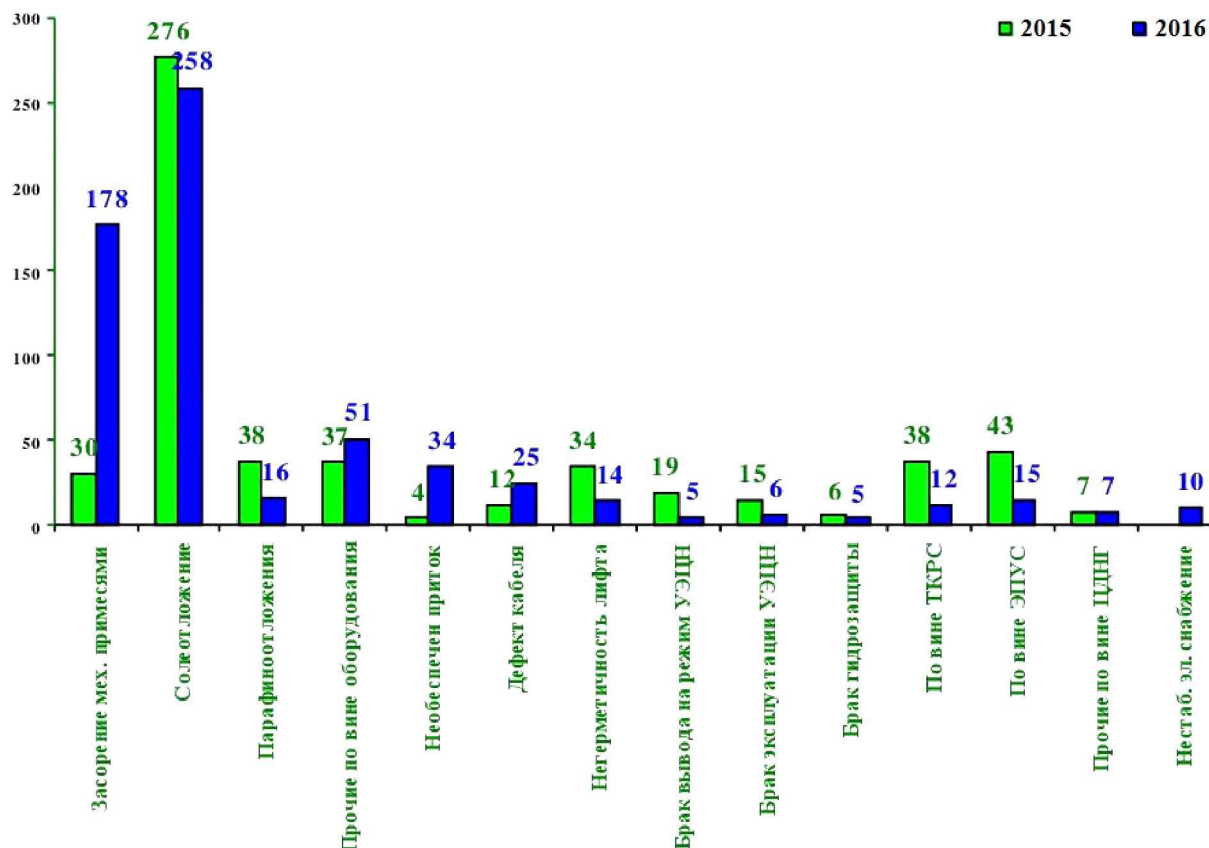


Рисунок 2 – Динамика причин отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении

Обоснование применения технологии дозированной подачи

ингибитора солеотложения на Мамонтовском месторождении

Краткая характеристика электронасосных дозирующих установок

Для предотвращения солеотложения на Мамонтовском месторождении широко применяется технология дозированной подачи ингибитора в затрубное пространство скважин при помощи наземных дозирующих устройств (УДЭ).

Способ непрерывного дозирования применяется в основном для защиты «верхнего» нефтепромыслового и реже скважинного оборудования. Данный способ борьбы с солеотложением находит применение на нефтепромыслах при наличии дозирующих насосов в коррозионно-стойком исполнении и организации работ по их обслуживанию. Методика практически всегда обеспечивает положительный результат при правильно подобранных дозировках ингибитора солеотложения.

Расчёт потребности в ингибиторах для реализации технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины предлагается проводить по следующей методике.

Для осуществления непрерывного дозирования ингибитора на устье скважины устанавливают ёмкость, дозирующее устройство или насос и подключается по известным схемам к затрубному пространству. Технологическая схема обвязки устья скважины, оборудованной ШГН, при непрерывном дозировании ингибитора солеотложения показана на рисунке 3.

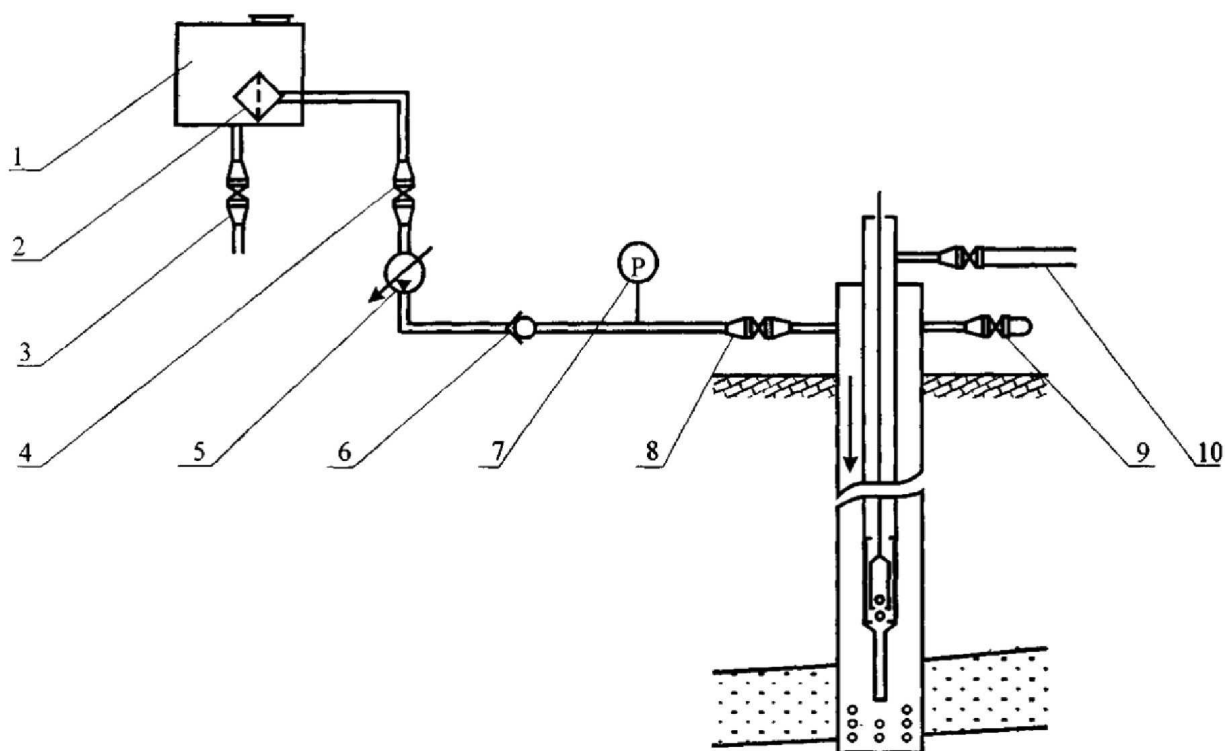


Рисунок 3 – Технологическая схема обвязки устья скважины, оборудованной ШГН, при непрерывном дозировании ингибитора солеотложения:

- 1 – ёмкость для ингибитора; 2 – фильтр всасывающий; 3, 4 – вентиль;
5 – насос дозировочный; 6 – клапан обратный; 7 – манометр;
8 – вентиль регулировочный; 9 – задвижка; 10 – выкидная линия

Количество ингибитора, дозируемого в скважину, рассчитывают по формуле:

$$P = \frac{P_{opt} \cdot Q_e}{10^3},$$

где Q_e – производительность скважины по воде, тонн/сут.; P_{opt} – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/т.

В течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 3–5 превышает оптимальную дозировку.

По истечению десятидневного срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня оптимальной дозировки.

Дозировку неразбавленного ингибитора рекомендуется осуществлять в затрубное пространство с частичным перепусканием продукции скважины в затрубное пространство с целью обеспечения доставки ингибитора к приёму насоса или башмаку лифта. Объём перепуска продукции скважины обусловлен технологическими параметрами её работы. Рекомендуется перепускать до 10 % добываемой продукции.

При отсутствии дозировочных насосов малой производительности готовится 1–10 % водный раствор ингибитора и закачивается существующими дозировочными насосами в затрубное пространство.

Анализ установки дозировочной с электроприводом

На Мамонтовском месторождении применяется несколько типов установок дозировочных с электроприводом (УДЭ), и в каждой из этих установок есть соответствующие недостатки, которые нуждаются либо в устранении, либо в модернизации. Произведём анализ установок, используемых на Мамонтовском месторождении, и выведем эффективную установку УДЭ. Общая схема конструкции установки изображена на рисунке 4.

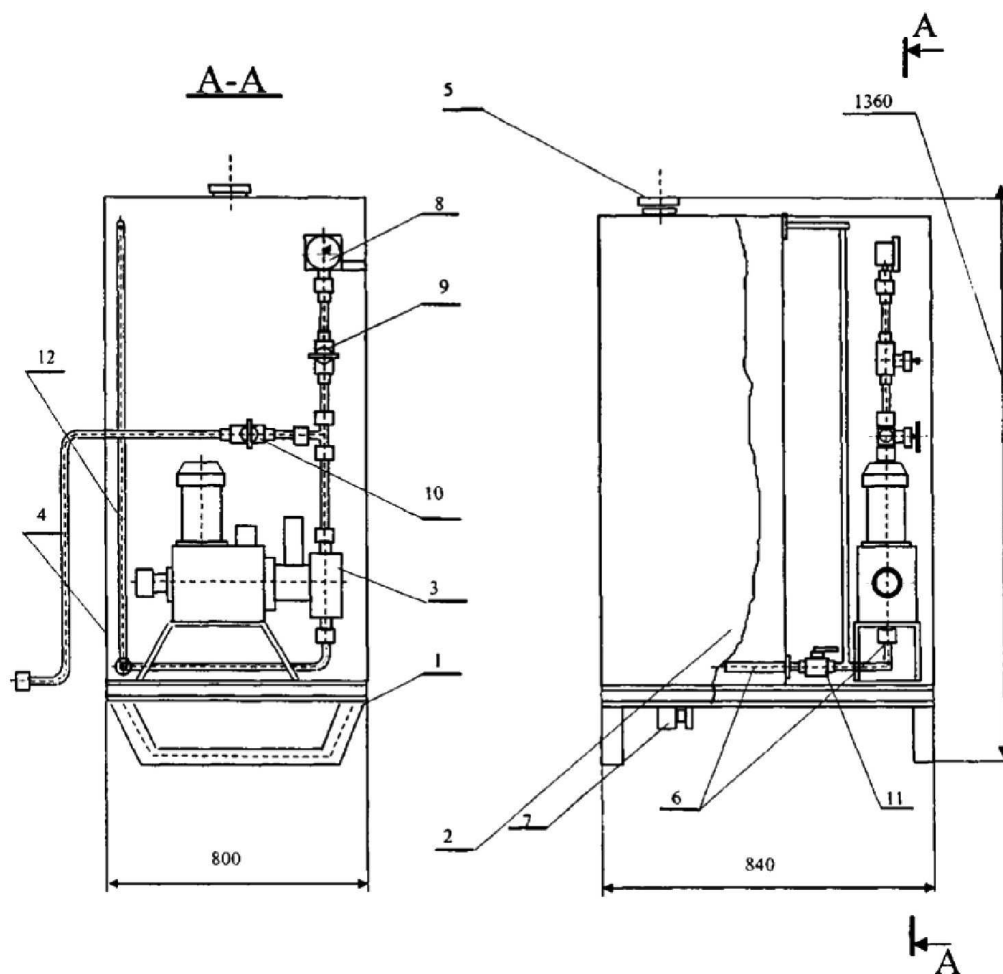


Рисунок 4 – Установка дозирочная электронасосная УДЭ:

1 – рама; 2 – бак; 3 – насос; 4 – кожух установки; 5 – заливная горловина;
6 – фильтры; 7 – вентиль; 8 – манометр; 9, 10, 11 – вентиль; 12 – уровнемер

Анализ конструкции УДЭ производства НИИ «Промхим» (г. Казань)

Проблема с поступающими установками УДЭ для борьбы с солеотложениями производства НИИ «Промхим» (г. Казань) заключается в том, что в том виде, в каком они поступают с завода-изготовителя, они использоваться не могут и нуждаются в доработках и модификациях.

Установки имеют следующие конструктивные недостатки и недоработки:

- обвязка ёмкости для химических реагентов, насоса и нагнетательного трубопровода выполнена из медных трубок (в силу малых размеров насосного отсека установки эти трубки изогнуты под достаточно острыми углами, что приводит к образованию микротрещин в местах перегибов и, как следствие, к утечкам закачиваемых химических реагентов);
- в качестве фильтрующего элемента используется топливный фильтр автомобильного инжекторного двигателя (данный фильтр не обладает пропускной и фильтрующей способностью, достаточной для фильтрации используемого ингибитора солеотложения СНПХ-5311);
- входящий в комплект поставки установки электроконтактный манометр по своим параметрам не соответствует условиям эксплуатации (не обеспечивает отключения электродвигателя установки при достижении предельных давлений);
- внутренняя поверхность ёмкости для химических реагентов не обработана какими-либо защитными составами (гуммирование);
- крепление крышки емкости для химических реагентов выполнено с использованием винтов-саморезов, не обеспечивающих надёжного крепления и не исключающих попадания в емкость атмосферных осадков.

По устранению этих неполадок (недоделок) следует произвести следующие работы:

- замена медных трубок обвязки стальными и резиновыми;
- изготовление и установка фильтрующих элементов с достаточной фильтрующей и пропускной способностью;
- монтаж крепёжной арматуры и установка электроконтактного манометра, способного работать в требуемом интервале давлений;
- обработка и нанесение защитного покрытия на внутреннюю поверхность ёмкости для химических реагентов;
- доработка крепления крышки емкости для химических реагентов.

Анализ конструкции УДЭ изготовленных ООО ХК «БаиСтройМаш»

В этой конструкции УДЭ выявлены следующие недостатки:

- некомплектность поставки, отсутствуют обратный клапан, нет поверки манометров, отсутствует однолинейная схема УДЭ;
- температурный режим работы насоса по паспортным данным: от -15 до $+200$ °С;
- величина ячейки фильтрующего элемента чрезвычайно мала, фильтр расположен внутри бака;
- отсутствует стравливающий вентиль;
- крышка бака изготовлена из алюминия (при попадании химреагента возможно окисление);
- отсутствует дыхательный патрубок;
- затруднен доступ к насосу и электродвигателю для обслуживания.

Анализ конструкции УДЭ, изготовленных ЗАО «ЛОЗНА»

Недостатки конструкций:

- использовать обратный клапан другой конструкции (данный клапан быстро выходит из строя, для замены и ремонта обратного клапана необходимо предусмотреть быстро разъёмные соединения. В данной конструкции УДЭ нет возможности установки клапана на трубу больше предусмотренного диаметра);
- на ёмкости не предусмотрен дыхательный патрубок;
- затруднён доступ к насосу и электродвигателю для обслуживания (заднюю дверь невозможно открыть одному человеку, необходимо закрепить дверь на шарнирах и приварить болт для закрывания);
- вентиля высокого давления не работают (при проведении ревизии выяснилось, что из 64 вентилях 16 брак, что составляет четвертую часть, все вентиля изнутри покрыты ржавчиной);
- на мерном стекле не предусмотрена мерная, металлическая линейка;
- необходимо предусмотреть ванночки для сбора подтёков химических реагентов;
- в электрощите не установлено тепловое реле для защиты электродвигателя от токовых перегрузок;
- внутри ёмкости необходимо предусмотреть ребра жесткости и обрабатывать сварные швы специальным антикоррозийным составом;
- в комплект ЗИП обязательно вносить клапана, шарики, сальниковые уплотнения, предусмотренные на данный тип насоса;
- предусмотреть возможность вывода на телеметрию следующих параметров: давление, состояние (запуск – остановка), уровень химического реагента в ёмкости.

Итак, из вышеперечисленных недостатков и методов их устранения можно вывести одну наиболее эффективную конструкцию УДЭ, которая бы соответствовала всем технологическим требованиям.

Примерно такой конструкции должна соответствовать установка УДЭ, используемая на Мамонтовском месторождении:

- внешняя и внутренняя поверхность ёмкости должна быть обработана защитным составом от разъедания ингибитором и ржавчиной;
- обвязка ёмкости для химических реагентов, насоса и нагнетательного трубопровода должна быть стальной или резиновой;
- фильтры должны обеспечивать хорошую пропускную способность и удерживать механические примеси;

- крепление щитка и крышки ёмкости должно обеспечивать герметичность и предотвращать попадание грязи и влаги;
- обязательное отключение дозирующего насоса по min и max давлению;
- на мерной трубке обязательна установка линейки из несгораемого материала со шкалой деления до 1 м;
- температурный режим работы насоса должен соответствовать нормам: от –50 до +50 °С;
- электропроводка и заземляющие шины на электроприборы блока должны соответствовать требованиям ПЭЭТ и межотраслевых правил;
- УДЭ должна быть сконструирована таким образом, чтобы была возможность устранить возникшие неполадки на месте.

Широкое применение получила установка УДЭ производства НИИ «Промхим» (г. Казань).

Применяемые ингибиторы солеотложения

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всём пути движения продукции скважин от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

На Мамонтовском месторождении используют следующие ингибиторы:

- ПАФ-13А – водный раствор полиаминометилфосфонатов, предназначенный для предотвращения образования отложений труднорастворимых солей на нефтепромысловом оборудовании в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти;
- СНПХ-5311 – представляет собой многокомпонентную смесь азота фосфоросодержащих продуктов, предназначенную для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений солей карбоната кальция.

Выбор ингибитора для нефтяного месторождения, где эксплуатация нефтепромыслового оборудования осложняется солеотложением, производится на основе химического состава образующихся солевых осадков и технологических свойств реагента (ингибирующей активности, агрегатного состояния, совместимости с пластовой водой, коррозионной агрессивности, отсутствия влияния на подготовку нефти, термической стабильности и др.).

В таблице 1 приведены результаты исследований эффективности применения различных ингибиторов.

Таблица 1 – Эффективность ингибиторов солеотложения

Содержание ионов, мг/л	Ингибитор	Защита (%) при дозировке, мг/л			
		10	20	50	100
Ca ²⁺ – 200; HCO ₃ ⁻ – 1201; вода содержит избыток HCO ₃ ⁻	ПАФ-13А	26	43	50	53
	СНПХ-5301	62	82	92	90
	СНПХ-5311	37	54	70	72
	СНПХ-5312С	54	78	86	87
	СНПХ-5313	58	82	70	65
	Нарлекс-Д54	96	97	70	–

Из всех вышеперечисленных ингибиторов широкое распространение получил ингибитор солеотложения СНПХ-5311.

Ингибитор СНПХ-5311 обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений на всём пути технологического процесса добычи нефти; обеспечивает защиту глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования от солеотложений; проявляет высокую противонакипную активность в теплообменных установках термохимического обезвоживания и обессоливания нефти. Ингибитор СНПХ-5311 предотвращает отложения сульфата бария при концентрации 30 мг/дм³. Основные характеристики ингибитора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики ингибитора СНПХ-5311

Внешний вид	однородная жидкость светло-жёлтого цвета
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1160
Водородный показатель, рН	2,5–5,5
Температура застывания	не выше –50 °С
Эффективность ингибирования осадкообразования карбоната кальция, %, при дозировке 30 грамм на тонну	не менее 60

Ингибитор СНПХ-5311 проявляет свойства ингибитора коррозии. Скорость коррозии составляет 0,015 мм/год. Реагент хорошо растворим в воде, малотоксичен, взрывобезопасен, трудногорюч.

Подача СНПХ-5311 осуществляется непрерывно или периодически в количестве 10–30 г на тонну обрабатываемой воды в зависимости от минерализации промышленных вод.

СНПХ-5311 не оказывает отрицательного влияния на процессы подготовки и переработки нефти и нефтепродуктов.

Из описанного выше следует, что для Мамонтовского месторождения эффективным ингибитором является ингибитор СНПХ-5311, так как он предотвращает отложения солей и соответствует климату Западной Сибири.

Анализ применения ингибитора СНПХ-5311

В таблице 3 приведены результаты применения ингибитора СНПХ-5311 на Мамонтовском месторождении.

Таблица 3 – Результат применения ингибитора солеотложений СНПХ-5311 на Мамонтовском месторождении

Скважина	7455
Дата запуска УДЭ	12.03.2012 г.
Период эксплуатации УДЭ, сут.	236
МРП до установки УДЭ	100
Средний текущий МРП	240
Коэффициент увеличения МРП	2,36

Итак, при рассмотрении значения межремонтного периода до установки УДЭ и значения среднего текущего ремонта можно проследить, насколько увеличился межремонтный период.

Применение многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений минеральных солей, которые состоят в основном из карбонатов кальция и магния, применяется несколько марок ингибиторов солеотложения. Это главным образом ПАФ-13А зимний (ТУ6-02-1346-87 с изм. 1–3) и СНПХ-5311 (ТУ39-05765670-ОП-233-97 с изм. 1–3) производства ОАО «Химпром» (г. Новочебоксарск), а также ХПС-001 (ТУ 39-43122451-ОП-16-98) и ХПС-005 (ТУ 245831-040-43122541-01) производства «Когалымский завод химреагентов» ТПП ОАО «Когалымнефтегаз» (г. Когалым). Указанные реагенты представляют собой растворы различных аминофосфонатов в воде и этиленгликоле и поставляются в железнодорожных цистернах или в стальных бочках вместимостью 100–275 л. В последнее время используется импортный ингибитор солеотложения Нарлекс-Д54 производства Великобритании, широко применяющийся на нефтепромыслах в Северном море. В отличие от российских реагентов он имеет другую химическую природу и представляет собой натриевую соль полиакриловой кислоты с молекулярной массой 5000.

Ингибиторы солеотложения применяются, в первую очередь, для защиты скважинных насосов, поскольку отложения солей на рабочих деталях этого высокотехнологичного оборудования существенно осложняют его работу, приводя к преждевремен-

ному выходу из строя. Как правило, наработка на отказ скважинных насосов при наличии отложения солей уменьшается в 3–5 раз и более.

При разработке технологии ингибиторной защиты наиболее важным является подбор эффективного ингибитора солеотложения применительно к конкретным параметрам эксплуатации скважин и химическому составу попутно-добываемой воды. Однако возможности подбора ингибиторов весьма ограничены, так как ассортимент ингибиторов солеотложения, выпускаемых отечественной химической промышленностью, не велик. Связано это, очевидно, со сложностью и трудоёмкостью разработки и синтеза новых активных химических соединений. В то же время существует более экономичный, но не менее эффективный способ как расширения ассортимента ингибиторов солеотложения, так и повышения их качества – это создание многокомпонентных смесей различных ингибиторов солеотложения с синергетическим ингибирующим эффектом. Определённые принципы комбинирования ингибиторов для получения композиций с синергетическим эффектом, т.е. эффектом, превышающим сумму эффектов исходных компонентов, пока не разработаны, и составление композиций является результатом эмпирического подбора. Однако одно из условий хорошо известно: для получения синергетической многокомпонентной композиции должны использоваться ингибиторы различной химической природы.

В статье представлены результаты исследования эффективности двухкомпонентных смесей ингибитора солеотложения Нарлекс-Д54 на основе полиакриловой кислоты с ингибиторами солеотложения ПАФ-13А зимний, ХПС-001 и СНПХ-5311 на основе фосфорной кислоты. Содержание ингибитора Нарлекс-Д54 в смесях изменялось от 0 до 100 % с интервалом 20 %. Концентрация ингибиторов и их смесей в имитате пластовой воды изменялась от 0 до 80 мг/л.

Методика исследования ингибиторов солеотложения заключалась в том, что в лабораторных условиях моделировался и контролировался процесс образования карбоната кальция. Эффективность ингибиторов солеотложения рассчитывалась как процент кальция, который удерживается в растворе ингибитором, от его общего содержания. Испытания проводились на имитате пластовой воды хлоридно-кальциевого типа, что характерно для пластовых вод подавляющего большинства месторождений в Западно-Сибирском регионе. В имитате пластовой воды содержалось 1100 мг/л Ca^{2+} , 380 мг/л Mg^{2+} , 976 мг/л HCO_3^- и 14045 мг/л Cl^- .

Растворы имитата пластовой воды с ингибиторами солеотложения термостатировались в течение 5 часов при температуре 75 °С, которая приблизительно соответствует температуре в скважине на глубине установки насосов. Рабочие пробы содержали различное количество ингибитора. После термостатирования и охлаждения выпавший осадок отфильтровывали и в фильтрате определяли содержание ионов кальция.

Полученные результаты были обработаны и проанализированы.

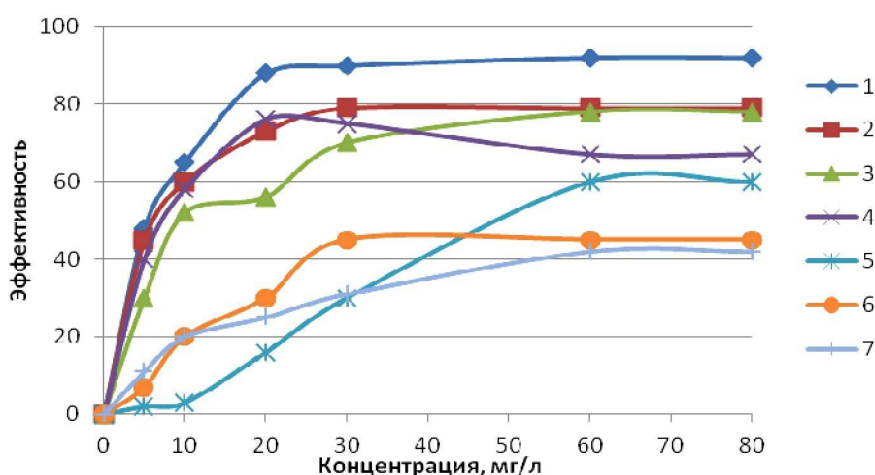


Рисунок 5 – Зависимость эффективности ингибиторов солеотложения и их смесей от концентрации:

- 1 – смесь Нарлекс-54 с СНПХ-5311 в соотношении 40 : 60 %; 2 – смесь Нарлекс-54 с ХПС-001 (60 : 40 %);
 3 – Нарлекс-54; 4 – смесь Нарлекс-54 с ПАФ-13А (75 : 25 %);
 5 – СНПХ-5311; 6 – ХПС-001; 7 – ПАФ-13А зимний

Из рисунка 5 видно, что ингибитор Нарлекс-Д54 обладает наибольшим эффектом среди однокомпонентных ингибиторов при исследованных концентрациях. Эффективность двухкомпонентных смесей этого ингибитора с другими ингибиторами превышает эффективность Нарлекс-Д54 практически во всём интервале концентраций. Это однозначно свидетельствует о том, что исследованные смеси проявляют синергетический ингибирующий эффект.

Для количественной оценки синергетического эффекта использовали отношение эффективности смеси ингибиторов $\mathcal{E}_{см}$ к эффективности смеси \mathcal{E}_a , рассчитанной по правилу аддитивности, т.е. по сумме эффективностей составляющих смесь ингибиторов при соответствующих концентрациях. Очевидно, что если $(\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a) > 1$, то проявляется синергетический эффект, если $(\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a) < 1$ – антагонистический эффект.

Из рисунка 6 следует, что отношение $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$ значительно изменяется как от содержания Нарлекс-Д54 в смеси, т.е. от состава смеси, так и от её концентрации, причём в каждой смеси имеются одна или две ярко выраженные области составов с синергетическим ингибирующим эффектом.

Составы ингибиторов солеотложения Нарлекс-Д54 и ПАФ-13А (см. рис. 6а) с массовым содержанием Нарлекс-Д54 от 60 до 80 % проявляют как синергетический ингибирующий эффект при концентрациях смеси 5–20 мг/л, так и антагонистический – при концентрациях более 30 мг/л. Смеси с массовым содержанием Нарлекс-Д54 0-60 и 85–100 % проявляют только антагонистический эффект при всех концентрациях смесей.

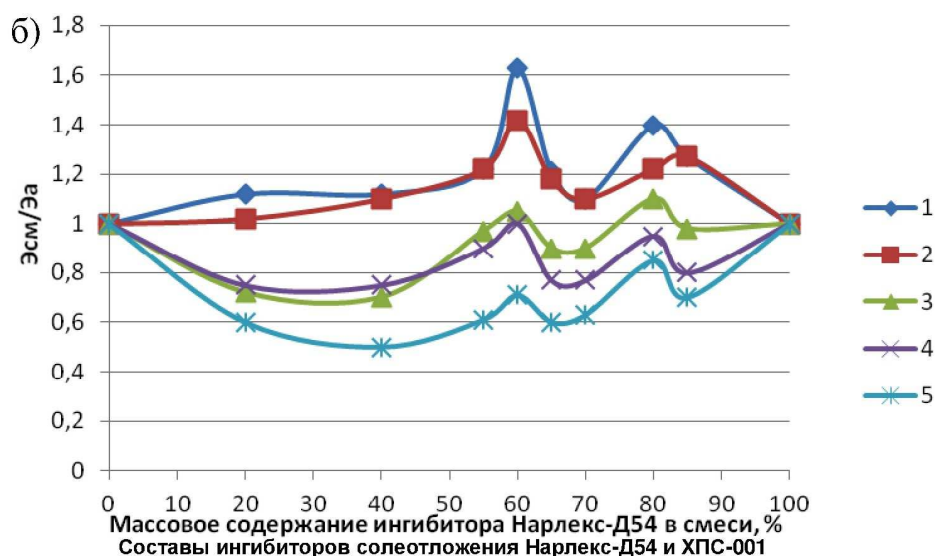
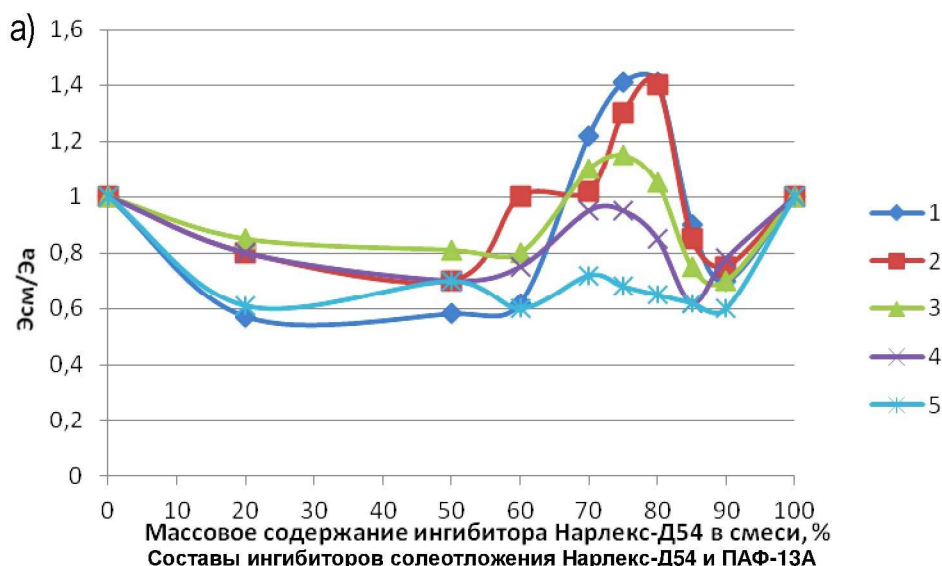
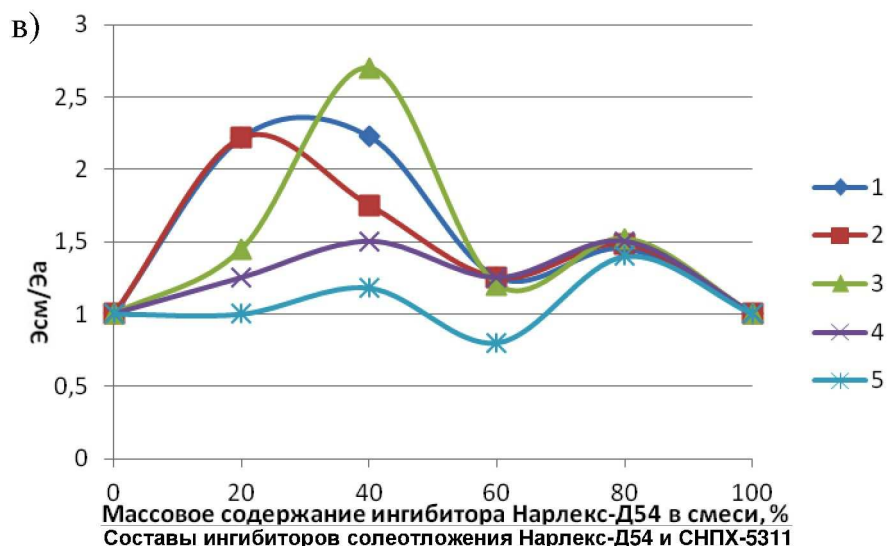


Рисунок 6 – Зависимость отношения $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$



Продолжение рисунка 6 – Зависимость отношения $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_а$:

смеси Нарлекс-Д54 + ПАФ-13А зимний (а), Нарлекс-Д54 + ХПС-001 (б), Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 (в) от содержания Нарлекс-Д54 при различной концентрации смеси:
1, 2, 3, 4, 5 – концентрация смеси составляет соответственно 5, 10, 20, 30, 60 мг/л

Смеси Нарлекс-Д54 с ХПС-001 (см. рис. 6б) проявляют синергетический эффект при массовом содержании Нарлекс-Д54 55-65 и 70–85 % и концентрации смеси не более 10 мг/л. При концентрациях смеси ингибиторов солеотложения 30 и 60 мг/л синергетический эффект исчезает и появляется антагонистический эффект. Все смеси Нарлекс-Д54 и СНПХ-5311 (см. рис. 6в) обладают синергетическим эффектом при любых соотношениях компонентов при концентрациях смеси не более 30 мг/л.

Для практического использования смесей ингибиторов солеотложения необходимо выделить составы с наибольшим синергетическим ингибирующим эффектом. В таблице 4 приведены составы и концентрации смесей ингибиторов солеотложения, при которых проявляется синергетический эффект. В этих интервалах целесообразно определить оптимальные составы смесей и их концентрации, при которых смеси обладают максимальным синергетическим эффектом и достаточно высокой эффективностью.

Таблица 4 – Состав и концентрация смесей ингибиторов солеотложения

Смесь ингибиторов солеотложения	Массовое содержание Нарлекс-54 в смеси, %, в интервале		Концентрация смеси, мг/л, в интервале	
	1	2	1	2
Нарлекс-54 + ПАФ-13А зимний	70-80	–	5–20	–
Нарлекс-54 + ХПС-001	55–65	70–85	5–20	5–20
Нарлекс-54 + СНПХ-5311	30-50	75-85	5–20	5–20

В таблице 5 приведены оптимальные составы и концентрации, а также синергетический эффект $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_а$ и эффективность смесей $\mathcal{E}_{см}$ при данных составах и концентрациях. Представленные результаты позволяют выбрать смеси и их рабочую концентрацию для наиболее эффективного применения. Эффективность всех смесей, приведенных в таблице 5, превышает эффективность наиболее эффективного однокомпонентного ингибитора солеотложения Нарлекс-Д54.

Из таблицы 5 следует, что смесь ингибиторов Нарлекс-Д54 и СНПХ-5311 при соотношении компонентов 60 : 40 % по сравнению с другими смесями обладает как максимальным синергетическим эффектом, так и максимальной эффективностью при соответствующих концентрациях. Поэтому на примере этой смеси определим некоторые показатели, значимые при практическом использовании ингибиторов.

Таблица 5 – Оптимальные составы и концентрации смесей ингибиторов солеотложения

Смесь ингибиторов солеотложения	Массовое содержание Нарлекс-54 в смеси, %	Концентрация смеси, мг/л	Синергетический эффект $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$	Эффективность смеси $\mathcal{E}_{см}$, %
Нарлекс-54 + ПАФ-13А зимний	75	5	1,4	40
		10	1,3	58
		20	1,1	77
Нарлекс-54 + ХПС-001	60	5	1,7	40
		10	1,4	60
		20	1,2	76
Нарлекс-54 + СНПХ-5311	40	5	2,2	48
		10	1,8	64
		20	2,5	88
		30	1,5	92

Одним из самых важных показателей при выборе ингибиторов солеотложения, как и всех других реагентов, является соотношение эффективности и удельного расхода ингибитора. Из рисунка 7 видно, что заданной ингибирующей эффективности 60 % достигают четыре исследованных состава смеси с массовым содержанием Нарлекс-Д54, равным 20, 40, 60 и 80 %, а также ингибитор Нарлекс-Д54. При этом с минимальным удельным расходом (9 мг/л) указанной эффективности достигают составы смесей с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 и 80 %. Эффективности 80 % достигают три состава смеси, причём состав с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 % обеспечивает эту эффективность при самом низком удельном расходе – 17 мг/л. Эффективность 90 % имеют только два состава с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 и 80 %, но первый состав при более низком расходе (24 мг/л).

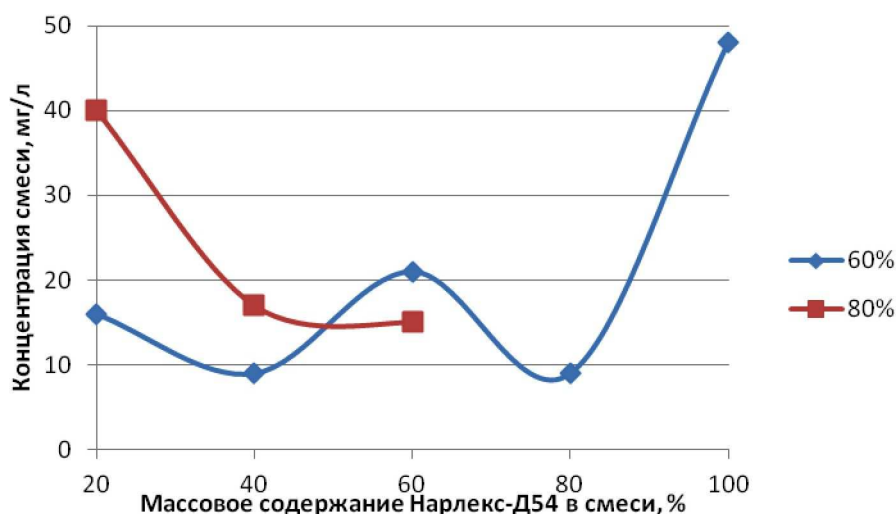


Рисунок 7 – Зависимость минимальной концентрации смеси Нарлекс-54 + СНПХ-5311 от массового содержания Нарлекс-Д54 в смеси при эффективности ингибирования смеси, равной 60 и 80 %

Результат применения ингибитора Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Использование смеси ингибиторов

Скважина	7455
Дата запуска УДЭ	12.03.2012 г.
Период эксплуатации УДЭ, сут.	236
МРП до установки УДЭ	100
Средний текущий МРП	240
Коэффициент увеличения МРП	2,4
Коэффициент увеличения МРП при использовании смеси ингибиторов Нарлекс-54 + СНПХ-5311	3,6

Основные выводы и рекомендации

1. На основе анализа фонда добывающих скважин Мамонтовского нефтяного месторождения выполнен подбор скважины-кандидата для применения комплексного ингибитора солеотложений, направленного на предотвращение отложения солей в нефтегазовом оборудовании. На данной скважине было замечено недостаточное увеличение межремонтного периода по причине отложения солей. Согласно требованиям по подбору скважин-кандидатов для ингибирования рекомендована скважина № 7455.

2. Проведён технологический расчёт проектирования процесса ингибирования солеотложений на скважине № 7455 Мамонтовского месторождения с использованием существующего регламента. Рекомендован комплексный ингибитор солеотложений Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311.

3. Технологический расчёт показал, что после применения комплексного ингибитора Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 МРП скважины № 7455 повысился с 240 до 360 суток.

4. Количество ремонтов скважины за 5 лет уменьшилось с 7 до 4. Чистая прибыль предприятия от применения установки по дозированию реагента на одной скважине составила 6,848 млн. руб. за 5 лет эксплуатации нового ингибитора.

5. Проведён технологический расчёт проектирования процесса ингибирования солеотложений на скважине № 7455 Мамонтовского месторождения с использованием существующего регламента. Рекомендуется использовать комплексный ингибитор солеотложений Нарлекс-Д54 (40 %) + СНПХ-5311 (60 %).

6. На завершающей стадии разработки Мамонтовского месторождения в условиях высокой обводнённости добываемой продукции необходимость правильного подбора ингибитора солеотложений является актуальной задачей. Поэтому внедрение нового комплексного ингибитора солеотложений Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 позволит продлить срок экономической и технологической эффективности эксплуатации Мамонтовского месторождения.

Литература:

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение отложений при добыче обводнённой нефти. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 168 с.
2. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М. : Издательство «Недра», 1985. – 215 с.
3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство Недра, 2004. – 402 с.
4. Кунакова А.М, Файзуллин Р.К., Гумеров Р.Р., Сидоренко В.В., Сулейманов А.Г. Мониторинг солеобразования в скважинном оборудовании и технологии его предупреждения в ООО «Газпромнефть-Хантос» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – № 12. – С. 66–67.
5. Майк Крабтри, Дэвид Эслингер, Фил Флетчер, Мэтт Миллер, Эшли Джонсон, Джордж Кинг. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования. – Schlumberger, Осень 2002. – С. 52–73 – URL : http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p52_73.pdf

6. Проект разработки Мамонтовского нефтяного месторождения.
7. Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С. Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2003. – № 6. – С. 82–84.
8. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г. Влияние солеотложения на работу насосного оборудования в ОАО «Юганскнефтегаз» // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2001. – № 7. – С. 23–26.
9. Технологический регламент «Порядок планирования, организации и контроля исполнения работ по предотвращению и удалению солеотложений в скважинах и скважинном оборудовании на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос», 2009.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
12. Антониади Д.Г., Вартумян Г.Т., Савенок О.В., Ефименко Б.В., Кусов Г.В. Скважинная добыча нефти : методические указания по выполнению контрольной работы по дисциплине «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» для студентов всех форм обучения специальности 130503 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2010. – 87 с.
13. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
14. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
15. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
16. 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.
17. 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.
18. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
19. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
20. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. 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». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

21. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.

22. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обучения направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

23. 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.

24. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>, 1,000 у.п.л.

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

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

27. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

28. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

29. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 82–108. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-82-108.pdf>

30. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

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

2. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S. F. Prevention of salt formation at oil production. – M. : Nedra publishing house, 1985. – 215 p.

3. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Publishing house Nedra, 2004. – 402 p.
4. Kunakova A.M, Fayzulin R.K., Gumerov R.R., Sidorenko V.V., Suleymanov A.G. Monitoring of salt formation in the borehole equipment and technology of his prevention in LLC Gazpromneft-Khantos // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2011. – No. 12. – C. 66–67.
5. Mike Krabtri, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson, George King. Fight against salt sedimentations – removal and prevention of their education. – Schlumberger, Fall of 2002. – P. 52–73 – URL : http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p52_73.pdf
6. Project of development of the Mamontovsky oil field.
7. Perekupka A.G., Yelizarova Yu.S. Effektivnost and prospects of use of multicomponent mixes of inhibitors of salt sedimentation // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2003. – No. 6. – P. 82–84.
8. Ragulin V.V., Smolyanets E.F., Mikhaylov A.G. Influence of salt sedimentation on operation of the pump equipment in JSC Yuganskneftegaz // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNIIOENG, 2001. – No. 7. – P. 23–26.
9. Production schedules «An order of planning, the organization and control of execution of works on prevention and removal of salt sedimentations in wells and the borehole equipment on fields of LLC Gazpromneft-Khantos», 2009.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Antoniadi D.G., Vartumyan G.T., Savenok O.V., Efimenko B.V., Kusov G.V. Borehole oil production : methodical instructions on performance of an examination on discipline «Operation of oil and gas wells» for students of all forms of education of the specialty 130503 Development and operation of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2010. – 87 p.
13. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of the diplomaed experts 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
14. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of the diplomaed experts 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
17. 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. – T. 1–4.
18. 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 pages.
19. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover. Restoration of tightness of up-setting columns : methodical instructions to a practical training on disciplines «Reconstruction and restoration of wells» («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile) and «Technology of drilling of oil and gas wells» («Drilling of Oil and Gas Wells» profile) for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar: Prod. Ky6ГТУ, 2013. – 63 p.

20.Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches 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». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

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

22.Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. 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». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.

23.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.

24.Antoniadi D.G., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine KubSTU). – Krasnodar : KubSTU, 2013. – No. 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>, 1,000 at. item of I.

25.Sharypova D.D., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013». April 9–12, 2013. Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.

26.Sharypova D.D., Savenok O.V. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).

27.Berezovsky D.A., Kusov G. V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

28.Savenok O.V. Ispolzovaniye koltyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing wells / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

29.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). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 82–108. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-82-108.pdf>

30.Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

УДК 622.237.2

**ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ОБОГАЩЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ КОМИ.
УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ,
СЛАНЦЕНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ И ФОРМА ЗАЛЕЖЕЙ
ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ**

**TECHNOLOGY OF EXTRACTION, PROCESSING
AND ENRICHMENT OF ENERGY RAW MATERIALS OF THE KOMI REPUBLIC.
THE CONDITIONS FOR THE FORMATION OF OIL SHALES,
THE SHALEOUS FORMATIONS AND THE FORM OF THE OIL SHALE DEPOSITS**

Арутюнов Татос Владимирович

ведущий специалист
отдела проектирования и мониторинга
разработки месторождений Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. Среди каустобиолитов горючие сланцы занимают особое положение как по условиям образования, петрографическому и химическому составу, так и по своей основной роли в развитии топливно-химических отраслей промышленности. Месторождения горючих сланцев известны на всех континентах нашей планеты. Прогнозные мировые запасы горючих сланцев и заключённой в них смолы во много раз превышают известные запасы нефти. Горючие сланцы – это комплексное органо-минеральное полезное ископаемое. Промышленную ценность представляют как органическое вещество, так и минеральная масса сланцев. На базе их может быть организовано производство значительного ассортимента топливных, химических продуктов и разнообразных материалов строительной индустрии. Горючие сланцы привлекают внимание и биологов с целью использования керогена для производства белковых препаратов, и медиков для получения различного рода медицинских препаратов, применяемых в дерматологии. Большой интерес к горючим сланцам проявляют агрономы, поскольку уже некоторые созданные сланцехимические препараты обладают свойствами стимулирования роста растений, а зольные минеральные вещества в отдельных случаях применяются для удобрения кислых почв и повышения урожайности растений.

Ключевые слова: глубина накопления органического вещества горючих сланцев; стадийность сланцеобразования; сланценосные формации и форма залежей горючих сланцев; основные сланценосные формации; фации и ритмы сланценакопления; геотектонические типы месторождений горючих сланцев; форма залежей горючих сланцев.

Arutyunov Tatos Vladimirovich

Leading specialist
of the design and monitoring department
of the field development
of the Stavropol territory,
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific
and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. Among the caustobioliths, oil shales occupy a special position both in terms of formation, petrographic and chemical composition, and in their characteristic role in the development of the fuel and chemical industries. Oil shale deposits are known on all continents of our planet. The projected world reserves of oil shale and resin in them are many times higher than known oil reserves. Combustible shales are a complex organo-mineral mineral. Industrial value is represented by both organic matter and the mineral mass of shales. On the basis of them, the production of a significant range of fuel, chemical products and various materials of the construction industry can be organized. Combustible shales attract attention of biologists for the use of kerogen for the production of protein preparations, and doctors for the preparation of various types of medical products used in dermatology. Greater interest in oil shale is shown by agronomists, since already some shale-chemical preparations have the properties of stimulating plant growth, and the ash minerals in some cases are used to fertilize acidic soils and increase the yield of plants.

Keywords: depth of accumulation of the organic matter of oil shales; shale formation stage; shaleous formations and the form of oil shale deposits; basic shaleous formations; facies and rhythms of the process of accumulation; geotectonic types of oil shale deposits; form of oil shale deposits.

Палеогеографические условия проявления сланценосных формаций

Возникновение, развитие и преобразование органического вещества (ОВ) происходило в определённых палеогеографических условиях геологических эпох. Основными факторами, влиявшими на зарождение и преобразование ОВ на всех континен-

тах во все времена геологического летоисчисления, являлись рельеф материка, климат и вода. Физико-географические условия были изменчивы как в пределах одного и того же периода, так и в различных географических районах материков и океанов. В пределах определённого отрезка времени накопление ОВ при благоприятных палеогеографических условиях тесно связано с литофацией соответствующего петрографического, палеонтологического и геохимического состава морского, лагунного или континентального образования. На накопление и преобразование ОВ во времени оказывал влияние и тектонический режим земной коры отдельных регионов. Все эти и другие факторы в общей совокупности в свою очередь влияли на распределение и концентрацию ОВ в осадке определённой фации.

Фация понимается как закономерный комплекс петрографических и геохимических особенностей отложений, выражающий палеогеографическую и геохимическую обстановку осадконакопления и диагенеза осадка.

Уже в позднем архее рельеф земной поверхности стал более контрастным, произошло увеличение площади суши, в отложениях установлены остатки организмов – бактерий и сине-зелёных водорослей, и, следовательно, жизнь возникла около 2700–2900 млн лет назад. В протерозое происходило возрастание массы ОВ. Господствовали бактерии и водоросли. Кроме сине-зелёных появились водоросли с дифференцированным слоевищем. Учитывая важное значение палеогеографических условий образования горючих сланцев, как и многих других месторождений полезных ископаемых осадочного происхождения, ниже приводится краткая характеристика физико-географических факторов в отдельные геологические эпохи.

Кембрийский период продолжительностью 70 млн лет в структурно-тектоническом плане земной коры характеризуется существованием платформ северной и южной групп, разделённых геосинклинальными поясами.

Атмосфера содержала повышенное количество углекислоты. Климат влажный, тёплый, с проявлением засухи в ряде регионов. Температура морской воды – не ниже 20 °С.

Органический мир был представлен в основном бактериями и водорослями. Земноводные споровые растения – псилофиты – произрастали на сильно обводнённых побережьях. Установлено наличие в отложениях кембрия трилобитов, археоциатов, брахиопод и др. Наиболее благоприятными для образования горючих сланцев были условия северных платформ, однако и здесь они не получили широкого развития. Углепроявление кембрийского возраста, известное в Китае, рассматривается как единственный древний представитель.

На юго-востоке Китая пачка чёрных углисто-кремнистых сланцев имеет мощность 25 м.

Ордовикский и силурийский периоды общей продолжительностью около 90 млн лет характеризуются преимущественным распространением морских геосинклинальных и платформенных отложений. Обломочные фации представлены песчаниками, сланцами, конгломератами и галечниками, карбонатные фации – органогенными известняками, граптолитовая фация – граптолитовыми сланцами, кремнистыми сланцами и сланцами с трилобитами.

Органическая жизнь была сосредоточена главным образом в морских водоёмах. Аккумуляция ОВ происходила в прибрежных ландшафтах.

В ордовике проявление сланценосных формаций установлено только в пределах Прибалтийского бассейна. В основании мощного известняково-доломитового комплекса ордовика залегает пакерортская толща (O1pk), содержащая диктионемовые сланцы с ОВ 15–20 %.

Кероген кукурсита и диктионемовых сланцев Прибалтийского бассейна почти не содержит гумусового вещества, что свидетельствует о его сапропелевом происхождении. Из органического мира господствовала низшая флора – бактерии и водоросли. Вмещающие карбонатные породы, вероятно, органогенного образования.

Девонский период, продолжавшийся приблизительно 50–70 млн лет, характеризуется образованием красноцветных континентальных и наземно-вулканогенных отложений, а также развитием морских обломочных и подводно-вулканических фаций. Красноцветные обломочные фации континентального типа представлены красноцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками и глинами и подчиненно мергелями, доломитами, гипсами и каменными солями.

Органический мир характеризуется расширением ареала наземной флоры и фауны. Водная форма была представлена бактериями и водорослями, в наземной флоре в раннем девоне господствовали псилофиты. В среднем девоне стали развиваться споровые растения, а в позднем – разноспоровые папоротники и голосеменные.

Со среднего девона на Сибирской и Русской платформах происходило образование горючих сланцев. В Белоруссии в бассейне Припятского прогиба образовались горючие сланцы данково-лебедянского горизонта фаменского яруса верхнего девона. В Кузнецком бассейне и Минусинской котловине горючие сланцы приурочены к основанию разреза среднедевонских отложений.

Каменноугольный период продолжительностью 55–75 млн лет характеризуется широко развитыми морскими – платформенными и геосинклинальными – карбонатными, обломочно-карбонатными и угленосными фациями.

Продолжительные морские трансгрессии на платформах сопровождались широким развитием угленосных фаций на обширных площадях северных и южных платформ. Масштабы проявления угленакопления в карбоне огромны. А горючие сланцы, за редким исключением, образуют самостоятельные месторождения.

Горючие сланцы, образованные в каменноугольный период, обогащены гумусовым веществом.

Пермский период продолжительностью 45 млн лет характеризуется от нижнего отдела к верхнему постепенным сокращением удельного веса морских фаций, повышением лагунных и континентальных фаций.

Чётко выражена зональная биологическая дифференциация. Происходило активное заселение суши растениями, главным образом за счёт поступления свободного кислорода. Значительное развитие получили угленосные и соленосные фации.

Образование горючих сланцев в отличие от интенсивного проявления угленосных фаций не получило широкого развития. На северных платформах пермские горючие сланцы встречаются очень редко (Франция). Известные сланценозные бассейны образовались в основном на площадях южных платформ (Австралия, Бразилия). На территории бывшего СССР известен Кендерлыкский угольно-сланцевый бассейн.

Горючие сланцы залегают над угольными толщами или подстилают их или отмечаются чередование слоёв угля и сланца.

Триасовый период продолжительностью 45 млн лет характеризуется господством континентальных платформенных, а также лагунных фаций. Процессы угленакопления в триасе были развиты слабее, чем в позднем палеозое. Аридный климат способствовал образованию доломитов, доломитизированных известняков, гипсов, ангидритов, каменных солей и исчезновению растительного покрова суши. В связи с обмелением морей и регрессиями, охватившими континенты, сложились неблагоприятные условия для развития органического мира, а, следовательно, и горючих сланцев. Известные месторождения горючих сланцев в ФРГ Испании, Австрии – весьма ограниченных размеров, низкого качества, содержат гумусовый материал и имеют повышенный процент пирита.

Юрский период продолжительностью 58 млн лет характерен преимущественным развитием морских и континентальных, меньше лагунных фаций, интенсивным и многообразным проявлением тектонической деятельности.

Несмотря на благоприятные палеогеографические условия в юрский период, образование горючих сланцев происходило на весьма ограниченных площадях. Отдельные месторождения горючих сланцев обнаружены в Австралии, Латинской Америке, Африке. Концентрация основной массы ОБ горючих сланцев происходила на обширной территории восточной и северо-восточной частей Русской (Восточно-Европейской) платформы, где выявлены такие крупные сланценозные бассейны, как Волжский и Тимано-Печорский.

Меловой период продолжительностью 70 млн лет характеризуется развитием морских (платформенных и геосинклинальных) фаций. Морские фации представлены мелководными песчано-глинистыми осадками и карбонатами, а континентальные – мелом, конгломератами и песчано-глинистыми осадками, угле- и сланценосными породами.

Кроме широкого проявления угленосных фаций в некоторых регионах развиты сланценозные фации мела. Месторождения горючих сланцев известны в Забайкалье, Монголии, Сирии, Иордании, Ливии, Марокко, Бразилии, Аргентине, США, Италии, Канаде, Испании и др.

Палеогеновый период продолжительностью 41 млн лет характеризуется развитием морских, лагунных и континентальных фаций. Морские эпиконтинентальные фации, образованные в мелководных морях, представлены песчано-глинистыми и карбонатными отложениями. Лагунные фации представлены соленосными песчано-глинистыми отложениями с залежами нефти. Континентальные фации разнообразны по составу и генезису – озёрно-болотные, аллювиальные, элювиальные и эоловые отложения.

Потепление климата сопровождалось развитием высших представителей флоры и фауны.

В палеогеновый и затем в неогеновый периоды на всех континентах в большей или меньшей степени происходило образование горючих сланцев. Во многих районах земного шара были образованы крупные по площади и запасам сланценозные бассейны – карпатские менилитовые сланцы, Грин-Ривер США, Польша, Румыния, Новая Зеландия и т.д. Из всех геологических периодов палеогеновый был самым интенсивным по накоплению ОБ горючих сланцев в осадочных отложениях не только по площади распространения, но и по его концентрации в отдельных районах континентов.

Неогеновый период продолжительностью около 24,5 млн лет характеризуется господством континентальных фаций (элювиально-делювиальных, озёрных, аллювиальных, пролювиальных, эоловых и пр.). Морские фации представлены эпиконтинентальными (песчано-глинистые и известняки) и геосинклинальными (терригенные отложения) фациями, лагунные в виде песчано-глинистых с каменной солью и гипсом (типично лагунные) и опреснённых лагун с обильными растительными остатками.

На более раннем этапе развития отложений неогена продолжалось образование горючих сланцев, но затем в связи с изменением климатического режима интенсивность постепенно снижалась, вследствие чего сократились площади накопления ОБ.

Антропогенный (четвертичный) период продолжительностью 1–2 млн лет характеризуется образованием рыхлых осадков мощностью от десятков до нескольких тысяч метров. Морские фации по сравнению с фациями неогена имеют несколько большее развитие за счёт мелководных эпиконтинентальных морей, тогда как площадь геосинклинальных фаций сократилась. Континентальные фации представлены галечниками, песками, глинами, суглинками.

Образование горючих сланцев происходило во все геологические эпохи. Палеогеографические условия всегда оказывали влияние на образование, концентрацию и распределение ОБ в различных районах земного шара. В одни геологические периоды происходило довольно интенсивное сланцеобразование, в другие – менее интенсивное или весьма незначительное. Максимумы сланценакопления приходятся на юрский и палеоген-неогеновый периоды, минимум – на триас.

О роли бактерий в преобразовании органического вещества

Химический состав керогена горючих сланцев зависит как от химического состава исходного ОБ, так и от степени его диагенеза в аэробных и особенно анаэробных условиях. В преобразовании сапропелевого вещества, в том числе водорослей, активная роль принадлежит бактериям. Для сине-зелёных, зелёных и бурых водорослей характерно высокое содержание углеводов (до 70–75 %) и белков (до 35 %).

Исходное ОБ горючих сланцев в шельфовой части морей, лагунах, озёрах и других водоёмах под влиянием многочисленных факторов в различные фазы диагенеза подвергалось последовательной многоступенчатой переработке с перестройкой структуры. Преобразование его происходило в аэробных и анаэробных условиях. В верхней зоне водного бассейна активно развивались аэробные бактериальные процессы, а в зоне, не содержащей свободного кислорода, – анаэробные. И в том, и в другом случае активная роль принадлежала бактериям.

В горючих сланцах каждого месторождения в большем или меньшем количестве содержатся соединения серы. В одном случае это минеральные, в другом – органические соединения. Не исключена возможность, что образование некоторых соединений серы, особенно органической, связано с деятельностью сернистых бактерий.

В горючих сланцах, как правило, в больших или меньших количествах содержатся железосодержащие минералы – пирит и марказит. В первоначальном виде в биосфере железо, вероятно, находилось в растворённом состоянии в виде закисного соединения. В последующем совместно с накоплением ОВ закисное железо переводилось железобактериями в гидроокиси и окиси.

Некоторые исследователи различают среди бактерии пять основных разновидностей: разлагающие клетчатку, разлагающие жиры и пектиновые вещества, связывающие азот, разлагающие белки, денитрифицирующие азот. Таким образом, каждая из этих бактерий выполняла свою роль в биогенезе сапропелевого материала.

Приведённые данные свидетельствуют о многообразии бактерий, способных перерабатывать как органические вещества, так и неорганические соединения, и создавать целую гамму сложных новообразований. Как видно, накопление сине-зелёных и прочих водорослей происходило в различные геологические периоды в различной литолого-фациальной обстановке. Во многих случаях им принадлежала активная роль не только в образовании горючих сланцев, но и многих руд.

Процесс бактериальной переработки ОВ происходит многостадийно и последовательно по мере его продвижения от поверхности слоёв воды бассейна до погребения, а возможно и в более позднее время. Любое ОВ поражают бактерии. Вначале ОВ подвергается окислению, а затем разложению органических остатков. Биохимические процессы способствуют образованию кислорода, а при отсутствии циркуляции происходит его накопление и размещение.

Наличие органических остатков установлено в отложениях докембрия, возраст которых – не менее 3 млрд лет. Докембрийские отложения бедны ископаемыми остатками организмов, но, тем не менее, важно, что в далёкие времена, когда ещё только начала формироваться земная кора, уже существовали органические вещества. В докембрийских породах Кольского полуострова и Северной Карелии содержание органического углерода колеблется от долей до десятков процентов. В битумоидах ОВ вендско-рифейских отложений юга Якутии преобладают метано-нафтенновые структуры. Наличие в породах докембрия и раннего палеозоя концентраций ОВ и урана объясняется интенсивностью накопления планктоногенного ОВ.

Необходимым условием для образования керогена горючего сланца является сохранение чисто липидного ОВ. После гибели планктона его пожирают анаэробные бактерии, в результате чего начинается биохимический процесс – окисление, разложение органических остатков в природной зоне с превращением в нерастворимый кероген.

Глубина накопления органического вещества горючих сланцев

Накопление ОВ в иловой зоне водоёмов связано с развитием морских, лагунных и континентальных фаций в отдельных областях или районах или небольших участках земной коры. Накопление, распределение и концентрация его в осадке зависят от многих факторов, в том числе от ранее образовавшихся тектонических структур горных пород, слагающих район, тектономагматических проявлений в процессе сланцеобразования, морфологии суши и дна водного бассейна, физико-географических условий и др.

В лагунах, дельтах и озёрах континентальных фаций по аналогии с современными условиями аккумуляция исходного материала сланца и сапропелей, по-видимому, происходила в мелководных условиях на сравнительно небольших глубинах.

Жизнедеятельность органического мира гидросферы происходит на сравнительно небольших глубинах. По мере уменьшения количества свободного кислорода биохимическая деятельность ослабевает, и на глубинах 500–1000 м количество свободного кислорода практически равно нулю.

Аккумуляция исходного материала сланцев и сапропелей происходила на глубине едва ли более 300 м, часто гораздо меньше. На основании исследования вещественного состава прибалтийских сланцев и вмещающих пород, а также геотектонических условий сланценакопления можно сказать, что образование кукерситов происходило в открытом море, в условиях нормального газового режима.

В синклинальных складках, тектонических впадинах и котловинах образование многих месторождений горючих сланцев происходило на сравнительно больших глу-

бинах. Этому способствовали во время сланценакопления колебательные движения земной коры, особенно с опусканием дна моря.

В современных условиях водоросли накапливаются в прибрежной части многих морей и океанов. Наиболее благоприятная для жизни планктона зона фотосинтеза, проникающая на глубину не более 50 м.

Стадийность сланцеобразования

Формирование горючих сланцев происходило длительно и распадалось на несколько последовательно сменяющихся микробиохимических, химических и геохимических реакций, возникавших в процессе диагенеза исходного вещества. Биохимический процесс эволюционировал от простейших к сложным химическим соединениям, от жидкой фазы к твёрдому веществу, каким в конечном виде является кероген. Процесс формирования комплексов углеводородных, кислородсодержащих и прочих соединений связан с определёнными стадиями сланцеобразования: водорослевой, липидной, геохимической и шунгитовой.

Водорослевая стадия сланцеобразования – самая ранняя и характеризуется развитием водорослей в верхней зоне морских, озёрных, дельтовых и прочих преимущественно мелководных водоёмов в аэробных условиях, когда водоросли под бактериально-биохимическим влиянием преобразуются в гелевидную массу. На интенсивность биохимического процесса на данной стадии влияли палеогеографические условия, существовавшие в зоне гипергенеза поверхностных частей земной коры. В окислительной среде окислению и биохимической переработке подвергались также и другие живые организмы. Возникшие мельчайшие гелевидные частицы ОВ на данной стадии не образовывали скоплений и агрегатов. По мере возрастания количества минеральных взвесей, особенно глинистого состава, происходило постепенное передвижение всей этой массы в зону илов. В этом случае минеральные компоненты играли роль адсорбента.

На данной стадии образованные водорослевые плюски представляют собой жидкость зелёного цвета, которая быстро твердеет. В свежем состоянии плюска полностью растворяется в холодных жирных растворителях.

Липидная стадия формирования ОВ горючих сланцев является продолжением первой стадии. Фактически они тесно взаимосвязаны, и различие их заключается в том, что на первой стадии начальный процесс формирования ОВ происходит в аэробных условиях и характеризуется ходом простейших реакций, а на липидной – в анаэробных условиях, при этом полимеризация сопровождается протеканием сложных химических реакций замещения и новообразований.

ОВ, поступившее в придонную иловую зону водоёма в виде гелевидной массы совместно с минеральным материалом, подвергалось диагенезу. В иловой зоне в анаэробных условиях гелевидное вещество преобразовывалось бактериями в продукт липидной природы высокой химической ненасыщенности. С течением времени уменьшается ненасыщенность и увеличиваются инертность и нерастворимость.

Геохимическая стадия характеризуется биогенно-химическим преобразованием липидного ОВ и минералообразованием в анаэробных условиях. Отложения ОВ преимущественно жирового состава аэробного образования подвергались биосинтезу и захоронению. В этих же условиях происходило минералообразование в виде гидратных или солевых соединений железа, сульфатов, сульфидов, карбонатов, водных силикатов алюминия, карбонатов алюминия и прочих минералов. Если для образования углей необходимым условием является массовое накопление и преобразование растительного материала, то для горючих сланцев исходным веществом служил в основном биохимически преобразованный водорослево-сапропелевый материал – липиды, подвергнутые биосинтезу.

Шунгитовая стадия отвечает высшей стадии метаморфизма ОВ горючих сланцев. Под воздействием тектоно-магматических проявлений ОВ горючих сланцев превращено в углеродистый минерал типа шунгита.

В раннем протерозое (почти 1 млрд лет назад) на территории Карелии в обстановке мелководных морских водоёмов образовались песчано-глинистые породы, содержащие ОВ водорослевого происхождения. В результате магматической деятельно-

сти и тектонических воздействий осадочный комплекс пород был преобразован в кристаллические сланцы различного минералогического состава. ОВ водорослевого происхождения преобразовалось в чисто углеродистый минерал – шунгит. Углерод шунгитовых сланцев (изотоп ^{12}C) преобладает над неорганическим углеродом (изотопом ^{13}C) в соотношении $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 93$. Шунгит состоит из 98 % углерода и 2 % минеральных примесей. Цвет шунгита смоляно-чёрный, блеск полуметаллический, плотность 1,8–1,9. Не прозрачен и не просвечивает. Летучие вещества отсутствуют. Массовая доля чистого минерала шунгита в сланцах не превышает 0,2 %.

Основные сланценозные формации

Применительно к горючим сланцам В.А. Котлуков предложил следующее определение сланценозных формаций: «Это парагенетически связанные комплексы осадочных или осадочно-вулканогенных пород, включающих горючие сланцы в таких концентрациях, которые позволяют рассматривать их как полезное ископаемое». Накопление ОВ связано с формированием определённого комплекса пород в определённых палеогеографических условиях соответствующего геологического периода.

Выделение и изучение сланценозных формаций, прежде всего, имеет практическое значение при перспективной оценке того или иного района. В зависимости от масштабов проявления, условий залегания сланцевых толщ, качества сланцев и других факторов выделяются предпосылки промышленного освоения горючих сланцев.

Ниже приведено описание основных сланценозных формаций мира.

Сапропелевый тип. $\in 1-2$.

Кембрийская формация Оленекского бассейна Якутии. Формация сланценозной известково-глинисто-кремнистой толщи пород куонамской свиты ленского и амгинского ярусов Оленекского бассейна распространена на площади свыше 500 тыс. км² на северо-востоке Сибирской платформы. Образование сланцев в центральной части бассейна приурочено к Суханскому прогибу, который осложнён серией впадин, разделённых валлообразными поднятиями.

Сланценозная толща куонамской свиты подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя, глинисто-известковая, содержит многочисленные и нередко мощные пласты горючих сланцев; верхняя сложена переслаивающимися слоями кремнисто-глинистых, известково-глинистых пород и горючих сланцев. Мощность продуктивной свиты 25–90 м.

Терригенный материал отсортирован, сланцы обладают тонкой горизонтальной слоистостью, сланценозная толща распространена на большой площади и пачки сланцев выдержаны. Сланцы тёмно-коричневого, серого, коричневого и чёрного цвета, тонкослоистые, расщепляются на тончайшие пластинки. Содержат примеси кремнезёма, кальцита, гидролизированного железа. ОВ заключено в алеврито-глинистой массе в виде неправильных линзочек или в виде участков клиновидной формы. Содержание ОВ в сланцах 15–25 %.

Качественная характеристика горючих сланцев (%): влага – 1,2–4,1; зола 61–79; CO_2 25,0–23,7; сера 0,8–2,4. Теплота сгорания сланцев 4186–10353 кДж/кг. Выход смолы 5–10 %, редко больше. Элементарный состав ОВ (%): С – 70–79; Н – 8–10; N – 1,5–7,6; O – 4–15; S – 6,9.

Прогнозные запасы сланцев оцениваются в 300 млрд тонн.

Сапропелевый тип. $\in - S$.

В Швеции известны многие месторождения горючих сланцев кембрийско-силурийского возраста морского образования. В полезной толще залегают два пласта сланцев (Нерке) мощностью по 7–9 м каждый. Сланцы добываются открытым способом, поскольку залегают неглубоко. Выход и состав смолы сланцев Швеции приводятся ниже:

- зола – 70–73 %;
- теплота сгорания – 7536–9420 кДж/кг;
- выход смолы – 3–7 %;
- элементарный состав ОВ (%): С – 70–79; Н – 8–10; O – 4–15; N – 1,5–7,6; S – 6–9.

В Швеции горючие сланцы перерабатываются с целью получения топливных продуктов, а главное, для извлечения урана и других металлов. Запасы сланцевой смолы известных месторождений Швеции (Нерке, Остерготланд, Вестерготланд, Оланд и др.) 600 млн тонн.

Сапропелевый тип. О1.

Ордовикская формация диктионемовых сланцев Прибалтийского бассейна. Сланцы распространены на значительной площади Эстонии, частично на территории Ленинградской, Новгородской и Вологодской областей – свыше 12 тыс. км². В Эстонии сланцы прослеживаются в виде полосы субширотного направления длиной 250 км, шириной 15–20 км на востоке и до 80 км на западе.

Название «диоктионемовые сланцы» произошло от присутствия в аргиллитах, обогащённых на 10–20 % ОВ, остатков дендроидей – *Dictyonema*. Накопление сланцев происходило в эпиконтинентальном заливообразном бассейне в самом начале раннего ордовика.

Сланец от тёмно-коричневого до чёрного цвета, слоистый. Плотность 1,5–1,9. Теплота сгорания 4280–5800 кДж/кг. Выход смолы на сланец 2–4, на ОВ 18–20 %. Элементарный состав ОВ (%): С – 67–76; Н – 7,4–7,6; О – 12,0–18,5; N – 1,9–3,6; S – 2–6. Повышенное содержание азота в керогене свидетельствует о животном происхождении его материнского исходного вещества.

В диктионемовом сланце содержатся Fe₂O₃, P₂O₅, V₂O₅, а также сульфаты кальция и магния. Установлено присутствие редких и рассеянных элементов в повышенных количествах.

Запасы сланцев свыше 600 млрд тонн.

Сапропелевый тип. О2.

Ордовикская карбонатно-кукерситовая формация Прибалтийского бассейна. Формация образована в платформенных условиях. Расположена она на южном склоне Балтийского щита. Пологое моноклинальное погружение осадочных пород кукерского горизонта среднего ордовика на юг и юго-восток в основном отвечает погружению поверхности ниже расположенного кристаллического фундамента.

В пределах Прибалтийского бассейна известно несколько месторождений горючих сланцев, но наиболее разведанными и изученными являются Эстонское на западе и Ленинградское на востоке. Площадь распространения сланцевой толщи – около 100 тыс. км².

ОВ – сапропелевого состава. Для сланценовой толщи Прибалтийского бассейна характерна частая смена ритмов в сланценакоплении. Горючие сланцы Прибалтийского бассейна богаты ОВ (22–52 %). Выход смолы на сланец 13–40 %. Теплота сгорания сланцев 9200–19200 кДж/кг. Выход летучих веществ 27–55 %. Элементарный состав ОВ (%): С – 74,0–77,8; Н – 9,3–9,9; О – 9–10; N – 0,3–0,4; S – 1,6–1,9; Cl – 0,60–0,90. Выход смолы на кероген 30–68, реже выше 70 %. Теплота сгорания керогена 37260 кДж/кг. Смола содержит свыше 20 % фенолов.

Добыча горючих сланцев бассейна организована шахтным и открытым (разрезы) способами. Сорт сланца 0–25 мм (мелкозернистый сланец) используется для энергетических целей, сорт 25–125 (технологический сланец) поступает в газогенераторные и камерные печи, а также на установку УТТ (с твёрдым теплоносителем), а сорт крупностью более 125 мм подвергается дополнительному дроблению. На рисунке 1 приводится принципиальная схема комплексного энерготехнологического использования горючих сланцев.

Запасы сланцев с учётом забалансовых 24 млрд тонн.

Гумусово-сапропелевый тип. D3.

Формация доманиковых сланценовых отложений европейской части России. Формация распространена на обширной площади северо-востока европейской части России – от Тимана до Урала. На накопление осадочного комплекса пород и условия их залегания существенное влияние оказали крупные структурные элементы, возникшие в варисскую эпоху тектогенеза складчатая область Тимана, Печорская синеклиза, геосинклинальная область Урала и Предуральский краевой прогиб (рис. 2). В различ-

ных районах доманиковые отложения имеют довольно сложное строение: в Ухтинском районе наблюдается переслаивание чёрных и серых битуминозных кремнённых известняков, горючих сланцев, мергелей и кремней с прослоями глин, в Ижевском районе – переслаивание битуминозных глин с прослоями мергеля, глин, битуминозных аргиллитов, горючих сланцев и чёрных кремнистых пород, на Среднем Тимане распространены аргиллиты, песчаники, глины и т.д.

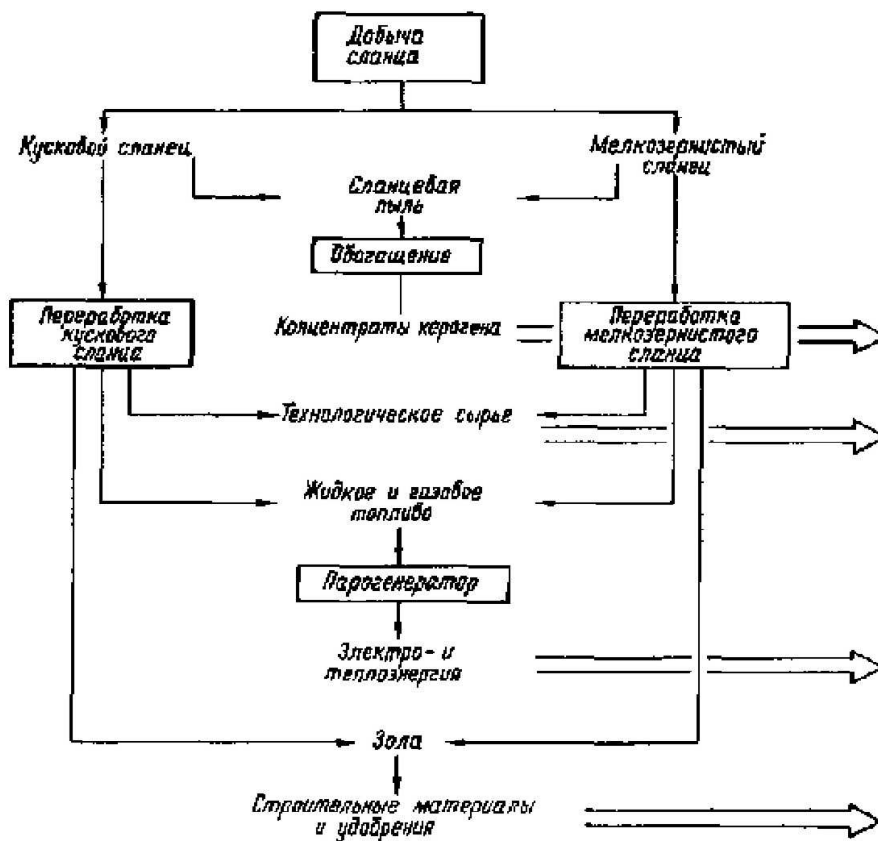


Рисунок 1 – Схема комплексного энерготехнологического использования горючих сланцев

Доманиковые отложения распространены на площади в сотни тысяч квадратных километров. Образование доманиковых отложений происходило в морском мелководном бассейне. Планктон был богат гониатитовой и пелециподовой фауной. Содержатся остатки лингул, гониатитов, птеропод, брахиопод, остракод, цефалопод.

Мощность сланцевой толщи непостоянна (10–75 м). Количество пластов горючего сланца в разрезе сланцевой толщи также непостоянно даже в пределах одного и того же района. Изменчиво и качество сланцев. В доманиковом горизонте Ухтинского района выделил 248 прослоев пород, в том числе 163 слоя и прослоя горючих сланцев (табл. 1):

Таблица 1 – Характеристика пород доманикового горизонта Ухтинского района

Показатели	Горючие сланцы	Известняки	Кремний	Глины	Всего
Количество слоёв и прослоев	163	74	106	5	348
Суммарная мощность, м	27,2	8,0	10,1	2,4	47,7
Содержание пород, %	59,1	16,7	21,2	5,0	100

Мощность пластов и слоёв сланцев 0,1–2,2 м. Каждый пласт нередко состоит из серии маломощных слоёв, разделённых прослоями пород. Сланцы листоватые, тонко- и микрослоистые, плотные. ОВ неоднородно по составу и по цвету (от чёрного до тёмно-бурого и жёлтого, реже красно-бурого) встречается в виде сгустков, линзовидных скоплений и тонких прожилков, или окаймляет обломки фауны, породы, или пронизывает

породу. Присутствуют обломки кларена и касьянита, обрывки кутикулы. Плотность сланца 1,47–2,28. Содержание ОВ 10–30 %. Теплота сгорания сланцев 4000–14600 кДж/кг, выход смолы на сланец 5–15, реже 30 %. Сланцы от мало- до высокосернистых. Элементарный состав ОВ (%): С – 63–81; Н – 7–10; S – 2–6.

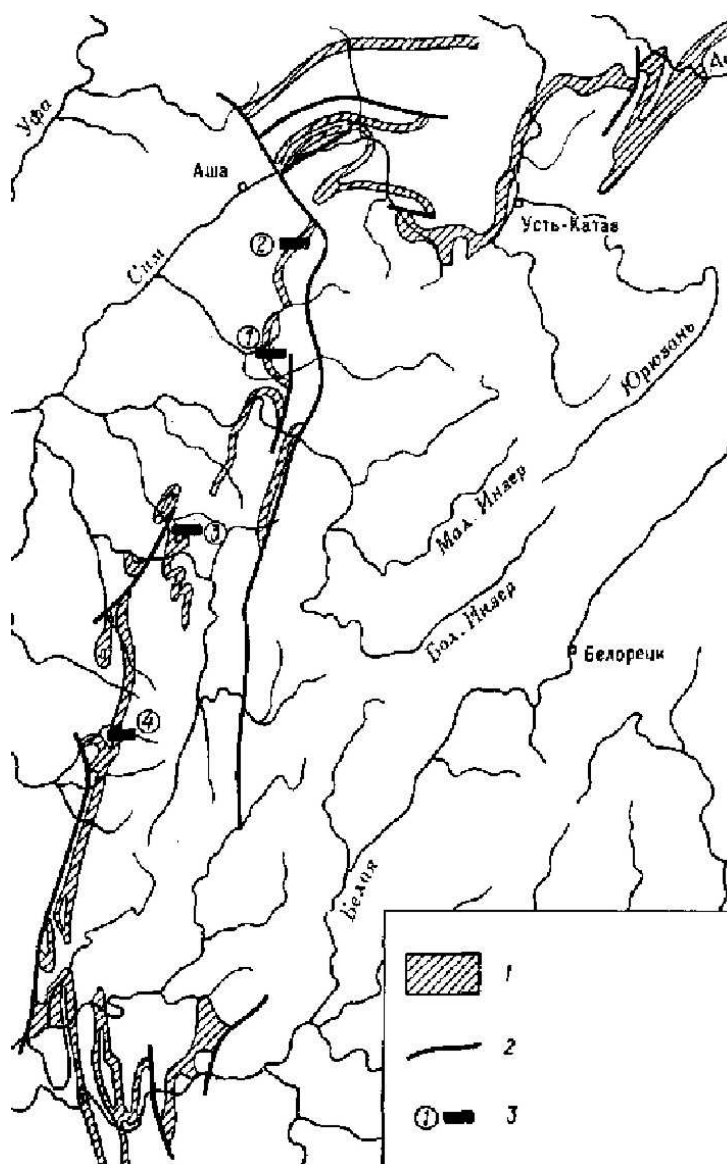


Рисунок 2 – Схематическая геологическая карта выходов доманиковой свиты в Южном Приуралье:

- 1 – выход доманиковых отложений; 2 – дизъюнктивные нарушения;
 3 – месторождения горячих сланцев (цифры в кружках):
 1 – Лемезинское; 2 – Ашанское; 3 – Зилимское; 4 – проявление сланценоности в бассейне р. Зиган

Горючие сланцы распространены на обширной площади. По перспективной оценке суммарные вероятные и возможные запасы сланца составляют 15,5 млрд тонн, а по некоторым данным – 400 млрд тонн.

Сапропелевый тип. D3.

Формация горячих сланцев Припятской впадины. Формация данково-лебедедянского горизонта фаменского яруса Припятской впадины распространена на значительной площади Белоруссии. Накопление сланценозной толщи приурочено к западному окончанию Припятского прогиба и происходило в лагунных и лагунно-морских условиях. Внутри прогиба выделяются несколько депрессий – Шатилковская, Туровская, Ельская и др. Развитие Припятского прогиба и отдельных его структур было сложным и длительным.

Туровское месторождение представлено одним пластом сланца простого строения мощностью 0,13–3,0, в среднем 1,65 м. В верхней части разреза сланцы постепенно переходят в сапропелевые мергели. Падение пласта пологое (1–2°). Качественная характеристика (%): зола 62–82, массовая доля серы 1,5–4,0. Выход смолы 6–14, в среднем 8 %. Теплота сгорания 4180–9100 кДж/кг. Запасы сланцев 5124 млн тонн.

Запасы сланцев по бассейну 11 млрд. тонн.

Гумусово-битуминозный тип. D3-C1.

Формация чёрных сланцев Онтарио США, Канады. Формация распространена в Северной Америке на территории США и Канады. В США, в восточной и центральной части страны, сланцы формации занимают площадь более 650 тыс. км².

Отличительная особенность сланцев формации – чёрный цвет. Массовая доля ОВ не постоянна (5–25 %), в соответствии с этим значительно изменяются теплота сгорания (4000–8300 кДж/кг) и процент выхода смолы на сланец (4–10 %).

В сланцах обнаружено присутствие урана, что увеличивает к ним интерес промышленных организаций.

Запасы чёрных сланцев США оцениваются в триллионы тонн.

Сапропелево-гумусовый тип. D3-P1.

Формация угольно-сланцевая Кендерлыкского бассейна Казахстана. Формация приурочена к крупному Кендерлыкскому грабену Зайсанской впадины, возникшему в позднем карбоне, когда вначале происходило накопление континентальных угленосных отложений – аканскайская свита, а затем в лагунах в солоноватоводной среде образовались сланценовые отложения – кендерлыкская (С3) и караунгурская (Р1) свиты. В конце ранней перми лагунный тип сменился континентальным (сайканская свита).

Состав ОВ горючих сланцев в разрезе продуктивной толщи неоднороден. Если сланцы кендерлыкской свиты преимущественно сапропелево-гумусового состава, то сланцы караунгурской свиты представляют собой смесь гумусово-сапропелевой массы с минеральной составной частью. Кероген содержит ксилофузен, витрен, споры, кутикулы.

Смола кендерлыкских сланцев малосернистая. Выход смолы полукоксования на сухой сланец составил: по пласту «Калын-Кара» – 9,4, «Лучший» – 18,2 %. Пиролиз смолы показал выход бензиновой фракции 25, дизельной – 36, лигроиновой – 10 %.

Запасы сланцев по прогнозной оценке 6020 млн тонн.

Сапропелево-гумусовый тип. P2.

Формация Ирати Бразилии. Формация представлена сланценовыми отложениями аргиллитовой фации. Пермские отложения общей мощностью 500–700 м объединяются в серию Пасса-Дайс, в состав которой входит и сланцевая формация Ирати.

В штате Рио-Гранде-до-Сул сланценовая толща содержит два пласта горючих сланцев. Мощность верхнего пласта 9 м с постоянным уменьшением к югу и востоку, нижнего – 4,5 м. К югу также наблюдается уменьшение мощности. Так, в районе Сан-Матеус-до-Сул мощность нижнего пласта 3,21, верхнего – 6,5. Выход смолы на сланец верхнего пласта – 6,4, нижнего – 9,1 %. Массовая доля ОВ 20–30 %. Сланцы чёрного цвета дают выход смолы 4 %, тёмно-коричневые – 10–12 %. Теплота сгорания сланцев 6280–8370 кДж/кг. Выход летучих 18–31 %.

Горючие сланцы формации Ирати распространены на огромной площади. По прогнозным запасам сланцев Бразилия занимает второе место в мире.

Запасы сланцевой смолы оцениваются в 1200 млрд тонн.

Сапропелево-гумусовый тип. I1.

Формация горючих сланцев лейаса западноевропейских стран. Формация занимает обширные области в странах Западной Европы. Сланценовые толщи лейаса в виде полос простираются на сотни километров в Англии, Франции, Германии и других странах. Проявление сланценовости формации установлено и на территории Испании и Португалии.

Образование горючих сланцев лейаса в большинстве случаев происходило в морских условиях. ОВ сапропелевое или гумусово-сапропелевое. В сланцах нередко встречаются форменные углистые макрокомпоненты типа витринита, экзинита и фю-

зинита. Содержание ОВ и 10–20 %. Теплота сгорания невысокая – 4186–8373 кДж/кг. Выход смолы 3–15 %.

Прогнозных обобщающих данных по запасам сланцев Западной Европы нет.

Сапропелевый, сапропелево-гумусовый тип. I3.

Формация верхнеюрских сланценосных отложений Волжского бассейна. Формация широко распространена в восточной части Русской платформы. Эти отложения в виде широкой прерывистой полосы протягиваются от Белого моря на севере до Каспийского на юге. В общей сложности их площадь свыше 350 тыс. км².

Пласты горючих сланцев залегают почти горизонтально. Количество пластов в разрезе полезной толщи непостоянно (1–5 и более, иногда 15–20 маломощных слоёв). Мощность пластов сланцев различна (0,30–3, даже 5 м), на отдельных участках месторождения изменяется в широких пределах.

Горючие сланцы сланценосной толщи отличаются друг от друга по содержанию CaCO₃: сапропелевые слабоизвестковистые (CaCO₃ до 10 %), сапропелевые известковистые (CaCO₃ до 25 %), сильно-известковистые (CaCO₃ свыше 25 %). Сланцы всего бассейна высокосернистые, в среднем выше 3,0 %. Качество сланцев нестабильно даже в пределах одного и того же месторождения. Содержание ОВ в сланцах 20–30 %. Элементарный состав ОВ (%): С – 56–79; Н – 6,5–10,9; О + N – 13–35; S – 1,2–11,8.

Прогнозные запасы Волжского бассейна сланцев 500 млрд тонн, смолы 45 млрд тонн.

Гумусовый тип. P3.

Формация менилитовых сланцев Карпат. Формация распространена на обширной площади Карпат и прослеживается на территории Польши, Чехии, Словакии, Венгрии и Румынии. Флишсоидная формация геосинклинальных сланцевых образований имеет сложное тектоническое строение.

На территории России практический интерес представляет нижнеменилитовая свита, поскольку в слагающих её породах содержится ОВ повышенной концентрации. Для менилитовых сланцев характерен их постепенный переход к аргиллитам и алевролитам. Линзовидные прослои сланцев не выдержаны по простиранию и падению. ОВ распределено неравномерно и составляет 15–20 %, реже больше. Теплота сгорания сланцев 4200–7700 кДж/кг, редко выше. Выход смолы 3–6 % на сланец.

Фракционный состав смолы полукоксования (%): перегоняется до 150 °С – 9, 200 °С – 24,5, 300 °С – 60,5, 325 °С – 66,0, 350 °С – 75. Групповой состав смолы на сланец (%): фенолы + карбоновые кислоты – 8,7, азотистые основания – 1,2, парафины – 1,5, нейтральные кислородные соединения – 15. Минеральная часть сланцев относится к алюмосиликатному типу (%): SiO₂ – 50–64, Al₂O₃ – 7–13, Fe₂O₃ – 3–6, CaO – 0,3–1,5, MgO – 0,8–1,8, K₂O + Na₂O – 0,4–3,0. Минеральная (зольная) часть сланцев пригодна для производства многих строительных материалов.

Запасы смолы, 15–20 млрд. тонн, газа – 25865 · 10⁹ м³.

Сапропелевый тип. P1.

Алеврито-аргиллито-сланцевая формация Болтышской и Ротмистровской впадин Украины, Формация приурочена к впадинам, образованным в докембрийских кристаллических породах Украинского массива. Накопление сланценосных пород происходило в мелководных, прибрежно-морских и озёрных условиях.

Элементарный состав ОВ (%): С – 62–72; Н – 9–10; О – 15–21; N – 1,2–2,3; S_{орг} – 1–2. Выход летучих веществ – 75–85 %. Смола малосернистая, но содержит до 4,6% азотистых оснований и до 8,4 % парафинов.

Выход бензиновой фракции 18,5, дизельной – 38, тяжёлой – 40,0–44,3 %. Минеральная часть в основном алюмосиликатная. Содержание Al₂O₃ в отдельных пластах составляет 27 %. Она пригодна для производства аглопорита, ячеистого бетона, минеральной ваты и каменного литья.

Запасы сланцев с выходом смолы более 10 % составляют 3,5 млрд тонн. При теплоте сгорания 6280 кДж/кг запасы увеличатся в несколько раз.

Сапропелево-гумусовый тип. P2.

Формация сланценосных гринриверских отложений США. Формация распространена на площади 65 тыс. км². Сланценакопление происходило в структурных формах,

возникших в Скалистых горах в результате ларамийского орогенеза. В эоценовую эпоху возникают такие крупные бассейны, как Грин-Ривер и Вошейки (штат Вайоминг), Пайсенс-Крик (штат Колорадо), Уинта (штат Юта) и др. Мощные сланценозные отложения на протяжении 10 млн. лет заполняли межгорные впадины.

Кероген имеет неароматическую структуру, содержит дикарбоновые кислоты. Пиролиз при 500 °С показал выход (%): смолы – 66, газа – 9, воды – 5 и углекислого остатка – 20. Кероген является макромолекулярным веществом, имеет линейно-конденсированное, насыщенное циклическое строение с гетероатомами кислорода, азота и серы. Элементарный состав (%): С – 80,5; Н – 10,3; N – 2,4; О – 5,8 и S – 0,1.

Содержание ОВ в горючих сланцах 8–50 % Распределение его неравномерно, выделяются пласты, богатые и бедные керогеном. Пласты сланцев не выдержаны, количество их в разрезе отдельных бассейнов достигает 70, а мощность варьирует от нескольких метров до 600 м и более. Выход смолы 3–15 %. Теплота сгорания 3340–8373, в среднем 6280 кДж/кг.

Запасы смолы в сланцах Грин-Ривер определены в 1200 млрд тонн.

Сапропелевый тип. P2.

Формация сузакских горючих сланцев Узбекистана и Таджикистана. Формация широко распространена на территории Узбекистана и Таджикистана, в предгорной части Гиссарского хребта.

Отложения эоцена представлены глинами, мергелями и горючими сланцами. Образование горючих сланцев Байсунского месторождения Узбекистана происходило в неглубоком морском бассейне. Месторождение расположено на северо-западном крыле Байсунской синклинали. На территории Таджикистана горючие сланцы сузакского слоя приурочены к Южно-Таджикской депрессии. В Узбекистане на Байсунском месторождении среди глин залегает пласт сланца мощностью 0,40–0,72 м, а в Таджикистане в аналогичных геологических условиях залегают два пласта горючих сланцев мощностью 1 и 2 м. Горючие сланцы близки по составу (%): влага – 1,6–11,2, зола – 62–89, сера – 4,0–5,9. Теплота сгорания 6280–13400 кДж/кг. Выход смолы на сланец – 4,0–11,8 %. Выход летучих веществ – 26–36 %.

Сланцы распространены на обширной площади. При комплексной разработке сланцы данной формации могут оказаться прочной базой получения химических продуктов и извлечения ценных металлов, а на основе минеральной части – производства аглопорита, каменных литых изделий и др. Сланцесмоляные продукты пригодны для получения гербицидов и других продуктов для нужд сельского хозяйства. В зоне выветривания сланцы заметно беднее.

Запасы сланцев в пределах изученных площадей по Узбекистану 1392 млн тонн, по Таджикистану – 2902 млн тонн.

Сапропелево-гумусовый тип. P-N. Формация фушуньских угольно-сланценозных отложений Китая. Фушуньская формация угольно-сланценозных отложений КНР распространена на обширной площади на северо-востоке, в провинции Ляонин, и на юге, в провинции Гуандун и в Гуанси-Чжуаиском автономном районе. В этих провинциях известны промышленные угольно-сланцевые месторождения, образованные в палеоген-неогеновый период, близкие по составу и качеству.

Качество горючих сланцев (%): влага – 5, зола – 78–80, содержание ОВ в сланцах – 25; теплота сгорания 3300–6200 кДж/кг. Выход смолы 3–7, реже 10–15 %. Смола высокопарафинистая (15-17 % парафинов). Выход газа на 1 тонну сланца 42 м³. Химический состав золы (%): SiO₂ – 62,3; Al₂O₃ – 26,7; Fe₂O₃ – 61; CaO – 0,10; MgO – 1,8.

В нижней части сланценозной толщи имеется много остатков растений.

В сланцах Фушуньского месторождения содержатся такие химические элементы, как торий – 0,2 %, ниобий и тантал – 0,1–0,3 %, молибден и вольфрам.

В течение многих лет сланцы подвергают термической переработке, в результате чего получают бензин, парафин, дизельное топливо и другие продукты.

Прогнозные запасы горючих сланцев Фушуньского месторождения оцениваются в 360 млрд тонн.

«Торфяная» стадия водорослевых сланцев. Кайнозой. Q4. В современных лагунных и озёрных условиях происходит процесс образования балхашита и коронгита –

представителей начальной стадии зарождения водорослевого керогена. Образование балхашита и коронгита происходит в водной среде с различным рН в аэробных условиях.

Образование коронгита и, вероятно, балхашита протекает в такой последовательности: сначала бактерии в аэробных условиях преобразуют водорослевый материал, что сопровождается возникновением масляной плёнки на поверхности воды; скапливается гелеобразная масса липидного состава, ОВ сгущается, полимеризуется и твердеет с превращением в плотную массу, одновременно уменьшается ненасыщенность, увеличиваются инертность и нерастворимость.

Элементарный состав (%): коронгита – С – 77,5; Н – 11,0; N+S – 0,60–1,5; балхашита – С – 73,76; Н – 10,61; О – 13,74; N+S – 1,59.

Коронгит и балхашит представляют собой раннюю стадию образования водорослевого керогена и что их основными характерными чертами являются избыточная, липидная природа матрицы водорослевых плюсок и высокая химическая ненасыщенность. Образования коронгита и балхашита самостоятельного промышленного значения не имеют. Они, прежде всего, представляют интерес для научных исследований.

Фаии и ритмы сланценакопления

Сланценозные толщи большинства известных месторождений имеют сложное строение за счёт повторяющихся в разрезе определённых комплексов пород, образованных в процессе седиментации осадков. В период сланценакопления имело место проявление макро- и микроритмов, что послужило частому переслаиванию слоёв или прослоев горючего сланца и вмещающих пород. Количество слоёв сланцев в разрезе некоторых сланценозных толщ нередко достигает нескольких десятков, они имеют различный состав и мощность. В одном случае слои расположены сближенно, в другом – разобщены межпластовыми прослоями пород различной мощности. Прослой так называемых пустых пород нередко содержат ОВ в повышенном количестве, иногда в виде незначительной примеси или оно почти полностью отсутствует. Пласты, слои и прослой сланцев непрерывно прослеживаются на всей площади сланценозной толщи или имеют прерывистое строение и изменчивые мощность и состав.

Характер проявления седиментационных ритмов зависит от многих факторов, прежде всего от физико-географических и, особенно, тектонических условий района сланценакопления. Выявление общей закономерности формирования полезной толщи представляет практический интерес для перспективной оценки запасов сланцев определённого месторождения или бассейна.

Фация грин-риверских сланценозных отложений в эпоху эоцена образовалась в течение 4–6 млн лет на площади около 14 млн км² в четырёх структурных бассейнах (Грин-Ривер, Уинта, Пайсенс-Крик и Вошейки) в озерных условиях. В общей сложности грин-риверские отложения по мощности колеблются от нескольких метров до 1 км. Они сложены осадками озерного и речного происхождения, среди которых выделяются и соленосные свиты.

В западной части Прибалтийского бассейна в кукерском горизонте среднего ордовика на основании фациальных различий отложений можно выделить четыре пачки (снизу вверх):

- 1) харьюская, состоящая из синевато- и зеленовато-серых, реже коричневатых тонкослоистых комковатых известняков с тонкими прослоями кукерсита;
- 2) кивиыльская, с мощными прослоями горючих сланцев, чередующимися с коричневатато-серыми комковатыми известняками;
- 3) хумалаская, представленная тонким переслаиванием маломощных прослоев кукерсита и мергелистых синевато-серых и коричнево-серых известняков;
- 4) савалаская, состоящая из коричнево-серого комковатого известняка с многочисленными ходами червей и средними тонкими прослоями горючих сланцев.

Строение промышленного пласта горючих сланцев кукрузеского горизонта сложное. Довольно частое чередование слоёв сланца и прослоев известняков различной мощности свидетельствует о частой смене ритмов сланценакопления. Процесс сланценакопления был длительным. Северо-Эстонский прогиб за время своего существования не оставался неподвижным. С.С. Бауков считает, что биологическая продук-

тивность в среднеордовикском море была большой. В сланценой толще мощностью 20 м на площади 100 тыс. км² захоронено Сорг в количестве не менее 200 млрд тонн, в том числе 40–50 млрд тонн сконцентрировано в слоях и примерно 150 млрд тонн рассеяно в карбонатных породах.

В сланценовых осадках кукерского горизонта среднего ордовика Прибалтийского бассейна накопление ОВ происходило в течение длительного времени с ритмично чередующимися слоями горючего сланца и прослоев карбонатных пород, что придаёт сланценовой толще сложное строение (рис. 3): в ней насчитывается 28–30 слоёв горючего сланца различной мощности и различного содержания ОВ.

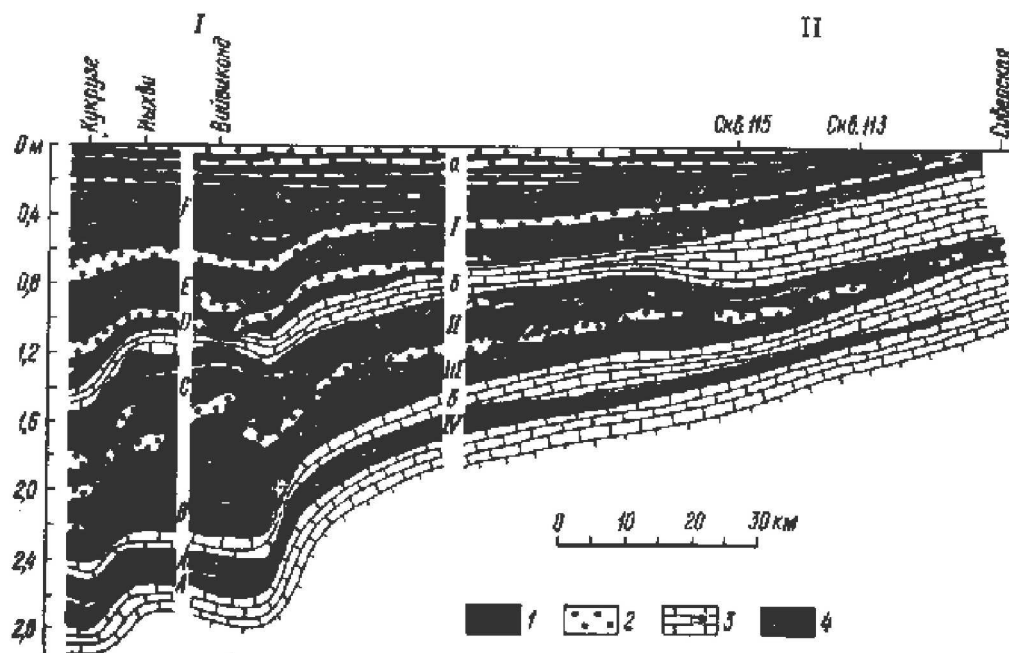


Рисунок 3 – Строение промышленной пачки горючих сланцев Прибалтийского бассейна (широтный профиль):

- 1 – горючий сланец, кукерсит; 2 – известняк с включениями кукерсита; 3 – известняк; 4 – сланец с конкрециями. I и II – Эстонское и Ленинградское месторождения

Сланценовые отложения известны в южной предгорной части Главного Кавказского хребта. Кроме пяти известных месторождений горючих сланцев проявление сланценовости установлено в различных районах Грузии. Сланценовые толщи мезозойско-кайнозойского возраста, состоящие из песчано-глинистых, известняковых и мергелистых пород, содержащих горючие сланцы, несогласно залегают на размытых сильно дислоцированных древних образованиях фундамента. Мезозойско-кайнозойский комплекс (юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения), выполняющий Закавказскую межгорную впадину, располагается между Большим и Малым Кавказскими хребтами в зоне интенсивных тектонических прогибаний.

Из всех известных месторождений горючих сланцев наиболее изученным является Джварское. Сланценовые отложения юрско-мелового комплекса Джварского месторождения несогласно залегают в антиклинальной складке северо-восточного простирания на древних образованиях фундамента. В геологическом строении района месторождения участвуют породы юрского осадочного комплекса (снизу вверх):

- 1) свита порфиритовая – порфириды, туфы, туфобрекчии, туфогенные песчаники, слюдястые песчаники и глинистые сланцы с прослоями туфогенных песчаников (мощность 180–250 м);
- 2) сланценовая свита – листовые глинистые сланцы с прослоями туфов, аркозовых песчаников и горючих сланцев. Сланцы содержат глинисто-известковые конкреции (мощность 130 м);
- 3) угленосная свита – песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями и пластами углей;
- 4) пестроцветная толща – песчаники, глинистые породы и мергели.

Горючие сланцы тонкослоистые, чёрного цвета. В пелитовой основной массе содержатся ОВ, глинистые минералы и мелкие чешуйки биотита, мусковита, а также обломки кварца, полевого шпата. Площадь распространения сланцев – около 10 км². В.И. Конивец в сланцевой толще выделил три горизонта (табл. 2):

Таблица 2 – Количество и мощности пластов горючих сланцев Джварского месторождения

Продуктивный горизонт	Мощность горизонта, м	Количество пластов	Мощность пластов, м	Суммарная мощность пласта, м	Расстояние между горизонтами, м	Состав породных прослоев
Верхний	10,20	5	0,70–2,46	7,55	17,40	туфы
Средний	8,80	8	0,40–1,10	5,55	–	туфы и песчаники
Нижний	14,85	9	0,30–1,15	6,40	30,00	туфы и алевролиты
Итого	33,85	22	–	19,50	–	–

Горючие сланцы распространены во многих районах Восточного Забайкалья. Образование сланценосных толщ связано с верхнемезозойским континентальным комплексом отложения. Угленосные и сланценосные отложения верхнего мезозоя имеют преимущественно песчано-алевритовый и алеврито-аргиллитовый состав.

В основании континентальной толщи средней юры залегают отложения калганского горизонта нижней юры, затем следуют среднеюрские угленосные отложения тургайского горизонта, на которых залегают верхнеюрский комплекс пород, а на последних согласно лежат нижнемеловые осадки. Мощность разреза верхнемезозойских осадков в различных районах 1050–3000 м.

Верхнемезозойские отложения накапливались в многочисленных ранее образованных впадинах мезозойской складчатости. В остаточных впадинах восточных окраин территории Восточного Забайкалья происходило накопление триасовых, ниже- и среднеюрских морских осадков, а в образованных межгорных троговых впадинах – мезозойских континентальных отложений, в том числе горючих сланцев и угля. Сланценосные отложения позднеюрского и раннемелового возраста залегают либо в виде самостоятельных толщ, либо внутри угленосных толщ, либо со стороны лежащего бока пластов угля.

Накопление угля и сланцев происходило в крупных пресноводных озёрных водоёмах в условиях умеренного теплого климата. Толща сланцев содержит остатки и отпечатки растений, ганоидных рыб, насекомых, пелеципод, гастропод, костей динозавров, остатки зеленовато-синих водорослей. Изменение климатических и тектонических условий в ранне-среднеюрский период вызвало обмеление водных бассейнов и способствовало накоплению в них гумусового материала. Наличие в разрезе полезной толщи пластов угля, и пластов, и линз горючих сланцев свидетельствует об изменении режима отложений.

ОВ горючих сланцев представлено остатками мельчайших зеленовато-синих планктонных водорослей и незначительным количеством мелкого растительного детрита. Глинистая часть сланцев имеет каолиновый состав. Содержатся обломки кварца, полевого шпата, чешуйки слюд, хлорит, серицит.

Из числа известных многочисленных месторождений сланцев и угля поздне-мезозойского возраста Восточного Забайкалья наиболее типичным примером может служить Гусиноозёрское месторождение.

Гусиноозёрская впадина является составной частью Гусиноозёрско-Удинской депрессии. Во впадине на размытой поверхности сильно дислоцированных пород фундамента залегают континентальные угленосные отложения верхнего мезозоя. Синклиальная структура впадины осложнена вторичными тектоническими нарушениями, что привело к образованию в угленосной толще ряда мелких антиклиналей и синклиналей. Горючие сланцы залегают в нижней части разреза угленосной нижне-холбольджинской подсвиты. Пласты сланцев в виде небольших залежей залегают в кровле угольных пластов или подстилают пласты угля. Кроме того, наблюдается пере-

слаивание тонких прослоек сланца и аргиллита. Мощность пластов сланца 0,12–2,0 м. Содержание ОВ в сланце около 40 %. Сланцы сернистые ($S_{\text{общ}}$ 6,1 %). Гуминовых кислот содержится около 6 %.

Геотектонические типы месторождений горючих сланцев

Накопление сланценосных отложений происходило в различных геотектонических условиях. В одних случаях накопление ОВ было тесно связано с геосинклинальным режимом, в других – с типично платформенными или промежуточными условиями.

Геосинклинальный тип месторождений горючих сланцев встречается в геосинклинальных областях палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Возникшие складчатые структуры при наличии благоприятных палеогеографических условий способствовали сланцеобразованию. Важную роль в накоплении ОВ в этих условиях играли межгорные впадины и краевые прогибы. Для геосинклинального типа месторождений характерны обширная (100 тыс. км² и более) площадь распространения сланценосных толщ, значительная (600–1000 м) мощность полезных толщ, большое количество пластов горючих сланцев, нередко, выдержанных по разрезу, наличие равномерно распределённого ОВ во всех породах толщи с некоторым увеличением или уменьшением концентрации его в отдельных горизонтах, преимущественно пластовая форма залежей. Запасы горючих сланцев составляют десятки и сотни миллиардов тонн.

В качестве примера геосинклинального типа может служить месторождение Мидлэндской долины. Накопление осадочного комплекса пород, содержащих ОВ горючих сланцев, в Мидлэндской долине Шотландии тесно связано с развитием тектонических структур и вулканической деятельностью в палеозойскую эру. Формирование сланценосной толщи совпадало с максимальным оседанием слагающих район пород. Сланценосная толща шотландской свиты в нижней части разреза представлена глинистым известняком, а в верхней – известковистым песчаником визейского яруса.

Платформенный тип месторождений горючих сланцев приурочен к мелководным областям распространения древних и эпипалеозойских платформ. Сланценакопление в большинстве случаев происходило в мелководном морском бассейне в условиях сравнительно спокойного платформенного геотектонического режима во впадинах, прогибах, а в отдельных районах – в поднятиях и сводах платформенных структур. ОВ сапропелево-гумусового или гумусово-сапропелевого состава накапливалось в открытых или полузакрытых бассейнах нормальной солёности и нормального газового режима в карбонатных, глинистых или карбонатно-глинистых илах. В отдельные геологические эпохи, например в поздней юре, накопление ОВ захватывало обширные площади. Развитие колебательных движений малой амплитуды приводило к проявлению ритмичности осадконакопления. Кроме того, вследствие неравномерности поднятия отдельных частей платформ возникали обособленные площади сланценакопления с определённым гидрохимическим режимом.

Форма залегания горючих сланцев пластовая, пластообразная и линзовидная. Залегание пластов горизонтальное или пологое. Глубина залегания сланценосных горизонтов от нескольких десятков метров до 1,0–1,5 км и более. Мощность сланценосных толщ от нескольких метров до 1 км. Количество пластов в разрезе сланцевой толщи 3–20 и больше. Промышленное значение чаще всего имеют значительно меньшее количество пластов (3–5, реже больше). В некоторых горизонтах насчитывается до 100 маломощных слоёв горючих сланцев. Сближенное расположение их не исключает возможности промышленного использования всей сланценосной; толщи или валовую выемку её части. Мощность пластов сланцев от 10–40 см до 1–3 м, значительно реже 5–8 м. Во многих случаях пласты сланцев выдержаны по мощности.

Строение сланценосной толщи – от простого до сложного, с многочисленными межпластовыми прослоями пород (песчаники, глинистые сланцы, известняки, мергели), в той или иной степени содержащих ОВ. Качество сланцев в разрезе толщи различное. В некоторых месторождениях нижние пласты богаче ОВ, чем лежащие выше. Пласты сланцев выдержаны по мощности и качеству с тенденцией постепенного изменения этих показателей к периферии залежи или бассейна.

В разрезе толщи отдельных месторождений содержатся пласты угля. Теплота сгорания сланцев 6280–10467, редко 16747–18850 кДж/кг. Выход смолы 10–20, значительно реже 25–30 %. Запасы сланцев – от нескольких миллионов до десятков и даже

сотен миллиардов тонн в крупных сланценосных бассейнах, В сланценосных толщах некоторых месторождений наблюдаются проявление дизъюнктивных нарушений, интенсивные размывы и карстообразование.

При наличии в горючих сланцах того или иного месторождения данного типа сопутствующих (генных) компонентов, например урана, значительно повышается их промышленная значимость. Химический состав минеральной части горючих сланцев разнообразен – карбонатный, алюмосиликатный и алюмосиликатно-карбонатный, что позволяет рассчитывать на максимальное использование зольных отходов в производстве разнообразных строительных материалов.

На территории Иркутского угольного бассейна известно немало месторождений горючих сланцев, приуроченных к юрским угленосным отложениям. Бассейн расположен в пределах южной части Среднесибирского плоскогорья. Угле- и сланценосные отложения юры несогласно залегают на дислоцированных и размывных породах фундамента.

В пределах бассейна среди юрского комплекса осадочных образований выделено три свиты:

1) заларинская (J1) (мощность 30–150 м) состоит из конгломератов и эффузивов и относится к фации горного руслового аллювия;

2) черемховская (J1–J2) (мощность до 300 м) представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углями и сланцами, которые соответствуют аллювиальным фациям;

3) присаянская (J2) состоит из песчаников, аргиллитов, гравелитов и угля.

Горючие сланцы Иркутского бассейна являются полиаморфными, это смешанный сапропелево-гумусовый тип, содержащий включения растительного детрита и типично сапропелевого материала.

Промежуточный тип месторождений горючих сланцев образовался в переходных условиях – от геосинклинальной области к континентальным платформам. Характерными особенностями данного типа является огромная площадь распространения сланценосных отложений, изменчивость литологического состава продуктивной толщи, наличие значительного количества маломощных пластов и прослоев горючих сланцев, непостоянство их мощности и невыдержанность по площади. Мощность сланцевой толщи от 10–55 м и более. Количество пластов и прослоев 3–50 и более, мощностью обычно 0,10–0,70 м, за редким исключением больше. Отдельные пласты или прослои сланцев по простиранию или падению замещаются смещающими породами.

Состав горючих сланцев в пределах одного и того же бассейна и месторождения различный: карбонатные, кремнисто-битуминозные, известковисто-глинистые, известковисто-кремнистые. Содержание ОВ 10–15, очень редко 20–25 %. Кероген образует мелкие включения, тонкие прожилки, концентрации линзовидной формы и т.д. ОВ в толще распределено неравномерно. В большинстве случаев сланцы пиритизированы.

ОВ сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого состава. Элементарный состав (%): С – 63–73; Н – 7–10; S – 0,3–2,0; О – 10–15 и N – 2–8. Теплота сгорания 4186–8373 кДж/кг. Выход смолы 3–10 %. Содержание фенолов в смоле некоторых месторождений 7–10 %.

Горючие сланцы франского яруса среднего девона Южного Приуралья (доманиковые отложения) приурочены к переходной зоне – от Русской платформы к Уральской складчатой зоне. Доманиковые отложения представлены переслаивающимися известняками, известково-глинистыми и горючими сланцами, мергелями и кремнями, в различной степени содержащими ОВ. В районах Ухтинской складки (Коми) мощность доманиковой сланценосной толщи 47,7 м. В толще насчитывается 248 прослоев осадочных пород, в том числе 163 пласта и пропластка горючих сланцев. Последние тонкоплитчатые, кремнистые, известково-кремнистые и известковисто-глинистые. Мощность прослоев сланцев 0,03–0,72 м. Наибольшее количество ОВ содержится в чёрных сланцах, меньше в тёмно-коричневых, наименьшее – в светлых.

Форма залежей горючих сланцев

Возникшие в определённые геологические периоды региональные и локальные структуры горных пород под воздействием тектонических или иных проявлений оказы-

вали влияние на форму и размеры сланценосных отложений. На возникновение определённой формы залежей горючих сланцев влияла также физико-географическая среда определённого периода. Характерными типами залежей горючих сланцев являются пластообразный, линзообразный, мульдообразный, кальдеровидный и др. Сланцы встречаются в виде пластов, слоёв, прослоев, выдержаны в залегании с изменчивой мощностью по простиранию и падению. Пласты сланцев расположены сближение или отделены друг от друга прослоями пустых пород. ОВ равномерно или неравномерно с чёткими границами с вмещающими породами или с постепенными переходами распределено в отложениях всей толщи.

Сланценосные толщи, а также залегающие в них залежи в одном случае без резкого изменения в строении и состава распространены на значительной площади, в другом имеют прерывистое строение, претерпели тектонические нарушения и спокойно залегают без видимых признаков смещения. В некоторых залежах, особенно залегающих в известняках, доломитах или переходных между ними разновидностях пород, наблюдается проявление карста.

Пластообразный тип залежей горючих сланцев, имеющих горизонтальное или пологое залегание. Залежи представлены одним или несколькими пластами или слоями. Одни из пластов сланцев выдержаны по мощности и прослеживаются без каких-либо признаков изменения, другие имеют прерывистое строение или подвергнуты тектоническим нарушениям.

Айювинское месторождение верхнеюрских горючих сланцев приурочено к пологой синеклизе. Залегание сланценосной толщи почти горизонтальное (рис. 4). Горючие сланцы не имеют резких контактов с вмещающими их породами – мергелями и глинами. Общая мощность сланценосной свиты – 19 м. Пласты горючих сланцев хорошо выдержаны по мощности (0,6–7,0 м) на всей площади распространения. Разрез сланценосной толщи по р. Айюве:

• горючий сланец	0,03
• зелёный мергель	0,90
• горючий сланец, IV пласт	0,85
• зелёный мергель	1,2
• горючий сланец, III пласт	0,90
• глина тёмная, мергелистая	1,2
• горючий сланец, II пласт	0,95
• глина тёмно-серая	1,50
• горючий сланец, I пласт с прослоями глины	7,0

Сланценосные отложения нижневолжского яруса верхней юры Ибского месторождения Сысольского района Коми по литологическому составу хорошо выдержаны на всей площади района. Мощность продуктивной толщи 90 м. В ней выделено две зоны – известковистых глин и глинистая. В первой (верхней) залегают один пласт горючего сланца, во второй – четыре.

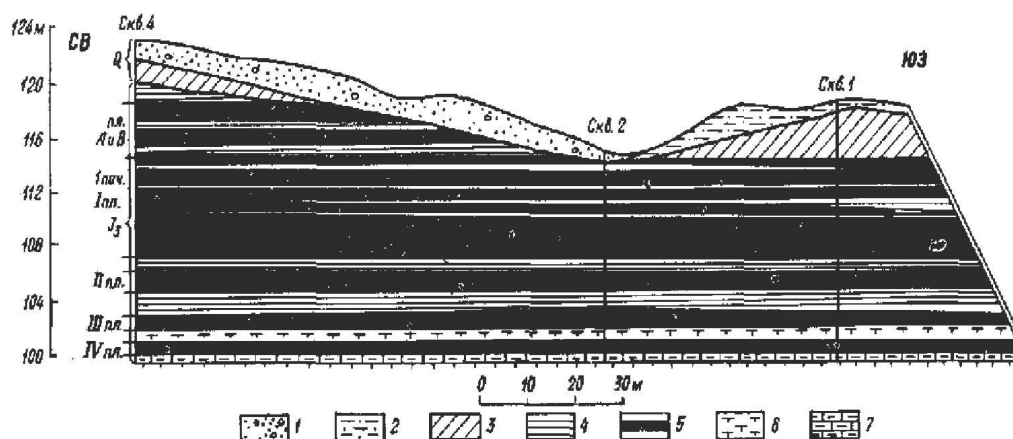


Рисунок 4 – Геологический разрез Айювинского месторождения горючих сланцев:
 1 – песок с гравием; 2 – песчаные глины; 3 – глины; 4 – глины и глинистые сланцы; 5 – горючие сланцы; 6 – глины известковистые; 7 – мергель

Пласты горючих сланцев выдержаны по мощности и разделены прослоями пустых пород. Мощность пласта I на отдельных участках 0,20–2,0, в среднем – 0,50 м, пласта II – 0,25–1,7, в среднем – 0,80 м; пласта III – 0,30–2,20, в среднем – 1,15 м; пласта IV – 0,25–4,0 в среднем – 2,30 м. Пласт V, залегающий в известковистых глинах, имеет ограниченное распространение.

Мульдообразный тип залежей горючих сланцев встречается не так часто. Образование его тесно связано с тектоническими структурами, возникшими в подстилающем комплексе пород до начала накопления ОВ, или в процессе сланценакопления, или же за счёт характера палеорельефа дна бассейна.

Озинковское месторождение, горючих сланцев нижеволжского яруса верхней юры, расположенное на территории России в области склона древней Русской платформы, приурочено к трём куполовидным соленосным структурам. Сланценосная свита (мощность 48 м) имеет мульдообразный характер залегания. На крыльях купола углы падения сланценосных отложений увеличиваются до 25°, а в сводовой части соляного купола не превышают 10°. Залегание пластов сланца спокойное, но на отдельных участках наблюдаются разрывные нарушения. В разрезе свиты отмечается циклическое строение: горючий сланец – глинистый горючий сланец – сапропелевая глина – мергелистая глина. Эти циклы, мощностью 2,5–7,5 м, повторяются шесть раз. В свите залегают восемь пластов горючего сланца мощностью 0,25–4,2 м (рис. 5). Пласты сланцев сложного строения, состоят из нескольких пачек, которые в свою очередь нередко разделены на отдельные слои глинами сапропелевого или мергелистого состава. Образование горючих сланцев происходило вблизи берега мелководного открытого моря в подводных впадинах. Цикличность в литологическом составе сланценосной свиты указывает на пульсирующий характер колебательных движений в период накопления ОВ. Качество пластов сланца различное. Теплота сгорания 3930–12560 кДж/кг. Выход смолы 5–14 %. Сланцы многосернистые ($S_{\text{общ}}$ 3,8–12 %).

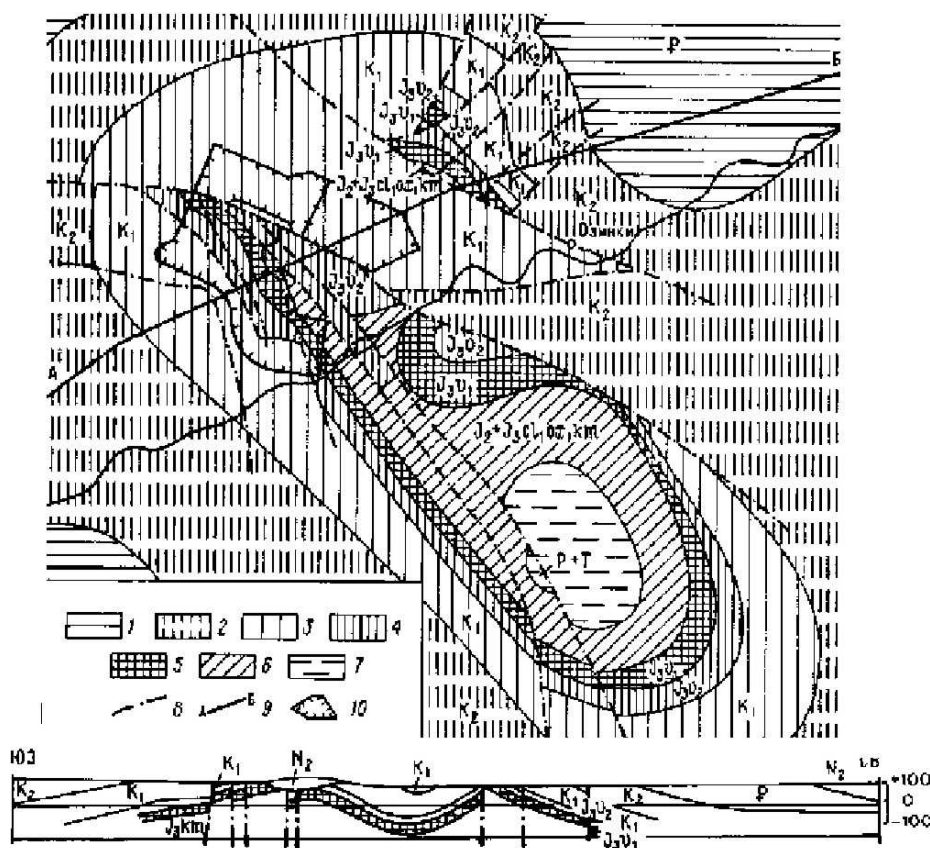


Рисунок 5 – Геологическая карта Озинковского месторождения горючих сланцев:

- 1–7 – отложения:
 1 – палеогеновые; 2 – верхнемеловые; 3 – нижнемеловые; 4 – верхневолжский ярус верхней юры;
 5 – нижеволжский ярус верхней юры; 6 – средне-верхнеюрские – батский, келловейский, оксфордский и кимериджский ярусы; 7 – пермские + триасовые; 8 – тектонические линии; 9 – линия разреза;
 10 – шахтное поле

Мульдообразный характер залегания имеет сланценосная толща нижневолжского яруса верхней горы Савельевского месторождения Волжского бассейна. Площадь месторождения приурочена к большому брахиантиклинальному поднятию с рядом мульдообразных понижений, осложнённых сбросами. В центральной части мульды угол падения 1–3°, на краях 15–20°. Литологический состав продуктивной свиты однообразен – на глины приходится 82, на горючие сланцы 18 %. Пласты имеют сложное строение – мощность увеличивается от периферии к центру мульды, представлены несколькими слоями, разделёнными прослоями сапропелевой глины.

Линзообразный тип залежей горючих сланцев чаще всего приурочен к речным дельтам, дельтовым лагунам, озёрам и впадинам с меняющимся режимом накопления ОВ и приноса минеральной массы. Размеры таких залежей различны как по площади распространения, так и по мощности. Иногда одна линза по простиранию сменяется другой. В пределах таких линз имеется или несколько слоёв горючих сланцев, разделённых прослоями карбонатных пород, глин, или пород другого состава. Строение залежей чаще сложное. Отдельные пласты как бы расщепляются и постепенно переходят во вмещающие породы. Слои сланцев не выдержаны. Одни из них прослеживаются и сохраняют качество на значительной площади, другие не выдержаны по мощности и составу.

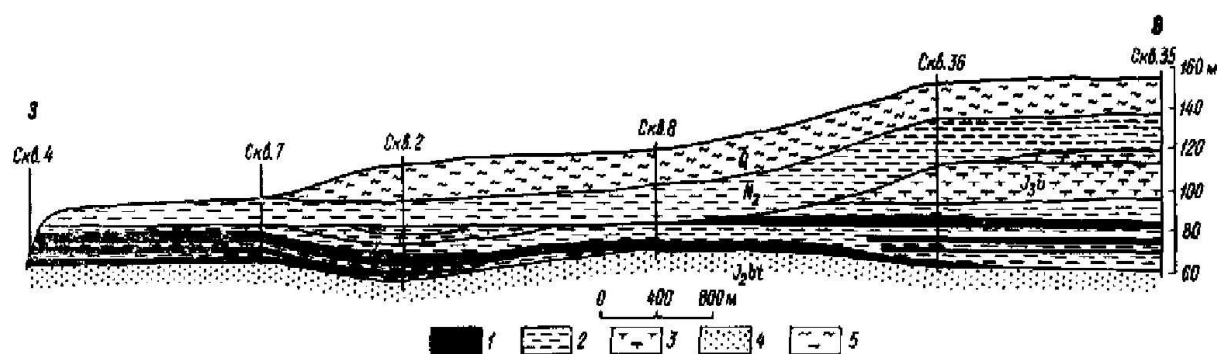


Рисунок 6 – Схематический геологический разрез по Дергуновскому месторождению:
1 – горючий сланец; 2 – глина; 3 – известковистая глина; 4 – песок; 5 – суглинок

Сланценосные отложения продуктивного горизонта нижневолжского яруса верхней юры Дергуновского месторождения Волжского бассейна приурочены к западной, опущенной зоне юго-восточного склона Русской платформы, осложнённой пологими структурами второго порядка. Мощность продуктивного горизонта 2–56 м. Залегает он почти горизонтально и содержит до четырёх пластов сланцев сложного строения (рис. 6). Каждый пласт состоит из 3–7 слоёв сланца, разделённых прослоями глин. Как пласты, так и особенно слои сланцев не выдержаны по мощности, выклиниваются, сменяются новыми слоями. Последние имеют линзовидную форму. Пласт Р1 (мощность 14 м), залегающий в нижней части разреза горизонта, состоит из семи слоёв горючего сланца мощностью 0,17–5,3 м, разделённых прослоями глин. Пласт Р2 (мощность 18 м) состоит из четырёх слоёв сланца мощностью 0,17–5,1 м. Пласт Р3 (мощность до 1,5 м) состоит из трёх слоёв сланца мощностью 0,13–1,225 м. Верхний пласт Р4 (средняя мощность 6,12 м) включает три слоя сланцев мощностью 0,2–1,05 м.

Чаше- или блюдцеобразный тип залежей горючих сланцев меньше распространён. Накопление ОВ происходило во впадинах тектонического происхождения, кальдерах, межгорных бассейнах или впадинах оседания. В плане залежи могут иметь замкнутую овальную форму или быть вытянуты в одном из направлений. В большинстве случаев это впадины крупных размеров по площади и на глубину. Сланцевые залежи имеют значительную мощность, разнообразный сложный литологический состав пород и отличаются неоднородностью петрографического и химического состава. В отдельных случаях залежи такого типа обладают крупными запасами горючего сланца и содержат некоторые пласты или горизонты высокого качества.

Болтышское месторождение горючих сланцев приурочено к глубокой впадине в докембрийских кристаллических породах Украинского массива. По мнению одних исследователей, образование впадины связано с проявлениями тектонических нарушений

в виде ступенчатых сбросов, по мнению других – впадина представляет собой кальдеру обрушения на месте вулкана. Впадина имеет округлую замкнутую форму диаметром 20–25 км и глубиной свыше 500 м (рис. 7). Площадь её около 400 км². Склоны впадины пологие. Форма сланценовой толщи чаше- или блюдцеобразная. Дно впадины почти горизонтальное. В центре впадины зафиксирован выступ гранитов, что также повлияло на строение залежи. Слои сланцев образуют пологое куполообразное поднятие. К бортам впадины мощность залежи постепенно уменьшается, и затем она выклинивается.

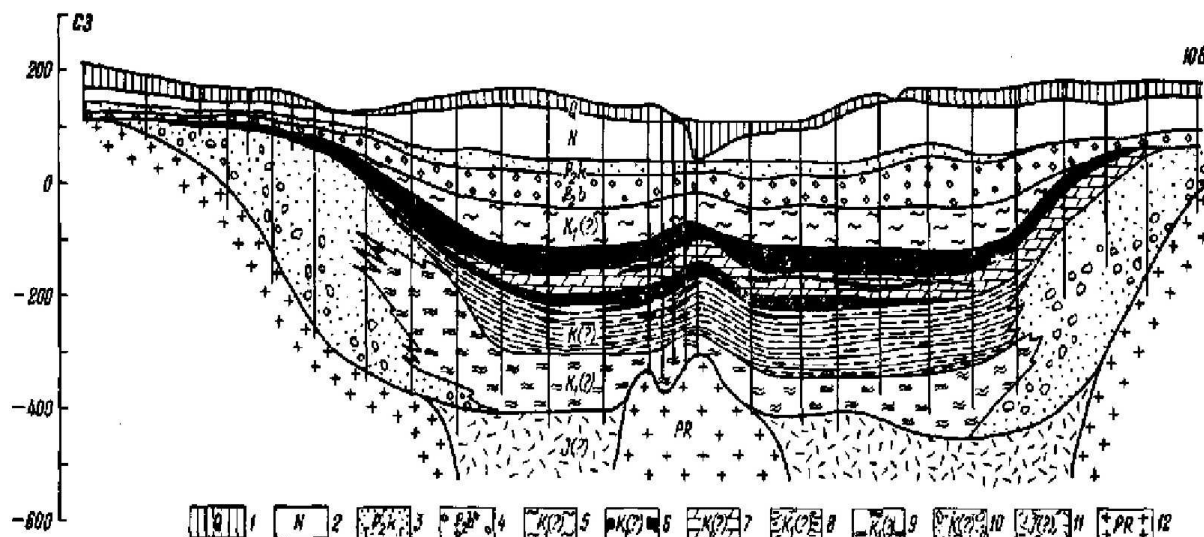


Рисунок 7 – Геологический разрез Болышского месторождения горючих сланцев:

- 1 – суглинки, красно-бурые глины, пески (четвертичная система);
- 2 – пески светлые с прослоями глин и песчаников (неогеновая система);
- 3 – мергель, пески кварцево-глауконитовые (киевская свита);
- 4 – глины тёмные, пески углистые, алевриты (бучакская свита);
- 5 – глины аргиллитоподобные тёмно-серые, слюдястые (меловая система);
- 6 – горючие сланцы с прослоями битуминозных глин (меловая система);
- 7 – битуминозные глины с прослоями мергелистых глин (меловая система);
- 8 – глинистые сланцы тонколистватые, с прослоями алевритов (меловая система);
- 9 – алевриты, алевролиты, песчаники (меловая система);
- 10 – крупнозернистые пески с глыбами и обломками кристаллических пород;
- 11 – эффузивы кислого состава (юрская система);
- 12 – граниты, мигматиты, гнейсы (протерозойская группа)

Кальдеровидный морфологический тип горючих сланцев представляет собой или отдельную обособленную, или серию близрасположенных впадин различных размеров, образованных в результате медленного погружения и постепенного заполнения морскими, озерными или речными осадками, или теми и другими. Впадины на соответствующих этапах развития могли соединяться и разобщаться под влиянием горообразовательных процессов. Частая смена фаций привела к сложному строению залежей сланцев. Нередко морские отложения сменялись озёрными, а последние речными. Представителем данного типа могут служить месторождения штатов Колорадо, Юта и Вайоминг (США).

Сланценовые отложения формации Грин-Ривер залегают в четырёх структурных бассейнах – тектонических впадинах. Мощность отложений 100–1000 м. Горючие сланцы переслаиваются глинистыми известняками, глинистыми сланцами, аргиллитами, известняками, песчаниками, туфами, троновыми, водорослевыми, остракодовыми и моллюсковыми известняками. Сланценовая толща в отдельных районах имеет котловинообразную форму (рис. 8).

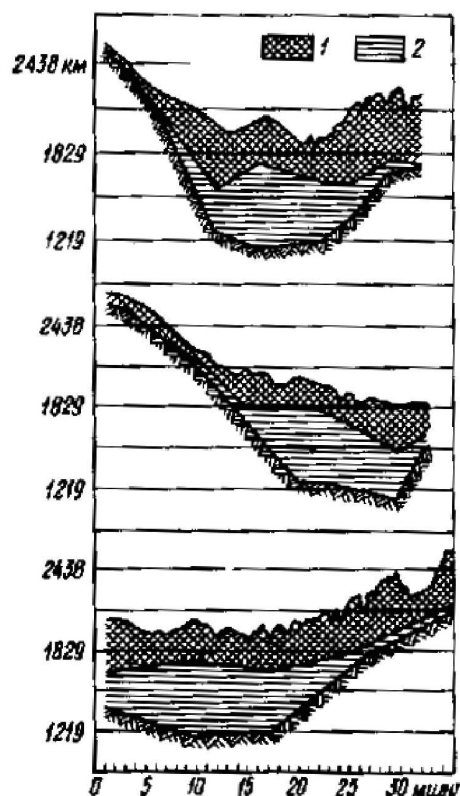


Рисунок 8 – Геологические разрезы бассейна Пайсенс-Крик:
1 – перекрывающие породы; 2 – сланец с выходом смолы более 105 л/т

Литература:

1. Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. – М. : Издательство Недр, 1983. – 248 с.
2. Старостин В.И., Игнатов П.А. Геология полезных ископаемых. – М. : Издательство Академический Проект, 2004. – 512 с.
3. Абрамов А.А. Переработка, обогащение и комплексное использование твёрдых полезных ископаемых. – М. : Издательство МГГУ, 2004. – Том II. – 512 с.
4. Минералы : справочник. – М. : Издательство Академии наук СССР, 1963. – Том II: Галогениды. – 296 с.
5. Технология добычи, переработки и обогащения энергетического сырья (горючих сланцев) Республики Коми с использованием кернов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78a5c53a88421316c26_0.html
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
7. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
8. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 4. – С. 39–51.
9. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений // Фундаментальные проблемы науки : сборник статей Международной научно-практической конференции (23 января 2015 года). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.
10. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство Горная книга, 2015. – № 3. – С. 266–271.

11. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2015. – № 1. – С. 42–47.

12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 28–46.

13. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией (6–10 апреля 2015 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Том II. – С. 385–387.

14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2015. – № 4/2015. – С. 72–76.

15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород : XIII Международная научно-практическая конференция «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29–30 апреля 2015 года) // Ежемесячный научный журнал № 4 (13) / 2015. – М. : Евразийский союз учёных, 2015. – Часть 11. – С. 103–109.

16. Арутюнов Т.В. Условия накопления и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири // Современные тенденции развития науки и технологий : сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (30 июня 2015 года) : в 6 ч. / Под общей редакцией Е.П. Ткачёвой. – Белгород : ИП Ткачёва Е.П., 2015. – Часть IV. – С. 117–126.

17. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2015. – № 2. – С. 18–21.

18. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Фундаментальные и прикладные проблемы науки : Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы. – М. : РАН, 2015. Том 2. – С. 88–100.

19. Арутюнов Т.В. Сланцевый газ как перспективный вид ископаемого топлива // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 27–35.

20. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Научно-технический журнал Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 9. – С. 39–42.

21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Научно-технический журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 10. – С. 25–28.

22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию // 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. 68–70.

23. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Постановка задачи экспериментальных исследований глинисто-кремнистых сланцевых пород // Научно-технический журнал Наука и техника в газовой промышленности. – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 3–10.

24. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М. : Издательство Нефтяное хозяйство, 2016. – № 2. – С. 38–41.

25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2016. – № 3. – С. 34–39.

26. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 253–261.

27. Арутюнов Т.В. Что такое сланцевый газ // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 19–37.

28. Арутюнов Т.В. Горючие сланцы. Сравнительный анализ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-10 (дата обращения: 06.12.2017).

References:

1. Zelenin N.I., Ozerov I.M. Reference book on combustible slates. – M. : Publishing house Nedra, 1983. – 248 p.

2. Starostin V.I., Ignatov P.A. Geologiya of minerals. – M. : Publishing house Academic Project, 2004. – 512 p.

3. Abramov A.A. Processing, enrichment and complex use of solid minerals. – M. : MGGU publishing house, 2004. – Volume II. – 512 p.

4. Minerals: reference book. – M. : Publishing house of Academy of Sciences of the USSR, 1963. – Volume II: Halogenides. – 296 p.

5. Technology of production, processing and enrichment of power raw materials (combustible slates) of the Komi Republic with use of cores. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78a5c53a88421316c26_0.html

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

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

8. Arutyunov T.V., Savenok O.V. A state, tendencies and the prospects of development of reserves of hydrocarbons from slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 4. – P. 39–51.

9. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects of development of fields of slate deposits // Fundamental problems of science: collection of articles of the International scientific and practical conference (on January 23, 2015). – Ufa : RIO MTsII OMEGA SAYNS, 2015. – P. 126–135.

10. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V., Mollayev Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Publishing house Mountain book, 2015. – No. 3. – P. 266–271.

11. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds // Scientific and technical magazine «Inzhe-ner-nefyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2015. – No. 1. – P. 42–47.

12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Research of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 1. – P. 28–46.

13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of a structure of fields of slate deposits // Problems of geology and development of a subsoil : Works XIX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 70-year anniversary of the Victory of the Soviet people over fascist Germany (on April 6–10, 2015). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2015. – Volume II. – P. 385–387.

14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits // Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Editorial office of the magazine «Oil Gas. Innovations», 2015. – No. 4/2015. – P. 72–76.

15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of modeling of steam structure of slate breeds: XIII International scientific and practical conference «Modern Concepts of Scientific Research» (Russia, Moscow, on April 29-30, 2015) // Monthly scientific magazine No. 4 (13)/2015. – M. : Euroasian union of scientists, 2015. – Part 11. – P. 103–109.

16. Arutyunov T.V. Conditions of accumulation and oil-bearing capacity of the Bazhenov shale of Western Siberia // Current trends of development of science and technologies : the collection of scientific works on materials III of the International scientific and practical conference (on June 30, 2015) : in 6 h / Under the general editorial office E.P. Tkachyovoy. – Belgorod : IP Tkachyova E.P., 2015. – Part IV. – P. 117–126.

17. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Modeling of clay breeds with kolloidny silicon dioxide // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2015. – No. 2. – P. 18–21.

18. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Assessment of parameters of pore space of clay breeds for the purpose of modeling of steam structure of slate deposits // Fundamental and applied problems of science : Materials X of the International symposium devoted to the 70 anniversary of the Victory. – M. : RAS, 2015. Volume 2. – P. 88–100.

19. Arutyunov T.V. Slate gas as perspective view of fossil fuel // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 27–35.

20. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // the Scientific and technical Protection of the Environment magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 9. – P. 39–42.

21. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of methodology of preparation of examples of clay and siliceous breeds taking into account factors of heterogeneity and uncertainty // the Scientific and technical Construction of Oil and Gas Wells magazine by land and by sea. – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 10. – P. 25–28.

22. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of extraction of slate gas and influence on ecology // Problems of 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 Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 68–70.

23. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Problem definition of pilot studies of clay and siliceous slate breeds // the Scientific and technical Science and technology magazine in the gas industry. – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2/2016. – P. 3–10.

24. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Pilot studies of clay and siliceous slate breeds from the point of view of ability of creation of new surfaces // the Scientific and technical bulletin of JSC Rosneft. – M. : Publishing house Oil economy, 2016. – No. 2. – P. 38–41.

25. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Theoretical research of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2016. – No. 3. – P. 34–39.

26. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas // Technical and technological systems: Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 253–261.

27. Arutyunov T.V. What is slate gas // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 19–37.

28. Arutyunov T.V. Combustible slates. Comparative analysis // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-10 (date of the address: 12/6/2017).

УДК 622.337.2

**ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ОБОГАЩЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ КОМИ.
ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ
И ПРОМЫШЛЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОЙ ЧАСТИ
ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ**

**TECHNOLOGY OF EXTRACTION, PROCESSING
AND ENRICHMENT OF ENERGY RAW MATERIALS OF THE KOMI REPUBLIC.
BASIC PROPERTIES OF OIL SHALES AND THE INDUSTRIAL IMPORTANCE
OF THE MINERAL PART OF OIL SHALE**

Арутюнов Татос Владимирович

ведущий специалист
отдела проектирования и мониторинга
разработки месторождений Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. Зольные остатки сжигания и термической переработки сланцев являются огромным резервом дешёвого сырья для производства разнообразного комплекса строительных материалов и, прежде всего, вяжущих веществ. Ценность горючих сланцев заключается ещё и в том, что они нередко в значительных количествах содержат некоторые сопутствующие химические элементы – алюминий, фосфор, натрий и др., а в промышленных концентрациях – уран, германий, молибден и др. Добыча горючих сланцев в большинстве случаев сопровождается извлечением сопутствующих горных пород, которые можно использовать в производстве извести, цемента, минеральной ваты, стекла, лёгких наполнителей бетона, в качестве облицовочного материала, при изготовлении щебня для строительных работ. Обогащение горючих сланцев неизбежно влечёт за собой образование хвостов – отходов горных пород. Количество таких отходов обогащения может достигать миллионов тонн в год. Полное безотходное использование всех компонентов, входящих в состав горючих сланцев, полупродуктов и отходов производства, представляет большую экономическую выгоду, так как значительно снижает стоимость добычи и переработки основного сырья, а главное, улучшает использование природных минерально-сырьевых ресурсов.

Ключевые слова: элементарный состав органического вещества; теплофизические свойства; радиоактивность сланцев; сланцезольное вяжущее; цемент на базе сланцевого полукокса; плавленный цементный клинкер; сланцезольный газозолосиликат.

Arutyunov Tatos Vladimirovich

Leading specialist
of the design and monitoring department
of the field development
of the Stavropol territory,
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific
and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. The ash residues of incineration and thermal processing of shale are a huge reserve of cheap raw materials for the production of a diverse range of construction materials and, above all, binders. The value of oil shale is also that they often contain in considerable quantities some accompanying chemical elements – aluminum, phosphorus, sodium, etc., and in industrial concentrations - uranium, germanium, molybdenum, etc. The production of oil shale is in most cases accompanied by extraction of associated rocks that can be used in the production of lime, cement, mineral wool, glass, lightweight concrete fillers, as a lining material, in the manufacture of crushed stone for construction work. Enrichment of oil shale inevitably entails the formation of tailings – waste rock. The amount of such enrichment wastes can reach millions of tons per year. The complete non-waste use of all components that make up oil shale, intermediate products and production waste represents a great economic benefit, since it significantly reduces the cost of mining and processing of basic raw materials, and, most importantly, improves the use of natural mineral resources.

Keywords: elementary composition of organic matter; thermophysical properties; radioactivity of shales; shale-ash astringent; cement based on the shale semicoke; fused cement clinker; shale-ash gas-ash-silicate.

Горючие сланцы по сравнению с известными горючими ископаемыми занимают самостоятельное положение как по природе образования, так и по составу органического вещества (ОВ) и минеральной массы. Качество их в основном зависит от массовой доли сапропелевого вещества и степени его превращения в процессе диагенеза. На качество сланцев оказывает влияние гумусовый материал и его состав. Петрографический состав ОВ сланцев в значительной степени влияет на выход смолы и теплоту сгорания.

Основными показателями, определяющими промышленное значение горючих сланцев, являются влажность (W_p), зольность (A_c), выход летучих веществ (V_2), выход смолы на сланец и на горючую массу (T_2), теплота сгорания высшая ($Q_{\text{в}}$), низшая ($Q_{\text{н}}$), условной горючей массы ($Q_{\text{э}}$). Эти показатели определяются по методике известных государственных стандартов.

Элементарный состав ОВ

По элементарному составу ОВ, содержанию углерода, водорода, кислорода, азота и серы горючие сланцы отличаются от углей и нефти. В сапропелитах содержание углерода 55–80 %. Более «чистые» разновидности сланцев, преимущественно сапропелелевые, содержат углерода 70–80 %, а выход смолы до 30 % на сланец и до 66 % на ОВ. В сапропелитах установлено более повышенное, чем в гумусовых горючих ископаемых, содержание водорода. На эту особенность горючих сланцев указывал ещё А.Ф. Добрянский. По мере увеличения содержания гумусового материала в горючих сланцах качество их снижается как по теплоте сгорания, так и по выходу смолы.

В процессе формирования сланценосных толщ происходило накопление в различных соотношениях организмов фитобентоса, фитопланктона, зообентоса, зоопланктона, морских млекопитающих. Общая масса живого вещества за вычетом минеральных скелетных элементов, слагается преимущественно из белков и липоидов, а в составе растительного организма к ним примешиваются целлюлозный материал и инкрустирующие клетчатку нерастворимые высокомолекулярные вещества. Следовательно, кероген горючих сланцев, в основном водорослевого начала, представляет собой многокомпонентный продукт многостадийного превращения исходного живого вещества под влиянием различных факторов. Этим объясняется различие сланцев по химическому составу. Многие сланцы содержат гумусовое вещество.

Сланцы юрского периода имеют более повышенный процент серы. В них ОВ, наряду с серой содержит и большое количество кислорода. Все это позволяет допустить, что в образовании их принимали участие не только водорослевый материал, но и компоненты отмершей прибрежной растительности, лигнин и клетчатка.

По элементарному составу, отношению выхода смолы полукоксования и теплоте сгорания горючие сланцы отличаются от торфа, бурых и каменных углей и ближе всего стоят к сапропеллям.

Химический состав керогена сланценосной толщи многих месторождений изменяется по вертикали разреза за счёт неоднородности петрографического состава и различной степени метаморфизма исходного ОВ. Пласты сланцев в зависимости от положения их в разрезе толщи отличаются друг от друга по составу керогена, выходу смолы и теплоте сгорания.

По показателю С/Н горючие сланцы отличаются от других типов каустобиолитов:

• нефть	6,0–7,5
• сланец горючий	7,5–9,5
• бурые угли	11–15
• торф	9–11
• каменный уголь	13–20

Чем выше процент углерода в керогене, тем выше и выход смолы и теплота сгорания. Однако кероген, имеющий высокое содержание углерода, нередко характеризуется глубокой степенью метаморфизма. Под воздействием тектономагматических и других процессов ОВ, потеряв большую часть органогенных химических элементов (водорода, азота и кислорода), может преобразоваться в чисто углеродистый минерал типа шунгита с содержанием углерода 84,0–98,7, водорода 0,2–0,9 %.

Элементарный состав горючих сланцев, содержание углерода и водорода, теплота сгорания и выход смолы полукоксования – основной комплекс показателей, который позволяет судить о доле участия сапропелелевого и гумусового вещества в образовании горючих сланцев.

Кероген сланцев представляет собой концентрат гетероатомных полимеров, практически нерастворимых в органических растворителях, и показывает отношение водорода к углероду. Он отличается от угольного вещества по петрографическому и элементарному составу и по растворимости.

Выход смолы

На выход смолы из горючих сланцев, без учёта температурного режима переработки, основное влияние оказывают петрографический состав и степень химического превращения исходного ОВ. Процент выхода смолы на сланец не всегда остается постоянным в пределах промышленного контура месторождения. Изменения наблюдаются как по мощности промышленного пласта, так и по площади распространения сланцев.

Среди горючих сланцев можно по содержанию ОВ выделить три вида (%): богатые – свыше 20, среднего содержания – 10–20, бедные – меньше 10.

По проценту выхода смолы на сланец также можно выделить три основных вида сланцев: высоко-, средне- и низкосмоляные.

Высокосмоляной вид – самый богатый по выходу смолы на сланец (20–40, иногда до 45 % и более). Выход смолы на ОВ, как правило, превышает 40 %. Соотношение С/Н в смоле 8,0–8,5. Для получения 1 тонны сланцевой смолы потребуется переработать 4–6 тонн сланца. На базе таких сланцев могут быть организованы высокопроизводительные предприятия химического профиля.

Содержание ОВ в высокосмоляных горючих сланцах 30–45 %. В основном своей массе такие сланцы имеют сапропелевый или сапропелево-гумусовый состав.

Содержание фенолов в смоле нередко превышает 20 %. Теплота сгорания 8400–19000 кДж/кг.

Среднесмоляной вид имеет выход смолы 10–20 % на сланец. Выход смолы на ОВ 30–40 %. Характерная особенность вида – неоднородность и частая изменчивость петрографического состава как по разрезу, так и по площади сланценой толщи. В пределах одного и того же месторождения нередко залегают пласты преимущественно сапропелево-гумусового или гумусово-сапропелевого состава с заметным преобладанием одного из них. По этой причине наблюдаются резкие колебания в выходе смолы от условной органической массы.

Поскольку кероген сланцев различного химического состава, то и состав смол разнообразен. В одних смолах наблюдается повышенное содержание ароматических углеводородов, в других смолы содержат повышенный процент парафинов или сернистых соединений и т.д. Различаются смолы по выходу отдельных фракций и их составу.

Основная доля мировых запасов сланцев приходится на данный вид. Запасы отдельных месторождений обычно составляют многие миллиарды и даже сотни миллиардов тонн.

Смолы, как правило, сернистые, одни меньше, другие больше. Содержание сернистых соединений в сланцах некоторых месторождений свыше 10 %. Сераорганические соединения представлены меркаптанами, сульфидами, дисульфидами и полисульфидами, тиофеном и их гомологами, би- и полуциклическими соединениями. Некоторые смолы содержат повышенный процент парафина.

Процент азотистых соединений в сланцевых смолах от сотых долей процента до 1,5–3,0 % и выше.

Наряду с другими химическими продуктами из сланцевых смол отдельных месторождений могут быть получены сернистый аммоний, аммиак, пиридин, техническая сера и др. Практическая ценность горючих сланцев некоторых месторождений заключается ещё и в том, что в них обнаружено присутствие редких и рассеянных элементов: урана, ванадия, молибдена, германия и т.д.

Низкосмоляной вид характеризуется выходом смолы на сланец в среднем менее 10 %. Сланцы бедны ОВ (10–15 %), который в основном гумусово-сапропелевого состава.

Особенностью многих месторождений является совместное нахождение в разрезе сланценой толщи пластов сланцев и углей. Нередко наблюдается взаимопереход сланца в угли, и наоборот. Выход смолы на ОВ 15–20 % и больше, а на сланец не более 10 и, как исключение, 15 %.

Зольность

Зольный остаток от сжигания сланцев, в зависимости от их состава, составляет значительный процент (45–85 %). Процент зольности сланцев является оценочным

промышленным критерием. Сланцы с зольностью свыше 85 % в современных условиях промышленностью не используются. Чем выше процент выхода золы, тем меньше содержание ОВ, тем ниже теплота сгорания сланцев и выход смолы на сланец.

Выход золы у малозольных сланцев – менее 60 %. Теплота сгорания – выше 10400 кДж/кг, выход смолы на сланец – более 20 %. Сланцы богаты ОВ, высококалорийны, с максимальным выходом смолы и представляют основную промышленную ценность, прежде всего, для сланцехимического производства.

Выход золы у средnezольных сланцев – до 70 %. Теплота сгорания 8400-9600 кДж/кг, выход смолы на сланец 10–20 %. В зависимости от химического состава зольный остаток может быть использован при производстве вяжущего, минеральной ваты, легкого наполнителя бетона и других строительных материалов.

Выход золы высокзольных сланцев – до 85 %. Теплота сгорания 6300–7000 кДж/кг, выход смолы на сланец редко выше 10 %. Промышленное использование сланцев сопряжено с большими техническими трудностями. Значительная часть таких сланцев – в основном резерв будущего при истощении ресурсов нефти и угля.

Разнообразен химический состав сланцевых зол. В одном случае в них преобладают окислы кремния и алюминия, в другом – карбонатный компонент и т.д. Выделены силикатный, алюмосиликатный, алюмосиликатно-карбонатный и карбонатный виды золы.

Силикатный вид золы характеризуется высоким содержанием $\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$. Кремнезём составляет основную часть золы (60–80 %), а Al_2O_3 занимает подчинённое положение. Зола может найти применение при производстве каменных литых изделий, минеральной ваты, при изготовлении лёгкого наполнителя бетона и пластмасс.

Алюмосиликатный вид золы по $\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$ близок к силикатному, но отличается от него более повышенным содержанием Al_2O_3 (20–30 %). Зола может быть использована для тех же целей, что и силикатная. При отсутствии других сырьевых источников не исключена возможность её использования для извлечения алюминия, а также получения на её основе пуццоланового цемента.

Карбонатный вид золы содержит 25–50 % окиси кальция, иногда 70. Химический состав золы позволяет рассчитывать на получение самостоятельного вяжущего. Кроме того, может быть получено высококачественное вяжущее при совместном помолё клинкера и золы. Зола пригодна для известкования кислых почв.

Концентраты керогена

Концентрат керогена представляет собой порошкообразную массу размером частиц органико-минеральной массы 0,14 мм. Состоит он из 70–90 % ОВ и 30–10 % минеральной массы. Плотность керогена 1,04–1,35, массовая доля влаги 3 %, удельная поверхность керогена-70 4,97 мг/г.

Элементарный состав ОВ (%): С – 77,10–77,80, Н – 4,49–9,82, N – 0,30–0,44, О – 0,98–0,22, S – 1,68–10,22, Cl – 0,60–0,96. Теплота сгорания 37100–37760 кДж/кг. Выход смолы 66 %.

Кероген в органических растворителях не растворяется. Окисляется перманганатом калия и щелочной среде при нагревании, а также азотной кислотой. Не изменяет состава и свойств при воздействии на него соляной, фосфорной, серной и органических кислот. Не изменяет своего состава при взаимодействии с растворами щелочей. В кипящем пиридине растворяется до 10 % керогена.

Признаки изменения внешнего вида керогена, выделение окклюзированных газов и прочее наблюдается при температурах нагревания 180–200 °С. При 200–220 °С начинается выделение углекислоты и воды. Активное разложение керогена происходит при 340–360 °С. Нагрев до 450–500 °С сопровождается образованием смолы 65–67 %, газообразных продуктов 10–15 % и твёрдого сланцезольного остатка (полукокса) 6–15 %.

Концентрат ОВ горючих сланцев обладает довольно высокими теплотой сгорания и выходом смолы. В отдельных случаях он может быть использован для получения высококачественных специфических сланцехимических продуктов.

Основная масса выпускаемого керогена (свыше 80 %) применяется в резиновой промышленности при производстве некоторых резинотехнических изделий, а также при изготовлении многих полимерных материалов.

Кероген-70 используется в производстве эбонитовых автотранспортных моноблоков, искусственной кожи, резиноподошвенных изделий. Он также пригоден в качестве наполнителя и изготовлении различных термопластичных и терморезистивных изделий пластических масс – линолеума и др.

Концентрат ОВ горючих сланцев пригоден в качестве наполнителя при производстве резинотехнических изделий (аккумуляторные баки и др.), линолеума, плит пластических масс для обшивки градилен и интерьеров служебных помещений, плит для изготовления лабораторной мебели и других целей. По своим физико-механическим и химическим свойствам, а также по экономическим показателям пластмассовые изделия, изготовленные с использованием керогена, выгодно отличаются от изделий с другими наполнителями. Облицовочные плиты и другие керогенсодержащие изделия могут быть изготовлены различных расцветок.

Влажность

Горючие сланцы в природных условиях залегания содержат воду в различных состояниях: гигроскопическая влага, вода набухания, пленки смачивания и т.д. Практический интерес представляет влажность сланца в рабочем состоянии, т.е. когда его добывают и затем подвергают переработке и сжиганию.

Сланцы одних месторождений имеют влажность рабочую не выше 20 % и перерабатываются или сжигаются без предварительной подсушки. Сланцы с более повышенной влажностью (свыше 25 %) требуют предварительной подсушки. Сланцев с такой высокой влажностью немного в природе, но они имеются, и потому этот показатель при промышленной оценке приходится учитывать на всех стадиях геологоразведочных работ и в процессе промышленного освоения месторождения.

По содержанию влаги горючие сланцы различаются: с высокой влажностью – 20–30 % и выше, со средней – 10–20 % (разрабатываются и используются без предварительной подсушки), с низкой – менее 10 %.

Крепость

Крепость горючих сланцев и вмещающих пород, прежде всего, имеет значение для выбора технологии ведения подготовительных и очистных подземных горных работ, связанных с добычей сланцев, средствами механизации добычи, дробления, размола и т.д. Физические свойства горючих сланцев наиболее изучены по Прибалтийскому бассейну, проведены специальные исследования физических свойств пород промышленного пласта Эстонского месторождения. Лучшим из методов определения коэффициента крепости пород (метод сжатия образцов правильной и неправильной формы, метод толчения и др.) является метод толчения. Его достоинством является то, что он требует меньшего объема работ при подготовке проб к испытанию.

Плотность

Плотность горючих сланцев зависит от массовой доли ОВ, его распределения в минеральной массе, от её минералого-химического состава. Чем выше содержание ОВ, тем меньше плотность. Так, плотность сланцев, содержащих свыше 30 % керогена, 0,9–1,65, а сланцев с меньшим содержанием керогена – свыше 1,80.

На показатель плотности сланцев существенно влияют и степень их метаморфизма, а также различного рода включения. Например, почти все сланцы Прибалтийского бассейна содержат известковые включения, а также многочисленные известняковые скелетные остатки колоний мшанок, раковин брахиопод, щитков трилобитов и других морских организмов. В отдельных слоях сланцев содержится до 50 % известняковых включений и окремнелых стяжений и конкреций. Поэтому в зависимости от содержания ОВ и конкреций изменяется и плотность сланца (1,50–1,99).

Плотность сланцев, содержащих 10–15 % керогена, 2,2–2,3. Сравнение данных определения плотности прибалтийских сланцев с данными теоретического расчёта показало их полную сходимость и подтвердило зависимость плотности от содержания ОВ в сланцах.

Чем меньше в сланцах ОВ, тем, естественно, выше их плотность. С повышением зольности на 1 % плотность увеличивается на 0,01.

Чем выше теплота сгорания и чем больше содержание ОВ, тем меньше плотность сланцев, и наоборот (рис. 1), чем выше процент зольного остатка, тем, естественно, больше плотность сланцев.

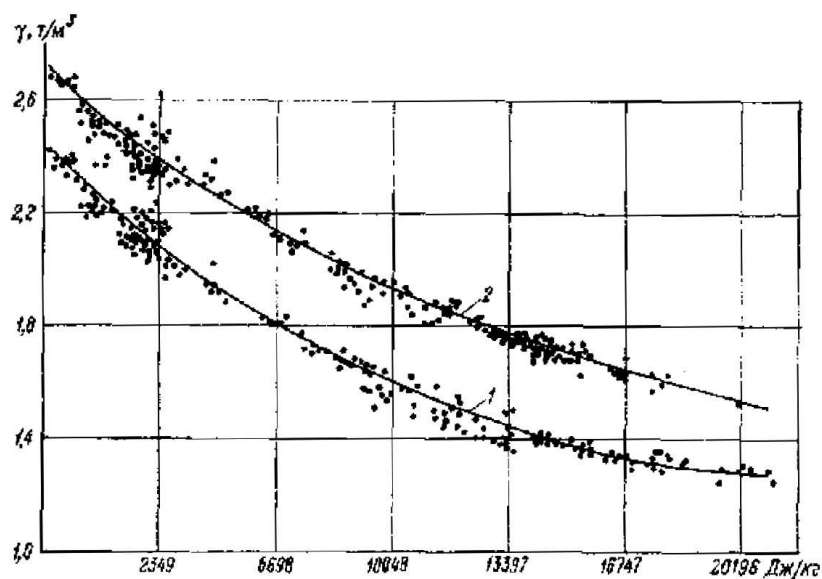


Рисунок 1 – Зависимость плотности от теплоты сгорания сланцев:
 1 – зависимость между объемной массой ОВ и теплотой сгорания;
 2 – зависимость между объемной массой и теплотой сгорания горючих сланцев

Плотность сланцев зависит от суммы содержания золы (Л) и минеральной углекислоты (СО₂): при Л + СО₂ = 44,50 % плотность сланцев 1,443, при 61,98 % – 1,713, при 63,96 % – 1,759, при 69,71 % – 1,863, при 75,14 % – 2,013, при 99,57 % – 2,698.

Пористость

Пористость – объем пор в единице объема горючих сланцев большинства известных месторождений не изучена, тогда как данный показатель имеет немаловажное значение, прежде всего, при термической переработке. Пористость сланцев в основном находится в прямой зависимости от микрокомпонентного состава ОВ и химико-минералогического состава минеральной массы, текстуры и структуры сланцев. Пористость сланцев песчано-глинистой минеральной части иная, чем силикатной или карбонатной. На неё также влияет наличие в сланцах включений различного состава. Сланцы отдельных слоев одной и той же полезной толщи могут иметь различную пористость.

Микропористость сланцев оказывает существенное влияние на скорость диффузии газов внутрь кусков сланцев полукоксования. Медленная диффузия газов и водяных паров удлинняет процесс термической переработки сланцев. С увеличением содержания ОВ в сланце пористость последнего уменьшается.

Пористость горючих сланцев зависит от степени однородности их минералогического состава, количества и состава ОВ, характера и количества различных включений. ОВ сланцев в большинстве своем имеет менее пористую структуру, чем, например, вмещающая порода известняк.

Пределы прочности

Прочностные свойства горючих сланцев так же, как и пористость, зависят от многих факторов. Предел прочности на сжатие прибалтийских сланцев 283-396 кгс/см².

Сланцы с преобладанием глинистой составляющей имеют меньший предел прочности, чем сланцы известняковые. Сrostки ОВ и известняков обладают почти такими же прочностными свойствами, как и сами известняки.

Теплофизические свойства

Выбор конструкции агрегатов и оптимального теплового режима термической переработки горючих сланцев во многом зависит от их теплофизических свойств: теплоемкости, температуропроводности и теплопроводности.

Теплоёмкость зависит от содержания ОВ. Для прибалтийского сланца влажностью 1,54 % удельная теплоёмкость находится в пределах 0,992–1,109, для сланцевого кокса – 0,080–0,887 и для концентрата, содержащего 91 % керогена, – 1,310–1,03 кДж/(кг · °С). ОВ обладает более высокой теплоёмкостью, чем минеральная составляющая.

Температуропроводность сланца в образце при нестационарном тепловом режиме при 200–450 °С практически остается постоянной и затем повышается с определенной скоростью, зависящей от крупности сланца.

Теплофизические свойства горючих сланцев зависят не от содержания ОВ, а от формы и размера кусков. При переходе от шара и цилиндра к пластине температура разложения значительно снижается, а при тонко раздробленном слое резко возрастает. Время разложения кусков сланца размером 100 мм в рабочей части шахты полукоксования не превышает 4 часов, тогда как куски размером 200 мм за 4 часа не разлагаются, даже если начальную температуру теплоносителя поднять до 700 °С.

На полноту термического разложения горючего сланца и выход продуктов полукоксования в промышленных агрегатах оказывает влияние как процентное содержание ОВ, так и размер кусков сланца. Потери физического тепла при переработке сланца вызываются также за счёт содержания в нём воды. Чем больше в сланце влаги, тем больше затрат тепла на его подсушку.

Радиоактивность сланцев

Горючие сланцы некоторых месторождений обладают радиоактивными свойствами за счёт присутствия урана или других минералов. Повышенной радиоактивностью обладают сланцы Швеции, Грин-Ривер (США) за счёт присутствия урансодержащих минералов. Последние содержатся также в сланцах штата Монтана, Южная Дакота и других районов США.

Изучение радиоактивных свойств сланцев имеет практическое значение, прежде всего, относительно возможного извлечения из них урана, охраны здоровья лиц, занятых па добыче и переработке сланцев и при использовании продуктов переработки.

Горючие сланцы большинства известных месторождений не изучены в отношении их радиоактивных свойств, тогда как некоторые из них могут оказаться источником извлечения урана.

Промышленное значение минеральной части горючих сланцев

Горючие сланцы как комплексное органоминеральное сырьё в большинстве своём на 50–80 % состоят из неорганического вещества, называемого минеральной массой. Обычно она представляет собой тонкодисперсную смесь с ОВ и неотделима от него в процессе добычи горючих сланцев. Если и удаётся освободиться от неё, то только при применении глубокого и сложного обогащения сланцев, что значительно удорожает себестоимость продукции. Сжигание и термическая переработка горючих сланцев сопровождаются образованием зольных отходов в виде тонкозернистой циклонной золы или кусковатого не нацело разложившегося сланца при полукоксовании, так называемого полукокса камерных, газогенераторных и прочих печей термической переработки. Отходы пород образуются и в процессе добычи сланцев.

В зависимости от масштабов добычи сланцев различного рода минеральные отходы достигают значительных размеров в отвалах предприятия. Затрачиваются немалые денежные средства на их транспортирование, что удорожает себестоимость основной продукции. Наличие таких отвалов в населённых пунктах нежелательно с экологической точки зрения, поскольку это ведёт к загрязнению окружающей среды и непроизводительному использованию земельных участков.

Сланцезольное вяжущее

Сланцезольное вяжущее производится в Германии на основе золы от сжигания посидонских сланцев. Последние бедны ОВ (6–18, в среднем 12 %). Химический состав минеральной части горючих сланцев непостоянен. Особенно резкие колебания в содержании характерны для SiO₂ – 12–51 % и CaO – 18–60 %. Теплота сгорания 3700–4200 кДж/кг. Сланцы сжигаются в ретортах Лурги в псевдоожиженном слое при

810–1000 °С. В результате сжигания сланцев зольный остаток имеет следующий химический состав (%): п.п.п. – 8,21, SiO₂ – 34,40, Al₂O₃ – 9,87, CaO – 32,20, MgO – 1,67, SO₃ – 9,54, S – 0,20.

Наиболее высокая экономичность разработки и переработки сланцев достигается при условии полного использования сланцезольного остатка в качестве гидравлического вяжущего. При годовой переработке горючих сланцев 246 тыс. тонн образующийся сланцезольный остаток 190 тыс. тонн полностью идёт на изготовление цемента путем совместного помола клинкера (30 %) и золы (70 %). Цемент имеет марку 400.

Сланцевая зола месторождений Прибалтийского бассейна содержит довольно высокий процент окиси кальция – 40–45 % и выше, свободной окиси кальция 10–20, в отдельных фракциях 25–30 %. Такие золы обладают вяжущими свойствами, полностью или частично могут заменить портландцемент марок 300 и 400 при производстве некоторых видов строительных изделий и материалов.

Сланцевая циклонная зола может также найти применение в качестве минерального наполнителя в пластмассах с полной или частичной заменой таких известных наполнителей, как древесная мука, барит, тальк и каолин. Кроме того, сланцевые золы соответствующего химического состава можно использовать для каменного литья, получения стеклокристаллического материала типа ситалла, а также для производства легких наполнителей бетона – аглопорита, карпазита и др.

Добыча горючих сланцев многих месторождений сопровождается попутным извлечением пород кровли или межпластовых прослоев промышленного пласта. Нередко соотношение горючих сланцев и попутно-добываемых так называемых пустых пород составляет 1 : 1 или даже 1 : 2. Эти породы в большинстве своём можно использовать в дорожном строительстве или при производстве различных строительных материалов и изделий (рис. 2).

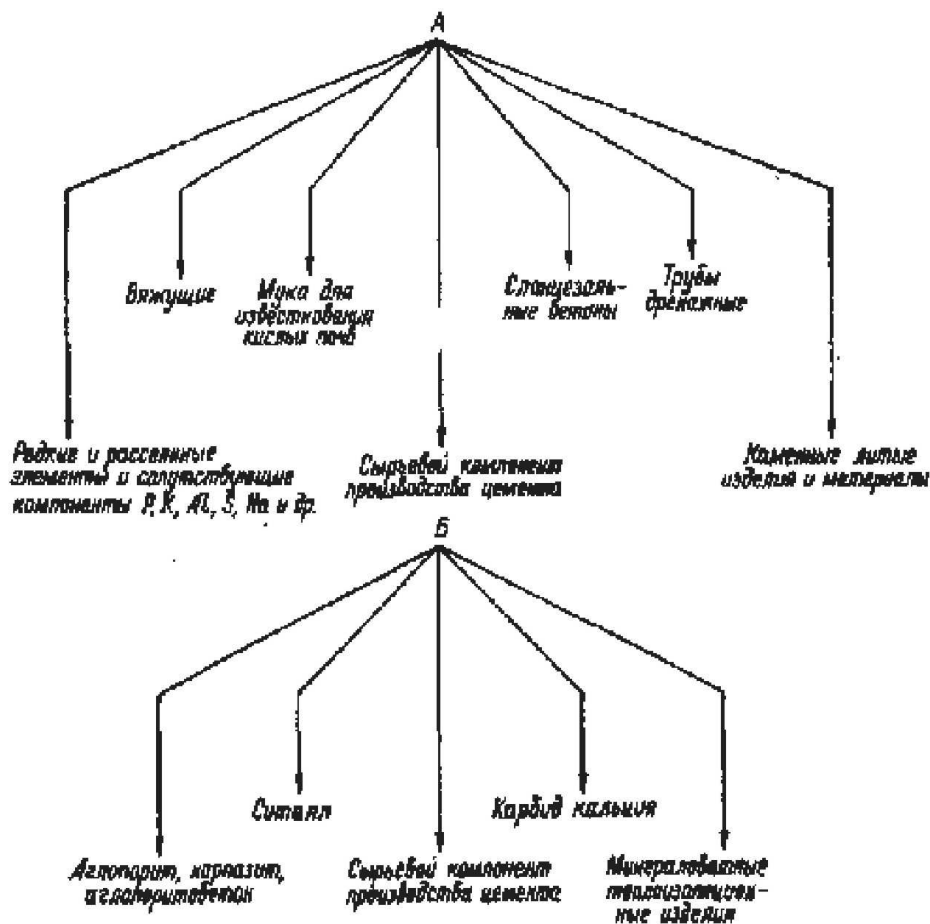


Рисунок 2 – Схема промышленного использования зольных остатков сжигания и термической переработки горючих сланцев Ленинградского месторождения Прибалтийского бассейна

На основе летучих сланцевых зол, полученных при сжигании на электростанциях прибалтийских сланцев, разработана технология получения вяжущих материалов различной активности:

- кукермит получается в результате тонкого размола мелкой фракции золы, размером частиц 15–30 мкм, до размера частиц с удельной поверхностью не менее 3500 см²/г. По своим вяжущим свойствам кукермит отвечает марке цемента 200. Расход воды для получения кукермитного теста нормальной консистенции составляет 27–32 % от массы вяжущего. Начало схватывания кукермита от 45 минут до 2 часов, конец от 2 до 6 часов;

- кукермит-цемент изготавливается при совместном размолу мелкой фракции летучей золы (65–80 %) и предварительно измельчённого клинкера (35–20 %). Расход воды 26–28 %. Начало схватывания цемента 1–2, конец 2–6 часов. Кукермит-цемент отвечает требованиям марок 200–300;

- специальный портландцемент получается путём совместного помола летучей золы мельчайшей фракции размером частиц меньше 15 мкм (20–30 %) и цементного клинкера (70–80 %). Портландцемент быстротвердеющий, высокомарочный – 400–500. Начало схватывания 2,0–3,5 часа, конец 4–6 часов.

Крупная фракция золы (30–150 мкм) пригодна для изготовления ячеистого бетона и силикатных изделий, а также в сельском хозяйстве – для известкования кислых почв.

Цемент на базе сланцевого полукокса

Термическая переработка горючих сланцев в газогенераторных, камерных и других печах сопровождается образованием коксозольного остатка (сланцевого полукокса) в большом количестве. Полукоксы по химическому составу относятся к карбонатному сырью. Результаты исследования полукокса показали, что его можно применять в качестве одного из основных сырьевых компонентов при производстве цементного клинкера во вращающихся печах по мокрому способу. Марка цемента 500.

Сланцевый полукоксы валовых проб в основном характеризуются постоянством химического состава (табл. 1), кроме фракции 15 мм. Сланцевый полукоксы имеет следующий фракционный состав (%): фракция + 40 мм – 35, фракция 15–40 мм – 50 и фракция 15 мм – 15.

Таблица 1 – Химический состав сланцевого полукокса, %

Компоненты	Номер валовой пробы полукокса					Среднее
	1	2	3	4	5	
SiO ₂	14,95	15,20	17,59	16,58	15,34	16,93
Al ₂ O ₃	4,14	4,58	4,19	4,44	4,27	4,32
Fe ₂ O ₃	3,81	3,85	4,35	3,61	3,51	3,82
CaO	35,03	32,53	29,81	34,37	34,26	33,20
MgO	3,33	3,88	2,64	2,13	2,56	2,71
K ₂ O	0,86	2,10	2,58	2,13	2,21	1,96
Na ₂ O	0,05	0,05	следы	следы	0,12	0,06
SO ₃	4,10	4,04	4,90	2,82	5,15	4,00
П.п.п.	33,67	32,00	31,51	32,83	32,40	32,28
Сумма	100,58	99,87	99,63	100,04	100,88	100,20
S _{общ}	1,64	1,63	1,96	1,13	2,06	1,68

Фракция кокса 25–40 мм с теплотой сгорания 2900–5000 кДж/кг состоит из остатков неизмененного известняка и сланца. Более мелкая часть (15–25 мм) в основном состоит из остатков недоразложившегося сланца и небольшого количества кусков измененного известняка. Содержание CaO в этом коксе меньше, чем в крупном коксе, но несколько больше SiO₂, Al₂O₃, K₂O, SO₃.

Плавленый цементный клинкер (энергоклинкер)

Сжигание прибалтийского сланца в пылевидном состоянии на электростанциях сопровождается образованием летучек золы, 80 % которой проходит через весь газовый тракт котельных агрегатов. Интенсивный износ и образование плотных зольных отложений создают большие трудности в работе электростанции и удорожают стоимость выработки электроэнергии. Химический состав минеральной части сланцев и межпластовых прослоев карбонатных пород промышленного пласта позволяет сжигать сланец с жидким шлакоудалением.

Разработанный новый метод сжигания прибалтийского сланца, богатого окисью кальция, с жидким шлакоудалением предусматривает комплексное использование органической и минеральной частей топлива с получением энергии и плавленого клинкера. Данный метод позволяет использовать для энергетических целей сланец валовой выемки с теплотой сгорания 6280 кДж/кг. Вытекающий из топки расплав гранулируется и затем транспортируется в помольный цех. При этих условиях отпадает необходимость в золоотвалах и не загрязняется воздушное пространство.

На основе гранулированных сланцевых шлаков с содержанием стекловидной фазы 25 %, портландцементного клинкера 30–50 % и гипса 5 % получается шлакопортландцемент, отвечающий маркам 400 и 500.

Минеральная вата и изделия из неё

Минеральная вата и изделия из нее находят широкое применение в качестве теплоизоляционного материала. Для её изготовления используют различные горные породы; диабаз, базальт, гранит, сиенит, сланцы, известняки и др., а также металлургические шлаки, получаемые при выплавке металлов. Во многих случаях для получения высококачественной ваты составляется двух- или трёхкомпонентная смесь сырья. При образовании волокон наряду с целым рядом других факторов большое значение имеет вязкость расплава. Наилучшее качество ваты из горных пород и шлаков получается при вязкости расплава не более 5 пуаз при 1500 °С и 15 пуаз при 1400 °С.

Большая часть горных пород, добываемых попутно с горючими сланцами, или отходы обогащения сланцев могут найти применение в производстве минеральной ваты высокого качества. Для этих целей пригодны известняки – отходы добычи и сланцевый кокс термической переработки горючих сланцев. В качестве кислой добавки можно использовать глины, бой силикатного кирпича или керамических труб и других изделий. Химический состав сырьевых компонентов приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Химический состав сырьевых компонентов минеральной ваты, %

Компоненты	Карбонатные породы, отходы добычи сланцев Ленинградского месторождения		Сланцевый кокс – отходы переработки горючего сланца в камерных печах	Глина месторождения «Большие Поля»	Бой сланцевольного кирпича Сланцевского кирпичного завода
	«плита»	«кулак»			
SiO ₂	7,38	5,11	21,42	58,92	70,55
TiO ₂	0,34	0,10	0,34	0,94	–
Al ₂ O ₃	1,93	1,44	5,70	16,96	4,37
Fe ₂ O ₃	0,92	0,84	3,87	7,22	1,92
P ₂ O ₅	0,12	0,11	0,08	0,12	–
CaO	47,4	46,56	27,26	2,42	13,57
MgO	1,29	0,72	1,50	2,77	1,32
MnO	0,03	0,03	0,01	0,08	–
Na ₂ O	0,06	0,11	0,15	1,28	0,35
K ₂ O	0,58	0,53	2,50	3,50	1,45
П.п.п.	38,79	43,32	32,28	5,65	6,82
Сумма	99,07	98,87	93,12	99,86	100,35
S _{общ} в пересчёте на SO ₃	1,13	1,22	5,09	0,21	1,17

Сланцезольный стеклокристаллический теплоноситель

Как показали исследования золы, полученной от сжигания горючих сланцев, её можно использовать в качестве основного сырья для получения стеклянных и стеклокристаллических изделий. Зола является легкоплавким сырьём.

Для получения кислотостойких изделий необходимо к сланцевой золе добавлять кислую добавку – кварцевый песок 20 %. Кислотостойкость стеклянных образцов довольно низкая (99,0 %) при сохранении свойств остальных показателей. Такое стекло по своим физико-механическим свойствам пригодно для производства различных строительных изделий, в том числе облицовочных плиток.

Кристаллизация сланцезольного стекла при соответствующих температурных режимах и времени выдержки позволяет получать стеклокристаллический материал – ситалл, обладающий высокими физико-механическими свойствами.

Сланцезольный стеклокристаллический теплоноситель представлен в основном двумя минералогическими фазами – геленитом (44 %) и волластонитом (56 %).

Схема производства гранулированного сланцезольного теплоносителя представлена на рисунке 3.

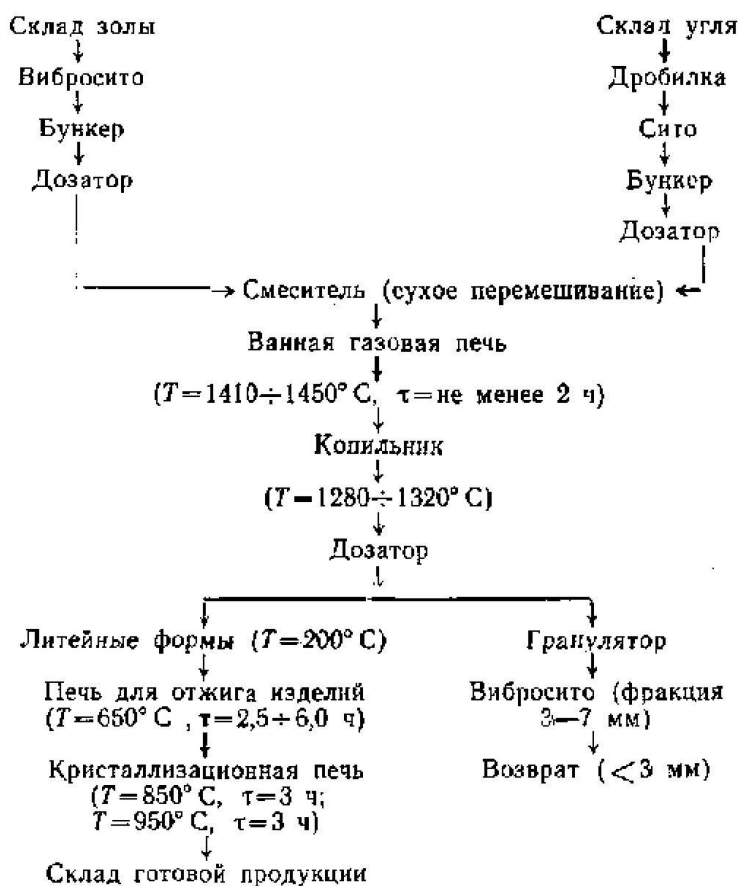


Рисунок 3 – Схема производства теплоносителя

Сланцезольный газозолосиликат

Зола пылевидного сжигания ленинградского горючего сланца центральной электростанции из мультициклонов с сухим золоудалением обладает повышенными вяжущими свойствами. Кроме того, по гранулометрическому составу она является тонкодисперсным материалом и не требует дополнительных затрат на механическую подготовку (дробление и пр.). Для изготовления конструктивного и теплоизоляционного газозолосиликата применялись вяжущее (зола), наполнитель (кварцевый песок), газообразователь (алюминиевая пудра), добавки (стабилизаторы).

Основным фактором, определяющим вяжущие свойства золы, является наличие клинкерных минералов и активной глинистой части, обладающей свойствами геленита.

При взаимодействии глинистой части со свободной известью золы при твердении сланцезольных растворов возникают гидросиликаты и гидроалюминаты. Происходит образование быстро гидратирующейся окиси кальция.

Зола молотая гашеная в автоклаве при избыточном давлении 9 кгс/см² ускоряет процесс гидратации силикатов, алюминатов, ферритов кальция и свободной извести, т.е. создаёт условия для быстреего протекания процесса твердения сланцезольных вяжущих. Прочность газозолосиликата возрастает с увеличением степени дисперсности исходных компонентов. Особенно благоприятное влияние на повышение прочности газозолосиликата оказывает совместный помол золы и песка.

Оптимальный состав масс теплоизоляционного и конструктивного газозолосиликата приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Оптимальные составы газозолосиликатов

Компоненты	Газозолосиликат	
	теплоизоляционный с объёмной массой 500 кг/м ³	конструктивный с объёмной массой 950–1000 кг/м ³
Зола гашеная	1 часть	1 часть
Песок молотый	0,5 части	1 часть
Вода	44–48 %*	44 %*
Алюминиевая пудра	0,20 %*	0,04 %*

*От сухой массы

Технология производства газозолосиликата осуществляется по схеме, приведённой на рисунке 4.

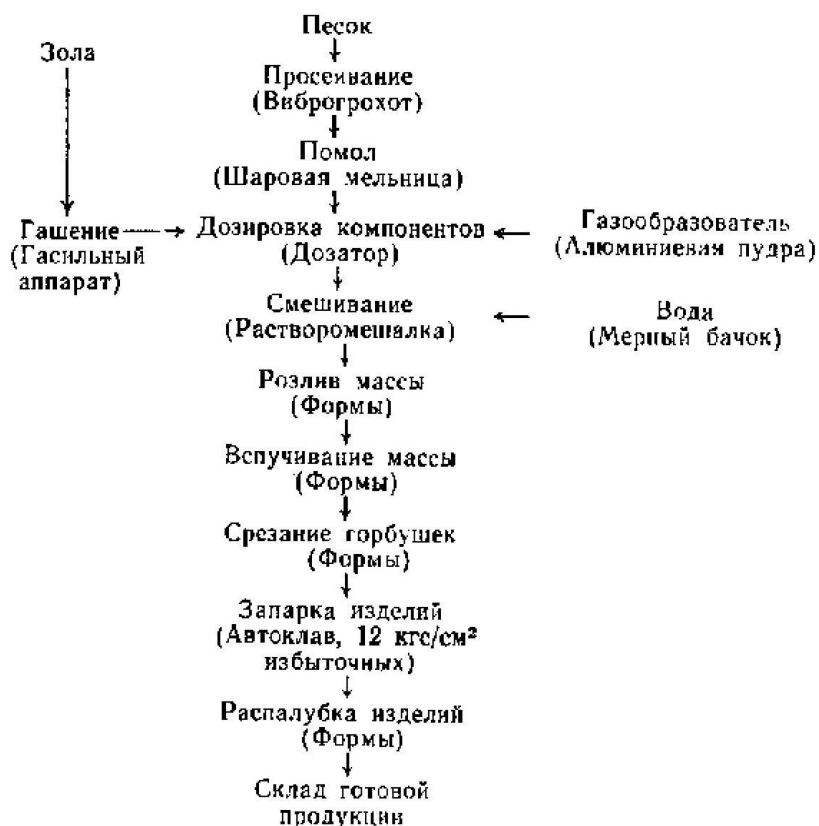


Рисунок 4 – Технология производства газозолосиликата

Производство газозолосиликата на основе сланцевой золы исключает необходимость применения при изготовлении строительных изделий такого дорогостоящего вяжущего, как портландцемент. Экономия портландцемента на 1 м³ бетона составит 300 кг.

Производство газозолосиликата выгодно отличается от производства газобетона по капиталовложениям на 1 м³ изделий и затратам на создание сырьевой базы завода.

Дренажные сланцезольные трубы

Лёгкая сланцевая зола пылевидного сжигания горючего сланца Ленинградского месторождения обладает вяжущими свойствами и по этому показателю пригодна для изготовления дренажных труб.

В процессе изготовления этих труб в качестве исходного компонента применялась негашёная зола пылевидного сжигания ЦЭС, взятая из-под мультициклонов с сухим золоудалением.

После автоклавной обработки образцы из негашёной золы увеличились в объёме, образовали глубокие трещины, а некоторые рассыпались в порошок. Это объясняется тем, что при запарке происходит процесс гашения извести, что вызывает неравномерность изменения объёма образцов. Применение же гашёной золы приводит к тому, что устраняется неравномерность изменения объёма образцов и, кроме того, увеличивается прочность изделий, так как возрастает скорость гидратации и образования гидросиликата кальция.

При помоле золы (до 4700 см²/г) повышается её механическая прочность по сравнению с образцами из немолотой гашёной золы, увеличивается поверхность соприкосновения реагирующих веществ и возрастает количество освоенного кварца. Совместный помол гашёной золы и песка (по удельной поверхности 3000 см²/г) при автоклавной обработке приводит также к повышению механической прочности по сравнению с образцами из немолотой золы.

Опытные образцы дренажных труб изготавливались методом горизонтального вибрирования из шихты состава (%): гашёная немолотая зола 30–40, кварцевый песок 70–60, совместного помола; формовочная влажность 14–16 %. Размер труб (мм): внутренний диаметр – 85, наружный – 125, длина – 500. Дренажные трубы изготавливались без арматуры, канализационные – с арматурой.

Сланцевая зола пылевидного сжигания горючего сланца как материал, обладающий вяжущими свойствами, может быть использована для производства золопесчаных дренажных труб. Наиболее эффективным является способ горизонтального вибрирования с последующей гидротермической обработкой труб в автоклаве. Трубы изготавливаются по схеме, изображённой на рисунке 5.

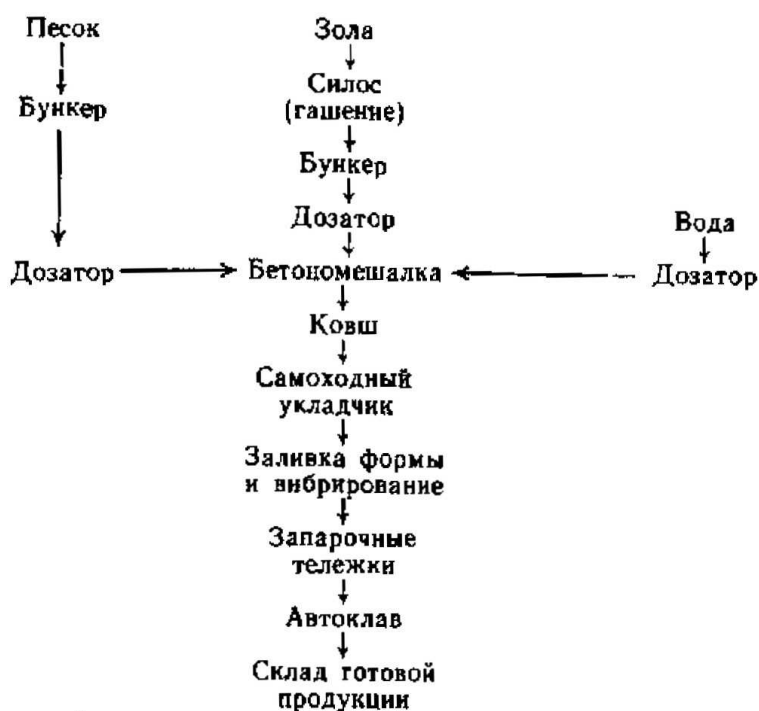


Рисунок 5 – Схема изготовления дренажных труб

Сланцезольный аглопорит

С развитием промышленного и жилищного строительства возрастает потребность в лёгких наполнителях, используемых для производства лёгкого бетона. Лёгкие бетоны, изготовленные на основе пористых наполнителей, повышают теплотехнические качества ограждающих конструкций, снижают вес здания и тем самым удешевляют стоимость их строительства. Для производства искусственных наполнителей используется природное сырьё: глина, суглинок, лессы, диатомиты и другие породы, а также различные топливные отходы.

Поисковые исследования показали, что практический интерес для производства искусственного пористого наполнителя методом агломерации представляет зола-унос от пылевидного сжигания-горючего сланца на ЦЭС сланцеперерабатывающего комбината «Сланцы». По сравнению с другими зольными остатками она обладает более постоянным минералогическим, химическим и гранулометрическим составом и не требует дополнительных денежных затрат на подсушку и помол. Единственное её отрицательное свойство – сравнительно высокое содержание окиси кальция (36,0-38,0 %), вследствие чего для производства лёгкого наполнителя требуется вводить в шихту кислую корректирующую добавку.

Многочисленными опытами был установлен следующий оптимальный состав шихты, обеспечивающий получение сланцезольного аглопорита (%): зола – 53,0, глина – 30,0, возврат – 10,0, антрацит – 7,0. Влажность шихты 18–19,5 % (рис. 6).

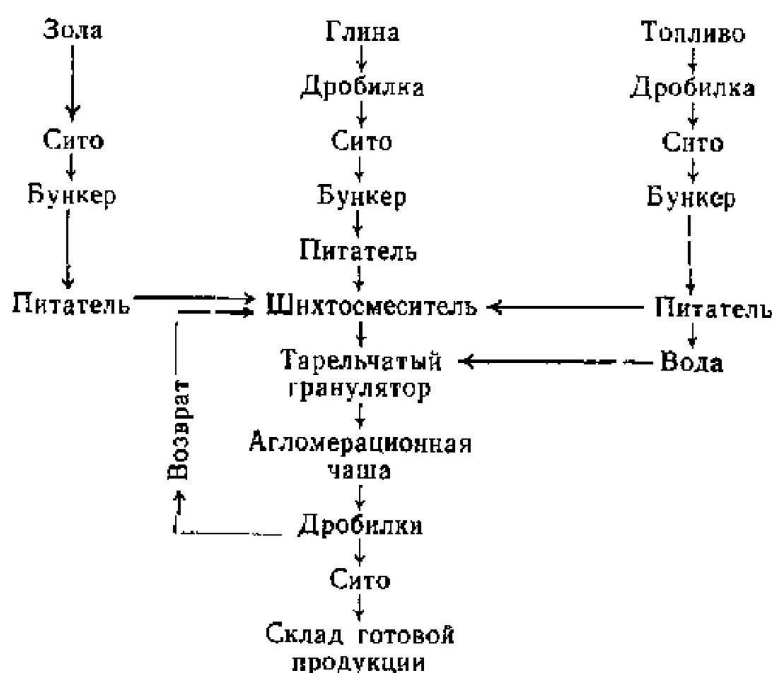


Рисунок 6 – Технологическая схема изготовления аглопорита

На физико-механические свойства и процесс производства аглопорита существенное влияние оказывают степень увлажнения шихты, количество топлива и возврата в шихте, воздушный режим спекания и др. Добавка в шихту глины и возврата заметно повышает прочностные свойства аглопорита.

Сланцезольный аглопоритобетон

Для производства сланцезольного аглопоритобетона готовится смесь из аглопорита, цемента и воды (табл. 4). Крупные фракции аглопорита, мелкий заполнитель и часть воды (2/3) предварительно перемешиваются в мешалке в течение 3–4 мин., а затем добавляется вяжущее, оставшаяся вода и проводится дальнейшее перемешивание. Далее смесь укладывается в металлические формы. Формование проводится в лабораторных условиях на вибростоле. Продолжительность вибрирования не превышает 60 с, пригруз 45–55 г/см².

Таблица 4 – Расход материала для смеси сланцезольного аглопоритобетона, кг

Марка бетона	Фракции аглопорита, мм			Цемент марки 500	Вода
	1–5	5–10	10–20		
50	450	200	400	184	240
75	470	205	410	200	235
100	480	205	40	235	225
150	495	205	430	265	240
200	495	210	440	280	230
250	480	210	440	300	240
300	475	210	435	350	240

Сланцезольный аглопоритобетон характеризуется физико-механическими свойствами, приведёнными в таблице 5. Он может найти широкое применение в жилищном строительстве.

Таблица 5 – Свойства аглопоритобетона на основе сланцезольного аглопорита

Марка бетона	Объёмная масса, кг/см ³	Предел прочности при сжатии, кгс/см ²	
		после пропаривания	после 28 суток хранения
50	1150–1180	36	54
75	1190–1200	56	84
100	1300–1340	74	113
150	1310–1360	131	157
200	1500	138	207
250	1600–1620	179	263
300	1640–1670	2218	305

Минеральные отходы для известкования кислых почв

Для известкования кислых почв могут быть использованы сланцевые золы карбонатного состава и карбонатные породы, отходы добычи и обогащения сланцев. Зерновой состав золы циклонов, полученной в результате сжигания электростанциями горючих сланцев карбонатного состава, менее 150 мкм, и потому она не требует дополнительного размола. Она содержит 11–20 % свободной извести, а также клинкерные минералы, 3,98–5,0 % окиси калия. В золе содержатся многие микроэлементы, в частности, титан, ванадий, медь, свинец, никель, гелий, иттрий, хром, цирконий, стронций, барий и другие в количествах от 0,0001 до 0,01 и даже 0,1 %.

Сланцевая зола, богатая микроэлементами (медь, молибден, кобальт, марганец и др.), оказывает благоприятное воздействие на урожай сельскохозяйственных культур. Кроме циклонной сланцевой золы для известкования кислых почв можно использовать известковую муку, приготовленную путём размола карбонатных пород – отходов добычи или отходов обогащения сланцев.

Щебень для строительных работ

Попутно добываемые со сланцами горные породы во многих случаях можно использовать в качестве щебня для строительных работ. Это относится, прежде всего, к кремнистым и карбонатным породам.

Известняки, содержащие повышенный процент ОВ, а также мергелистые породы, обладают большим водопоглощением, чем доломитизированные разновидности известняков, и меньшим коэффициентом размягчения.

Испытания прочности известняков на сжатие в сухом, насыщенном водой состоянии и после попеременного замораживания и оттаивания образцов при температуре ± 15 °С показали, что доломитизированные известняки «плита» и «кулак» обладают

более высокими качествами, чем мергелистые разновидности. Известняки по физико-механическим свойствам отвечают требованиям действующей нормативно-технической документации на щебень для дорожного строительства, строительных работ и как наполнитель для бетона. Кроме того, они пригодны в качестве бутового камня.

Переработка горючих сланцев

Горючие сланцы – трудное по своей природе технологическое сырьё. Извлечение органической составляющей сегодня возможно только за счёт термической переработки сланца, которая понимается как нагревание сырья до тех температур, когда происходят полная деструкция керогена, причём одна часть керогена превращается в кокс, другая – в летучие вещества (смолу, газ), которые за счёт физической конденсации разделяются и используются отдельно. Этот простой принцип переработки может осуществляться весьма различными методами, выбор которых определяется свойствами исходного сырья.

1. Нагреванию подвергается не только кероген, но и минеральная составляющая горючих сланцев. Известно, что чем больше этой части, тем больше тратится на её нагрев тепла и, следовательно, существует какая-то граница содержания минеральной составляющей, выше которой переработка сланца становится экономически неоправданной из-за некомпенсированных расходов тепла. Одновременно степень неорганической минерализации горючих сланцев существенным образом влияет и на выбор методов их переработки термическим способом. Таким образом, эта сторона дела является одной из причин многообразия в области сланцепереработки.

Существуют методы обогащения горючих сланцев, в том числе и такие, при которых содержание органической части может быть доведено до 90 % и выше. В этом случае мы имеем дело уже с совершенно новым видом сырья, для которого требуются свои технологические решения.

2. Вторым решающим обстоятельством является гранулометрический состав сырья. В зависимости от техники добычи сланца сырая масса добытого материала весьма разнообразна по размеру кусков – от тончайшей пыли до крупных многокилограммовых кусков.

3. Цели переработки (например, использование минеральной составляющей, извлечение ценных сопутствующих компонентов, производство медицинских препаратов и др.) определяют подбор технологии.

4. На технологию переработки горючих сланцев существенно влияют масштабы производства. Существуют способы, хорошо решающие переработку с высоким химическим и тепловым КПД, однако при увеличении масштабов переработки труднее развивать такую технологию.

5. Генетический тип сланца также в значительной степени влияет на выбор технологии. Так, например, ордовикские сланцы Прибалтийского бассейна с высоким выходом летучих, с высоким содержанием кислородных соединений потребовали для переработки своеобразной технологии и техники.

Методы переработки

Реторты

Основные недостатки – малая производительность и внешний (через металлическую стенку) обогрев. Этот тип сланцеперерабатывающих устройств вырос на опыте каменноугольных газовых заводов, где, правда, применялись реторты горизонтальные и огнеупорные из-за высоких температур газификации. Расположение реторт, собранных в блоки, вертикальное, загрузка и выгрузка практически непрерывная – отдельными порциями.

Сланец поступает сверху вниз, обогрев – через стенки. Реторты чугунные, производительность 8–12 тонн/сут.

Интересна по замыслу реторта Давидсона. Она была обстоятельно опробована для прибалтийского сланца в Эстонии. Производительность реторт 25–50 тонн/сут., использовался сланец рядовой с выходом смолы до 25 % на сухой сланец. Реторты Дэвидсона давали лучшую по качеству сланцевую смолу с максимальным по сравнению с другими агрегатным выходом.

Туннельные печи

Наиболее интересными по переработке сланцев являлись туннельные печи. Эти достаточно мощные агрегаты производительностью до 500 тонн/сут. работали на довольно широких гранулометрических фракциях, практически используя весь добытый сланец. Туннельные печи вобрали в себя весь накопленный опыт переработки горючих сланцев в прошлом. Конструкция печей, их принципы работы могут подойти к любому типу сланцев и к любому гранулометрическому составу. Имея несколько печей, можно комбинировать и подбирать режимы для всевозможных случаев переработки.

Электроёмкость туннельных печей остаётся во всех случаях чрезмерно высокой, в то время как другие методы, имея уже лучшие экономические показатели, продолжают развиваться и совершенствоваться за счёт простоты обслуживания, меньших затрат на энергию и т.д.

Шахтные генераторы

Зародились на базе широко распространенных газогенераторов – агрегатов для производства низкокалорийного отопительного газа. Сочетание газогенератора с шахтой полукоксования оказалось весьма плодотворным для переработки сланцев. В шахте полукоксования за счёт тепла газогенераторного газа, идущего на шахты газификации полукокса, в свою очередь поступающего из шахты полукоксования, происходит деструкция керогена. Таким образом, при очень простом конструктивном решении используется тепло сжигания углерода полукокса, с сохранением физического тепла нагретой минеральной части, на частичный подогрев воздуха в шахте газификации

На рисунке 7 представлены генераторы, изготовленные фирмой «Пинч» для Эстонии (Кохтла-Ярве) в 1925 году. Подача воздуха – за счёт разрежения на выходе продуктов полукоксования. Производительность 35 тонн/сут. Материал генератора – кладка огнеупорная в стальном кожухе. Между шахтами полукоксования и газификации – пережим для регулирования подачи теплоносителя на шахты газификации и в шахту полукоксования. Вращающийся поддон, на который непрерывно поступает из шахты полукоксования зола («огарок»), заполнен водой и разгружается в вагонетки. Газы полукоксования и пары смолы, разбавленные газом газификации, следуют в систему конденсации.

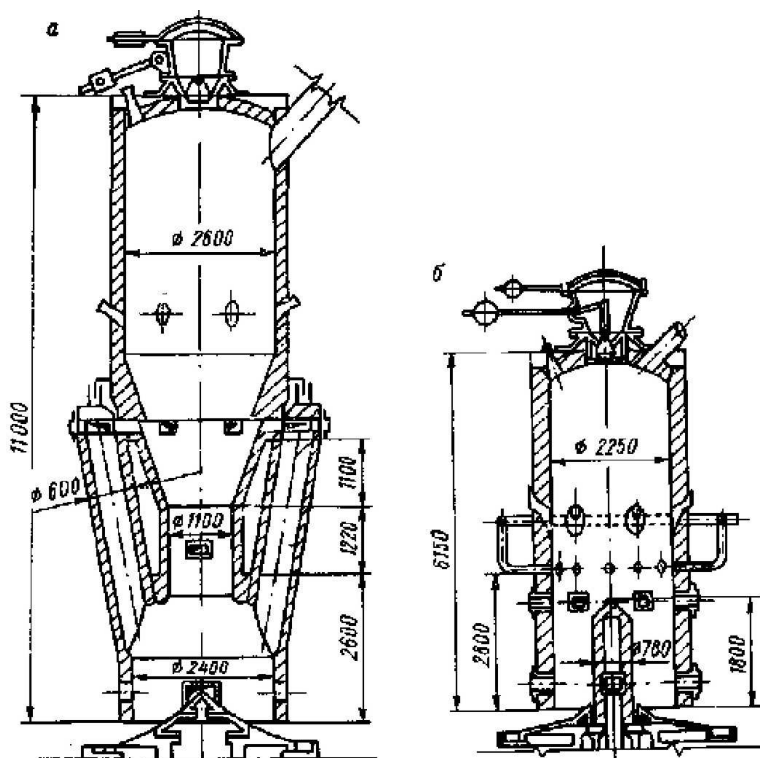


Рисунок 7 – Генераторы:
а – пережимные, типа «Пинч»; б – цилиндрические, типа «Кохтла-Ярве»

Шахтный генератор является наиболее перспективным агрегатом для развития основного направления сланцеперерабатывающей промышленности – получения жидкого топлива, тем более что наряду с целевым продуктом – смолой – в генераторах получается 1000 м³/т газообразного топлива (около 10 % в расчёте на исходное потенциальное тепло), что вполне обеспечивает энергетические потребности предприятий по переработке горючих сланцев.

Однако генераторы не решают другой неизбежно возникающей проблемы: использование сланцевой мелочи и минеральной массы сланцев. Даже в самых оптимальных условиях подбора гранулометрического состава для переработки в газогенераторах более 50 % добытых из недр сланцев нельзя переработать с помощью существующей в настоящее время техники полукоксования топлив. До сих пор мелочь используется как топливо для электростанций, что является вынужденным решением. При сжигании таких топлив образуется огромное количество пыли, засоряющей атмосферу, и плавкие шлаки, затрудняющие работу тепловых установок.

Появление в технологических схемах современной химии процессов «кипящего» и «псевдооживленного» слоев повлекло за собой многочисленные исследования по применению аналогичных методов переработки мелкозернистого сланца. В этих случаях в качестве теплоносителей применялись либо горючие топочные газы, либо чаще всего воздух – активный компонент газификации и сжигания части сланца в слое теплоносителя в целях их полукоксования. Все эти многочисленные исследования и испытания на полупромышленных установках не получили дальнейшего развития, слишком очевидно было их несоответствие задачам переработки сырья (бедного по содержанию углерода) теплоносителем (бедным по содержанию кислорода). В этих условиях мелкие фракции горючего сланца переходили в поток теплоносителя, унося с собой и образовавшуюся при этом смолу. Дальнейшее разделение их было невозможно, и сам процесс был не оправдан. Переработка же сланцевой мелочи на газ при повышенных температурах (чистая газификация) дает бедный и очень запыленный газ.

Решающим показателем процесса является температура смеси в реакторе. Повышение или понижение температуры в реакторе может быть достигнуто соотношением теплоноситель – зола или форсированием подогрева теплоносителя в аэрофонтанной топке. Так, были разработаны «смоляной» и «газовый» режимы. Выяснилось, что форсировать подогрев теплоносителя можно только в пределах 100–150 °С, поэтому основным способом изменения режима является соотношение теплоносителя и сланца. Основной смоляной режим проводится при температуре 480–485 °С. Кроме того, серьезным препятствием для форсирования температур в топке является шлакование теплоносителя, что практически начинается уже при 850 °С, в то время как при температуре ниже 750 °С снижается выжигание углерода в полукоксе, что ведёт к ухудшению КПД процесса в целом.

Газосжигательный процесс

Газосжигательная схема является модификацией советских смоляных генераторов, применяемых на комбинате в г. Кохтла-Ярве. Если генераторы работают на определенной фракции по крупности сланца, то газосжигательные реторты потребляют рядовой раздробленный сланец.

Схема процесса «Юпион-Ойл» является оригинальной и не имеет аналогов в практике какой-либо страны. Это единственная схема, где подача сланца идёт снизу вверх, а теплоноситель – сверху вниз. Раскалённая зола разгружается сверху, а проходящий через неё воздух нагревается сначала за счёт тепла золы, а затем за счёт дожигания углерода в полукоксе. Схема предложена в начале 50-х годов, неоднократно испытывалась, в том числе на установке 1200 тонн/сут.

Подземная газификация сланцев

Идея переработки сланца в слое весьма привлекательна. В этом случае нет необходимости извлекать из недр зольные компоненты сланца, особенно если их состав не позволяет квалифицированно их использовать. Отпадает большой объём горных, практически бесполезных работ. Сланцевые месторождения работают как нефтяная скважина. К сожалению, большой опыт такой переработки в условиях прибалтийских сланцев был совершенно бесполезным. Сланцы залегают относительно неглубоко, и прикрывающие их породы не герметичны. Идея эта после долгих бесполезных усилий была окончательно отброшена.

Все рассмотренные выше способы переработки горючих сланцев предусматривали только одно направление: получение смолы – заменителя нефти. В то же время в широком плане горючие сланцы – энергетическое сырьё и как таковые должны быть использованы и по другим направлениям. Одно из таких направлений – производство газов для энергетического использования. Любой метод термической переработки сланцев связан с получением горючих газов, поэтому любой метод производства смолы является одновременно и методом производства газа.

Следует сказать и о специальных методах производства газа из сланцев как целевого процесса. Ещё до Великой Отечественной войны в СССР был разработан процесс производства бытового газа для газоснабжения городов. Этот метод был реализован в 1948 году на двух крупных предприятиях – в ЭССР (Кохтла-Ярве) и в Ленинградской области (г. Сланцы). Метод камерных печей основан на нагревании непрерывно движущегося сверху вниз сланца крупностью 25–125 мм в специальных камерных печах, объединенных в батареи и блоки аналогично коксовым печам. Обогрев внешний. Конструкция печей, система обогрева аналогичны коксовым печам. Основное отличие камерных печей от коксовых – непрерывность работы.

Конструкция печей приведена на рисунке 8. Коксование сланца происходит в камере, высота которой около 10, длина 4, ширина сверху 4,6, внизу 5,1 м. Обогревательные простенки разделены на девять вертикальных каналов, в которых горит газ, полученный в сланцевых генераторных установках. Таким образом, камерные печи и сланцевые смоляные генераторы составляют единый комплекс. Камеры объединены в батареи, в каждой батарее 23 камеры. Две батареи составляют полублок, являющийся самостоятельной единицей. Два полублока объединяются в блоке, имеющем общий бункер сланца и приемные питатели коксозольного остатка.

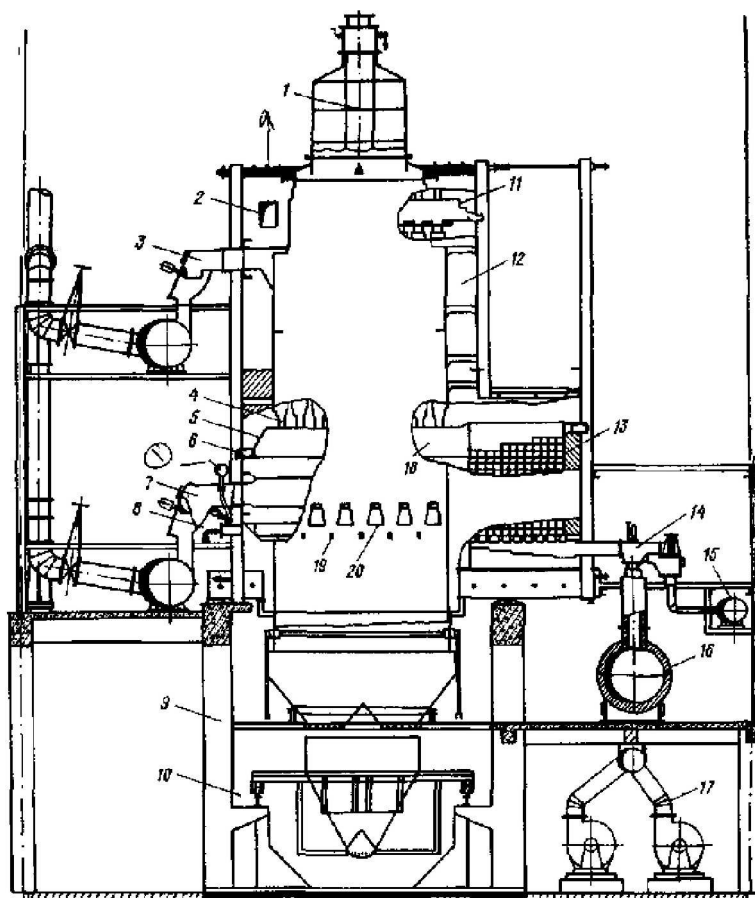


Рисунок 8 – Камерная печь типа VIII:

- 1 – загрузочное устройство, гидрозатвор и бункер; 2 – отводный дымовой канал; 3 – верхний газоотвод; 4 – вертикальные огневые каналы; 5 – распределительный канал; 6 – газосборочный канал; 7 – газоотвод; 8 – ввод пара, воздуха или кислорода; 9 – экстрактор; 10 – стол камеры; 11 – верхний дымовой канал; 12 – камера; 13 – регенератор; 14 – газозоодушный канал; 15 – коллектор отопительного газа; 16 – боров; 17 – воздушный вентилятор; 18 – газовые каналы; 19 – дутьевой коллектор; 20 – дутьевые каналы

Технология обогащения горючих сланцев

Засорение в процессе добычи горючих сланцев вмещающими породами, прослойками известняков и глины свидетельствует о целесообразности развития комплексного использования сланцев на основе их предварительного обогащения.

На рисунке 9 представлена технологическая качественно-количественная схема обогащения прибалтийских сланцев.

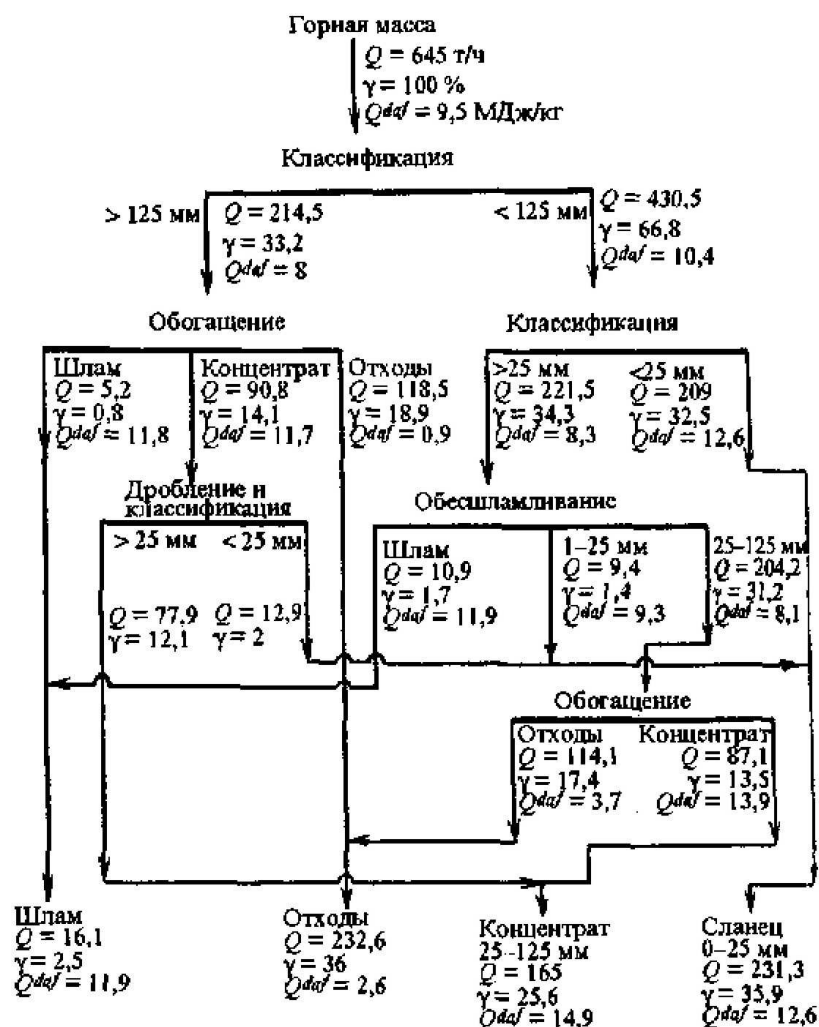


Рисунок 9 – Качественно-количественная схема обогащения горючих сланцев

Исходные сланцы, поступающие на обогащение, имеют зольность около 45 %, плотность от 1300 до 1800 кг/м³ и теплоту сгорания $Q = 9500 \text{ кДж/кг}$. Они подвергаются классификации с выделением класса более 125 мм, который поступает на тяжелосреднее обогащение в магнетитовой суспензии при плотности разделения 2130 кг/м³. Класс менее 125 мм повторно классифицируется на грохоте с отверстиями размером 25 мм. Крупный класс (25–125 мм) после обесшламливания обогащается в тяжелосреднем сепараторе СКВС32 при плотности разделения 2130 кг/м³. Класс менее 25 мм является конечным продуктом обогащения. Концентрат класса более 125 мм дробится и затем классифицируется по граничной крупности 25 мм. Класс более 25 мм объединяется с классом 25–125 мм и является конечным продуктом для технологической переработки при $Q = 14900 \text{ кДж/кг}$. Класс менее 25 мм объединяется с отсевом 0–25 мм и направляется на тепловую электростанцию в качестве энергетического топлива с $Q = 12600 \text{ кДж/кг}$. Положительные результаты получены при использовании для обогащения сланцев радиометрического метода на исходном продукте крупностью 50–200 мм с $Q = 590 \text{ кДж/кг}$, получен концентрат с выходом $\gamma_k = 35,8 \%$ и $Q = 1240 \text{ кДж/кг}$ и отходы с выходом $\gamma_k = 64,2 \%$ и $Q = 230 \text{ кДж/кг}$.

Комплексность использования горючих сланцев

Перспективным является использование горючих сланцев для получения из них концентратов с высоким (до 90 %) содержанием керогена. Получение такого концентрата может быть осуществлено флотацией исходного сланца, измельченного до крупности 90–95 % класса – 0,074 мм.

Недостатком действующих сланцеобогащительных фабрик является несовершенство водно-шламовых схем, в результате чего ежегодно в наружные шламовые отстойники (НШО) сбрасывается большое количество (600 тыс. тонн) сланцевых шламов с теплотой сгорания 2,56 МДж/кг. Осаждение, осветление, уплотнение и обезвоживание шламов в НШО осуществляются в течение 3–5 лет. При этом в связи с окислением горючей массы сланца под влиянием природных факторов значительно снижается его теплота сгорания. Кроме того, сточные воды обогащительных фабрик при длительном контакте со шламом приобретают повышенную кислотность (рН до 4), а дренажная вода заболачивает прилегающие к НШО земли. Поэтому при реконструкции действующих и строительстве новых фабрик предусматривается организация замкнутого водооборота с применением радиальных сгустителей, флокуляции шламов и их обезвоживанием в осадительных центрифугах.

Кероген-70 является ценным сырьём для получения различных химических продуктов. Он находит все более широкое применение в качестве наполнителя при производстве кислотоупорных и щелочеупорных пластических масс, для получения специальных сортов эбонита, резинотехнических изделий, полностью или частично заменяет дорогостоящие наполнители (древесную муку, полевой шпат, асбест). Применение керогена позволяет уменьшить расход дефицитных фенолформальдегидных смол, не ухудшая качества изделий, снизить расход материалов и их себестоимость при производстве пластмасс и резинотехнических изделий. Разработана технология получения из керогена жирных дикарбонатных кислот. Эти кислоты находят широкое применение в качестве исходного сырья для производства пластификаторов и полиэфирных смол. Кроме того, разработана технология термопластификации керогена. Получаемый продукт – термобитум – может заменить формальдегидные смолы в производстве пенопластов и антикоррозионных лаков.

Разработана технологическая схема глубокого обогащения горючих сланцев для получения керогена-70. По этой схеме обогащаются сланцы крупностью 0–30 мм с содержанием в них 30–36 % керогена. Конечный концентрат должен содержать 70–75 % керогена.

Получение керогена возможно также с помощью центробежного разделения горючих сланцев в тяжёлых жидкостях. Применение этого метода целесообразно при сооружении обогащительной установки в едином комплексе с установкой по окислению керогена азотной кислотой. В этом случае отходы химического цеха могут быть использованы для получения водных растворов нитрита кальция, применяемого в качестве тяжёлой жидкости при центробежном тяжелосреднем обогащении горючих сланцев.

Практика эксплуатации такой установки и многочисленные исследовательские работы по флотации сланцев различных слоёв и месторождений показывают, что во всех случаях могут быть достигнуты хорошие технологические показатели обогащения. При этом разработаны эффективные режимы получения высококонцентрированного керогена марки 80, 90 и 92, его обезвоживания и доведения до нужной крупности.

Литература:

1. Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. – М. : Издательство Недр, 1983. – 248 с.
2. Старостин В.И., Игнатов П.А. Геология полезных ископаемых. – М. : Издательство Академический Проект, 2004. – 512 с.
3. Абрамов А.А. Переработка, обогащение и комплексное использование твёрдых полезных ископаемых. – М. : Издательство МГГУ, 2004. – Том II. – 512 с.
4. Минералы : справочник. – М. : Издательство Академии наук СССР, 1963. – Том II: Галогениды. – 296 с.

5. Технология добычи, переработки и обогащения энергетического сырья (горючих сланцев) Республики Коми с использованием кернов. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78a5c53a88421316c26_0.html

6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.

7. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

8. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 4. – С. 39–51.

9. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений // Фундаментальные проблемы науки : сборник статей Международной научно-практической конференции (23 января 2015 года). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.

10. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство Горная книга, 2015. – № 3. – С. 266–271.

11. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2015. – № 1. – С. 42–47.

12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 28–46.

13. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией (6–10 апреля 2015 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Том II. – С. 385–387.

14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2015. – № 4/2015. – С. 72–76.

15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород : XIII Международная научно-практическая конференция «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29–30 апреля 2015 года) // Ежемесячный научный журнал № 4 (13) / 2015. – М. : Евразийский союз учёных, 2015. – Часть 11. – С. 103–109.

16. Арутюнов Т.В. Условия накопления и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири // Современные тенденции развития науки и технологий : сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (30 июня 2015 года) : в 6 ч. / Под общей редакцией Е.П. Ткачёвой. – Белгород : ИП Ткачёва Е.П., 2015. – Часть IV. – С. 117–126.

17. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2015. – № 2. – С. 18–21.

18. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Фундаментальные и прикладные проблемы науки : Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы. – М. : РАН, 2015. Том 2. – С. 88–100.

19. Арутюнов Т.В. Сланцевый газ как перспективный вид ископаемого топлива // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 27–35.

20. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Научно-технический журнал Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 9. – С. 39–42.

21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Научно-технический журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 10. – С. 25–28.

22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию // 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. 68–70.

23. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Постановка задачи экспериментальных исследований глинисто-кремнистых сланцевых пород // Научно-технический журнал Наука и техника в газовой промышленности. – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 3–10.

24. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М. : Издательство Нефтяное хозяйство, 2016. – № 2. – С. 38–41.

25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство Ай Ди Эс Дриллинг, 2016. – № 3. – С. 34–39.

26. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 253–261.

27. Арутюнов Т.В. Что такое сланцевый газ // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 19–37.

28. Арутюнов Т.В. Горючие сланцы. Сравнительный анализ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-10 (дата обращения: 06.12.2017).

References:

1. Zelenin N.I., Ozerov I.M. Reference book on combustible slates. – М. : Publishing house Nedra, 1983. – 248 p.

2. Starostin V.I., Ignatov P.A. Geologiya of minerals. – М. : Publishing house Academic Project, 2004. – 512 p.

3. Abramov A.A. Processing, enrichment and complex use of solid minerals. – М. : MGGU publishing house, 2004. – Volume II. – 512 p.

4. Minerals: reference book. – М. : Publishing house of Academy of Sciences of the USSR, 1963. – Volume II: Halogenides. – 296 p.

5. Technology of production, processing and enrichment of power raw materials (combustible slates) of the Komi Republic with use of cores. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78a5c53a88421316c26_0.html

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

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

8. Arutyunov T.V., Savenok O.V. A state, tendencies and the prospects of development of reserves of hydrocarbons from slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 4. – P. 39–51.

9. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects of development of fields of slate deposits // Fundamental problems of science: collection of articles of the International scientific and practical conference (on January 23, 2015). – Ufa : RIO MTsII OMEGA SAYNS, 2015. – P. 126–135.

10. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V., Mollayev Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Publishing house Mountain book, 2015. – No. 3. – P. 266–271.

11. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds // Scientific and technical magazine «Inzhe-ner-neftyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2015. – No. 1. – P. 42–47.

12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Research of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 1. – P. 28–46.

13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of a structure of fields of slate deposits // Problems of geology and development of a subsoil : Works XIX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 70-year anniversary of the Victory of the Soviet people over fascist Germany (on April 6–10, 2015). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2015. – Volume II. – P. 385–387.

14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits // Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Editorial office of the magazine «Oil. Gas. Innovations», 2015. – No. 4/2015. – P. 72–76.

15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of modeling of steam structure of slate breeds: XIII International scientific and practical conference «Modern Concepts of Scientific Research» (Russia, Moscow, on April 29-30, 2015) // Monthly scientific magazine No. 4 (13)/2015. – M. : Euroasian union of scientists, 2015. – Part 11. – P. 103–109.

16. Arutyunov T.V. Conditions of accumulation and oil-bearing capacity of the Bazhenov shale of Western Siberia // Current trends of development of science and technologies : the collection of scientific works on materials III of the International scientific and practical conference (on June 30, 2015) : in 6 h / Under the general editorial office E.P. Tkachyovoy. – Belgorod : IP Tkachyova E.P., 2015. – Part IV. – P. 117–126.

17. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Modeling of clay breeds with kollomorf-ny silicon dioxide // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2015. – No. 2. – P. 18–21.

18. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Assessment of parameters of pore space of clay breeds for the purpose of modeling of steam structure of slate deposits // Fundamental and applied problems of science : Materials X of the International symposium devoted to the 70 anniversary of the Victory. – M. : RAS, 2015. Volume 2. – P. 88–100.

19. Arutyunov T.V. Slate gas as perspective view of fossil fuel // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 27–35.

20. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // the Scientific and technical Protection of the Environment magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIOENG, 2015. – No. 9. – P. 39–42.

21. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of methodology of preparation of examples of clay and siliceous breeds taking into account factors of heterogeneity and uncertainty // the Scientific and technical Construction of Oil and Gas Wells magazine by land and by sea. – M. : VNIOENG, 2015. – No. 10. – P. 25–28.

22. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of extraction of slate gas and influence on ecology // Problems of 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 Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 68–70.

23. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Problem definition of pilot studies of clay and siliceous slate breeds // the Scientific and technical Science and technology magazine in the gas industry. – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2/2016. – P. 3–10.

24. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Pilot studies of clay and siliceous slate breeds from the point of view of ability of creation of new surfaces // the Scientific and technical bulletin of JSC Rosneft. – M. : Publishing house Oil economy, 2016. – No. 2. – P. 38–41.

25. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Theoretical research of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : Publishing house Ai Di Es Drilling, 2016. – No. 3. – P. 34–39.

26. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas // Technical and technological systems: Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 253–261.

27. Arutyunov T.V. What is slate gas // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 19–37.

28. Arutyunov T.V. Combustible slates. Comparative analysis // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-10 (date of the address: 12/6/2017).

УДК 622.276.7

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF UNDERGROUND WELL REPAIR ON THE SOVIETSKOYE OIL FIELD

Березовский Денис Александрович

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

Кусов Геннадий Владимирович

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

Матвеева Изабелла Сергеевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
izabell96@mail.ru

Аннотация. На Советском месторождении добыча нефти с помощью установок электроцентробежных насосов составляет 76 %. Отсюда очевидно, что фонд скважин, оборудованных УЭЦН, требует особого внимания и контроля. В статье проанализированы причины отказов УЭЦН, рассмотрена динамика изменения межремонтного периода скважин и пути его увеличения. Выяснилось, что основной причиной отказов УЭЦН являются механические примеси. Проанализирована эффективность подземного ремонта скважин на Советском месторождении. Из рассмотренных сравнительных графиков по межремонтному периоду Советского месторождения сделан вывод, что подземный ремонт скважин (особенно очистка призабойной зоны пласта) производится эффективно. Эффективность подземного ремонта скважин позволяет с каждым годом увеличивать межремонтный период по Советскому месторождению.

Ключевые слова: подземный ремонт скважин; оборудование для удаления песчаной пробки; технология удаления песчаной пробки; пробойник вращающийся; гидравлическая вакуумная желонка; расчёт промывки песчаной пробки; подбор оборудования для промывки песчаной пробки.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

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

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Matveyeva Izabella Sergeyevna

Student,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Annotation. On the Sovietskoye field oil production with the help of electric centrifugal pumps is 76 %. Hence it is obvious that the fund of wells equipped with ECP requires special attention and control. The article analyzes the causes of ECP failures, the dynamics of changes in the between-repair period of wells and the ways of its increase are considered. It turned out that the main cause of ECP failures are mechanical impurities. The efficiency of underground well repair at the Sovietskoye field was analyzed. From the considered comparative graphs for the interrepair period of the Sovietskoye field, it was concluded that underground well repair (especially cleaning of the bottomhole formation zone) is effective. Efficiency of underground well repair allows us to increase each year between the repair period on the Sovietskoye field.

Keywords: underground well repair; equipment for removing sand plugs; sand cork removal technology; punch rotating; hydraulic vacuum bailer; calculating the washing of the sand plug; selection of equipment for washing sand plugs.

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (рисунок 1).

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. Первые два года велась пробная, а с 1968 года промышленная эксплуатация. В 25 км от месторождения расположен город Стрежевой, где расположено НГДУ «Стрежевой-нефть» ОАО «Томскнефть», осуществляющее его разработку.

Большая часть запасов сосредоточена в объекте АВ₁, который является самым крупным объектом Советского месторождения (89 % остаточных извлекаемых запасов всего месторождения). Начальные извлекаемые запасы нефти 232847 тыс. тонн по категориям А + В + С₁ и 9625 тыс. тонн по категории С₂. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 154504,9 тыс. тонн (на 01.01.2013 г.), степень выработки – 66,4 %.

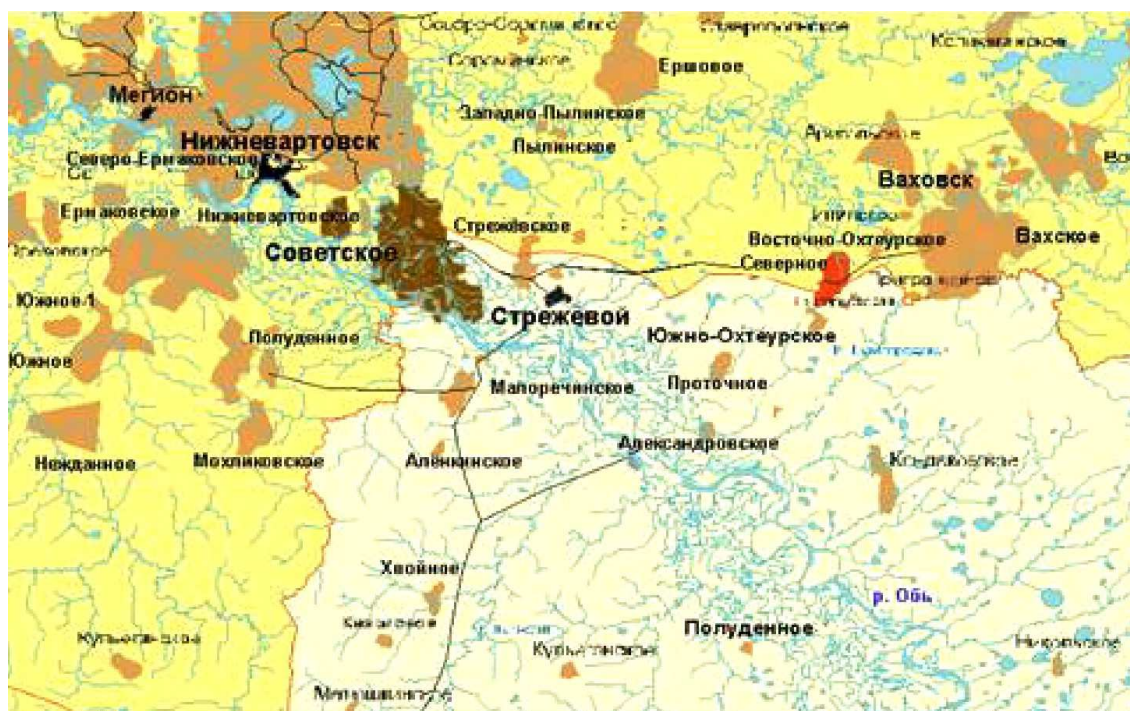


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Текущий коэффициент извлечения нефти пласта АВ₁ равен 0,282 (конечный 0,395) при средней обводнённости продукции скважин 88 %. Пропластки АВ₁²⁶, АВ₁³ и АВ₁⁴ практически выработаны и имеют обводнённость 98 %, превышающую темпы отбора запасов. Общее число добывающих скважин по пласту АВ₁ в целом составляет 770, нагнетательных – 229 (таблица 1). Однако действующий фонд скважин значительно отличается от общего (663 добывающих и 194 нагнетательных скважины) – процент бездействующего фонда составляет 14,2 %. Этот факт может быть объяснён длительностью истории разработки месторождения (50 лет) и старением фонда – многие скважины имеют заколонные перетоки.

Таблица 1 – Фонд скважин пласта АВ₁

Общее число добывающих скважин	770
Общее число нагнетательных скважин	229
Действующий фонд	857
Соотношение фонда добывающей / нагнетательной, доли ед.	3,4
Доля бездействующего фонда, %	14,2

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн тонн, темп отбора 3,1 %) по месторождению был достигнут в 1977–78 годах, после этого месторождение вступило в третью стадию разработки. В данный момент месторождение находится на четвёртой стадии разработки.

Оборудование и технология для удаления песчаной пробки

В процессе подъёма подземного оборудования определяется причина отказа погружного оборудования. Часто причиной отказа является песок.

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта. Песок может оказаться на забое скважины после проведе-

ния операций подземного ремонта скважины, связанных с использованием гидropескоструйных перфораторов, и после выполнения гидравлического разрыва пласта. Наконец, определённое количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя и т.д.

Осаждаясь на забое, песок образует пробку, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает фильтровую часть скважины, что приводит к уменьшению или полному прекращению подачи жидкости.

Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.

Основной проблемой является образование песчаных пробок на забое скважины, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает зону перфорации скважины, что приводит к снижению дебита, а в некоторых случаях и невозможности дальнейшей эксплуатации.

Перекрытие зоны перфорации может произойти:

- 1) после ГРП вследствие обратного выноса проппанта и образования пропантовой корки;
- 2) в процессе эксплуатации скважин из продуктивных пластов, сложенных песками или слабощементированными песчаниками, вместе с жидкостью и газом выносятся в скважину песок, что приводит к образованию пробки;
- 3) при образовании пробки в стволе скважины из цемента и глины проникающей из негерметичностей эксплуатационной колонны;
- 4) после использованием гидropескоструйных перфораторов, частицы пласта выносятся через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины.

Засорение фильтрационных каналов породы твёрдыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом – в процессе вышеперечисленных технологических операций снижается относительная проницаемость для нефти в 5–6 раз.

Поэтому промывка песчаной пробки является наиболее распространённым видом работ, который проводится в последнее время.

Оборудование, используемое для удаления песчаных пробок

В настоящее время в ООО «ПРС» для проведения работ по очистке забоя скважин и разбурке песчаных пробок используется следующее оборудование.

Перо – труба, имеющая срез под острым углом (рис. 2). Применяется при работах по промывке скважины и очищению призабойной зоны от песчаных пробок и механических примесей при текущем и капитальном ремонте скважин, освоении, ГРП. Работа проводится путём нагнетания в скважину промывочной жидкости через скошенный хвостовик (перо) которая разрушает и размывает песчаную пробку и выносит горную породу на поверхность.

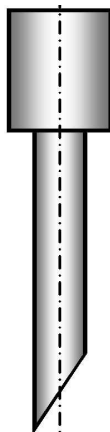


Рисунок 2 – Перо

Гидромониторный рыхлитель – состоит из зубчатой муфты, втулки с соплами и обратного клапана (рис. 3). Применяется при работах по промывке скважины и очищения призабойной зоны пласта от песчаных пробок и механических примесей при текущем и капитальном ремонте скважин, ГРП. Путём нагнетания в скважину под высоким давлением промывочной жидкости через сопла втулки гидромониторной зубчатой муфты, которая разрушает и размывает песчаную пробку и выносит горную породу на поверхность.

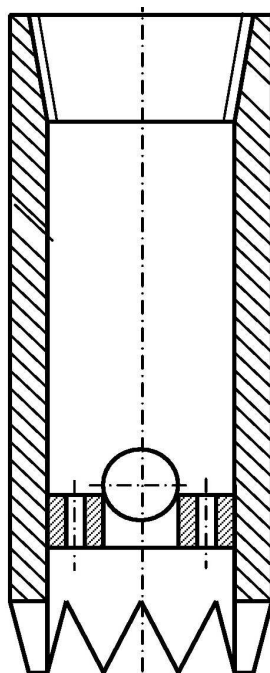


Рисунок 3 – Гидромониторный рыхлитель

Забойный винтовой двигатель (рис. 4). Основными деталями двигателя являются статор и ротор. Статор выполнен в виде стального корпуса с концевыми резьбами и привулканизированной внутри корпуса резиновой обкладкой, имеющей на внутренней поверхности винтовые зубья левого направления. Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья также левого направления, число которых на единицу меньше, чем у статора. Зубья ротора и статора находятся в непрерывном контакте между собой, в результате чего происходит разделение полостей высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя.



Рисунок 4 – Забойный винтовой двигатель

Двигатели винтовые забойные Д-85, Д-105, Д-106 предназначены для:

- разбуривания цементных стаканов, мостов, песчаных и иных пробок в эксплуатационных колоннах при текущем и капитальном ремонте скважин с применением шарошечных долот, долот режущего типа, оснащёнными природными и синтетическими алмазами и алмазно-твердосплавными пластинами;
- разрушения мелкого металла на забое торцевыми фрезами;
- ведения аварийных работ при обуривании НКТ, ЭЦН или иного оборудования с использованием кольцевых фрез и обурников;
- прорезания боковых окон в эксплуатационной колонне для бурения вторых стволов с помощью колонных райберов;
- для геологоразведочного и структурно-поискового бурения.

Применение забойного двигателя

Подготовка труб

Трубы должны быть герметичными, без повреждений резьбовых соединений, без отложений на внутренних стенках парафина, кальцита и окалины, прошаблонированы шаблоном Ø 59 мм, опрессованы на давление в 1,5 раза выше рабочего давления бурения.

Подготовка забойного двигателя к спуску в скважину

Забойный двигатель поставляется в бригаду из ремонтных мастерских с паспортом и повторному испытанию на скважине не подлежит. Если в паспорте отсутствует запись о гидравлическом испытании, то на скважине необходимо (в зимнее время предварительно обогрев паром) произвести проверку вала шпинделя на механическое вращение без подачи жидкости в режиме запуска при давлении от 25 до 50 атм.

Увеличивая расход жидкости, проверяется работа забойного двигателя в рабочем режиме согласно технической характеристики.

Спуск компоновки

Наворачивается долото, тщательно крепится к валу шпинделя для предотвращения самопроизвольного отворота при спуске в наклонно-направленные скважины, а также при бурении.

Над забойным двигателем устанавливается обратный клапан, в первой трубе от двигателя устанавливается фильтр. Затем, если бурение производится с привязкой долота геофизическим методом, устанавливаются реперные патрубки согласно схеме спуска компоновки. Эскиз спускаемой компоновки заносится в вахтовый журнал с отбражением размеров длин и диаметров.

Спуск компоновки и труб производится с замером и шаблонированием до глубины 30–35 м выше кровли цементного моста.

Бурение

Во избежание зашламовывания двигателя, не доходя до забоя 30–35 м, собирается устьевой сальник, рабочая труба с вертлюгом ВП-50 обвязанным с буровым шлангом. Буровой шланг соединяется быстросъемным соединением с устьевым фильтром и линией нагнетания от ЦА-320 или 4АН-700. На мостках производится опрессовка линии «ЦА-320 – буровой шланг – ВП-50 – рабочая труба» на полуторакратное давление от рабочего. Рабочая труба соединяется с колонной НКТ (бурильной), восстанавливается циркуляция и, плавно увеличивая расход жидкости, инструмент медленно подается к забою (цементному мосту).

После восстановления циркуляции и касания долота о забой, что определяется увеличением давления на манометре ЦА-320 и верньерной шкале ГИВ-6, производится бурение с разгрузкой инструмента на забой не превышающей 3 тонны для Д-85 и до 6 тонн для Д-105 (предельно допустимая нагрузка на трёхшарошечное долото Ø 120,6 мм – 6 тонн).

После разбуривания цементного моста до заданной величины производится промывка забойного двигателя чистой промывочной жидкостью в полуторакратном объеме труб. Разбирается нагнетательная линия, промывается устьевой фильтр во избежание застывания и напрессовки шлама.

1. Перед спуском двигателя осмотрите присоединительные резьбы, а также убедитесь в отсутствии трещин и вмятин на статоре и корпусе шпинделя.

2. Перед опробованием двигателя над устьем скважины в зимнее время ($T < 0$ °С) прогреть его паром или горячей водой в течение 30–40 мин. Запуск производить при давлении не более 5 МПа. Убедитесь в плавности вращения вала и герметичности резьбовых соединений.

3. Во избежание зашламовывания двигателя в компоновку бурильной колонны (над двигателем) необходимо установить фильтр с обратным клапаном.

4. При спуске двигателя в скважину, не доходя до забоя 10–15 м, необходимо включить насос, плавно увеличивая расход жидкости, чтобы подойти к забою с постоянным режимом промывки.

5. Эксплуатация нового двигателя в первые 10–15 часов работы должна производиться при пониженном расходе рабочей жидкости (ниже 15–30 %).

По мере износа зубьев статора и ротора расход целесообразно увеличивать на 20–25 %.

6. Останавливать двигатель на забое при значительном возрастании нагрузки на долото не рекомендуется из-за резкого повышения давления.

Обслуживание забойного двигателя после подъема

После подъёма двигатель подвергается прокрутке шпинделя вручную с последующим пробным запуском для полной промывки от частиц шлама. От двигателя отворачивается долото, расширитель или другой породоразрушающий инструмент, обратный клапан, фильтр, который необходимо очистить. Двигатель после эксплуатации отправляется на текущий ремонт, который включает в себя разборку, смазку, замену изношенных деталей, сборку в условиях мастерских.

Устройство и принцип работы пробойника вращающегося

Пробойник вращающийся состоит из зубчатого долота с зубчатой коронкой, перепускным клапаном и промывочным механизмом, винта, переходника, который соединяет их между собой и передаёт ударную нагрузку, корпуса с пятью направляющими и муфты НКТ.

Пробойник вращающийся предназначен для разрушения пропантовых корок образующихся в забое скважины после ГРП.

Работает пробойник следующим образом: колонна НКТ под действием силы тяжести сдвигает в низ корпус с направляющими, которые поворачивают винт с долотом. При ходе винта на 240 мм поворот долота составляет 90 градусов (по часовой стрелке) (таблица 2). При подъёме колонны от воздействия собственного веса и отжимном силы пружины долото возвращается в исходное положение. Воздействовать на корку можно периодически, поднимая и опуская колонну. После разрушения пробки осуществить работы по размывке пропантанта через штуцера из НКТ. После этого вымыть остатки пропантанта обратной промывкой через клапан в долоте.

Таблица 2 – Техническая характеристика

Присоединительная резьба	НКТ 73 ГОСТ 633-80
Угол поворот долота, град.	90
Рабочий ход инструмента, мм	240
Наружный диаметр, мм	114
Длина, мм	1200
Масса, кг	30

Гидровакуумная желонка

Обработка призабойной зоны скважины при помощи комплекса гидровакуумной желонки является эффективным способом восстановления фильтрационных характеристик ПЗП и проводится с целью увеличения производительности добывающих скважин. Гидровакуумная желонка служит для очистки скважины от сыпучих материалов: песка, окалины, кусков породы, шлама, мелких посторонних предметов и прочих механических примесей как пластового, так и инородного происхождения.

Гидровакуумная желонка обеспечивает очистку призабойной скважины (пласта) без организаций в ней циркуляционной промывки.

Использование гидровакуумной желонки возможно только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Решение о целесообразности, технологии и периодичности проведения обработки ПЗП при помощи комплекса ГВЖ принимают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия на основе исследований скважин проведённых до или в процессе ТКРС.

Проведение обработки ПЗС (ПЗП) комплексом ГВЖ целесообразно в следующих случаях:

- в скважине невозможно установить циркуляцию;
- нагущение скважины промывочной жидкостью нежелательно или вредно для пласта;
- очистка более экономична, чем монтаж и спуск оборудования для установления в скважине циркуляции.

Принцип действия гидровакуумной желонки

Гидровакуумная желонка функционирует за счёт перепада давления, создаваемого потоком жидкости из скважины через клапан желонки в колонну насосно-компрессорных труб, где жидкость до открытия клапана отсутствует.

Монтаж гидровакуумной желонки

Подготовка и ревизия всех составляющих комплекса гидровакуумной желонки производится силами механической службы предприятия по ТКРС, после каждой спуско-подъемной операции.

На каждую гидровакуумную желонку помимо заводского паспорта, заводится эксплуатационная карта, в которой отражаются все данные о периодичности ремонта и ревизии, характера и эффективности работы комплекса на протяжении всего периода эксплуатации.

Завоз и вывоз комплекса гидровакуумной желонки в бригаду ТКРС производится только в комплекте с паспортом.

Монтаж комплекса гидровакуумной желонки производится на устье скважины в следующей последовательности (снизу-вверх):

- 1) перо или корончатый рыхлитель (зубчатая муфта);
- 2) комплект обратных клапанов типа КОТ-50 (тарельчатый), КОШ-25 (шариковый), УЗ-75 (устройство захватное);
- 3) контейнер из НКТ (расчётное количество – пункт 5);
- 4) сбивной клапан типа КС-73;
- 5) гидровакуумная желонка;
- 6) НКТ – 1–2 шт.;
- 7) сбивной клапан типа КС-73;
- 8) НКТ – исходя из расчёта п. 5 и технического состояния эксплуатационной колонны.

Свинчивание труб производится с усилием соответствующим марке спускаемых НКТ.

Запрещается спуск комплекса ГВЖ с использованием переводников, клапанов, патрубков и НКТ, несоответствующих требованиям руководящих документов и инструкций.

Запрещается частичная или полная разборка и сборка гидрожелонки над устьем скважины.

При монтаже гидрожелонки устанавливать корпус желонки в клиновой захват спайдера запрещается.

Резьбовые соединения должны быть смазаны консистентной смазкой удовлетворяющей требованиям руководящих документов по эксплуатации НКТ.

Порядок работ ГВЖ

Спустить комплекс гидровакуумной желонки с точным замером подвески НКТ в скважину, не допуская касания пером текущего забоя скважины.

Нагрузить весом колонны НКТ 3–5 тонн перо на 3–5 с, затем поднять колонну труб на 2–4 м.

Во время нагрузки в желонке откроется ее верхний клапан, жидкость устремится с высокой скоростью в колонну труб выше желонки. Откроется обратный клапан и вместе с жидкостью, с забоя начнут засасываться механические примеси.

После периода ожидания в 20–40 с повторно нагрузить перо весом колонны и вновь поднять колонну труб, повторяя эту операцию до 30 раз.

В момент нагрузки пера и срабатывания желонки (открытие её клапана) на устье будет слышен характерный хлопок срабатывания обратного клапана и гидравлического удара на клапане желонки.

Работа гидровакуумной желонки будет продолжаться до момента, пока уровни жидкости в кольцевом пространстве скважины и в колонне труб над желонкой не сравняются. Показателем прекращения процесса всасывания является отсутствие шумового эффекта (хлопка) при нагрузке пера колонной труб.

Эффективность работы комплекса ГВЖ зависит от следующих факторов:

- колонна НКТ должна быть герметична;
- перед посадкой пера на забой, необходим предварительный долив скважины жидкостью глушения до устья;
- отсутствие на забое скважины аварийного оборудования и инструмента;
- ревизия, при необходимости ремонт (замена) всех составляющих комплекса после каждой технологической операции по обработке ПЗП;
- точность геолого-технических данных переданных нефтегазодобывающим предприятием.

Для предотвращения «прихвата», а вследствие – аварии необходимо непосредственно после работы ГВЖ, не оставляя компоновку инструмента на забое начать подъем НКТ.

В процессе подъема инструмента желонка будет перепускать жидкость из колонны НКТ в скважину.

В случае, когда неправильно определён объём контейнера из труб НКТ или когда время разряда на клапане желонки было завершено, возможно, попадание механических примесей выше желонки в колонну труб, на которой она спускалась в скважину. В этом случае сбросом металлического прутка сбейте сбивной клапан, это позволит организовать отверстие для слива жидкости из колонны труб в скважину.

Обязательно присутствие в процессе непосредственной работы комплекса ГВЖ представителя нефтегазодобывающего предприятия для контроля правильности выполнения технологического процесса по обработке ПЗП.

Ответственному (мастер бригады ТКРС) за проведение ремонта на скважине, совместно с представителем нефтегазодобывающего предприятия составить отчет по работе комплекса по установленной форме.

Вывезти желонку со скважины на базу производственного обслуживания предприятия по ТРС, для проведения ревизии либо ремонта.

При проведении цикла обработки ПЗП (ПЗС) комплексом ГВЖ, ревизии ремонта, ответственными за работу и ремонт комплекса заполняется эксплуатационная карта, которая является неотъемлемым дополнением к эксплуатационному паспорту.

Расчёт компоновки

Для создания необходимой депрессии в зоне работы комплекса необходимо рассчитать объём полости НКТ над ГВЖ, в котором отсутствует давление, т.е. равно атмосферному, отсюда разность гидростатических давлений и будет равняться необходимому давлению депрессии.

Расчёт и подбор оборудования для промывки песчаной пробки

Произведём расчёт и подбор оборудования для промывки песчаной пробки для скважины № 1483 Советского месторождения:

- глубина скважины $H = 2800$ м;
- высота песчаной пробки $h = 250$ м;
- диаметр песчинок $d = 2 \cdot 10^{-4}$ м;
- условный диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 0,168$ м;
- условный диаметр НКТ $D_{НКТ} = 0,073$ м;
- плотность промывочной жидкости $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³;
- способ промывки – обратный.

Производим расчёт скорости восходящего и нисходящего потоков:

$$V_{нис} = \frac{Q}{S_{кп}}; \quad V_{вос} = \frac{Q}{S_{кп}},$$

где $V_{нис}$ – скорость нисходящего потока жидкости, м/с; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с; Q – подача насоса, м³/с; $S_{кп}$ – площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Выбираем насос поршневой 9 ТМ (в составе УНБ-160-32).

Минимальная подача данного насоса составляет $Q = 3,5 \text{ л/с} = 0,0035 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для нисходящего потока:

$$S_{нис} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн}^2 - d_n^2);$$

для восходящего потока:

$$S_{вос} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2,$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_n – наружный диаметр НКТ, м; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

При условном диаметре НКТ 73 мм внутренний диаметр НКТ составляет 62 мм (толщина стенки НКТ 5,5 мм), наружный диаметр НКТ – 73 мм. При условном диаметре эксплуатационной колонны 168 мм внутренний диаметр эксплуатационной колонны составляет 150,5 мм (толщину стенки трубы принимаем равной 8,9 мм), наружный диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

$$S_{нис} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн}^2 - d_n^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,1505^2 - 0,073^2) = 0,0136 \text{ м}^2;$$

$$S_{вос} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 = \frac{3,14}{4} \cdot 0,062^2 = 0,0030 \text{ м}^2;$$

$$V_{нис} = \frac{Q}{S_{кп}} = \frac{0,0035}{0,0136} = 0,257 \text{ м/с};$$

$$V_{вос} = \frac{Q}{S_{кп}} = \frac{0,0035}{0,0030} = 1,167 \text{ м/с}.$$

Рассчитываем скорость подъема песчинок:

$$V_n = V_{вос} - W,$$

где V_n – скорость подъема песчинок, м/с; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с; W – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, м/с.

При диаметре песчинок 0,2 мм средняя скорость свободного падения песка в жидкости $W = 1,95 \text{ см/с}$ или $0,0195 \text{ м/с}$. Сравнивая эту скорость со скоростью восходящего потока, можно сделать вывод, что скорость восходящего потока превышает скорость падения частиц песка в жидкости ($1,167 > 0,0195$).

Скорость подъема песчинок:

$$V_n = V_{вос} - W = 1,167 - 0,0195 = 1,1475 \text{ м/с}.$$

Рассчитываются общие гидравлические потери:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \text{ кг/м}^2 \text{ или м в.ст. (метры водного столба),}$$

где h_1 – потери напора в промывочных трубах:

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H \cdot V_{нис}^2}{d_{вн} \cdot 2} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где H – длина промывочных труб (приблизённо принимаем равной глубине скважины $H = 2800$ м), м; d – внутренний диаметр промывочных труб (НКТ), м; $V_{нис}$ – скорость нисходящего потока жидкости в трубах, м/с; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (в соответствии с условным диаметром труб (73 мм) принимаем коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,035$).

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H \cdot V_{нис}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3} = 0,035 \cdot \frac{2800 \cdot 0,257^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,8} \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 52,2 \text{ м в.ст.};$$

h_2 – потери напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве.

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн} - d_n} \cdot \frac{V_{вос}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости песка ($\varphi = 1,12 \div 1,20$) (принимаем $\varphi = 1,20$); $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_n – наружный диаметр НКТ, м; $V_{вос}$ – скорость восходящего потока, м/с.

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн} - d_n} \cdot \frac{V_{вос}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{ж} \cdot 10^{-3} = 1,2 \cdot 0,035 \cdot \frac{2800}{0,1505 - 0,073} \cdot \frac{1,167^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 105,36 \text{ М в.ст.};$$

h_3 – дополнительные потери, обусловленные разностью плотности жидкости в трубах и затрубном пространстве в связи с наличием песка в восходящем потоке:

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{ж}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{п}}{\rho_{ж}} \cdot \left(1 - \frac{W}{V_{вос}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3}, \text{ м в.ст.},$$

где m – объём пустот между частицами песка, занимаемый жидкостью ($m = 0,30 \div 0,45$) (принимаем значение пористости равным $m = 0,45$); F – площадь сечения обсадной колонны, м²; l – высота пробки, промываемой за один приём ($l = 6 \div 12$ м) (принимаем $l = 10$ м); f – площадь сечения кольцевого пространства, м²; ρ – плотность песка ($\rho = 2650 \div 2700$ кг/м³) (принимаем значение плотности песка $\rho = 2700$ кг/м³); $V_{вос}$ – скорость восходящего потока, м/с; W – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, м/с.

Площадь сечения обсадной колонны F рассчитывается по формуле:

$$F = \pi \cdot R_{вн.экс}^2 = 3,14 \cdot \left(\frac{0,1505}{2} \right)^2 = 0,018 \text{ м}^2.$$

Площадь кольцевого пространства f рассчитывается следующим образом:

$$f = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{вн.экс}^2 - d_{нар.нкт}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,1505^2 - 0,073^2) = 0,0136 \text{ м}^2;$$

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{ж}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{п}}{\rho_{ж}} \cdot \left(1 - \frac{W}{V_{вос}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3} =$$

$$= \frac{(1-0,45) \cdot 0,018 \cdot 10 \cdot 1000}{0,0136} \cdot \left[\frac{2700}{1000} \cdot \left(1 - \frac{0,0195}{1,167} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3} = 12,047 \text{ м в.ст.};$$

h_4, h_5 – потери напора соответственно для вертлюга и шланга зависят от подачи жидкости и определяются по опытным данным.

Потери напора для вертлюга и шланга составляют:

$$h_4 + h_5 = 6 \text{ м в.ст.};$$

h_6 – потери напора в наконечнике (насадке).

Так как в нашем случае нет насадки, данные потери не рассчитываются.

Сумма гидравлических потерь определяется по формуле:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 = 52,2 + 105,36 + 12,047 + 6 = 181,654 \text{ м в.ст.}$$

Время, необходимое для подъема размытой породы на поверхность, рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{H}{V_{\pi}} = \frac{2800}{1,1475} = 2440,09 \text{ с} = 0,68 \text{ часа.}$$

Выбор оборудования

По определенным $\sum_1^6 h$ и Q производится выбор насоса. Полученные характеристики для насоса следующие: $\sum_1^6 h = 181,654 \text{ м в.ст.} = 1,8 \text{ МПа}$, $Q = 3,5 \text{ л/с}$. Таким образом, принимается насос 9ТМ (в составе УНБ-160-32).

Для выбора оборудования при проведении работ необходимо рассчитать грузоподъемность:

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр}} + m_{\text{ув.на муфту}}) \cdot K_{\text{пр}},$$

где G_0 – грузоподъемность, тонн; H – глубина скважины, м; $m_{\text{тр}}$ – масса одного кг трубы НКТ ($m_{\text{тр}} = 13,2 \text{ кг}$); $m_{\text{ув.на муфту}}$ – увеличение массы колонны труб на муфту ($m_{\text{ув.на муфту}} = 1,3 \text{ кг}$); $K_{\text{пр}}$ – прочностной коэффициент ($K_{\text{пр}} = 1,5$).

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр}} + m_{\text{ув.на муфту}}) \cdot K_{\text{пр}} = 2900 \cdot (13,2 + 1,3) \cdot 1,5 = 63075 \text{ кг} = 63,075 \text{ тонн.}$$

Так как подвешиваемая колонна НКТ в процессе промывки находится в жидкости, то необходимо уточнить грузоподъемность:

$$G = G_0 \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0}\right),$$

где G – вес тела в жидкости, тонн; G_0 – вес тела в воздухе, тонн; γ_0 – удельный вес материала тела (для стальных труб $\gamma_0 = 7,85 \text{ г/м}^3$); γ – удельный вес жидкости ($\lambda = 1 \text{ г/м}^3$).

$$G = G_0 \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0}\right) = 63,075 \cdot \left(1 - \frac{1}{7,85}\right) = 55,04 \text{ тонн.}$$

Таким образом, для рассчитанной системы промывки можно принять следующее оборудование:

Насос поршневой 9ТМ (в составе УНБ-160-32)

Тип насоса	Насос поршневой 9ТМ (в составе УНБ-160-32)
Подача, л/с	
минимальная	3,5
максимальная	15,6
Давление, МПа	
минимальное	7,5
максимальное	32,0
Давление, кгс/см ²	160; 110; 72; 43;

Назначение: промывка песчаных пробок и др.

Ключ-автомат АПР-2ВБМ

Грузоподъёмность спайдера, тонн	80
Максимальный крутящий момент, Нхм	4500
Частота вращения водила, с ⁻¹	от 51 до 60
Диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73, 89
Привод автомата	электрический, инерционный, взрывобезопасный с питанием от промышленной сети
Габаритные размеры, мм	850 × 460 × 730
Масса, кг	240 (в сборе), 310 (полный комплект)

Назначение: ключ-автомат АПР-2ВБМ предназначен для механизации операций свинчивания и развинчивания, центрирования, автоматизации захвата, удерживания на весу и освобождения колонны НКТ при подземном ремонте скважин.

Элеватор ЭХЛ-73-35

Грузоподъёмность, тонн	35
Условный диаметр захватываемых труб, мм	73
Габаритные размеры, мм, не более	285 × 230 × 575
Масса со штропами, кг	27

Назначение: элеватор ЭГ-89-80 с автоматическим захватом предназначен для захвата и удерживания на весу НКТ с гладкими и с высаженными концами при механизированном свинчивании и развинчивании труб, а также при ручной работе со спайдером.

Эксплуатационный вертлюг ВП80 × 200

Грузоподъёмность, тонн	80
Давление прокачиваемой жидкости, МПа:	
рабочее	20
пробное	30
Условный диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	75
Резьба для условного диаметра труб (ГОСТ 633-80), мм	
на конце ствола	114
на отводе	89
Габаритные размеры (Н×В×Д), мм	880 × 410 × 200
Масса, кг	90

Агрегат подъёмный для ремонта скважин АПРС-40

Монтажная база	Шасси автомобиля «Урал-4320»
Максимальная грузоподъёмность, тонн	40
Высота подъёма крюка, м	14
Лебёдка	однобарабанная с приводом от коробки передач шасси
Вышка	телескопическая двухсекционная с открытой передней гранью

Назначение: АПРС-40 предназначен для производства спускоподъёмных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием).

В таблице 3 приведены количество и виды работ за 2014 год.

Таблица 3 – Сводная таблица по количествам и видам работ за 2014 год

Месяцы	Количество ремонтов по видам работ			
	оптимизация режима эксплуатации (ТР 3)	ремонт скважин, оборудованных ШГН (ТР 4)	ремонт скважин, оборудованных ЭЦН (ТР 5)	очистка и промывка забоя (ТР 9)
Январь	3	27	22	41
Февраль	5	23	19	36
Март	0	34	27	40
Апрель	2	33	21	34
Май	6	21	18	29
Июнь	0	11	31	37
Июль	4	22	26	32
Август	8	23	24	30
Сентябрь	5	20	19	48
Октябрь	0	17	26	36
Ноябрь	4	18	32	31
Декабрь	2	14	25	41

Из таблицы 3 видно, что наиболее часто производятся ремонты по очистке призабойной зоны скважины.

Литература:

1. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2010 года // заключительный отчёт, тема 89.81 / А.К. Багаутдинов и др. – Тюмень : СибНИИНП, 1982. – 213 с.
2. Проект Советского месторождения (заключительный), договор Е.86.4775.88 : Составление проектов и технологических схем разработки месторождений объединения «Томскнефть». / А.К. Багаутдинов и др. – Томск : ТомскНИПИнефть, 1990. – Т. 1. – 511 с.
3. Анализ и уточнение технологических и технико-экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК : договор № 63н (Ю-9-4-01/180) / А.К. Багаутдинов, Н.Н. Ильин и др. – Томск : ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 1999. – Т. 11. – Книга 1. – Часть 1. – 181 с.
4. Обобщение и анализ результатов исследований с целью создания банка данных и оценки потенциальной продуктивности скважин месторождений ПО «Томскнефть» / К.С. Юсупов – Тюмень : СибНИИНП, 1993.
5. Реконструкция и расширение промысловых объектов Советского месторождения : ТЭО «Современное состояние окружающей природной среды, сложившееся под воздействием освоения Советского месторождения. Оценка воздействия на окружающую природную среду». – Тюмень : АО Гипротюменьнефтегаз, 1994.

6. Экологический паспорт Советского нефтяного месторождения. – Томск : ОАО «Томскнефть» ВНК, ТомскНИПИнефть, 1997.
7. Применение ПГС на месторождениях НГДУ «Стрежевойнефть», этап 1 договора «Научное сопровождение ПГС на месторождениях НГДУ «Стрежевойнефть» : ТЭО к инвестиционному проекту / Т.А. Исмагилов и др. – Уфа, 2010.
8. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69b4c43b88521316d26_0.html
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 522 с.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус» – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров : «Новая наука: от идеи к результату» // Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) : в 4 ч. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Часть 4. – С. 34–42.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины : Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва) // Международная исследовательская организация «Cognitio». – М. : 2016. – Часть 1. – С. 74–80.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Контлорского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio». – 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
20. 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) // Научный журнал «Globus». – Санкт-Петербург : 2017. – 1 часть. – С. 5–19.
21. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин : Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

22.Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – Vol. 133 – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-pess.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

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

References:

1. The analysis of development of the Soviet field with specification of technological indicators till 2010 // the final report, Subject 89.81 / A.K. Bagautdinov, etc. – Tyumen : SibNIIP, 1982. – 213 p.

2. Project of the Soviet field (final), contract E.86.4775.88: Designing and technological schemes of development of fields of association Tomskneft. / A.K. Bagautdinov, etc. – Tomsk : TomskNIPIneft, 1990. – T. 1. – 511 p.

3. Analysis and specification of technological and technical and economic indicators of development of fields of JSC Tomskneft of VNK: contract No. 63n (Yu-9-4-01/180) / A.K. Bagautdinov, N.N. Ilyin, etc. – Tomsk : JSC TomskNIPIneft of VNK, 1999. – T. 11. – Book 1. – Part 1. – 181 p.

4. Generalization and the analysis of results of researches for the purpose of creation of a databank and assessment of potential efficiency of wells of fields ON «Tomskneft» / K.S. Yusupov. – Tyumen : SibNIIP, 1993.

5. Reconstruction and expansion of trade objects of the Soviet field : The feasibility study «Modern conditions of the surrounding environment, developed as a result of development of the Soviet field. Assessment of impact on the surrounding environment». – Tyumen : JSC Giprotymenneftegaz, 1994.

6. Ecological passport of the Soviet oil field. – Tomsk : JSC Tomskneft of VNK, TomskNIPIneft, 1997.

7. Application of PGS on NGDU fields Strezhevoyneft, a stage of 1 contract «Scientific maintenance of PGS on NGDU fields Strezhevoyneft» : The feasibility study to the investment project / T.A. Ismagilov, etc. – Ufa, 2010.

8. The analysis of efficiency of underground repair of wells on the Soviet and Sosninsky oil field (Tomsk region). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a2ad69b4c43b88521316d26_0.html

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p.

10.Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education South, 2010. – 522 p.

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

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

13.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. – T. 1–4.

14.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.

15.Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar : The collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev) // the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.

16. 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 : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.

17. 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 of a Century» (on November 30, 2016, Moscow) // International research organization «Cognitio». – M. : 2016. – Part 1. – P. 74–80.

18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 104–119.

19. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // the Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M. : Scientific and Educational Commonwealth of «Evolutio». – 2016. – No. 7/2016. – P. 4–13.

20. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva of I.S. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field : The 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) // the Scientific magazine «Globus». – St. Petersburg : 2017. – 1 part. – P. 5–19.

21. 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 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. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

22. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133 – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

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

УДК 622.276

**ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ СОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЫ
ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА И РАССМОТРЕНИЕ ВОПРОСОВ
ЕЁ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ**

**INTERFERENCE OF THE PERFECT WELL
AT FILTRATION OF OIL AND GAS AND CONSIDERATION OF ISSUES
OF ITS PRACTICAL APPLICATION**

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Ассаиди Мутаз Бадр Ахмед

студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
mbainrus@gmail.com

Аннотация. Явление взаимодействия (интерференции) скважин состоит в том, что под влиянием пуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин изменяются (через некоторый промежуток времени в той или иной степени) дебит и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт. Скважины первой категории называются возмущающими, а второй категории – реагирующими. Для изучения интерференции скважин рассмотрен приток жидкости как при упругом режиме работы залежи, так и при неупругом. Это представляет определённый интерес, потому что при наблюдении на практике было отмечено, что вследствие упругости жидкостей и сжимаемости пласта эффект взаимодействия скважин устанавливается не сразу. Например, после ввода в эксплуатацию новой скважины давление вокруг неё перераспределяется постепенно, зона влияния скважины растёт, достигает соседней скважины и затем, опять-таки постепенно, эффект взаимодействия скважин усиливается до тех пор, пока перераспределение давления в пласте не заканчивается и процесс окончательно не устанавливается. Также рассмотрен только установившийся эффект взаимодействия скважин, который может характеризовать лишь конечную стадию перераспределения давления в пласте. Ради простоты рассмотрен приток к скважинам лишь несжимаемой жидкости в несжимаемом пласте при водонапорном режиме. Одним из условий изучения интерференции скважин в данной статье является тот факт, что рассматривается приток к совершенной скважине.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoranefть»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of technical sciences,
Assistant professor
of pulpit applied mathematicians,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Assaidi Mutaz Badr Ahmed

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
mbainrus@gmail.com

Annotation. The phenomenon of interference (interference) of wells is that under the influence of starting, stopping or changing the operating mode of one group of wells, the debit and bottomhole pressures of the other group of wells that operate the same layer (after a certain period of time to some extent). Wells of the first category are called perturbing, and the second category is called reactive. To study the interference of wells, the inflow of liquid is considered both for the elastic mode of operation of the deposit and for inelasticity. This is of some interest, because when observed in practice it was noted that due to the elasticity of liquids and the compressibility of the formation, the effect of the interaction of the wells is not established immediately. For example, after the commissioning of a new well, the pressure around it is redistributed gradually, the zone of influence of the well grows, reaches the neighboring well and then, again gradually, the effect of the wells interaction is strengthened until the pressure redistribution in the formation completes and the process is finally established. We also considered only the steady effect of well interaction, which can characterize only the final stage of pressure redistribution in the reservoir. For the sake of simplicity, we consider the inflow to the wells of only incompressible fluid in an incompressible formation under the water-pressure regime. One of the conditions for studying the interference of wells in this article is the fact that the inflow to the perfect well is being considered.

Ключевые слова: потенциал точечного стока и истока на плоскости и в пространстве; принцип суперпозиций; интерференция скважин; приток жидкости к группе скважин в пласте с удалённым контуром питания; приток жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания; приток жидкости к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы; приток жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте; приток жидкости к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин.

Keywords: potential of point flow and source in the plane and in space; superposition principle; interference of wells; inflow of fluid to a group of wells in the formation with a remote power circuit; inflow of liquid to the well in the formation with a rectilinear power circuit; the inflow of fluid to the well located near an impenetrable rectilinear boundary; inflow of fluid to the well, eccentrically located in a circular formation; inflow of fluid to endless chains and annular wellbore batteries.

Потенциал точечного стока и истока на плоскости и в пространстве. Принцип суперпозиций

Назовём точечным стоком на плоскости точку, поглощающую жидкость. Сток можно рассматривать как гидродинамически совершенную скважину бесконечно малого радиуса в пласте единичной толщины. На плоскости вокруг точечного стока будет радиальная картина движения. Точечный источник – это точка, выделяющая жидкость (модель нагнетательной скважины). Определим потенциал течения как функцию, производная которой с обратным знаком вдоль линии тока равна скорости фильтрации, т.е.

$$w = -\frac{d\Phi}{ds}. \quad (1)$$

Из сравнения (1) с законом Дарси $w = -\frac{k}{\eta} \cdot \frac{\partial p^*}{\partial s}$ видно, что потенциал для несжимаемой жидкости связан с давлением формулой

$$\Phi = \frac{k \cdot p}{\eta}. \quad (2)$$

Найдём потенциал точечного стока на плоскости. Так как точечный сток является моделью добывающей скважины и течение вокруг него плоскорадиальное, то можно воспользоваться формулой объёмной скорости $w = \frac{k \cdot (p_k - p_c)}{\eta \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$, то

$$w = \frac{k \cdot (p_k - p_c)}{\eta \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot r} = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r}, \quad (3)$$

где $q = \frac{Q}{h}$ – дебит скважины-стока, приходящийся на единицу толщины пласта.

Но для плоскорадиального потока:

$$w = -\frac{d\Phi}{ds} = \frac{d\Phi}{dr},$$

откуда:

$$d\Phi = w \cdot dr = \frac{q \cdot dr}{2 \cdot \pi \cdot r}.$$

Проинтегрировав, получим выражение потенциала для точечного стока на плоскости:

$$\Phi = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r + C, \quad (4)$$

где C – постоянная интегрирования.

Таким образом, потенциал в окрестности скважины-стока пропорционален логарифму расстояния r от стока (центра скважины). При $r = 0$ и $r = \infty$ функция $\ln r$ обращается в бесконечность, поэтому потенциал в этих точках теряет смысл.

Для точечного источника справедливы все приведённые формулы, но дебит q считается отрицательным ($q < 0$).

Из формулы (4) следует, что линиями равного потенциала (эквипотенциалами) являются окружности $r = \text{const}$.

Найдём теперь потенциал точечного стока в пространстве. Движение вблизи такого стока будет радиально-сферическим. Поэтому скорость фильтрации равна:

$$w = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot r^2} = \frac{d\Phi}{dr},$$

откуда:

$$d\Phi = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot dr$$

и потенциал точечного стока в пространстве будет иметь вид:

$$\Phi = -\frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r} + C. \quad (5)$$

Для потенциала точечного источника знак дебита в формуле (5) меняется на противоположный.

Как следует из формулы (5), потенциал точечного стока в пространстве обращается в бесконечность при $r = 0$, а при $r = \infty$ остаётся конечным (и равным C).

Распределение давления и потенциала в установившихся потоках несжимаемой жидкости описывается уравнением Лапласа, которое для плоских течений имеет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0. \quad (6)$$

Поскольку уравнение Лапласа линейное и однородное, его решения обладают следующими свойствами: сумма частных решений есть также решение этого уравнения; произведение частного решения на произвольную постоянную есть также решение этого уравнения. На основании этих свойств в подземной гидромеханике разработан метод решения сложных задач, названный методом суперпозиции (методом наложения решений).

Математический смысл метода суперпозиции заключается в том, что если имеется несколько фильтрационных потоков с потенциалами $\Phi_1(x, y)$, $\Phi_2(x, y)$, ..., $\Phi_n(x, y)$, каждый из которых удовлетворяет уравнению Лапласа, т.е.:

$$\frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial y^2} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

то и сумма $\Phi = \sum_{i=1}^n C_i \cdot \Phi_i$ (где C_i – произвольные постоянные) также удовлетворяет уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0.$$

Гидродинамический смысл метода суперпозиции состоит в том, что изменение пластового давления и потенциала в любой точке пласта, вызванное работой каждой скважины (нагнетательной или добывающей), подсчитывается так, как если бы данная скважина работала в пласте одна, совершенно независимо от других скважин, затем эти независимо определённые для каждой скважины изменения давления и потенциала в каждой точке пласта алгебраически суммируются.

Суммарная скорость фильтрации находится как сумма векторов скоростей фильтрации, вызванных работой каждой скважины, по правилам сложения векторов.

Пусть на неограниченной плоскости расположено n источников и стоков (рис. 1, а). Потенциал каждого из них в точке М определяется по формуле (4):

$$\Phi_1 = \frac{q_1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_1 + C_1, \quad \Phi_2 = \frac{q_2}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_2 + C_2, \quad \dots, \quad \Phi_n = \frac{q_n}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_n + C_n,$$

где r_1, r_2, \dots, r_n – расстояния от первого, второго, ..., n -го стоков до точки М; C_1, C_2, \dots, C_n – постоянные.

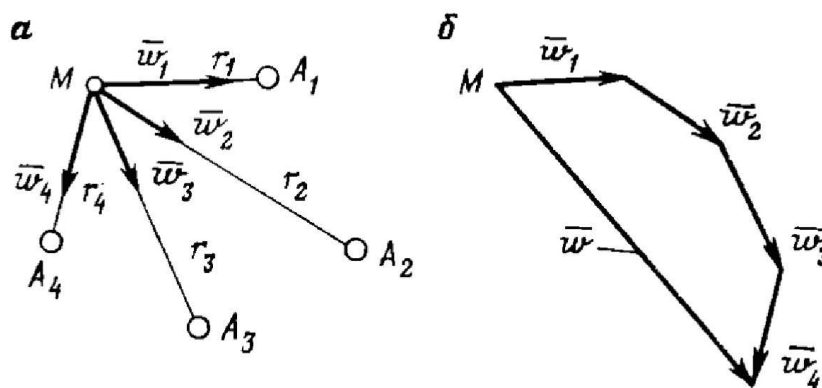


Рисунок 1

Каждая из функций $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$ удовлетворяет уравнению Лапласа.

Тогда сумма потенциалов:

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_n = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{i=1}^n q_i \cdot \ln r_i + C_i; \tag{7}$$

$$C = C_1 + C_2 + \dots + C_n,$$

также удовлетворяют уравнению Лапласа. Физически это означает, что фильтрационные потоки от работы каждого источника или стока накладываются друг на друга. В этом и заключается принцип суперпозиции или сложения течений. Вектор скорости фильтрации \vec{w} в точке М равен:

$$\vec{w} = \vec{w}_1 + \vec{w}_2 + \dots + \vec{w}_n; \tag{8}$$

$$\vec{w}_1 = \frac{q_1}{2 \cdot \pi \cdot r_1}, \quad \vec{w}_2 = \frac{q_2}{2 \cdot \pi \cdot r_2}, \quad \dots, \quad \vec{w}_n = \frac{q_n}{2 \cdot \pi \cdot r_n}.$$

Метод суперпозиции можно использовать не только в бесконечных пластах, но и в пластах, имеющих контур питания или непроницаемую границу той или иной формы. В этом случае для выполнения тех или иных условий на границах приходится вводить фиктивные скважины-стоки или скважины-источники за пределами пласта. Фиктивные скважины в совокупности с реальными обеспечивают необходимые условия на границах. При этом задача сводится к рассмотрению одновременной работы реальных и фиктивных скважин в неограниченном пласте. Этот метод называется методом отображения источников и стоков.

Исследование задач интерференции скважин

Как уже отмечалось, явление интерференции (взаимодействия) скважин заключается в том, что под влиянием пуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин изменяются дебиты и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт.

Суммарная добыча нефти из месторождения по мере ввода в эксплуатацию новых скважин, находящихся в одинаковых условиях, растёт медленнее, чем число скважин (рис. 2).

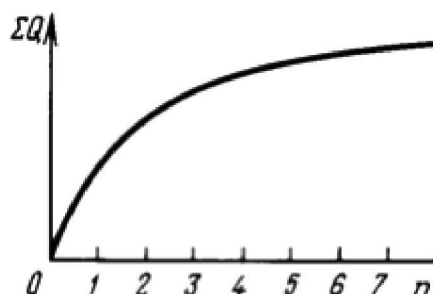


Рисунок 2 – Зависимость суммарного дебита от числа скважин

Вновь вводимые скважины взаимодействуют с существующими. Это явление взаимодействия и взаимовлияния скважин называется интерференцией. Рассмотрим несколько задач интерференции скважин.

Приток жидкости к группе скважин в пласте с удалённым контуром питания

Пусть в горизонтальном пласте толщиной h расположена группа скважин A_1, A_2, \dots, A_n радиусами r_{ci} , работающих с различными забойными потенциалами Φ_{ci} , где $i = 1, 2, \dots, n$ (рис. 3).

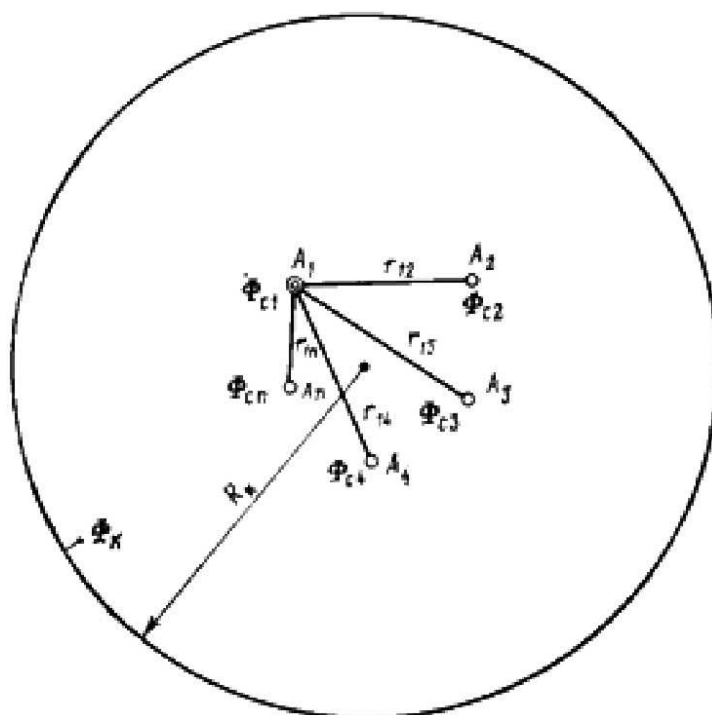


Рисунок 3

Расстояния между центрами i -й и j -й скважин известны ($r_{ij} = r_{ji}$). Так как контур питания находится далеко от всех скважин, то можно приближённо считать, что расстояние от всех скважин до всех точек контура питания одно и то же и равно R_k . Потенциал Φ_k на контуре питания считается заданным. Требуется определить дебит каждой скважины и скорость фильтрации в любой точке пласта. Потенциал в любой точке пласта M определяется по формуле (7). Поместив мысленно точку M последовательно на забой каждой скважины, получим выражения для забойного потенциала на них:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_{c1} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{c1} + q_2 \cdot \ln r_{12} + \dots + q_n \cdot \ln r_{1n}) + C \\ \Phi_{c2} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{c2} + q_2 \cdot \ln r_{21} + \dots + q_n \cdot \ln r_{2n}) + C \\ \dots \\ \Phi_{cn} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{n1} + q_2 \cdot \ln r_{n2} + \dots + q_n \cdot \ln r_{cn}) + C \end{array} \right. \quad (9)$$

Здесь приближенно принято, что расстояние от точки на стенке данной скважины i до центра любой другой скважины j равно расстоянию между центрами этих скважин, так как $r_{ci} \ll r_{ij}$ ($i \neq j$).

Система (9) состоит из n уравнений и содержит $n+1$ неизвестных (n дебитов скважин и постоянную интегрирования C). Дополнительное уравнение получим, поместив точку M на контур питания:

$$\Phi_k = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln R_k + q_2 \cdot \ln R_k + \dots + q_n \cdot \ln R_k) + C. \quad (10)$$

Вычитая почленно каждое из уравнений (9) и (10), исключим постоянную C и получим систему из n уравнений, решив которую, можно определить дебиты скважин q_1, q_2, \dots, q_n , если заданы забойные $\Phi_{c1}, \Phi_{c2}, \dots, \Phi_{cn}$ и контурный Φ_k потенциалы. Точно также можно решить и обратную задачу определения потенциалов по известным дебитам q_i ($i = 1, 2, \dots, n$).

Имеем:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_k - \Phi_{c1} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(q_1 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{c1}} \right) + q_2 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{12}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{1n}} \right) \right) \\ \Phi_k - \Phi_{c2} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(q_1 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{c2}} \right) + q_2 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{21}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{2n}} \right) \right) \\ \dots \\ \Phi_k - \Phi_{cn} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(q_1 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{n1}} \right) + q_2 \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{n2}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{cn}} \right) \right) \end{array} \right. \quad (11)$$

Скорость фильтрации w в любой точке пласта M определяется как геометрическая сумма скоростей фильтрации, вызванных работой каждой скважины:

$$\vec{w} = \sum_{i=1}^n \vec{w}_i, \quad w_i = |\vec{w}_i| = \frac{q_i}{2 \cdot \pi \cdot r_i}.$$

Скорость \vec{w}_i направлена по радиусу от точки M к данной скважине-стоку. Если на месторождении находятся в эксплуатации десятки, а то и сотни скважин, то, очевидно, надо составить десятки или сотни таких уравнений, как (9). Решение такой сложной системы уравнений возможно с помощью ЭВМ.

Приток жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания

Пусть в полубесконечном пласте с прямолинейным контуром питания, на котором потенциал равен Φ_k , работает одна добывающая скважина A с забойным потенциалом Φ_c (рис. 4). Необходимо найти дебит скважины q , потенциал и скорость фильтрации в любой точке пласта.

Если бы пласт был неограниченным или контур питания был бы кругом, в центре которого расположена скважина, то потенциал в любой точке пласта находился бы по формуле (4). При этом условие постоянства потенциала на прямолинейном контуре питания не выполняется, так как расстояние r разных точек контура питания от скважины A неодинаково.

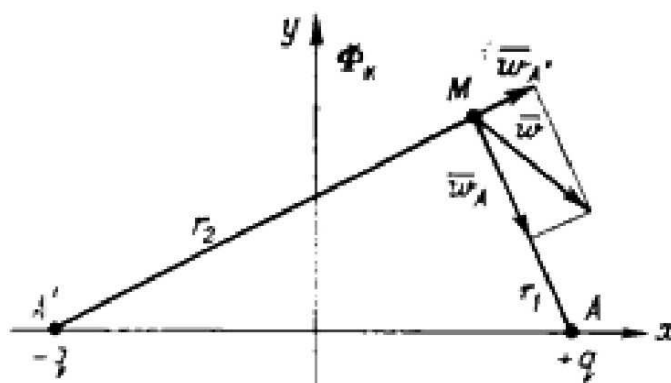


Рисунок 4

Для решения задачи используем метод отображения источников и стоков. Зеркально отобразим скважину-сток A относительно контура питания и дебиту скважины-изображения A' припишем противоположный знак, т.е. будем считать её скважиной источником. Теперь рассмотрим в бесконечном пласте совместную работу двух скважин: скважины-стока A с дебитом $+q$ и скважины-источники A' с дебитом $-q$. Потенциал в любой точке M , находящейся на расстоянии r_1 от скважины A и на расстоянии r_2 от скважины A' :

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_1 + \frac{-q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_2 + C = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + C. \quad (12)$$

Потенциал на контуре питания можно выразить, подставив в (12) $r_1 = r_2$. В результате получим:

$$\Phi = C = \Phi_K, \quad (13)$$

т.е. потенциал на контуре питания действительно постоянен. Тогда из (12) с учётом (13) потенциал на забое скважины A ($r_1 = r_c$, $r_2 = 2 \cdot a$) можно выразить так:

$$\Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_c}{2 \cdot a} + \Phi_K = \Phi_K - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{2 \cdot a}{r_c}. \quad (14)$$

Из (14) выражение для дебита скважины A , приходящегося на единицу толщины пласта, получим в следующем виде:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left(\frac{2 \cdot a}{r_c} \right)}. \quad (15)$$

Если бы контур питания был окружностью радиуса a , то дебит скважины был бы равен (по формуле Дюпюи):

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left(\frac{a}{r_c} \right)}.$$

В реальных условиях форма контура питания MN (рис. 5) часто бывает неизвестна, но она заключена между окружностью и прямой линией.

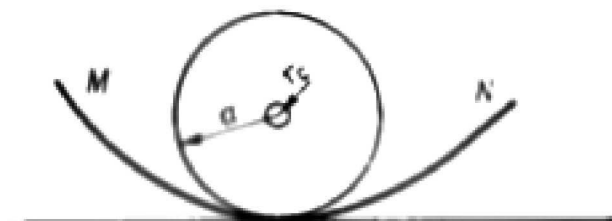


Рисунок 5 – Схема пласта с различными контурами питания

Следовательно, дебит скважины в этих условиях будет находиться в пределах:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln\left(\frac{a}{r_c}\right)} \geq q \geq \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln\left(\frac{2 \cdot a}{r_c}\right)}.$$

Для определения потенциала в любой точке M (см. рис. 5) воспользуемся формулой (12) с учётом (13):

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + \Phi_k. \quad (16)$$

Скорость фильтрации равна геометрической сумме скоростей фильтрации, вызванных работой реальной скважины-стока A и фиктивной скважины-источника A' (см. рис. 5), т.е.

$$\bar{w} = \bar{w}_A + \bar{w}_{A'},$$

где $w_A = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r_1}$ и направлена к скважине A ; $w_{A'} = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r_2}$ и направлена от скважины A' .

На контуре питания, где $r_1 = r_2$, скорость фильтрации перпендикулярна контуру питания.

Из формулы (23) следует, что уравнение эквипотенциалей имеет вид:

$$\frac{r_1}{r_2} = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{r_1^2}{r_2^2} = C^2. \quad (17)$$

Если выразить r_1^2 и r_2^2 через координаты точки $M(x, y)$ и координаты центров скважин $A(a, 0)$ и $A'(-a, 0)$, то будем иметь $r_1^2 = (x - a)^2 + y^2$ и $r_2^2 = (x + a)^2 + y^2$. Следовательно, уравнение (17) представляет собой уравнение окружности с центром на оси x . Меняя значение константы C^2 , получим семейство эквипотенциалей – окружностей с разными радиусами и с центрами, расположенными в разных точках оси x . Контур питания является эквипотенциалью, т.е. окружностью с бесконечно большим радиусом.

Семейство линий тока будет представлять собой окружности, проходящие через центры обеих скважин, которые лежат на прямолинейном контуре питания (рис. 6).

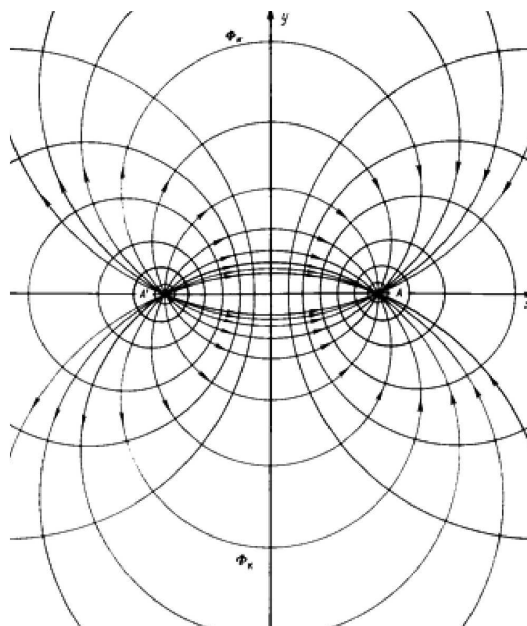


Рисунок 6 – Семейства линий тока и изобар в потоке жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания

При этом эквипотенциали (изобары) всегда ортогональны линиям тока. На рисунке 6 показаны семейства линий тока и изобар при притоке жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания.

Приток жидкости к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы

Такая задача может возникнуть при расположении добывающей скважины возле сброса или около границы выклинивания продуктивного пласта. В этом случае реальную скважину-сток зеркально отображают относительно непроницаемой границы, и дебиту скважины-изображения приписывают тот же знак, что и дебиту реальной скважины. Рассматривая приток жидкости к двум равнодебитным скважинам, нетрудно установить, что скорость фильтрации на непроницаемой границе будет направлена вдоль границы, т.е. граница является линией тока и фильтрация через неё отсутствует. Дебит скважины в этом случае определяется из уравнений (9) и (10) для $n=2$ в пласте с удалённым контуром питания:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_C)}{\ln \left(\frac{R_K^2}{r_C \cdot 2 \cdot a} \right)},$$

где $2 \cdot a$ – расстояние между реальной и воображаемой скважинами.

Приток жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте

Пусть в плоском пласте постоянной толщиной h с круговым контуром питания радиуса R_K , на котором поддерживается постоянный потенциал Φ_K , на расстоянии δ от центра круга расположена скважина-сток A , на которой поддерживается постоянный потенциал Φ_C (рис. 7). Требуется определить дебит скважины и потенциал в любой точке пласта.

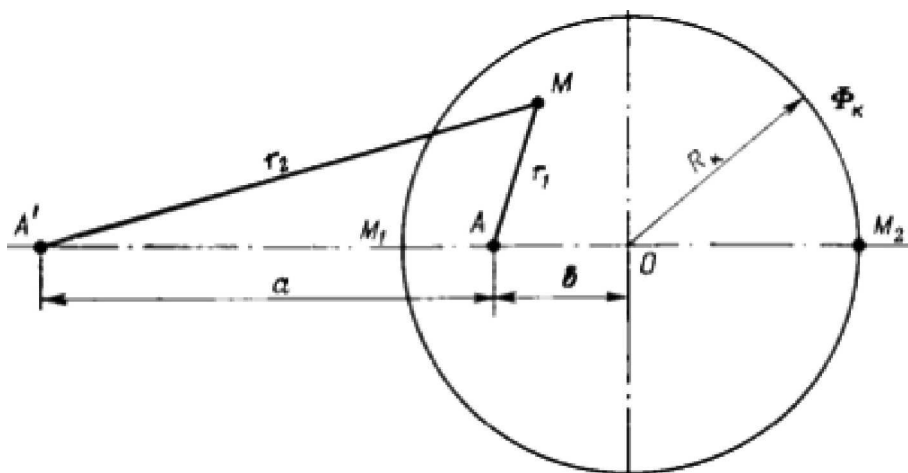


Рисунок 7 – Схема притока жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте

Отобразим скважину-сток A фиктивной скважиной-источником A' , расположенной от скважины A на расстоянии a и лежащей на продолжении OA . Это расстояние a определим из условия постоянства потенциала на окружности радиуса R_K , для чего выразим потенциал в двух точках M_1 и M_2 контура питания, взятых на пересечении прямой AA' с контуром питания.

По методу суперпозиции потенциалы в этих точках будут иметь следующие выражения:

$$\Phi_{M_1} = \Phi_K = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K - \delta) - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln [a - (R_K - \delta)] + C; \quad (18)$$

$$\Phi_{M_2} = \Phi_K = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K + \delta) - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K + a + \delta) + C = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{R_K + \delta}{R_K + a + \delta} + C. \quad (19)$$

Из равенства правых частей формул (18) и (19) найдём расстояние между скважинами A и A' :

$$\frac{R_K - \delta}{a - (R_K - \delta)} = \frac{R_K + \delta}{R_K + a + \delta}; \quad a = \frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta}. \quad (20)$$

Для того чтобы определить дебит скважины A , запишем выражение потенциала на её забое:

$$\Phi_A = \Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_c - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln a + C. \quad (21)$$

Вычитая (21) из (18), получим:

$$\Phi_K - \Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{(R_K - \delta) \cdot a}{[a - (R_K - \delta)] \cdot r_c} \right). \quad (22)$$

Подставляя теперь выражение (20) в (22), находим:

$$\begin{aligned} \Phi_K - \Phi_c &= \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{(R_K - \delta) \cdot \left(\frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta} \right)}{\left[\left(\frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta} \right) \cdot (R_K - \delta) \right] \cdot r_c} \right) = \\ &= \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{R_K^2 - \delta^2}{R_K - r_c} \right) = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[\frac{R_K}{r_c} \cdot \left(1 - \frac{\delta^2}{R_K^2} \right) \right]. \end{aligned} \quad (23)$$

Из формулы (23) получаем дебит скважины A , эксцентрично расположенной в круговом пласте:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left[\frac{R_K}{r_c} \cdot \left(1 - \frac{\delta^2}{R_K^2} \right) \right]}. \quad (24)$$

При эксцентриситете $\delta = 0$ формула (24) обращается в формулу Дюпюи.

Потенциал в любой точке пласта M , находящейся на расстоянии r_1 от скважины A и на расстоянии r_2 от скважины A' , можно выразить так:

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + C. \quad (25)$$

Вычитая из (25) выражение (21) и учитывая (20), получим:

$$\Phi_M = \Phi_c + \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{r_1}{r_2} \cdot \frac{R_K^2 - \delta^2}{r_c^2 \cdot \delta} \right). \quad (26)$$

Выражение для потенциала в точке M можно получить также и вычитанием из уравнения (18) или (19) уравнения (25):

$$\Phi_M = \Phi_c - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \cdot \frac{\delta}{R_K} \right). \quad (27)$$

Приток жидкости к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин

На примере притока жидкости к нескольким рядам или кольцевым батареям скважин ознакомимся с широко применяемым при проектировании разработки нефтя-

ных месторождений методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений, предложенным Ю.П. Борисовым и основанным на аналогии движения жидкости в пористой среде с течением электрического тока в проводниках. Рассмотрим без вывода задачу о притоке жидкости к одной цепочке скважин, расположенных на расстояниях $2 \cdot \sigma$ друг от друга и на расстоянии L от прямолинейного контура питания. Пусть на контуре питания задан постоянный потенциал Φ_k , на забоях скважин – потенциал Φ_c (рис. 8). Требуется определить дебит каждой скважины и суммарный дебит n скважин в цепочке.

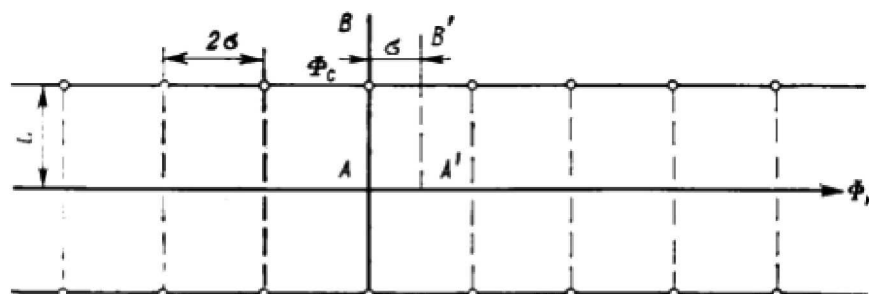


Рисунок 8 – Схема притока жидкости к цепочке скважин

Решение задачи заключается в следующем. Цепочка скважин-стоков отображается зеркально относительно контура питания в скважины-источники, и рассматривается интерференция двух цепочек скважин в неограниченном пласте.

Вдоль прямой AB , проходящей через скважины (как говорят, вдоль главной линии тока), частицы жидкости будут двигаться наиболее быстро. Прямую $A'B'$ и ей подобные, делящие расстояние между скважинами пополам, в силу симметрии потока можно рассматривать как непроницаемые границы, вдоль которых движение будет наиболее медленным. Они называются нейтральными линиями тока. Характер распределения потенциалов вдоль этих прямых AB и $A'B'$ показан на рисунке 9. Задача решается методом суперпозиции. Результаты решения показывают, что на расстоянии от контура питания до половины расстояния между скважинами движение жидкости практически прямолинейное и падение потенциала на этом участке происходит по закону прямолинейной фильтрации. Основное падение потенциала происходит вблизи скважины, где характер движения близок к радиальному. При этом дебит каждой скважины цепочки выражается следующей формулой:

$$q = \frac{Q}{h} = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln 2 \operatorname{sh} \left(\frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) + \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)},$$

где $\operatorname{sh} \left(\frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) = \frac{1}{2} \cdot \left(e^{\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} - e^{-\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} \right)$ – гиперболический синус.

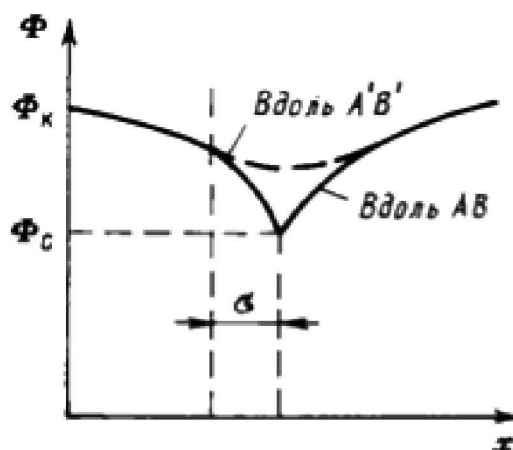


Рисунок 9 – Кривая распределения потенциалов вдоль линии тока

В случае, когда $L > \sigma$, величина $e^{-\frac{\pi \cdot L}{\sigma}}$ очень мала и тогда:

$$\ln 2 \operatorname{sh} \left(\frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) \cong \ln e^{\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} = \frac{\pi \cdot L}{\sigma}.$$

Отсюда следует, что при $L > \sigma$ дебит скважины

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_C)}{\frac{\pi \cdot L}{\sigma} + \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right)} = \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\frac{L}{2 \cdot \sigma} + \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right)}. \quad (28)$$

Вводя обозначения $\frac{L}{2 \cdot \sigma} = \rho$; $\frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right) = \rho'$ формулу (28) представим в виде:

$$q = \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\rho + \rho'}, \quad (29)$$

аналогичному закону Ома.

Величина ρ по терминологии Ю.П. Борисова называется внешним фильтрационным сопротивлением батареи, ρ' – внутренним. Таким образом, приток жидкости к цепочке скважин можно представить схемой эквивалентных фильтрационных сопротивлений, показанной на рисунке 10.

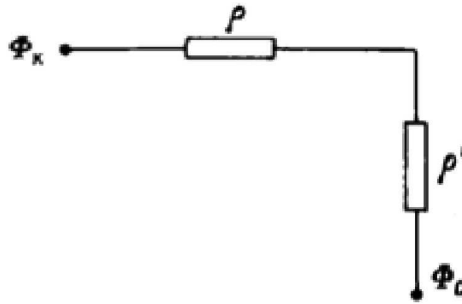


Рисунок 10 – Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений при притоке к цепочке скважин

Аналогом объёмного расхода q служит сила тока, а аналогом разности фильтрационных потенциалов – разность электрических потенциалов. Суммарный дебит всей прямолинейной цепочки из n скважин:

$$\begin{aligned} Q' = Q \cdot n = q \cdot h \cdot n &= \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\frac{1}{2 \cdot \sigma \cdot n \cdot h} + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right)} = \\ &= \frac{\rho_K - \rho_C}{\frac{\mu \cdot L}{2 \cdot \sigma \cdot k \cdot h \cdot n} + \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n} \cdot \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right)}. \end{aligned} \quad (30)$$

Из формулы (30) получили выражение для внешнего фильтрационного сопротивления цепочки $\rho = \frac{\mu \cdot L}{2 \cdot \sigma \cdot k \cdot h \cdot n} = \frac{\mu \cdot L}{k \cdot h \cdot B}$, которое представляет собой сопротивление потоку жидкости от контура питания до галереи длиной $B = 2 \cdot \sigma \cdot n$, расположенной на расстоянии L от контура питания, а внутреннее сопротивление

$\rho' = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n} \cdot \ln \left(\frac{\sigma}{\pi \cdot r_C} \right)$ выражает сопротивление, возникающее при подходе жидкости к скважинам в зоне радиусом $r = \frac{\sigma}{\pi}$, где фильтрация практически плоскорадиальная.

Пусть теперь полубесконечный пласт с прямолинейным контуром питания разрабатывается тремя параллельными цепочками скважин с числом скважин в каждой n_1, n_2, n_3 . Пусть скважины в каждой цепочке имеют одинаковые радиусы r_{c1}, r_{c2}, r_{c3} и забойные давления p_{c1}, p_{c2}, p_{c3} , суммарные дебиты цепочек составляют Q'_1, Q'_2, Q'_3 .

Схема соответствующих эквивалентных фильтрационных сопротивлений будет теперь разветвленной (рис. 11).

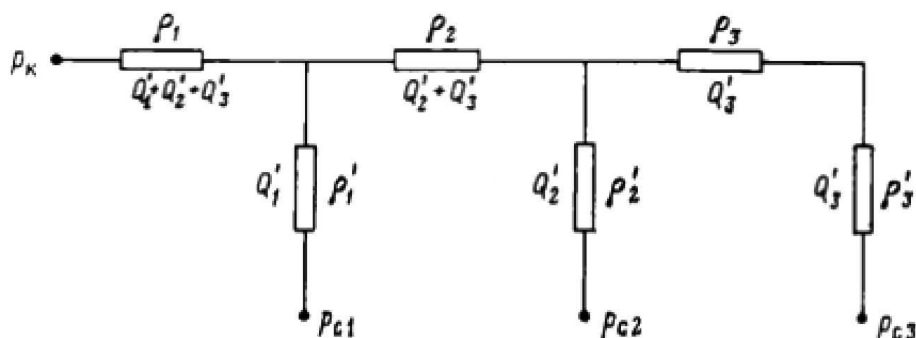


Рисунок 11 – Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений при притоке к трём цепочкам скважин

Расчёт схемы проводится аналогично расчету электрических разветвлённых цепей по законам Ома и Кирхгофа. Составляются алгебраические линейные уравнения по числу неизвестных (либо дебитов Q'_1, Q'_2, Q'_3 , либо забойных давлений p_{c1}, p_{c2}, p_{c3}). При этом очевидно, внешние сопротивления будут равны:

$$\rho_1 = \frac{\mu \cdot L_1}{k \cdot h \cdot B}; \quad \rho_2 = \frac{\mu \cdot L_2}{k \cdot h \cdot B}; \quad \rho_3 = \frac{\mu \cdot L_3}{k \cdot h \cdot B},$$

где L_1, L_2, L_3 – расстояния соответственно от контура питания до первой цепочки, между первой и второй цепочками, между второй и третьей цепочками.

Внутренние сопротивления определяются по формулам:

$$\rho'_1 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_1} \cdot \ln \left(\frac{\sigma_1}{\pi \cdot r_{c1}} \right); \quad \rho'_2 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_2} \cdot \ln \left(\frac{\sigma_2}{\pi \cdot r_{c2}} \right); \quad \rho'_3 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_3} \cdot \ln \left(\frac{\sigma_3}{\pi \cdot r_{c3}} \right). \quad (31)$$

Отметим, что приток жидкости к трем кольцевым батареям скважин, соосным круговому контуру питания, рассчитывается по той же схеме эквивалентных фильтрационных сопротивлений (см. рис. 11), что и для цепочек скважин. При этом внешние фильтрационные сопротивления будут выражаться так:

$$\rho_1 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_1} \right); \quad \rho_2 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{R_1}{R_2} \right); \quad \rho_3 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{R_2}{R_3} \right),$$

где R_1, R_2, R_3 – радиусы батарей.

Внутренние фильтрационные сопротивления определяются по формулам (31).

Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима

Дифференциальное уравнение упругого режима является линейным, то к его решению приложим метод суперпозиций, рассмотренный выше, который позволит исследовать интерференцию скважин в условиях упругого режима.

При помощи метода суперпозиции можно исследовать перераспределение пластового давления, вызванное пуском, остановкой или изменением темпов отбора жидкости из скважин.

Рассмотрим несколько примеров использования метода суперпозиции при интерференции скважин в условиях упругого режима фильтрации.

Пример 1. Пусть в бесконечном пласте одновременно работают n скважин с постоянными дебитами. Начальное пластовое давление в невозмущенном пласте всюду

одинаково и равно p_k . Требуется найти снижение давления $\Delta p = p_k - p(r; t)$ в любой точке пласта M в любой момент времени t .

На основе метода суперпозиции снижение пластового давления в точке M будет равно алгебраической сумме снижений давления в этой точке, вызванных независимой работой каждой скважины, т.е.:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \dots + \Delta p_n = \sum_{i=1}^n \Delta p_i.$$

Снижение давления в точке M при работе одной n -й скважины по формуле определения давления составит:

$$\Delta p_i = \frac{Q_i \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right].$$

Следовательно, при работе всех скважин снижение давления в точке M определяется из равенства:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t_i} \right) \right] = \frac{\eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r_i^2}{4 \cdot \chi \cdot t_i} \right) \right], \quad (32)$$

где Q_i – дебит i -й скважины (при этом дебит добывающей скважины считается положительным, дебит нагнетательной – отрицательным); r_i – расстояние от центра i -й скважины до точки M , где определяется понижение пластового давления; t_i – время с начала работы i -й скважины до момента времени t , в который определяется понижение давления.

Пример 2. Пусть в некоторый момент времени, принимаемый за начальный ($t = 0$), в невозмущенном пласте с давлением p_k пущена в эксплуатацию скважина с постоянным дебитом Q и через промежуток времени t_1 остановлена. Под остановкой её подразумевается мгновенное прекращение притока жидкости к забою скважины. Требуется определить давление в любой точке пласта в любой момент времени как при работе скважины, так и после её остановки. До момента времени t_1 скважина работала одна, следовательно, пластовое давление в любой точке пласта определяется по формуле:

$$p(r; t) = p_k - \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (33)$$

где t изменяется в интервале от 0 до t_1 .

Начиная с момента времени t_1 (скважина уже остановлена), следуя методу суперпозиции, мысленно допустим, что вместе с продолжающей работать добывающей скважиной в той же точке начала работать нагнетательная скважина с таким же расходом Q . Следовательно, с момента t_1 в пласт в одной и той же точке закачивается столько же жидкости, сколько из него и отбирается, значит, суммарный фактический отбор жидкости из пласта оказывается равным нулю, что свидетельствует об остановке добывающей скважины по условию задачи.

К моменту времени t после остановки скважины ($t > t_1$) понижение давления в любой точке пласта определяется по методу суперпозиции:

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] - \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right] = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left\{ \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] - \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right] \right\}. \end{aligned}$$

График изменения забойного давления при работе и остановке добывающей скважины приведен на рисунке 12.

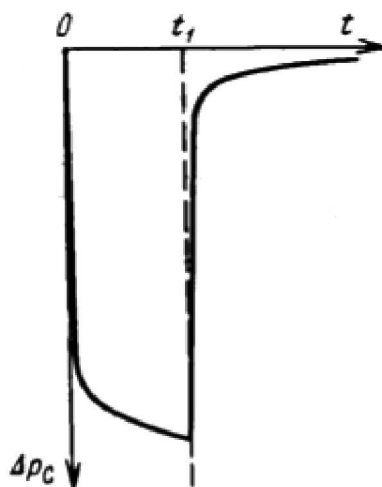


Рисунок 12 – График изменения забойного давления при остановке добывающей скважины в момент времени t_1

Следует отметить, что подъём давления на забое возмущающей скважины начинается сразу же после её остановки, с момента t_1 . В любой другой точке пласта после момента времени t_1 будет ещё некоторое время продолжаться снижение пластового давления, причём, чем дальше находится эта точка пласта от возмущающей скважины, тем дольше в ней будет продолжаться процесс понижения давления после остановки скважины. Затем и в этой точке пласта начинается повышение давления.

Пример 3. Пусть сохраняются условия примера 2, но только в момент времени $t = t_1$ добывающая скважина не останавливается, а её дебит изменяется от Q до Q_1 .

Требуется исследовать процесс перераспределения пластового давления после пуска скважины и изменения режима её работы.

После пуска скважины с постоянным дебитом Q и до момента t_1 изменение пластового давления определяется по формуле (33).

После изменения дебита скважины, т.е. после момента t_1 , будем мысленно считать, что дебит этой скважины Q сохраняется, а на месте этой же скважины включена нагнетательная скважина с расходом $Q - Q_1$. Тогда результирующий дебит этих двух скважин после момента времени t_1 будет равен $Q - (Q - Q_1) = Q_1$, т.е. соответствует условию задачи.

Изменение давления после времени t_1 будет слагаться из понижения давления Δp_1 , вызванного продолжающей работать с тем же дебитом Q добывающей скважиной, и из повышения давления Δp_2 , вызванного работой воображаемой нагнетательной скважины, т.е.

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] + \frac{-(Q - Q_1) \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right]. \end{aligned} \quad (34)$$

При этом предполагалось, что дебит возмущающей скважины в момент t_1 снизился с Q до Q_1 . Если бы изменение дебита было связано с увеличением его, то воображаемую скважину следовало бы считать добывающей, а её дебит $Q_1 - Q$ – положительным.

Если бы в другой момент времени $t_2 > t_1$ дебит скважины был бы вторично снижен и установлен равным Q_2 , то, основываясь на методе суперпозиции, следовало бы

принять, что с момента продолжают работать реальная скважина с дебитом Q , воображаемая нагнетательная скважина с дебитом $-(Q - Q_1)$ и, кроме того, начала работать в том же месте вторая воображаемая нагнетательная скважина с дебитом $-(Q_1 - Q_2)$.

Результирующее понижение давления Δp в момент $t > t_2$ в любой точке пласта определяется из равенства:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3;$$

$$\Delta p_3 = \frac{-(Q_1 - Q_2) \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_2)} \right) \right].$$

Δp_1 и Δp_2 определяются по формуле (34).

Аналогично подсчитывается понижение давления в любой точке пласта при многократном изменении дебита добывающей скважины.

Пример 4. Допустим, что однородный пласт имеет бесконечную прямолинейную непроницаемую границу AOB (рис. 13).

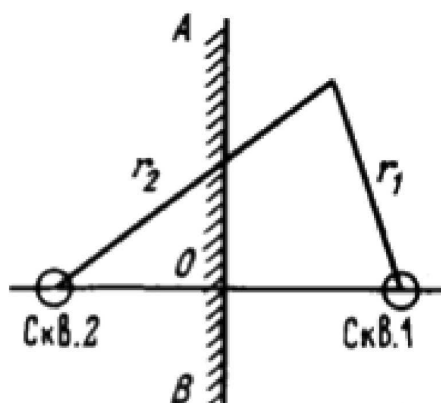


Рисунок 13 – Схема полубесконечного пласта с прямолинейной непроницаемой границей

В этом полубесконечном закрытом пласте в момент времени $t = 0$ пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом Q одна скважина, например, скважина 1.

Требуется изучить процесс перераспределения давления в таком пласте после пуска скважины.

Используя метод отображения источников и стоков, зеркально отобразим скважину 1 относительно непроницаемой границы AOB , и дебиту отображённой скважины (скважина 2) припишем тот же знак, что и у реальной скважины 1, т.е. будем считать скважину 2 добывающей с дебитом Q .

Условия работы скважины 1 в полубесконечном пласте будут точно такими же, как при работе двух скважин (скважина 1 и скважина 2) в бесконечном пласте.

Используя метод суперпозиции, понижение пластового давления в точке M найдём как сумму понижений давления, вызванных работой указанных скважин в воображаемом бесконечном пласте, т.е.:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r_1^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] + \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right].$$

При наличии в полубесконечном пласте нескольких скважин, каждую из них следует зеркально отобразить относительно прямолинейной непроницаемой границы. Применение метода отображения источников и стоков совместно с методом суперпозиции позволяет выяснить влияние прямолинейного контура питания на процесс перераспределения пластового давления. В этом случае все реальные скважины отображаются симметрично относительно этого контура, и дебитам отображённых, скважин приписываются противоположные знаки по отношению к дебитам реальных скважин

(т.е. добывающие скважины отображаются нагнетательными, и наоборот). Методом суперпозиции реальных и отображенных скважин исследуется процесс изменения пластового давления в любой точке.

Количественная оценка эффекта взаимодействия скважин

Оценим эффект взаимодействия двух скважин в зависимости от расстояния $2 \cdot \sigma$ между ними и от некоторых других факторов.

Сравним дебиты какой-либо скважины в условиях её одиночной и совместной работы.

Дебит скважины в условиях в условиях одиночной работы (при строго радиальном притоке жидкости к скважине) определяется формулой:

$$Q'_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_1)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)},$$

дебит же скважины при совместной работе с другой равнодебитной скважиной определяется формулой:

$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_1)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}.$$

Причём предполагается, что в обеих скважинах при совместной работе поддерживается тоже давление на забой (следовательно, сохраняется тоже понижение динамического уровня), что и при одиночной работе.

На основании этих формул показатель надёжности J определяется так:

$$J = \frac{Q_1}{Q'_1} = \frac{\lg \left(\frac{R_k^2}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}{\lg \left(\frac{R_k}{R_c} \right)}; \quad (35)$$

$$J = \frac{Q_1}{Q'_1} = 1 + \frac{\lg \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\lg \left(\frac{R_k}{R_c} \right)}. \quad (36)$$

Как и следовало ожидать на основании физических соображений, формула (36) указывает на то, что $J > 1$, т.е. $Q'_1 \leq Q_1$.

Получим суммарный показатель взаимодействия двух равнодебитных скважин:

$$U = \frac{Q'_1 + Q'_2}{Q_1} = 2 \cdot \frac{Q'_1}{Q_1} = \frac{2}{J} = \frac{2 \cdot \lg \left(\frac{R_k}{R_c} \right)}{\lg \left(\frac{R_k^2}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}. \quad (37)$$

Ясно, что $U < 2$, т.е. суммарный дебит двух равнодебитных скважин при их совместной работе меньше двойного дебита каждой из скважин при их одиночной работе.

Допустим, что $R_k = 10$ км, $R_c = 10$ см, и подсчитаем величины J и U для разных значений расстояния между скважинами. Результаты подсчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1

$2 \cdot \sigma$, м	10	100	500	1000	2000
J	1,60	1,40	1,26	1,207	1,14
U	1,25	1,43	1,59	1,67	1,75

Как видно из таблицы 1, даже при сравнительно больших расстояниях между взаимодействующими скважинами дебит скважины при одиночной работе на 26 % больше дебита той же скважины при совместной работе в упомянутых выше условиях; суммарный же дебит обеих равнодебитных скважин при совместной работе превосходит дебит одиночно работающей скважины только на 59 %.

Формулы (36) и (37) для J и U приближённые, ибо они выведены из приближённых формул, которые не учитывали формулу контура области питания. Воспользуемся точными формулами, соответствующими круговому контуру области питания. Учтём, что дебиты Q_3 и Q_4 каждой из двух равнодебитных скважин подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_3 = Q_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k^4 - \sigma^4}{2 \cdot R_k^2 \cdot R_c \cdot \sigma} \right)},$$

тогда как дебиты Q_1 и Q_2 при одиночной работе тех же скважин (при том же гидродинамическом давлении на забое) подсчитываются по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k^4 - d^2}{R_k \cdot R_c} \right)}.$$

Поэтому:

$$J = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{\lg \left(\frac{R_k^4 - \sigma^4}{2 \cdot R_k^2 \cdot R_c \cdot \sigma} \right)}{\lg \left(\frac{R_k^2 - \sigma^2}{R_k \cdot R_c} \right)} = \frac{2}{U}. \quad (38)$$

При $\sigma \ll R_k$, когда величинами σ^2 и σ^4 можно пренебречь по сравнению с R_k^2 и R_k^4 , из точной формулы (38) получаются приближённые формулы (36) и (37).

Для оценки эффекта взаимодействия в пласте с прямолинейным контуром области питания следует воспользоваться формулами:

$$\begin{cases} Q_3 = Q_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot a \cdot \sqrt{a^2 + \sigma^2}}{R_c \cdot \sigma} \right)} \\ Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot a}{R_c} \right)} \end{cases}.$$

Для дебитов Q_3 и Q_1 каждой из двух скважин при совместной и одиночной работе (при сохранении забойного давления) получим:

$$J = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{2}{U} = \frac{\lg \left(\frac{2 \cdot a \cdot \sqrt{a^2 + \sigma^2}}{R_c \cdot \sigma} \right)}{\lg \left(\frac{2 \cdot a}{R_c} \right)}. \quad (39)$$

Формулы (36)–(39) доказывают, что вызванные эффектом взаимодействия относительные изменения дебитов скважин не зависят от физико-геологических характеристик пласта и от физических характеристик жидкости и газа; в упомянутые формулы

не входят величины коэффициентов проницаемости, пористости и вязкости. Следовательно, в плохо проницаемых пластах величины J и U , характеризующие эффект взаимодействия скважин, должны быть такими же, как и хорошо проницаемых пластах.

Результаты подсчетов величины J и U по формуле (39) при $R_c = 10$ см и для различных расстояний между скважинами приведены в таблице 2 (при $a = 10$ км) и в таблице 3 (при $a = 20$ км).

Таблица 2

$2 \cdot \sigma$, м	10	100	1000
J	1,62	1,43	1,25
U	1,23	1,40	1,60

Таблица 3

$2 \cdot \sigma$, м	10	100	1000
J	1,64	1,46	1,29
U	1,22	1,37	1,55

Сравнивая численные значения таблиц 2 и 3, убеждаемся в том, что даже значительная погрешность в оценке расстояния от скважины до контура области питания слабо отражается на количественной оценке эффекта взаимодействия скважин – соответствующие величины в сравниваемых таблицах мало отличаются друг от друга.

Практическое применение исследований интерференции скважин

Решение простейшей задачи об условиях заглушения одной из двух скважин в процессе их взаимодействия.

С помощью формул:

$$Q'_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)} - Q'_2 \cdot \frac{\ln \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)};$$

$$p'_2 = p_k - (p_k - p'_1) \cdot \frac{\ln \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)} - \frac{Q'_2 \cdot \mu \cdot \left[\left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) \right)^2 - \left(\ln \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right) \right)^2 \right]}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right)}$$

легко решить вопрос о заглушении новой скважины A_2 ранее пущенной скважины A_1 , если в ней поддерживается постоянное динамическое забойное давление p_1 . Положим в упомянутых формулах $p'_1 = p_1$, $Q'_1 = 0$ и исключим из них величину Q'_2 ; в результате алгебраических преобразований получим следующие соотношения:

$$\frac{p_k - p_1}{p_k - p'_2} = \frac{\lg \left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\lg \left(\frac{R_k}{R_c} \right)}. \quad (40)$$

Считая, что в обеих скважинах удельные веса жидкости одинаковы, заменим отношения перепадов давления в рассматриваемых скважинах отношением понижений динамических уровней s_1 и s_2 :

$$\frac{s_1}{s_2} = \frac{\lg\left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma}\right)}{\lg\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}. \quad (41)$$

Формула (41) позволяет определить понижение s_2 динамического уровня в возмущающей скважине, которое необходимо поддерживать, чтобы дебит в реагирующей скважине обратился в нуль при понижении s_1 динамического уровня в ней.

Пусть $R_k = 10$ км, $R_c = 10$ см, расстояние между скважинами $2\sigma = 200$ м. Из формулы (41) получаем:

$$\frac{s_1}{s_2} = \frac{\lg\left(\frac{10000}{200}\right)}{\lg\left(\frac{10000}{0,1}\right)} = \frac{\lg 50}{\lg 10^5} = \frac{1,70}{5} = 0,34.$$

Итак, в условиях рассматриваемого примера для заглушения скважины нужно было бы во вновь пущенной возмущающей скважине снизить динамический уровень почти в три раза больше, чем в реагирующей.

Решим следующую задачу. Назовём эффектом взаимодействия E отношение суммарного дебита всех интерферирующих скважин к суммарному дебиту того же числа скважин без учёта их взаимодействия. Найти изменения эффекта взаимодействия в зависимости от числа скважин, эксплуатирующую залежь радиусом $R_k = 5000$ м, радиус скважины 10 см, скважина работает при постоянной депрессии. Сопоставить следующие случаи (рис. 14):

- 1) две скважины находятся на расстоянии $d = 100$ м;
- 2) три скважины расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной $d = 100$ м;
- 3) четыре скважины – в вершинах квадрата со стороной $d = 100$ м.

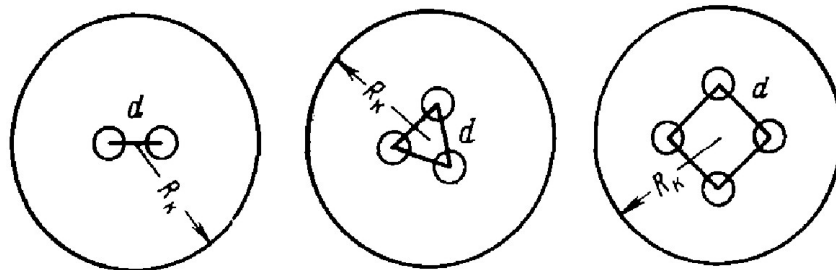


Рисунок 14

Решение.

Считая, что скважины расположены равномерно по окружности, концентричной с контуром питания, используют формулу дебита одной скважины круговой батареи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left[\frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \cdot \left(1 - \frac{R_1^{2 \cdot m}}{R_k^{2 \cdot m}} \right) \right]},$$

которую можно упростить в условиях рассматриваемой задачи, т.к. $\frac{R_1}{R_k} \ll 1$, и представить в виде:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left[\frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \right]}.$$

Дебит одиночной скважины в круговом пласте определяется по формуле Дююи:

$$Q_{\text{один}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}$$

Эффект взаимодействия равен:

$$E = \frac{m \cdot Q}{m \cdot Q_{\text{один}}} = \frac{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left(\frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \right)}$$

Рассмотрим при наших случаях:

- в первом случае:

$$R_1 = \frac{d}{2} = 50; m = 2; E_1 = \frac{\ln \left(\frac{5000}{0,1} \right)}{\ln \left(\frac{25 \cdot 10^4}{2 \cdot 50 \cdot 0,1} \right)} \approx 0,735;$$

- во втором случае (радиус батареи из трёх скважин, расстояние между которыми d):

$$R_1 = \frac{d}{\sqrt{3}}; m = 3; E_2 = \frac{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left(\frac{R_k^3}{3 \cdot \left(\frac{d}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot r_c} \right)} \approx 0,580;$$

- в третьем случае (радиус батареи из четырёх скважин, расположенных в вершинах квадрата):

$$R_1 = \frac{d \cdot \sqrt{2}}{2} \approx 70,7 \text{ м}; m = 4; E_3 = \frac{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left(\frac{R_k^4}{4 \cdot R_1^3 \cdot r_c} \right)} \approx 0,487.$$

По полученным данным и учитывая, что при $m = 1$, $E = 1$ построим график изменения взаимодействия в зависимости от числа скважин (рис. 15).

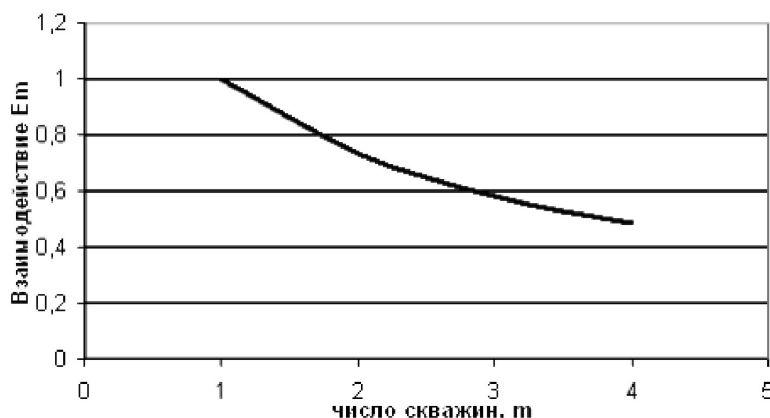


Рисунок 15 – График изменения взаимодействия в зависимости от числа скважин

Заключение

При изучении интерференции скважин стало ясно, что при сохранении одного и того же числа скважин в батарее их суммарный дебит хотя и растёт с увеличением радиуса батареи, но не так интенсивно, как могло показаться на первый взгляд. Несколько более заметного роста дебита скважины можно добиться, если при увеличении радиуса батареи увеличить и радиус в батарее.

Но отсюда нельзя сделать вывод о выгодности расстановки скважин подальше от центра нефтяной залежи. Ведь при удалении скважин от центра залежи они приближаются к контуру нефтеносности, что сокращает их срок жизни до обводнённости.

Просмотрев все некоторые из возможных режимов работы залежи, можно убедиться, что действительно, если изучать интерференцию скважин, то следует наложить ряд условий:

1) скважины рассматриваются либо при жёстко водонапорном режиме работы залежи, т.к. в этом случае интерференция скважин происходит мгновенно, либо завершающую стадию при упругом режиме скважины;

2) фильтрационный поток подчиняется линейному закону фильтрации.

Отсюда можно прийти к выводу, что если в пласте эксплуатируется не одна скважина (или залежь, рассматриваемая как одна укрупнённая скважина), а несколько, то изменения давления, вызванные работой каждой отдельной скважины (залежи), алгебраически суммируются. Этим путём учитывается их взаимодействие (интерференция).

Гораздо удобнее пользоваться для этого линейкой Когана, предназначенной для определения депрессии и скорости продвижения жидкости в бесконечном однородном пласте при упругом режиме его эксплуатации и произвольном расположении эксплуатационных и нагнетательных скважин.

При большом числе скважин, особенно если дебиты их изменяются, вычисление общей депрессии путём непосредственного сложения депрессий от отдельных скважин становится весьма трудоёмкой операцией. Для ускорения вычислений применяют линейку Когана (специальный измеритель расстояний в виде серии концентрических кругов на прозрачной бумаге). Однако даже при использовании этих приспособлений во многих случаях на вычисления затрачивается много времени. Поэтому целесообразно применять расчётные формулы для случаев особого закономерного расположения скважин каждой группы и при условии синхронности эксплуатации всех скважин в одной группе. Предложены такие формулы для круговых и прямолинейных рядов (батарей) скважин, которые позволяют упростить расчёты этих сложных случаев.

В ряде случаев, когда расположение скважин отличается от расположения круговых батарей или прямолинейных цепочек, ограниченных перпендикулярными к ним непроницаемыми тектоническими или литологическими границами, и требуется достаточно большая точность определения динамики изменения давлений или дебитов, по формулам интерференции скважин при упругом режиме для простейших геометрических форм не всегда получают достаточно точные результаты.

Наиболее точные результаты в этом случае можно получить путём суммирования перепадов от отдельных скважин. Однако при большом числе скважин подобные расчёты трудоёмки даже при заданных дебитах. Для облегчения расчётов необходимо группировать скважины, влияние которых на ту или иную расчётную точку можно тем или иным способом обобщить. Иногда можно воспользоваться формулами для цепочек скважин, расположенных равномерно на отрезке прямой и имеющих одинаковые дебиты. Для этого эксплуатирующиеся скважины условно сносят на одну или несколько прямых линий в зависимости от их расположения и времени вступления в работу. Такое расположение скважин вдоль линии принято называть *цепочкой скважин*.

Можно также воспользоваться и другим приёмом, а именно заменять группы близко расположенных скважин одной, находящейся в центре, с дебитом, равным дебиту всех скважин этой группы. Этот приём применим и в более общих случаях, когда дебиты скважин различны, ряд скважин криволинейный. Им можно пользоваться и при переменном дебите, как было описано для одинаковых скважин или геометрически правильных батарей.

При проектировании процессов разработки нефтяных месторождений часто необходимо рассчитать процесс разработки в условиях упругого и упруговодонапорного режимов работы пласта, когда заданы не дебиты эксплуатационных и нагнетательных

скважин, а давления на их забоях или пластовые давления вблизи от этих скважин или же средние давления на линиях, проходящих через эти скважины. В этих случаях требуется по давлениям на тех или иных контурах, заданным как функция времени, определить дебиты скважин в различные моменты времени, а также изменение давления в различных точках разрабатываемого пласта.

Литература:

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика : учебник для вузов. – М. : Издательство Недра, 1993. – 416 с.
2. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика: учебник для вузов. – М. : Издательство Недра, 1986. – 303 с.
3. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – М. : Издательство Недра, 1979. – 168 с.
4. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика : учебное пособие. – М. : Издательство Недра, 1972. – 360 с.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика : учебное пособие / под общ. ред. Л.С. Лейбензона. – М-Л. : Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
6. Изучение интерференции совершенной скважины при фильтрации нефти и газа. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26_0.html
7. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2017. – 326 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
13. 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.
14. Петрушин Е.О., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 35–42.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 4/2015. – С. 179–184.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации // Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции «Шаг в будущее: научный и практический опыт развития, научные гипотезы, новизна и апробация результатов исследований в экономике, управлении проектами, педагогике, праве, истории, культурологии, искусствоведении, языкознании, природопользовании, растениеводстве, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, социологии, математике, технике, физике, информатике, градостроительстве» (7–8 мая 2015 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Изд-во «КультИнформПресс», 2015. – С. 112–118.

17. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 49–62.

18. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 63–72.

19. Петрушин Е.О. Современное состояние техники и технологии исследования пластов и особенности их применения в горизонтальных скважинах // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону : Приоритет, 2015. – № 1/2015 (1). – С. 196–209.

20. Петрушин Е.О. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Технические и технологические системы : Материалы седьмой международной научной конференции «ТТС-15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – С. 310–322.

21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 3. – С. 81–99.

22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Эффективные методы гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 150–160.

23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

References:

1. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1993. – 416 p.

2. Basniyev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydraulics : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1986. – 303 p.

3. Evdokimova V.A., Kochina I.N. Collection of tasks in underground hydraulics. – M. : Publishing house Nedra, 1979. – 168 p.

4. Pykhachev G.B., Isaev R.G. Underground hydraulics : manual. – M. : Publishing house Nedra, 1972. – 360 p.

5. Shchelkachyov V.N., Lapuk B.B. Underground hydraulics : the manual / under a general edition of L.S. Leybenzon. – M-I. : Gostoptekhizdat, 1949. – 525 p.

6. Studying of an interference of the perfect well at filtration of oil and gas. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26_0.html

7. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.

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

9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical researches at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

10. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Face publishing house, 2017. – 326 p.
11. 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.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
13. 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. – Т. 1–4.
14. Petrushin E.O., Antoniyadi D.G., Savenok O.V. Experimental researches of hydrodynamics of horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 3. – P. 35–42.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Hydrodynamic well surveys on the set modes // the Scientific and practical magazine «Aspirant». – Rostov-on-Don, 2015. – No. 4/2015. – P. 179–184.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Gas-hydrodynamic methods of well survey at the stationary modes of filtration // the Collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference «A step to the future: scientific and practical experience of development, scientific hypotheses, novelty and approbation of results of researches in economy, project management, pedagogics, right, stories, cultural science, art criticism, linguistics, environmental management, crop production, biology, zoology, chemistry, political science, psychology, medicine, philology, philosophy, sociology, mathematics, technician, physicist, information scientist, town planning» (on May 7–8, 2015, St. Petersburg). – SPb. : Kultinformpress publishing house, 2015. – P. 112–118.
17. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Practical use of the equations of the not-linearly-elastic mode of filtration of liquid // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 49–62.
18. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic methods of a research of gas wells at the stationary modes of filtration on an example of the Yamburg gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 63–72.
19. Petrushin E.O. The current state of the equipment and technology of a research of layers and feature of their application in horizontal wells // the Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki». – Rostov-on-Don : Priority, 2015. – No. 1/2015 (1). – P. 196–209.
20. Petrushin E.O. Indicator control methods of speed of filtration when developing oil fields // Technical and technological systems: Materials of the seventh international scientific TTS-15 conference (on October 7–9, 2015) / KubSTU, KVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – P. 310–322.
21. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Definition of influence geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsovskoye oil field D-6 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 3. – P. 81–99.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Effective methods of hydrogeological researches when developing oil and gas fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 150–160.
23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

УДК 550.832.9

**КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ
НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗРЕЗОВ
ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**COMPLEX OF GEOPHYSICAL STUDIES IN THE OPEN WELLBORE
TO ASSESS THE OIL BEARING CAPACITY
OF THE IGOLSKO-TALOVOYE OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аль-Гаили Юнес Али Абдо Шараф

студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
younis.ali.2015@mail.ru

Аннотация. Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно детально расчлнить геологический разрез и с достаточной точностью определить фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. Использование ГИС как более дешёвых методов по сравнению с бурением позволит эффективно разрабатывать месторождение и повысить добычу нефти и газа. Цель статьи состоит в том, чтоб наглядно представить значимость и целесообразность применения комплекса методов геофизических исследований скважин для разработки месторождения. Для достижения этой цели на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения рассмотрен каждый метод в отдельности и выбран комплекс методов, в дальнейшем применяемый на данном месторождении, ведь только комплексное использование методов позволяет получить полную информацию о перспективности и целесообразности разработки и дальнейшей эксплуатации месторождения. Выбор комплекса методов геофизических исследований скважин для данного месторождения производится исходя из геологического строения района, преследуемой цели (разведка это будет или разработка), а также исходя из основных результатов геофизических работ прошлых лет.

Ключевые слова: выбор участка работ; выбор методов и обоснование геофизического комплекса; методика и техника проведения геофизических работ; метрологическое обеспечение работ; интерпретация геофизических данных; электрический параметр насыщения; относительные фазовые проницаемости.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoranefit»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of technical sciences,
Assistant professor
of pulpit applied mathematicians,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Al-Ghaili Yunes Ali Abdo Sharaf

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
younis.ali.2015@mail.ru

Annotation. The need to use well logging is due to the fact that they can be used to disassemble the geological section in detail and determine the filtration and capacitive properties of the reservoir layers with sufficient accuracy. The use of well logging as cheaper methods in comparison with drilling will allow to effectively develop the field and increase oil and gas production. The purpose of the article is to clearly demonstrate the significance and expediency of using a set of methods for geophysical studies of wells for the development of the field. To achieve this goal, each method was considered separately in the Igolsko-Talovoye oil field and a set of methods was chosen for further use at this field, since only comprehensive use of methods allows obtaining full information on the prospects and expediency of development and further exploitation of the field. The choice of a set of methods for geophysical exploration of wells for a given field is made on the basis of the geological structure of the area, the pursued purpose (exploration or development), and also based on the main results of geophysical work of previous years.

Keywords: site selection; choice of methods and justification of the geophysical complex; technique and technique of geophysical work; metrological support of works; interpretation of geophysical data; electrical saturation parameter; relative phase permeabilities.

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Территория района месторождения представляет собой расчленённую, сильно заболоченную равнину, с абсолютными отметками поверхности земли от + 95 до + 195 м.

Ближайшим населённым пунктом является п. Майск, расположенный в 25 км северо-восточнее Игольско-Талового месторождения. Транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» проводится по нефтепроводу «Игольско-Таловое – Герасимовское – Лугинецкое». На месторождении имеется вахтовый посёлок, две вертолётные площадки, ремонтные службы. До района работ проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с Каймысовской группой разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Западно-Катильгинское), а также вахтовым поселком Пионерный и г. Стрежевой.

Выбор участка работ

Выбор места расположения скважины для разработки и дальнейшей эксплуатации будет производиться исходя из данных, представленных на карте текущего состояния разработки пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения (рис. 1).

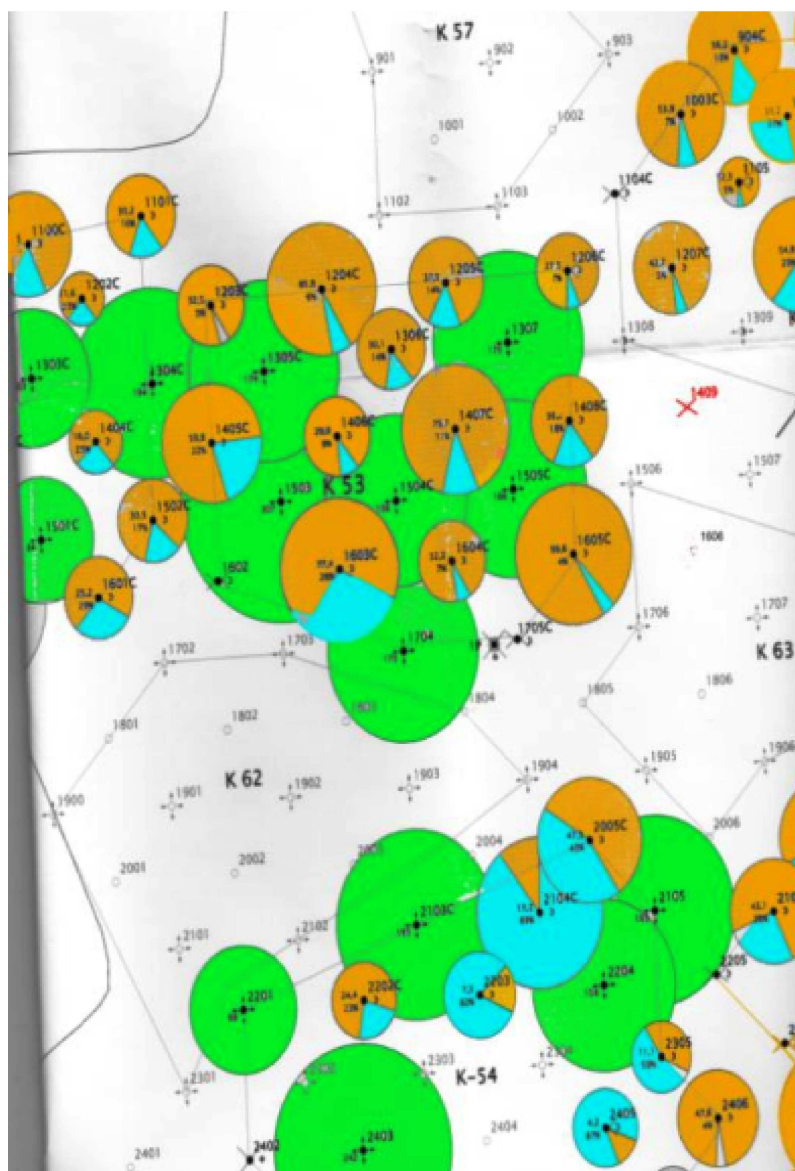


Рисунок 1 – Карта текущего состояния разработки пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения

На данной карте изображена схема расположения нагнетательных, добывающих, разведочных и проектных скважин, а также скважин находящихся в освоении и бурении. Цветом, на карте, показан дебит нефти и дебит воды; радиус круга соответствует дебиту жидкости. По данным добывающих скважин видно, что в западной и северо-восточной части участка дебит нефти выше, чем в юго-восточной части. Следовательно, расположение скважины для разработки в юго-восточной части участка не целесообразно. Как вариант, можно рассмотреть расположение скважины в северной части участка, например, скважина № 1001 или № 1002, опираясь на то, что дебит расположенных вблизи них скважин высок. Так же хорошим местом расположения будет являться расположение скважины в восточной части участка, например, скважина № 1409 или № 1606.

По совокупности имеющихся данных и принимая во внимание то, что скважина № 1409 расположена вблизи скважины № 1408, данные интерпретации разреза которой нам известны, а также то, что данная скважина расположена между сеткой нагнетательных скважин, разработка и эксплуатация этой скважины будет наиболее целесообразна.

Априорная физико-геологическая модель объекта

Изменения геофизических параметров на диаграммах наблюдаются из того, что разные литотипы обладают разными физическими свойствами. В исследуемом интервале геологический разрез сложен следующими породами: песчаники, алевролиты, глины, плотные породы и уголь.

Исходя из того, что диффузионно-адсорбционные процессы на границе пласт-скважина различны на диаграммах метода ПС напротив песчанка наблюдается минимальная амплитуда ПС, а напротив глин – максимальная.

Между радиоактивностью и плотностью существует обратно пропорциональная связь – чем больше значение плотности породы, тем меньше радиоактивность. Поэтому на диаграммах ГК наблюдается максимальное значение показаний напротив глин и среднее значение напротив песчаников

По сравнению с песчаными коллекторами глины обладают низкими значениями удельного электрического сопротивления, следовательно на диаграммах электрических методов напротив глин получаются минимальные значения.

На диаграммах НКТ глинистые породы отмечаются высокими значениями водородосодержания, а песчаники – низкими. Это связано с различием водородосодержания.

Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Геологический разрез Игольско-Талового месторождения складывается (снизу) образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрываваемыми отложениями осадочного чехла. Промышленная продуктивность установлена в верхнеюрских отложениях в широком диапазоне глубин.

Выбор методов, применяемых на данном месторождении, будет осуществляться исходя из следующих поставленных геологических задач:

- литологическое расчленение, выделение покровов и корреляция исследуемого геологического разреза;
- выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и выявление контактов пластовых флюидов на этапе оперативной интерпретации;
- определение подсчётных параметров для обоснования объёма запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).

Литологическое расчленение разреза. В геологическом разрезе месторождения необходимо выделить песчаные, глинистые, плотные пласты и угли. Песчаные пласты рассматриваются как потенциальные коллектора. Коллекторы надёжно выделяются по следующим качественным признакам: отрицательной амплитуде ПС; сужению диаметра скважины ($d_{СКВ}$) относительно номинального ($d_{НОМ}$); наличию проникновения промысловой жидкости в пласт по данным электрических методов каротажа (БКЗ, ИК, БК); минимальной или средней гамма-активности по кривой ГК; по положительному приращению на кривых микрозондов. В случаях, когда прямые качественные признаки слабо

выражены или какой-либо из них отсутствует, привлекаются количественные критерии k_n , $k_{пр}$. Глинистые пласты выделяются по высоким значениям методов ПС (линии глин) или ГК. Плотные пласты (карбонатизированные песчаники) выделяются высокими значениями методов БК и НКТ (НГК) и низкими значениями на ГК. Угли выделяются по низким значениям ГК и НКТ (НГК) и высоким значениям БК.

Если встречается неоднозначная ситуация (песчаник или глина, песчаник или плотный), то предпочтение отдаётся песчанику (потенциальному коллектору). С появлением новых данных (при обработке) литология таких пластов корректируется.

Определение характера насыщения, в продуктивной части разреза с масштабом глубин 1 : 200, в остальном разрезе 1 : 500, производится по следующим методам:

- индукционному каротажу (ИК). Если показания не превышают 200 Ом · м, то данный тип продуктивного пласта можно отнести к нефтенасыщенному, а если показания превышают 200 Ом · м, то к водонасыщенному;
- электрическим методам (БК, БКЗ, МБК);
- импульсному нейтрон-нейтронному каротажу;
- акустическому каротажу.

Определение текущего положения ВНК, ВГК, ГНК можно осуществить по данным КС, нейтронных методов (ННКнт, ННКт, НГК (НГКс)) или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Исходя из вышесказанного, при выполнении проектируемых работ на стадии детальной разведки и доразведки планируется провести следующий комплекс ГИС:

1. Исследования в масштабе 1 : 500:
 - стандартный электрический каротаж (КС + ПС);
 - кавернометрия (профилеметрия) (Кав + Пр);
 - акустический каротаж (АК);
 - радиоактивный каротаж (ГК + НКТ);
 - инклинометрия (Инк);
2. Исследования в масштабе 1 : 200:
 - боковое каротажное зондирование (БКЗ);
 - микрозондирование (МЗ);
 - боковой каротаж (БК);
 - кавернометрия (профилеметрия) (Кав + Пр);
 - акустический каротаж (АК);
 - радиоактивный каротаж (ГК + НКТ).

Анализ ранее проведённых работ и физико-геологическая модель Игольско-Талового месторождения показывает, что данный комплекс с добавлением методов позволит решить поставленные геологические задачи.

Физические свойства выбранных методов

Метод самопроизвольных потенциалов (СП)

Масштаб глубин 1 : 200. Единица измерения – милливольт (мВ).

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, при пересечении их скважиной возникает естественное электрическое поле, возникновение которого обусловлено:

- 1) диффузией ионов солей из пластовых вод в ствол скважины и наоборот;
- 2) адсорбцией ионов частицами породы и промывочной жидкости;
- 3) фильтрацией пластовых вод и промывочной жидкости в поровой среде;
- 4) окислительно-восстановительными процессами и др.

Естественное электрическое поле в скважине или около неё называют *самопроизвольной (собственной) поляризацией*, а измеряемую величину – *самопроизвольным (собственным) потенциалом* и обозначают ПС. Для измерения естественного поля применяется установка с двумя электродами, один из которых находится в скважине, а другой – на поверхности. Изменение разности потенциалов в цепи во время перемещения электрода (М) измерительной установки вдоль ствола скважины указывает на наличие поля ПС.

Основной причиной возникновения ПС в осадочных породах является наличие процессов диффузии. Известно, что при растворении какой-либо соли в воде ее молекулы полностью или частично расщепляются на положительно и отрицательно заряженные ионы. На контакте двух растворов (например, пластовая жидкость – промывочная жидкость) ионы перемещаются из раствора с большей концентрацией солей в раствор с меньшей их концентрацией. Различие скоростей движения ионов приводит к образованию ЭДС, называемой диффузионным потенциалом.

При продавливании (фильтрации) водного раствора солей через тонкие капилляры возникает фильтрационный потенциал, а при наличии в разрезе рудных и сульфатных тел – окислительно-восстановительный потенциал.

Если минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости, коллекторы по кривым ПС выделяются отрицательной аномалией; увеличение в составе пород примесей глин вызывает уменьшение амплитуды отрицательных аномалий. Уплотнённые породы на кривых ПС выражаются так же, как и чистые глины. В практике каротажа кривые ПС используются для расчленения и корреляции геологического разреза, выделения пористых и проницаемых интервалов, оценки глинистости пластов и минерализации пластовых вод.

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) предусматривает измерение потенциала или градиента потенциала естественного электрического поля, вызванного самопроизвольной поляризацией горных пород, относительно потенциала на дневной поверхности.

При записи кривой ПС возможны искажения из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов, которые обнаруживают по изменениям показаний при неподвижном зонде, по волнистой форме кривой и наличию на ней не согласующихся с разрезом значений. Для устранения этих искажений необходимо:

- изменить положение электрода N в ёмкости с промывочной жидкостью или использовать в качестве заземления обсадную колонну;
- выбрать время измерений, когда помехи от блуждающих токов минимальны;
- приостановить работу промышленных установок.

Искажения кривой ПС, вызванных сползанием линии глин, поляризацией электродов, намагниченностью лебёдки, гальванокоррозией, блуждающими токами, не должны превышать $\pm 20\%$ от максимально возможной амплитуды ПС для пород изучаемого интервала.

Значение масштаба регистрации кривой ПС должно быть равно 12,5 мВ/см. Для данного масштаба сползание линии глин не должно превышать 1 см на 1000 м записи.

Гамма-каротаж (ГК)

Гамма-каротаж (ГК) как метод измерения естественной радиоактивности горных пород в скважинах относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах стандартного каротажа (масштаб глубин 1 : 500) и в интервалах детальных исследований (в масштабе глубин 1 : 200) совместно с комплексом БКЗ. ГК выполняется перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу скважины, включая кондуктор.

Измерение интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины – ГК.

Гамма-излучение представляет собой высокочастотное электромагнитное излучение, возникающее в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц гамма-квантов.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют индикатором гамма-излучения (сцинтилляционный счётчик).

Радиоактивное излучение есть результат самопроизвольного и беспорядочного распада атомных ядер химических элементов. Следовательно, интенсивность излучения определяется как статическая закономерность, обусловленная наличием многочисленных однородных явлений. Интенсивность излучения при неизменных условиях претерпевает непрерывное изменение, колеблясь около некоторой средней величины. Это явление называется статической флуктуацией, благодаря которой кривая радио-

активного каротажа имеет отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешность тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счёта). Уменьшить погрешность от флуктуаций можно путём осреднения наблюдений за некоторый интервал времени (выбор значений постоянной времени производится при помощи входящей в измерительную схему интегрирующей ячейки, включающей конденсатор и сопротивление).

Аппаратуру для регистрации кривой ГК эталонируют с таким расчётом, чтобы амплитуда её отклонений при переходе от малорадиоактивных пластов к более радиоактивным была 6 см.

Интерпретация ГК

Радиоактивность пород связана с присутствием в них тория, урана, K40.

В общем случае интенсивность гамма-излучения приблизительно пропорциональна гамма-активности пород. Однако при одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими гамма-лучей. Изменение плотности обычно обусловлено изменениями пористости и литологии и реже присутствием элементов с большой атомной массой, которые могут повлиять на характер поглощения.

По величине естественной радиоактивности осадочные породы делятся на три группы:

- 1) породы высокой радиоактивности (битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы);
- 2) породы средней радиоактивности (глины, глинистые песчаники, мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты);
- 3) породы низкой радиоактивности (ангидриты, гипсы, пески, песчаники, известняки, доломиты, угли).

С увеличением в породе глинистых частиц увеличивается её радиоактивность. Повышенная радиоактивность глин объясняется большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала. Обеспечивающего повышения содержания урана, тория в осадке, повышенным содержанием калия благодаря селективной сорбции ионов калия в процессе накопления глин и органических остатков (повышенное содержание радия в органических остатках).

С использованием ГК решают технологическую задачу – увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Обязательна повторная запись в интервале 50 м. Расхождения между основными и повторными измерениями не должны превышать $\pm 6\%$ для общих исследований.

Характерным репером, т.е. участком каротажных кривых характерной формы, сохраняющемся в большинстве скважин, является баженовская свита (показания ГК до 50–70 мкР/ч).

Песчаники менее радиоактивны, чем глины, поэтому пласты-коллекторы отмечаются понижением кривой ГК.

Боковой каротаж (БК)

Масштаб глубин 1 : 200. Единица измерения Ом · метр (Ом · м).

Боковой каротаж (БК) – электрическое исследование фокусированными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов.

Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k).

Боковой каротаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Радиус исследований (равный в среднем 1,0–2,0 м) уменьшается при повышающем и возрастает при понижающем проникновении фильтра бурового раствора.

Диаграммы БК в комплексе электрических методов (БКЗ, ИК, БМК) позволяют увеличить число пластов с количественными определениями УЭС, в том числе в зонах частых чередований, высоких сопротивлений, контрастных изменений УЭС.

БК необходим при решении следующих геологических задач:

- детальное расчленение разреза по УЭС пород с выделением плотных прослоев и глин;
- выделение поровых коллекторов, определение с высокой детальностью их эффективных мощностей и строения по однородности;
- определение характера насыщения поровых коллекторов;
- установление контактов пластовых флюидов в однородных коллекторах;
- определение пористости по $\rho_{зп}$.

Для повышения эффективности применения БК предпочтительнее аппаратура с линейным диапазоном регистрации кривых и в этом случае масштаб регистрации должен быть $2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}/\text{см}$ с соотношением последующих каналов как $1 : 5 : 25 : 125$.

Качество БК проверяется на плотных однородных пластах (аргиллиты). БК сравнивается по уровню сопротивлений с МБК.

Относительные расхождения между основным и повторным измерением, в интервалах с номинальным диаметром скважины, должны находиться в пределе $\pm 20 \%$.

Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – электрический каротаж с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k).

Единица измерения $\text{Ом} \cdot \text{метр}$ ($\text{Ом} \cdot \text{м}$).

Комплекс БКЗ позволяет решать следующие геофизические задачи:

- определение УЭС пластов (ρ_n) в диапазоне от единиц $\text{Ом} \cdot \text{м}$ до $5000\text{--}6000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ с погрешностью до $20\text{--}30 \%$. В диапазоне низких (менее $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) и очень высоких УЭС (более $1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) погрешность может достигать 100% и более, что требует привлечения ИК (для пластов ниже $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) и БК (для пластов с высокими УЭС). В сочетании с ИК и БК комплекс БКЗ обеспечивает определение УЭС практически по всему диапазону значений УЭС в разрезах Западной Сибири;
- определение глубины зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в однородные пласты-коллекторы с мощностью более 5 метров (до 32 диаметров скважины);
- определение УЭС зоны проникновения ($\rho_{зп}$) фильтрата промывочной жидкости;
- определение УЭС промывочной жидкости (ρ_p).

К комплексу БКЗ рекомендуется добавлять измерение температуры электрометром в условиях неустоявшегося (текущего) температурного состояния ствола скважины, существующего при проведении БКЗ, что позволяет корректировать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости и даёт дополнительную информацию при интерпретации материалов электрического каротажа.

При геофизических работах БКЗ выполняют в первую очередь, чтобы исключить влияние эффектов, связанных с образованием глубоких зон проникновения.

Зонды сравнивают по уровням. Самый низкий уровень у А8М1.0N наиболее высокий уровень у А0.4М0.1N.

Возрастание уровня кажущегося сопротивления (КС) обратно пропорционально длине зонда (однородный плотный пласт большой мощности, пресный раствор).

После регистрации основной записи необходимо сделать повторную запись 50 м и запись в стальной колонне. Относительные расхождения между основным и повторным измерением, в интервалах с номинальным диаметром скважины, должны находиться в пределе $\pm 20 \%$.

Измерения зондами БКЗ должны быть повторены, если на кривых наблюдаются следующие искажения:

- отсутствует повторяемость основной и повторной записи;
- незакономерные колебания и скачки измерительных сигналов при движении кабеля и его остановки, иззубренность кривых длинных зондов, заходы кривых за нуль;

- показания зондов на контрольной записи в металлической колонне значительно отличается от нуля;
- значение ρ_k против опорных пластов заметно отличаются от значений в соседних скважинах.

Индукционный каротаж (ИК)

Изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это даёт возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в, практически, гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений – сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое ρ_n , и происходит сглаживание её против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

Индукционный каротаж осуществляется приборами АИК, ИК, ПИК в интервале проведения БКЗ.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ИК) возможно более надёжное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления ρ_n ; зоны проникновения $\rho_{зп}$ и диаметра проникновения $D_{зп}$.

Индукционный каротаж (ИК) основан на измерении кажущейся удельной электрической проводимости σ_k пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Единица измерения – Сименс на метр (См/м), дробная – миллиСименс на метр (мСм/м).

Нейтронный каротаж (НК)

Нейтронный каротаж (НК) основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счёта в импульсах в минуту (имп/мин.); расчётная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах.

В зависимости от регистрируемого излучения различают:

- нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННК-НТ;
- нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – ННК-Т;
- нейтронный гамма-каротаж – НГК.

Первые два вида исследований выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора нейтронов; НГК – однозондовыми приборами, содержащими источник нейтронов и один детектор гамма-излучения.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения ёмкостных параметров пород

(объёмов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Областями эффективного применения НК при определении пористости и литологическом расчленении разреза являются:

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием, любыми минерализациями пластовых вод $C_{пл}$ и промывочной жидкости $C_{пж}$ (в том числе с любой контрастностью $C_{пл}$ и $C_{пж}$ в зоне исследования метода), при невысокой кавернозности ствола скважины;

- для ННК-Т – породы с любым водородосодержанием, не высокими $C_{пл}$ и $C_{пж}$ (меньше 50–70 г/л NaCl) и слабой контрастностью $C_{пл}$ и $C_{пж}$;

- для НГК – породы с низким (меньше 8–12 %) водородосодержанием и любыми $C_{пл}$ и $C_{пж}$, а также породы со средним (8–20 %) водородосодержанием, если $C_{пл}$ и $C_{пж}$ не превышают 100 г/л.

Областями эффективного применения НК при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении коэффициента газонасыщенности являются:

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием при диаметре скважины, не превышающем 200 мм;

- для ННК-Т – породы с водородосодержанием более 10 % при диаметре скважины, не превышающем 250 мм;

- для НГК – породы с водородосодержанием менее 20 %.

Кавернометрия – изучение геометрии ствола скважины.

Измеряемая величина – диаметр скважины (мм).

Георгиевская свита всегда отображается каверной.

На проницаемых пластах значения меньше номинального (образуется глинистая корочка). На углях всегда образуются каверны.

Интервал контрольной записи должен включать участок протяжённостью не менее 50 м перед входом в обсадную колонну и не менее 20 м в колонне. На разведочных скважинах обязательна запись кавернограммы до стола ротора.

Расхождения измеренных и проектных диаметров колонны и скважины в интервалах с номинальным диаметром ствола не должны превышать ± 3 мм.

Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для решения следующих задач:

- оценки прихватоопасности желобов, сальников, глинистых и шламовых корок, интервалов выкрашивания или вывала пород;

- учёта геометрии ствола при аварийных работах, связанных с извлечением из открытого ствола посторонних предметов;

- выбора интервалов установки пакеров, башмаков колонны и т.п.;

- уточнения геологического разреза – выделения коллекторов по проявлению глинистых корок;

- учёта диаметра ствола при интерпретации данных БКЗ, БК, ГК и других методов.

Акустический каротаж

Акустический каротаж на преломленных волнах предназначен для измерения интервальных времен, амплитуд и коэффициентов эффективного затухания преломленных продольной, поперечной, Лэмба, Стоунли упругих волн, распространяющихся в горных породах, обсадной колонне и по границе жидкости, заполняющей скважину, с горными породами или обсадной колонной.

При регистрации волновых картин и фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) коэффициент усиления электронной схемы скважинного прибора выбирают таким образом, чтобы в диапазоне оцифровки акустических сигналов сохранялся минимальный уровень шумов, вызванных движением прибора, а сигналы регистрируемых волн не ограничивались.

При записи АК в открытом стволе прибор настраивается на плотных пластах, а при регистрации АКЦ – в «свободной» колонне.

Для оценки работоспособности прибора необходимо проанализировать значение интервального времени продольной волны в незацементированной обсадной колонне, которое должно находиться в пределах 185–187 мкс/м и затухание в пределах 1–5 дБ/м.

Методика и техника проведения геофизических работ

Предприятие ООО «Томск газпром геофизика» выполняет следующие виды работ: промыслово-геофизические исследования в бурящихся скважинах (в открытом стволе) и контроль за разработкой месторождений (в закрытом стволе).

Методика проведения геофизических исследований будет определяться продолжительностью бурения скважин, очередностью и интервалами вскрытия продуктивных пластов. В среднем бурение скважины на площади работ длится не более 1–3 месяцев. Номинальный диаметр скважин в интервалах продуктивных пластов нижнего мела и юры равен 190 мм. Удельное сопротивление промывочной жидкости определяется в скважине резистивиметром и по устьевой пробе. Температура против исследуемых пластов определяется по термограммам и по замерам в процессе испытания объектов.

В комплекс проектируемых исследований будет входить стандартный электрический каротаж кажущихся сопротивлений (КС), выполняемый двумя градиент-зондами: последовательным А2.0М0.5N и обращенным N0.5M2.0A, и обращенным потенциал-зондом N6.0M0.5A, размеры которых установлены в соответствии с геолого-геофизическими параметрами разреза, каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (Кав), профилометрия (Пр), индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), акустический каротаж (АК).

Геофизические исследования проектируются выполняться серийной скважинной и наземной аппаратурой. Типы и размеры зондов соответствуют марке серийной аппаратуры. Применяемые масштабы и скорости регистрации кривых соответствуют требованиям технических руководств и инструкций. Анализ интерпретации показывает, что качество материалов ГИС, в основном хорошее, реже – удовлетворительное.

Регистрация диаграмм будет производиться с помощью цифровой каротажной станции «Кедр». Отличительной особенностью данной станции является простота в обращении и неприхотливость. Запись информации производится на жёсткий диск.

Запись стандартного каротажа производится со скоростью 2000–2500 м/час. Основной масштаб записи: КС – 2,5 Ом · м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Боковое каротажное зондирование планируется проводить подошвенными градиент-зондами с размерами АО = 0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,5 м и кровельным градиент-зондом с АО = 2,25 м. Скорость регистрации – 2500 м/час.

Микрозондирование микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М со скоростью регистрации 800–900 м/час.

Запись МБК и микрокавернометрии будет производиться со скоростью 800–1500 м/час.

По аналогии прошлых лет боковой каротаж будет писаться со скоростью 2000–2500 м/час.

Запись индукционного каротажа будет проведена зондом 6Ф1, скорость записи 2000–2500 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) в открытом стволе. В качестве индикаторов применим кристаллы NaJ (Т1), размер кристаллов 30×70, 40×80, 40×40; ЛДНМ, основной размер 30×60; и СНМ-18.

Источники нейтронов – полониево-бериллиевые, мощностью от 4 до $13,5 \cdot 10^6$ н/сек. Запись кривых ГК будет проведена эталонированными каналами. Скорость регистрации диаграмм РК составляла 200–500 м/час, в некоторых скважинах 600–1000 м/час. Качество диаграмм, в основном, хорошее.

Состав отряда

Основной производственной единицей для проведения промыслово-геофизических работ в скважине будет являться партия. Состав геофизических партий определяется объёмом работ и будет зависеть от применяемых методов, условий проведения работ, категории местности.

Геофизическая партия представляет собой комплексную бригаду инженерно-технических работников и рабочих. Партия будет состоять из 4 человек: начальник партии, инженер-геофизик, каротажник 4 разряда, машинист 5 разряда.

Методика съёмки

Спуск прибора в скважину. Во время спуска прибора (или целой «спайки» приборов) оператор вводит калибровочные коэффициенты.

Прибор опускается на забой скважины и машинист опускает ещё 2–3 метра в запас. Это необходимо для того, чтобы в момент подъема прибора оператор успел откалибровать прибор.

Магнитные метки, расположенные на кабеле через определённые промежутки, служат для привязки по глубине.

Затем при записи через каждые 200–300 метров производят контроль «нуля». При переходе с масштаба на масштаб или при остановке прибора, необходимо сделать перекрытие замеров 50 метров.

Особое внимание оператору и машинисту следует обращать:

- скорость записи;
- момент входа прибора в кондуктор;
- на датчик индикатора меток (расположенного на панели машиниста, самой станции и на дисплее);
- на показания сельсин датчика (контролировать показания 0 на выходе прибора и делать соответствующие поправки).

Метрологическое обеспечение работ

Что касается метрологического обеспечения работ, то можно сказать следующее. В геофизической организации существуют так называемые геофизические мастерские лаборатории (ГМЛ).

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ. При отсутствии на предприятии аккредитованной метрологической службы калибровку технических средств должна выполнять метрологическая служба другого юридического лица, аккредитованная на право проведения калибровочных работ с техническими средствами ГИС, например, базовая организация метрологической службы, метрологический центр, НИИ, КБ и т.п. Калибровку выполняют с использованием образцовых технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование (раздел «Методика калибровки»), в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов или оборудования.

Первичную калибровку выполняет изготовитель (поставщик) скважинных приборов и/или наземного оборудования. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях (на базах геофизических предприятий) должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта. Результаты периодической калибровки хранятся в банке данных метрологической службы предприятия и переносятся в базу данных каротажной лаборатории, предназначенной для проведения исследований этими приборами. Они используются для придания цифровым показаниям скважинных приборов масштабов в физических единицах и для контроля совместно с результатами полевых калибровок достоверности измеренных цифровых данных.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование. Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования (геофизический кабель, регистратор и др.), соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований.

Калибровки скважинных приборов в полевых условиях выполняют перед каждым спуском и после каждого подъёма приборов из скважины, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы. В других случаях при работе с цифровыми приборами используют файлы периодических калибровок.

Модель пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения

По данным о капиллярном давлении рассчитывают распределение размеров поровых каналов по пласту-коллектору.

Вариации капиллярных свойств пород определяются структурой их пустотного пространства: размерами, геометрией пор и трещин, степенью гетерогенности пустот и межпоровых сужений, а, следовательно, их коллекторскими свойствами. В то же время капиллярные давления определяют превышение коллектора над уровнем подошвенных вод. На рисунке 2 приведена схема, показывающая, как удерживается вода сферическими зёрнами. На одном и том же гипсометрическом уровне соотношение подвижной нефти и воды меняется в зависимости от коллекторских свойств пород. По высоте залежи над уровнем зеркала подошвенных вод, где $P_k = 0$, снизу вверх выделяется три уровня различной подвижности воды и УВ (рис. 3).

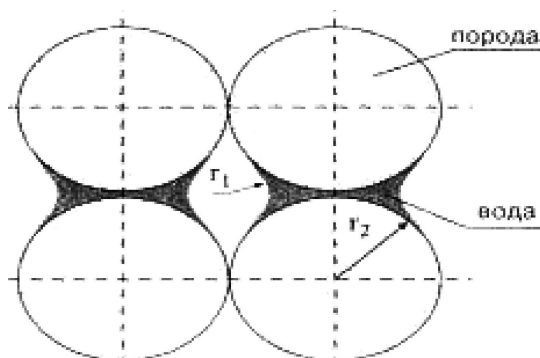


Рисунок 2 – Схема, показывающая как удерживается вода сферическими зёрнами

1. Зона остаточной нефтенасыщенности, где нефть находится в неподвижном пленочном и капельно-диспергированном состоянии (подвешенном, разобщенном, по терминологии разных авторов).

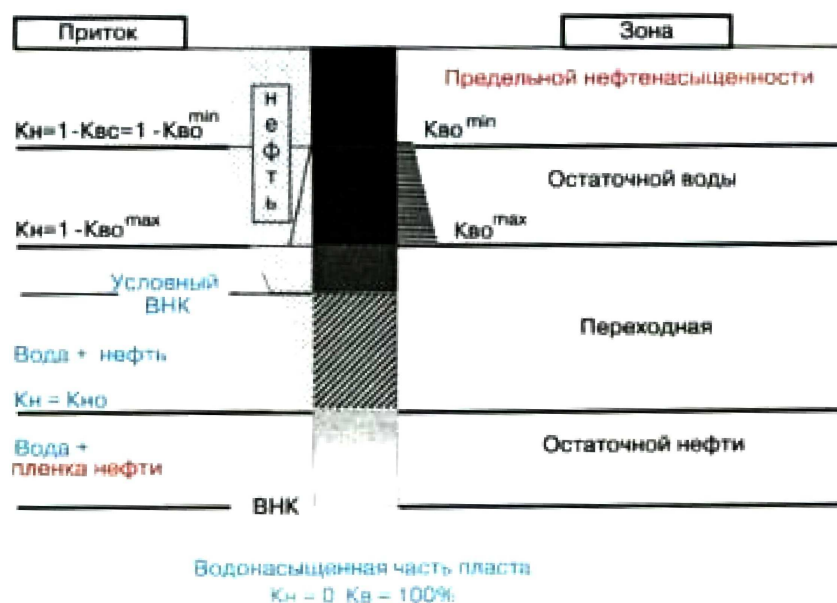


Рисунок 3 – Зоны нефтеводонасыщенности в однородном пласте большой мощности по В.К. Федорцову (1990)

Эта нефть не извлекаемая, и при вскрытии пласта в этой зоне всегда будет получен приток воды с возможной пленкой нефти. По простиранию пласта кровля зоны – наклонная или криволинейная граница, определяемая структурой порового пространства коллекторов, их способностью сорбировать пленочную нефть, а для гидрофильных пород, как главное, задерживать её в поровом пространстве в капельном состоянии. Кровле зоны соответствует давление вытеснения $P_{выт}$.

2. Зона подвижных воды и нефти с возрастающей нефтенасыщенностью и подвижностью нефти по высоте. При вскрытии пласта будет получен приток воды и нефти в пропорциях, обусловленных многими факторами. Для нижних частей зоны при снижении пластового давления идёт быстрый подток подошвенных вод. Кровля зоны соответствует нулевой фазовой проницаемости по воде и некоторой остаточной водонасыщенности $K_{во}$. В верхней части этой зоны несколько ниже отметки с $K_{во}$ проводится условный ВНК, соответствующий критической водонасыщенности и началу обводнения притока. Условным его называют в отличие от абсолютного, где $K_g = 100\%$, а также потому, что уровень обводнения продукта можно задать (обусловить).

3. Выше по пласту залегает зона остаточной водонасыщенности, где вода присутствует в виде тонких сорбированных поверхностью плёнок, а в нижней части содержится также в поровых каналах, в которых капиллярные силы значительно превосходят гравитационные. Внутри зоны остаточной водонасыщенности вверх по пласту происходит уменьшение капиллярно удержанной воды, поскольку гравитационные силы продолжают расти и нефть заполняет каналы все меньшего радиуса. У хороших коллекторов с небольшим количеством связанной воды в верхних частях залежи возможна гидрофобизация поверхности пор и последующее уменьшение связанной и капиллярной воды по этой причине.

Таким образом, на какой-то высоте водосодержание принимает минимальное значение, и свойства пласта стабилизируются. Поэтому верхнюю часть зоны остаточной воды часто называют зоной стабилизации. Зоне стабилизации соответствует неизменное минимальное количество остаточной пластовой воды $K_{во}^{min}$. Отметим, что, если нефтяной пласт имеет небольшую мощность, зона стабилизации и предельного нефтенасыщения может отсутствовать или перемещаться в газонасыщенную часть залежи.

В случае литологически неоднородных продуктивных пластов, представленных чередованием слоёв, нарастающая нефтенасыщенность вверх по пласту необязательна. Она может уменьшаться и снова возрастать скачком соответственно структуре порового пространства и поверхностным свойствам пород. На контактах слоёв капиллярные силы не испытывают скачка, скачком меняется их водонасыщенность. В пласте большой мощности можно наблюдать полную смену зон нефтенасыщенности (рис. 3). При сокращении толщины пласта наблюдаются только некоторые из возможных зон нефтенасыщенности согласно гипсометрическому уровню залегания пласта над абсолютным ВНК.

Названные выше зоны водо- и нефтенасыщенности являются также зонами различных фазовых проницаемостей по воде и нефти, и, таким образом, определить границы зон можно по кривым фазовых проницаемостей.

Относительные фазовые проницаемости и развитие обводнения притока

Известны два представления о механизме совместного течения пластовых флюидов в пористой среде. Согласно первому, при течении двух несмешивающихся фаз часть наиболее тонких поровых каналов и углы крупных пор заняты смачивающей пластовой водой, а по остальным каналам может происходить независимое струйное движение несмачивающего и смачивающего флюидов. Количестводвигающихся флюидов в каждый момент определяется величиной водонефтенасыщенности и проницаемостью среды для этих флюидов. С ростом насыщенности породы одной фазой увеличивается доля каналов, обеспечивающих движение этой фазы, и уменьшается доля каналов для другой.

При наличии в порах коллектора трёх фаз (газа, нефти и воды) принцип их распределения сходен с двухфазной системой. Вода полностью занимает поры наименьшего размера, углы пор и в виде тонкой прерывистой пленки смачивает остальные по-

ры. Нефть занимает более крупные поры, а газ – центральные участки наиболее крупных, занятых нефтью, и с водой практически не контактирует. Описанное выше представление о течении несмешивающихся флюидов позволяет использовать информацию о распределении пор по размерам для оценки динамики фазовых проницаемостей.

Существует три способа изучения гидродинамических характеристик коллекторов. Первый, наиболее приоритетный и дорогой – специальные исследования в скважинах. Он даёт интегральные характеристики пласта или его части и зависит от условий их вскрытия. Второй способ – физическое моделирование фазового течения пластовых флюидов в лаборатории на образцах пород. Его главный недостаток в том, что коллекторы с очень высокой проницаемостью (более 500 мДарси) и низкой (менее 2–3 мДарси) практически не исследуются в силу технических особенностей способа. Есть также определённые трудности с подготовкой образцов и подбором моделей пластовых флюидов. Третий способ – математическое моделирование, расчёты фазового течения флюидов по данным о капиллярных давлениях в поровом пространстве коллекторов.

Рассмотрим подробнее случай двухфазного течения смачивающей и несмачивающей фаз в гидрофильном коллекторе, например, для воды и нефти. Леверетт различает три типа состояния насыщения флюидами в диапазоне 0–100 % заполнения порового объема водой, зависящее от смачивания поверхности порового пространства (рис. 4). В случае гидрофильной породы, начиная с очень малого процента насыщения, вода образует на поверхности подвешенные прерывные плёнки на зёрнах и кольца на стыках зёрен, при этом в самых тонких каналах и малых порах плёнки могут занимать весь их объём. Эта вода неподвижна.

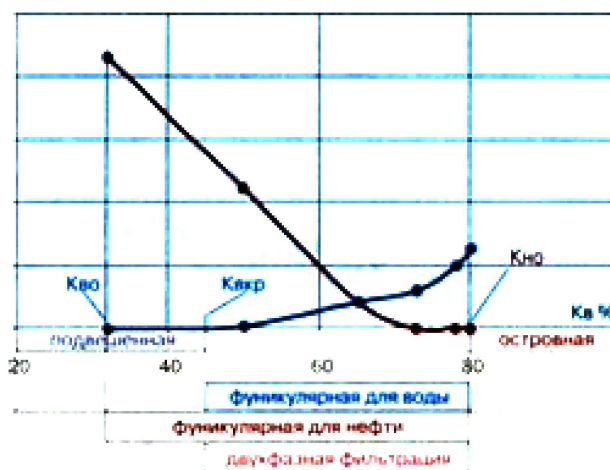


Рисунок 4 – Экспериментальные кривые фазовой проницаемости для коллектора из пласта БУ8 Уренгойской площади:

$$K_n = 0,172; K_{пр(э)} = 78 \text{ мДарси}; K_{пр(с)} = 43 \text{ мДарси}; K_{во} = 0,32; K_{в(кр)} = 0,42; K_{но} = 0,22$$

Давление по флюиду не может быть передано по этой разобшённой влаге. По мере увеличения насыщенности смачивающей фазой размеры подвешенных колец и толщина прерывистых плёнок увеличиваются, и образуется непрерывная пространственная сетка. Водонасыщенность, при которой происходит этот переход, называют равновесной, а чаще критической, а состояние насыщенности ниже критической – подвешенным. При значениях водонасыщенности выше критической для смачивающей фазы открывается непрерывный извилистый путь её движения, если существует перепад давления по флюиду. Такое состояние насыщенности называют фуникулярным (от слова фуникулёр). Значение критической водонасыщенности $K_{в(кр)}$ можно оценить только в процессе изучения фазового течения. С критической водонасыщенности начинается обводнение потока при совместном движении воды и УВ по поровому пространству.

Несмачивающая фаза будет занимать центральное положение в порах и в отсутствие её движения называется островной. Движение невозможно для капельно-разобшённой нефти, не образующей фильтрующего кластера поровых каналов. Мини-

мальное количество нефти, не участвующей в движении, обычно определяют в процессе фильтрации, в результате длительной отмычки нефтенасыщенного образца водой в условиях, моделирующих пластовые, по методу вытеснения.

Относительные проницаемости зависят от направления, в котором изменяется насыщенность несмачивающей фазой. Если в пласт нагнетается несмачивающая фаза (нефть, газ), такое направление называют дренированием. При этом нефть избирательно вытесняет воду из более крупных капилляров в узкие. В итоге при перепаде пластового давления образуется два отдельных потока: по системе более крупных пор фильтруется несмачивающая фаза, а по системе более мелких – смачивающая. Считают, что процесс взаимодействия фаз при дренировании минимален.

В противоположность выше названному существует процесс, когда вода первоначально находится в виде остаточной, а нефть занимает остальную часть пространства, т.е. порода гидрофильна или имеет смешанный тип смачиваемости, а вытесняющая фаза – смачивающая. В этом случае капиллярные силы действуют так, что каждый капилляр стремится впитать воду и вытеснить из него часть нефти, поэтому процесс вытеснения нефти водой называется впитыванием. Первоначально нефтенасыщенность снижается вместе с изменением кривизны границы раздела «нефть – вода» в сплошной нефтяной фазе. Благодаря большой поверхности раздела обе фазы сильно влияют друг на друга и на скорость процесса вытеснения нефти водой.

Из сказанного вытекает, что кривые фазовых проницаемостей по механизму впитывания и дренирования разнятся в зависимости от смачивания породы флюидами и от распределения пор по размерам. Отметим также, что в случае впитывания процесс вытеснения должен зависеть от начальной водонасыщенности значительно больше.

При теоретических расчётах используются кривые капиллярного давления, отрабатанные по механизму дренирования. Но главная особенность расчета в том, что формулы выведены для идеальных флюидов, не взаимодействующих с твёрдой фазой. Учёт различий их движения по поровому пространству осуществляется через объёмы, в которых оно происходит.

Когда в пористой среде одновременно движутся несколько флюидов (фаз), закон Дарси записывается через их фазовые проницаемости. Если пренебречь влиянием электрических и магнитных явлений и учесть только силу тяжести, то совместное линейное движение воды, нефти и газа в направлении и характеризует следующая система уравнений:

$$v_{H-u} = -\frac{k_{фн}}{\mu_H} \cdot \left(\frac{dp}{du} + g \cdot \rho_H \cdot \sin \alpha \right); \quad (1a)$$

$$v_{г-у} = -\frac{k_{фг}}{\mu_г} \cdot \left(\frac{dp}{du} \right); \quad (1б)$$

$$v_{в-у} = -\frac{k_{фв}}{\mu_в} \cdot \left(\frac{dp}{du} + g \cdot \rho_в \cdot \sin \alpha \right), \quad (1в)$$

где v_{i-u} – скорости фильтрации фаз в направлении u ; $k_{фи}$ – их фазовые проницаемости; g – ускорение силы тяжести; ρ_i – плотности флюидов; $\frac{dp}{du}$ – градиент пластового давления в направлении u ; α – угол между направлением течения и горизонтальным направлением, определяемый падением пласта.

Для газовой фазы влиянием силы тяжести можно пренебречь. В водной фазе электрические заряды относительно быстро рассеиваются, в отличие от нефти, содержащей полярные компоненты (асфальт, парафин). Влиянием электрических сил на движение нефти также обычно пренебрегают, но они могут вызывать нежелательное осаждение парафина и таким образом влиять на процесс отбора нефти.

Для сравнения подвижности флюидов при их одновременной фильтрации через поровое пространство введён также коэффициент подвижности M , равный отношению подвижностей фаз. Например, для воды и нефти:

$$M = \frac{k_{фв} \cdot \mu_n}{k_{фн} \cdot \mu_e} \quad (2)$$

При разработке месторождений отношение добываемой из скважины нефти и воды оценивается по их текущим объемам $q = V \cdot t$, приведённым к наземным условиям. Это отношение называют *водонефтяным фактором* (ВНФ). Между водонефтяным фактором и коэффициентом подвижности существует простое соотношение:

$$ВНФ = \frac{q_e \cdot B_e}{q_n \cdot B_n} = \frac{v_e \cdot t}{v_n \cdot t} = \frac{\frac{k_{фв}}{\mu_e} \cdot B_e}{\frac{k_{фн}}{\mu_n} \cdot B_n} = M \cdot \frac{B_e}{B_n}, \quad (3)$$

где q_i – расход флюидов по закону Дарси; B_i – объёмные факторы флюидов.

Значение $M > 1$ означает, что вода имеет преимущество в потоке, тогда как при $M < 1$ нефть является доминирующей фазой, фронт заводнения устойчив и распространяется на большие расстояния. Когда $M > 1$, поток неустойчив, вода образует языки обводнения в направлении добывающих скважин. Чем больше M , тем вероятнее образование языков обводнения за счёт разности вязкостей фаз.

Количественно развитие обводнения потока в процессе разработки при фронтальном вытеснении нефти или газа пластовой водой описывает функция Леверетта – зависимость доли воды в потоке от водонасыщенности коллектора (пласта). Для изотропного пласта она равна:

$$f_e = \frac{q_e}{q_n + q_e} = \frac{q_e}{q_{ж}} = \frac{1 - \frac{k_{фн}}{M \cdot (v_e + v_n)} \cdot \left(\frac{dP_K}{du} + g \cdot (\rho_e - \rho_n) \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_{фн} \cdot \mu_e}{k_{фв} \cdot \mu_n}}, \quad (4)$$

где q_n и q_e – расход нефти и воды; $q_{ж}$ – общий расход жидкости; μ_n и μ_e – вязкость нефти и воды; $k_{фн} = f(k_n)$ и $k_{фв} = f(k_e)$ – фазовые проницаемости по воде и нефти для текущих значений водонасыщенности коллектора; $\sin \alpha$ – угол между направлением течения и горизонталью; $\frac{dP_K}{du}$ – градиент капиллярного давления в направлении потока u ; ρ_e и ρ_n – плотность нефти и воды; g – ускорение силы тяжести.

Если принять, что капиллярное давление не имеет градиента, угол падения пласта мал, и с небольшой погрешностью для результата заменить фазовые проницаемости на относительные, расчёт функции Леверетта значительно упрощается:

$$f_e = \frac{q_e}{q_n + q_e} = \frac{q_e}{q_{ж}} = \frac{1}{1 + \frac{k_{пр(но)}}{k_{пр(во)}} \cdot \frac{\mu_e}{\mu_n}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad (5)$$

Формулы (4) и (5) справедливы для описания движения двухфазного потока, например, когда пласт принадлежит переходной зоне (рис. 3), а также для процесса вытеснения нефти водой, поскольку перед фронтом вытеснения всегда образуется продвигающаяся зона смешанного потока.

Функция обводнения потока f_e содержит ценную информацию о процессе извлечения УВ при фронтальном водонапорном режиме вытеснения. С её помощью определяются:

- критическая водонасыщенность, соответствующая началу обводнения притока в скважину;
- остаточная нефтенасыщенность (или соответствующая ей водонасыщенность) в пласте после прорыва фронта вытеснения в скважину, на момент завершения наиболее выгодного режима эксплуатации;

- критическая водонасыщенность, при которой уже не формируется фронт вытеснения и добыча нефти идёт по сценарию отмывания нефти большим количеством воды, т.е. при экономически невыгодном режиме;
- коэффициенты вытеснения на разной стадии разработки;
- проводится деление пласта на зоны однофазного притока водой, двухфазного и однофазного нефтью (газом);
- значение скорости продвижения фронта.

Расчёт относительной фазовой проницаемости

Кривая капиллярного давления используется для расчёта и построения графика зависимости фазовых проницаемостей по нефти и воде (а также обводнённости пластового флюида) от коэффициента водонасыщенности K_e . Определяются критические значения K_e^* , $K_{e(кр)}$, K_e^{**} соответственно для заданных уровней содержания воды в добываемом флюиде: 1 %, 50 %, 99 %. Эти критические значения K_e используются при оценке характера насыщения (нефть, переходная зона, вода) по данным ГИС.

К настоящему времени оценку всех видов проницаемости продуктивных отложений по скважинным данным производят с помощью эмпирических формул, имеющих чаще всего очень узкую область применимости.

Кривые зависимости фазовых проницаемостей от нефтегазонасыщенности коллекторов продуктивного пласта определяют состав притока в скважину и обводнение пласта в процессе эксплуатации. Они необходимы для расчетов гидродинамических моделей продуктивных пластов при составлении проектов разработки месторождений. При большой значимости фазовые проницаемости наиболее трудоемкие и сложные для экспериментального изучения характеристики. Поэтому существует постоянный интерес к способам расчётов фазовых проницаемостей с использованием параметров пород-коллекторов, сведения о которых могут быть легко и надёжно определены и разработаны в больших объёмах.

Первый и по настоящее время наиболее часто используемый способ расчёта относительных проницаемостей предложен Бурдайном. Уравнения для расчёта относительных проницаемостей получено Бурдайном на базе уравнения Пурцелла для абсолютной проницаемости коллектора в предположении, что порода-коллектор представляет собой систему капилляров разных диаметров. Чтобы учесть сложное переплетение капилляров в реальной среде для абсолютной проницаемости Пурцелл ввёл литологический фактор λ . Для хорошо проницаемых коллекторов $\lambda = 0,216$. По Пурцеллу абсолютная проницаемость равна:

$$k = \frac{(\sigma \cdot \cos \theta)^2 \cdot K_n}{2} \cdot \lambda \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(\Delta K_H)_i}{P_K^2} \quad (6)$$

или в интегральной форме:

$$k = \frac{(\sigma \cdot \cos \theta)^2 \cdot K_n}{2} \cdot \lambda \cdot \int_0^1 \frac{dK_e}{P_K^2} \quad (7)$$

Следует отметить, что расчётное значение проницаемости в этом уравнении не зависит от свойств жидкости, т.е. верно только для газа с поправкой за эффект Клинкенберга.

После приведения всех входящих в формулу величин к единой системе измерения для капиллярных кривых в системе «вода – воздух» формулы (6) и (7) имеют следующий вид:

$$k = K_n \cdot 0,216 \cdot 270 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(\Delta K_H)_i}{P_K^2}; \quad (8)$$

$$k = K_n \cdot 0,216 \cdot 270 \cdot \int_0^1 \frac{dK_e}{P_K^2} \quad (9)$$

Относительные фазовые проницаемости для смачивающей (воды) и не смачивающей (нефть, газ) фаз, построенные на базе уравнения Пурцелла, имеют следующий вид:

$$K_{пр}^в = \left(\frac{K_в - K_{в0}}{1 - K_{в0}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_в} \frac{dK}{P_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK}{P_K^2}}; \quad (10)$$

$$K_{пр}^{не} = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{в0} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^1 \frac{dK}{P_K^2}}{\int_0^{K_в} \frac{dK}{P_K^2}}, \quad (11)$$

где k – абсолютная проницаемость; P_K – капиллярное давление; $K_в$ – текущая водонасыщенность; $K_{в0}$ – остаточная пластовая вода; $K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Обращает на себя внимание, что в формулах (10) и (11) пределы изменения $K_в$ в дроби, стоящей перед отношением интегралов, и пределы у интегралов не согласованы. Если верхний предел, как было показано выше, равен $(1 - K_{но})$, то окажется, что относительная проницаемость по нефти будет существовать при $K_в > (1 - K_{но})$.

Чтобы выйти из этого противоречия, можно поступить двояко:

- 1) согласовать пределы изменения $K_в$ для интегралов и скобок;
- 2) приравнять нулю все проницаемости по нефти для $K_в$ больших $(1 - K_{но})$.

При этом результаты счёта будут различны.

Согласование пределов, на первый взгляд кажется более верным. Однако если вспомнить, что формулы Бурдайна – это продолжение уравнения Пурцелла, то имеет смысл проанализировать, какие значения абсолютных проницаемостей будут получены при согласовании пределов. Оказалось, что *при согласовании пределов получаем очень низкие значения эффективной проницаемости.*

Это вынуждает рассмотреть вариант расчёта относительных проницаемостей с разными пределами изменения $K_в$ для скобок и интегралов. Для второго варианта намечается следующий порядок расчётов.

1. Вычисляем абсолютную проницаемость по Пурцеллу, определяем $K_{но}$ и верхний предел интегрирования или суммирования.

2. На «водной» кривой капиллярного давления $K_{в0}$ соответствует значениям выхода кривой на вертикаль, где $K_в$ константа. Это $K_{в0}$ используется для расчёта скобок и как нижний предел интегралов. Таким образом, по нижнему пределу изменения $K_в$ скобки и интегралы согласованы.

3. $K_{но}$, рекомендованное по данным эксперимента, используем только при расчёте скобок, стоящих перед интегралами.

4. Приравниваем нулю все значения относительной проницаемости по нефти для $K_в > (1 - K_{но})$.

Первый вариант расчёта проще, нижний предел интегрирования – $K_{в0}$, а верхний $(1 - K_{но})$, т.е. согласуем оба предела.

Для расчёта используются вязкости флюидов в пластовых условиях по результатам исследования проб и расчётные относительные проницаемости для разных водонефтенасыщенностей коллектора:

- критическое значение водонасыщенности $K_{в1}^{кр}$ по графику $f_в(K_в)$ при значении $f_в = 1\%$ и $K_{кр2}$, при котором не формируется фронт вытеснения;

• графически, по положению касательной к функции f_e , проведённой из точки K_{eo} – остаточную нефтенасыщенность и нефтеотдачу на момент прорыва вытесняющих вод.

Большая часть экспериментальных исследований по относительной фазовой проницаемости проводились по двухфазным системам.

Насыщенность k_e^* при которой начинается двигаться вода, называется *критической*. Насыщенность при k_e^{**} , при которой перестаёт двигаться вытесняемая фаза, называется *остаточной*.

Поскольку крутизна кривых капиллярного давления используется в численных методах, при критических насыщенностях должна быть конечна, для определения насыщенности, при которой вытесняемая фаза становится неподвижной, нельзя использовать определяется остаточной насыщенностью, при которой относительная проницаемость становится равно нулю.

В терминах обобщённого закона Дарси это означает, что фаза перестаёт двигаться вследствие нулевой подвижности, а не в результате того, что внешняя сила равна нулю. Отсюда следует, что нет необходимости различать критическую и остаточную насыщенности.

Понятие «водонефтяной контакт» (ВНК) терминологическое, поскольку чёткой границы, которая разделяет породы, содержащие 100 % воды, от пород, насыщенных УВ, не существует. Их разделяет сложная переходная зона (см. рис. 4). Мощность переходной зоны и её строение для каждого типа коллектора зависят от формы кривой капиллярного давления, и, прежде всего, от того, какой коллектор имеем – крупнопоровый хорошо проницаемый или мелкоструктурный малопроницаемый.

Для построения модели пласта Ю₁² скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения были использованы значения, полученные путём лабораторных исследований, проводимых на керновом материале.

В продуктивном пласте капиллярные давления и сила тяжести уравниваются друг друга. Поэтому, имея капиллярную кривую, функцию обводнения (f_e) и зная разницу плотности пластовой воды и нефти (газа), можно рассчитать «нефтяной столб» или мощности зон нефтенасыщенности коллекторов, слагающих продуктивный пласт. В результате на качественном уровне оценивается состав притока в зависимости от превышения слоя коллектора над абсолютным ВНК, ниже которого породы имеют водонасыщенность, равную 100 % и $P_k = 0$.

По исходным данным и представленным выше формулам была построена кривая капиллярного давления, которая использовалась для расчёта и построения графика зависимости фазовых проницаемостей по нефти и воде от коэффициента водонасыщенности, представленного на рисунке 5. После этого были определены критические значения K_e^* , $K_{e(kp)}$, K_e^{**} соответственно для заданных уровней содержания воды в добываемом флюиде: 1 %, 50 %, 99 %. Расчёты эффективных и относительных проницаемостей выполнены в программе Excel. Затем, по кривым относительных проницаемостей была определена функция обводнения притока (функция Леверетта) по формуле:

$$f_e = \frac{1}{1 + \frac{K_{прн} \cdot \mu_e}{K_{прв} \cdot \mu_n}}, \quad (12)$$

где $\frac{K_{прн} \cdot \mu_e}{K_{прв} \cdot \mu_n}$ – отношение подвижности нефти к подвижности воды.

Значения данной функции графически представлены на рисунке 5б.

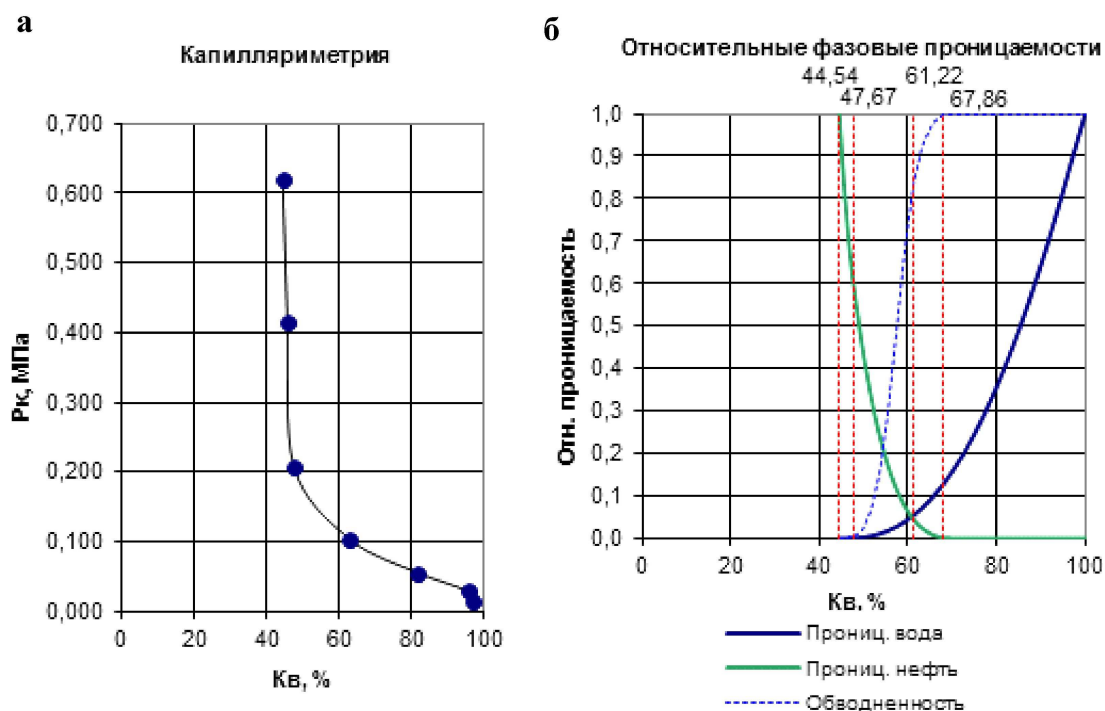


Рисунок 5 – Капиллярная кривая (а) и относительные фазовые проницаемости (б) коллектора Ю₁² Игольско-Талового месторождения

По представленному на рисунке 5а графику зависимости коэффициента водонасыщенности от давления вытеснения, видно, что между ними наблюдается обратная связь, т.е. при увеличении давления вытеснения коэффициент водонасыщенности уменьшается. По полученным значениям относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (графически представленных на рисунке 5б) можно сделать вывод о том, что при увеличении содержания соответствующей фазы ОФП увеличивается, а также, что при совместной фильтрации воды и нефти, т.е. в переходной зоне, коллектор обладает наименьшей проницаемостью.

Для построения модели пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения необходимо рассчитать превышение границ «нефтяного столба» над абсолютным ВНК (формула 13), а также для каждого параметра водонасыщенности определить критические значения удельного электрического сопротивления, используя уравнение для параметра насыщения (формула 14):

$$h = \frac{10 \cdot K \cdot (P_k - P_{\text{выт}})}{\rho_v - \rho_n}, \quad (13)$$

где P_k – капиллярное давление, атм.; ρ_v и ρ_n – плотности воды и нефти, г/см³; K – коэффициент перевода капиллярных давлений, измеренных в лабораторных условиях ($K = 0,34$); $P_{\text{выт}}$ – давление вытеснения, атм.

Давление вытеснения отсекает на кривой P_k объём разрозненных пустот, которые не образуют проводящего флюида кластера и не участвуют в балансе капиллярных сил с силой тяжести.

$$P_n = \frac{c_{кр}}{c_{вп}} \Rightarrow c_{кр} = P_n \cdot c_{вп}; \quad (14)$$

$$c_{вп} = P_n \cdot c_e = 1,968 \cdot k_n^{-1,397} \cdot c_e.$$

Полученные при расчёте значения водонефтенасыщенности занесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения водонефтенасыщенности на границах «нефтяного столба» и их превышения над абсолютным ВНК для коллектора пласта Ю₄ скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения

Параметр	Значение параметра	Превышение над абсолютным ВНК, м	Критическое сопротивление $P_{кр}$, Ом · м	Пояснения к значению параметра
$k_{во}$	0,450	52	13,3	Определяет подошву зоны остаточной воды. Приток чистой нефти, малая вероятность обводнения (определяется по кривой P_k)
$1 - k_{ню}$	0,680	10	6,2	Определяет кровлю зоны остаточной нефти, подошва которой абсолютная отметка ВНК (определяется по нулевой фазовой проницаемости по нефти)
$k_{вкр1}$	0,525	20,2	10	Соответствует однопроцентному обводнению притока ($f_e = 0,01$)
$k_{вкрП}$	0,615	13	7,4	Определяется графически по касательной к кривой f_e или по концу основного фильтрующего кластера поровых каналов (завершение фронтального вытеснения нефти водой)
k_e , где $k_{прв} = k_{прн}$	0,612	13,2	7,5	Водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны, ниже этой отметки; коллектор работает преимущественно водой

Таким образом, по значениям, полученным путём лабораторных исследований, проводимых на керновом материале, были рассчитаны значения фазовой проницаемости и электрического параметра насыщения, по данным которых были определены критические значения водонасыщенности, соответствующие началу фильтрации воды и окончанию фильтрации безводной нефти. Также было определено положение ВНК, необходимого для проведения правильной перфорации, для определения эффективных мощностей и подсчетов запасов месторождения. Для наглядного представления по значениям критической водонасыщенности была построена модель пласта Ю₁² скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения (рис. 6).

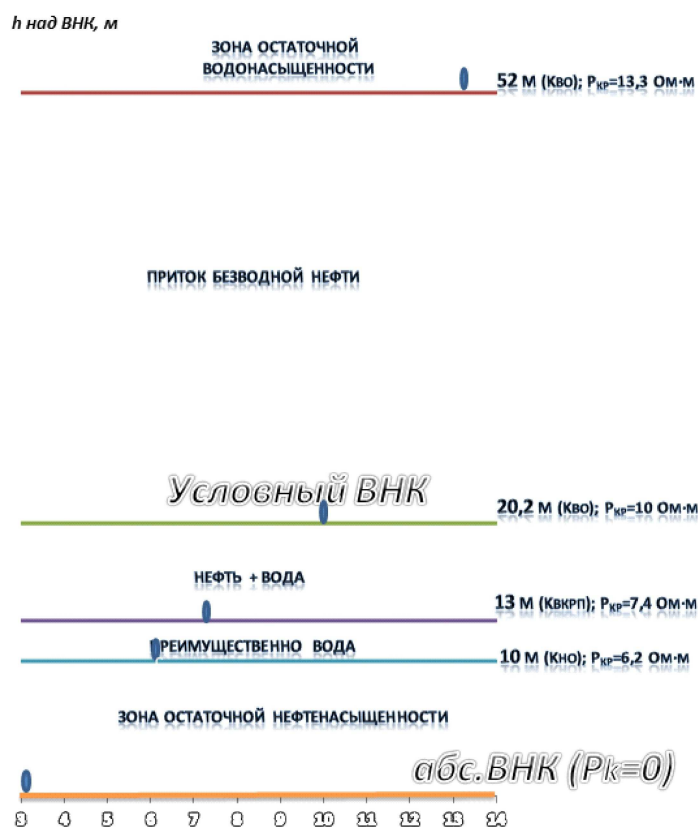


Рисунок 6 – Модель пласта Ю₁² скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения

Литература:

1. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М. : Издательство «Недра», 1966. – 206 с.
2. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры : учебное пособие. – Дубна : Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1999. – Книга 1. – 204 с.
3. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры : учебное пособие. – Дубна : Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1999. – Книга 2. – 184 с.
4. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / под ред. В.М. Запорожца. – М. : Издательство Недр, 1983. – 591 с.
5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Издательство Недр, 1985. – 310 с.
6. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика : учебник для вузов. – М. : Издательство Недр, 1991. – 368 с.
7. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М. : Издательство Недр, 1981. – 182 с.

8. Материал, предоставленный ООО «Томск газпром геофизика». – Стрежевой, 2008.
9. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии : учебное пособие для вузов. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2000. – 58 с.
10. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Игольско-Талового месторождения (Томская область). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27_0.html
11. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 203 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 522 с.
18. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 539 с.
19. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
20. 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.
21. 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.
22. 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.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Коффи Амону Кра Аксель Камиль. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 142–168.
24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

References:

1. Vendelstein B.Yu. Research of cuts of oil and gas wells by method of own potentials. – М. : Nedra publishing house, 1966. – 206 p.
2. Hmelevskoy V.K. Geophysical methods of a research of crust: manual. – Dubna : International university of the nature, society and person Dubna, 1999. – Book 1. – 204 p.

3. Hmelevskoy V.K. Geophysical methods of a research of crust : manual. – Dubna : International university of the nature, society and person Dubna, 1999. – Book 2. – 184 p.
4. Geophysical methods of well survey. The reference book geophysics / under the editorship of V.M. Zaporozhets. – M. : Publishing house Nedra, 1983. – 591 p.
5. Dakhnov V.N. Geophysical methods of determination of collection properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Publishing house Nedra, 1985. – 310 p.
6. Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizik : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1991. – 368 p.
7. Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical methods of well survey. – M. : Publishing house Nedra, 1981. – 182 p.
8. The material provided to LLC Tomsk Gazpromgeofizika. – Strezheva, 2008.
9. Ellansky M.M. Extraction from borehole data of information for the solution of explorative problems of oil and gas geology : manual for higher education institutions. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2000. – 58 p.
10. A complex of geophysical surveys in an open trunk of wells for the purpose of assessment of oil-bearing capacity of cuts of the Igolsko-Talovy field (The Tomsk region). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27_0.html
11. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical researches at construction and operation of wells on oil and gas fields: manual. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
13. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lic, 2017. – 326 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novocherkassk: Lic, 2014. – 374 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lic, 2016. – 290 p.
16. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 522 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 539 p.
19. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
20. 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.
21. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
22. 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. – T. 1–4.
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Coffi Amon Kra Axel Kamil. Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 142–168.
24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – Volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ
РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ СНПХ-9633
НА ЗАЛЕЖАХ 302-303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE TECHNOLOGY OF CARRYING OUT
REPAIR AND INSULATION WORKS USING SNPCH-9633
ON DEPOSITS 302-303 OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Барамбонье Соланж

студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
barambone91@mail.ru

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. В условиях, когда доля трудноизвлекаемых запасов Татарстана неуклонно растёт и превысила в настоящее время 80 % остаточных запасов, в осуществлении поддержания уровня добычи нефти определяющая роль принадлежит применению методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных месторождений. В последние годы однозначно доказана необходимость применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, к которым относится закачка композиции ПАВ СНПХ-9633. Объектом изучения являются залежи 302-303 Ромашкинского месторождения, которые характеризуются увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти и интенсивным обводнением скважин. В статье приводится оценка эффективности применения композиций по изоляции водопритоков СНПХ-9633, а также рекомендации дополнительных требований по выбору скважин и участков для проведения работ по ограничению водопритоков.

Ключевые слова: причины обводнения скважин; определение места притока вод в скважину; виды ремонтно-изоляционных работ; технология ремонтно-изоляционных работ; материалы, применяемые в технологическом процессе; требования к выбору объектов; освоение скважины после ремонта.

Barambonye Solange

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
barambone91@mail.ru

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business by name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. In conditions when the share of hard-to-recover reserves of Tatarstan is steadily growing and has now exceeded 80 % of the residual reserves, the application of methods for increasing oil recovery and intensifying the development of oil fields plays a decisive role in maintaining the level of oil production. In recent years, the need for the application of physical and chemical methods for increasing oil recovery has been unequivocally proved, including the injection of the surfactant SNPCh-9633. The object of the study are deposits of 302-303 Romashkinskoye field, which are characterized by an increase in the share of hard-to-recover oil reserves and intensive watering of wells. The article gives an assessment of the effectiveness of the use of compositions for the isolation of water inflows SNPCh-9633, as well as recommendations for additional requirements for the selection of wells and areas for work on limiting water inflows.

Keywords: reasons for watering wells; determination of the place of water inflow into the well; types of repair and insulation works; technology of repair and insulation works; materials used in the technological process; requirements for the selection of objects; well development after repair.

Ромашкинское месторождение располагается на востоке Республики Татарстан в пределах большей части Альметьевского района, частично захватывая Лениногорский и Сармановский районы.

В географическом отношении залежи 302-303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо-Западной оконечности Бугульмино-Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении рассматриваемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

Причины обводнения скважин

В период работы залежи на водонапорном режиме отборы нефти могут удерживаться на одном уровне. Пластовое давление вначале немного снижается, а затем держится на одном уровне выше давления насыщения, поэтому газовые факторы низки и не изменяются во времени. Под действием постоянного напора краевых вод происходят постепенные подъёмы водонефтяного контакта и обводнение добывающих скважин.

С момента ввода скважин в эксплуатацию вокруг забоя образуется зона пониженного давления. В этой зоне нефть, связанная вода и зёрна породы под действием упругих сил начинают расширяться, создавая дополнительное давление, способствующее движению нефти к забоям скважин. Продолжающийся отбор нефти расширяет зону пониженного давления, освобождая другие силы на значительных расстояниях от добывающих скважин. Постепенно зона снижения давления распространяется на водоносную часть пласта, вследствие чего происходит высвобождение упругих сил расширяющейся воды и зёрен породы на огромной площади. Создаваемый ими напор способствует движению воды в направлении зоны отбора. В результате начинается внедрение воды в залежь и неравномерное перемещение водонефтяного контакта. В связи с резкой неоднородностью продуктивного пласта вода по наиболее проницаемым каналам прорывается к забоям скважин, способствуя их преждевременному обводнению. В результате этого возрастает процент обводнённости продукции.

При разработке нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период её освоения, по окончании бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации.

Причины прорыва посторонних вод:

- недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, в результате чего не достигается полного разобщения нефтеносных горизонтов от водоносных;
- нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины;
- обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт;
- дефект в эксплуатационной колонне вследствие недоброкачественного металла (наличие в теле обсадных труб трещин, раковин);
- разрушение колонны в процессе освоения скважины, повреждение колонны при текущем и капитальном ремонте.

На рисунке 1 показаны возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины.

Определяющую роль при разработке залежей массивного типа имеет вертикальная трещиноватость.

Исследование и определение места притока вод в скважину

Исследование скважины проводят с целью установления профиля притока жидкости из пласта, определения характера притока жидкостей через нарушения в эксплуатационной колонне, а также контроля технического состояния обсадной колонны и качества цементного кольца в заколонном и межколонном пространствах.

Скважины исследуют для:

- выявления и выделения интервалов негерметичности обсадных колонн и цементного кольца за ними;
- изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка ствола;
- выявления заколонных перетоков;
- контроля расположения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, искусственного забоя, инструмента, спущенного для ремонтных операций, вспомогательных мостов, изолирующих патрубков;
- оценки качества промежуточных операций и ремонта в целом.

В процессе эксплуатации происходит обводнение скважины. Чтобы произвести изоляцию поступающих в скважину вод необходимо определить источник обводнения. При выявлении источников обводнения продукции наилучшие результаты дают геофизические исследования в действующих скважинах. Наиболее информативны исследо-

вания высокочувствительным термометром, механическим и термокондуктивным расходомерами, датчиками состава – влагомерами, плотномерами, резистивиметрами. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Во всех случаях обязательные комплексы включают высокочувствительную термометрию и механическую расходомерию.

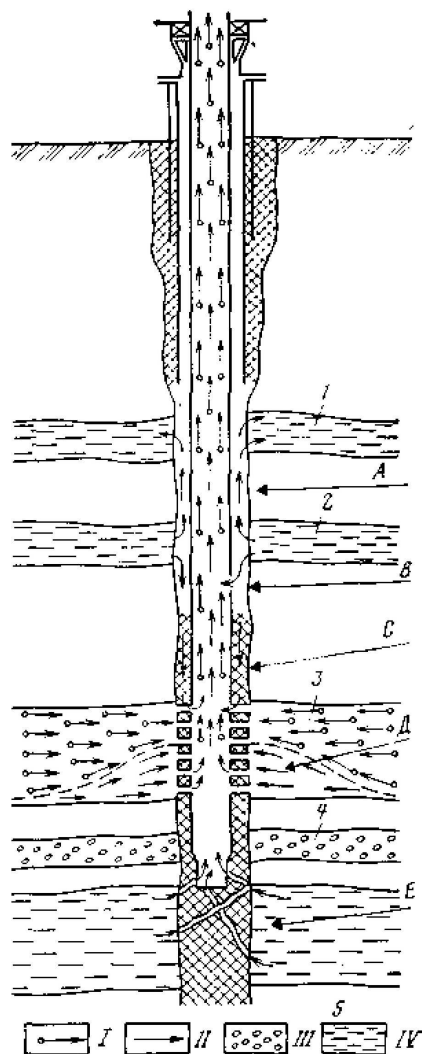


Рисунок 1 – Возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины:

I – продукция скважины; II – вода; III – нефть в изолированном пласте; IV – вода в изолированном пласте;
 A – переток воды между пластами; B – прорыв верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне;
 C – прорыв верхних вод через дефект в цементном камне; D – подошвенные воды;
 E – нижние воды, поступающие через дефект в цементном стакане

Привязка измеряемых параметров по глубине осуществляется с помощью локатора муфт и гамма-каротажа, а в последующем можно привязывать глубины только по локактору муфт. При обводнённости продукции 90 % и более определить, какой из пластов, вскрытых перфорацией, является источником поступления воды в скважину в большинстве случаев возможно по наибольшей производительности. Для этого достаточно провести исследование механическим расходомером и термометром. Термометр позволяет судить о том, является ли причиной обводнения продукция заводнение пласта или же вода поступает к интервалу перфорации по негерметичному заколонному пространству из ниже- или вышележащих водоносных пластов.

Объяснение принципа работы высокочувствительного термометра: с глубиной наблюдается закономерное возрастание температуры, определяемое внутренним теплом Земли. Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом. За величину геотермического градиента в практической рабо-

те принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия на 100 м глубины. Геотермический градиент пропорционален тепловому сопротивлению породы, которое отражает литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин. Этим вызваны изменения геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы относительно вертикали. Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в скважине, обсаженной колонной, так и необсаженной. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость – в эксплуатационных и поглощающих жидкость – в нагнетательных), а также при решении других геолого-технических задач, связанных с исследованием технического состояния скважин. Решение перечисленных задач производится путём сравнения геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, находящейся в режиме температурного равновесия с окружающими породами) с термограммами работающих скважин.

Наличие в скважине притока жидкости фиксируется температурной аномалией за счёт эффекта, вызванного дросселированием газа или нефти в продуктивном пласте (эффект Джоуля-Томпсона). При движении жидкости на фоне изменения геотермического градиента за счёт дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02–0,03 °С. Расходомерия заключается в изменении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в неё на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров.

С их помощью решаются следующие основные задачи:

- в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных – выделяют наличие перетока по стволу скважины между перфорированными пластами;
- изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделённых неперфорированными интервалами;
- строят профили притока или приёмистости по отдельным участкам или пласта в целом.

Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера (ДГД) является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через неё проходит поток жидкости, заставляющий её вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту её вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную её величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком (СТД) основаны на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещённого в поток, от средней линейной скорости потока. Измерительная установка термокондуктивного расходомера состоит из помещённой в поток непрерывно подогреваемой электрическим током спирали и скважинного термометра для измерения её температуры.

Место притока флюида в скважину отмечается уменьшением температуры. Термокондуктивные расходомеры достаточно чувствительны к притокам с малым дебитом, надёжны в эксплуатации и не чувствительны к выносу песка потоком жидкости. Однако с помощью этих расходомеров нельзя проводить количественные оценки интенсивности потока при неоднородных жидкостях. Профиль притока можно получить только при однокомпонентной жидкости.

В скважинах с обводнённостью менее 90 % по диаграммам притока жидкости не всегда можно выделить перфорированный пласт, из которого поступает вода. В этих скважинах, кроме рассмотренных методов, обязательный комплекс включает в себя изучение состава жидкости в стволе влагомером или индукционным резистивиметром при обводнении продукции соответственно до и выше 50 % и гамма-плотномером, который может применяться во всём диапазоне изменения обводнённости.

Механизированные скважины часто не удаётся исследовать в период эксплуатации, и измерения проводятся в процессе возбуждения компрессором после остановки скважины и подъёма глубинного оборудования.

Обычно в таких скважинах источник обводнения в пластах определяют с помощью электротермии в комплексе с дебитометрией. Для этого в скважину спускают НКТ на 50 м выше перфорированных пластов, оборудованные воронкой, а на глубине 700–900 м от устья устанавливают пусковые муфты ($d = 2,0\text{--}2,5$ мм). Записывают контрольные (базисные) замеры термометрии, затем снижают уровень жидкости в скважине с помощью компрессора, прокачивая воздух через муфты. Давление в стволе скважины снижается, и пласт начинает работать; жидкость из пласта поступает в скважину.

Производят замеры термометром и дебитомерами (СТД и ДГД) в работающей скважине. После нескольких часов работы скважины (2–3 часа) записывают ещё один замер термометром и расходомерией (СТД и ДГД), сравнивая замеры в работающей скважине с базисными, определяют место притока жидкости в скважину.

Виды ремонтно-изоляционных работ

Особое значение в ограничении добычи попутной воды, повышении охвата пластов заводнением и увеличении нефтеотдачи играют водоизоляционные работы. Роль их в процессе разработки месторождений постепенно возрастает. Ремонтно-изоляционные работы применяются для решения следующих основных задач:

- регулирование выработки пластов неоднородного расчленённого эксплуатационного объекта путём изоляции обводнённых пластов и прослоев;
- для снижения водопритоков (ограничение водопритоков);
- для обеспечения охраны недр и природных ресурсов при эксплуатации нефтяных месторождений («изоляция по охране недр и природных ресурсов»);
- изоляционные работы, проводимые для решения ряда специальных задач по доразведке, возврату на другие горизонты («специальные работы»).

Изоляция обводнившихся пластов приводит к уменьшению неоднородности, что позволяет повысить коэффициент заводнения и, следовательно, нефтеотдачу.

Изоляционные работы являются одним из наиболее мощных рычагов регулирования разработки, а отключение высокопроницаемых обводнённых пластов из эксплуатации является условием обеспечения высокой нефтеотдачи и достижения высоких технико-экономических показателей разработки.

При изоляционных работах приходится выполнять изоляцию верхних и нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных вод по отклонению отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Изоляцию верхних вод, если они проникают из пласта через дефект в эксплуатационной колонне, осуществляют:

- заливкой водоцементного раствора через дефект в колонне и последующим разбуриванием цементного стакана;
- заливкой водоцементного раствора с последующим вымыванием излишка раствора;
- спуском дополнительной предохранительной колонны с последующим цементованием;
- установка пакеров.

Если вода поступает по заколонному пространству через отверстия фильтра, то фильтр скважины (на высоту продуктивного пласта) изолируют песчаной пробкой и при необходимости создают цементный стакан. Если верхняя граница – фильтр должен располагаться ниже дефекта в колонне или перфорационных отверстий, из которых поступает вода.

Изоляция нижних вод зависит от места их проникновения в эксплуатационную колонну. При попадании их через цементный стакан на забое скважины из пласта последний разбуривают до забоя и промывают. После этого его цементируют. Нижние воды, проникающие через дефекты вдоль эксплуатационной колонны, можно изолировать через специальные отверстия, предварительно перфорируемые в колонне между продуктивным и водонасыщенным пластом.

При использовании разбуриваемого пакера поступают следующим образом. В скважину на заливочных трубах спускают пакер и устанавливают его между фильтром скважины и специально перфорируемыми отверстиями в колонне. После герметизации кольцевого пространства нагнетают воду в заливочные трубы и промывают каналы в заколонном пространстве, по которым происходил приток жидкости. При этом промывочная вода поступает в заколонное пространство через перфорированные отверстия и, пройдя по заколонным каналам, выходит в пространство над пакером. После промывки по заливочным трубам закачивают цементный раствор, который продавливают через перфорированные отверстия в промытые заколонные каналы. Давление продавки должно быть не менее 5 МПа на 1 м высоты цементного кольца. В результате сеть имеющихся трещин заполняется цементным раствором.

После продавливания давление снижают, скважину закрывают на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента). Повторно вскрывают продуктивный пласт с помощью кумулятивного или гидropескоструйного перфоратора. Для изоляции подошвенных вод создают в призабойной зоне пласта водонепроницаемый экран закачкой цементного раствора в трещины, образованные при ГРП пласта в нужном сечении, либо заполнением цементом кольцевых щелей, созданных с помощью уплотнённой кумулятивной или гидropескоструйной перфорации.

После этого ниже перфорационных отверстий создают цементную пробку, а затем в образовавшиеся щели нагнетают цементный раствор, для чего устанавливают пакер выше перфорированных отверстий на заливочных трубах. Далее вымывают лишний раствор, удаляют пакер и при необходимости повторно перфорируют. Для отключения перфорированного интервала наиболее часто применяют колонну-летучку.

Важнейшей задачей эксплуатации обводнённой скважины является определение необходимости и своевременное осуществление мероприятий по изоляции каналов водопритока или отключению обводнённых пластов.

Осуществление ремонтно-изоляционных работ в каждой скважине зависит от степени рациональности происходящего в ней обводнения. При нерациональном обводнении в скважину поступают воды, не вытесняющие или почти не вытесняющие нефть. К видам нерационального обводнения скважин относятся:

- обводнение скважин посторонними водами (нижние, верхние);
- обводнение подошвенными водами, проникающими к фильтру по кольцевому пространству;
- обводнение скважин из маломощного высокопроницаемого интервала продуктивного пласта.

Технологии, применяемые для изоляции водопритока на залежах 302-303 Ромашкинского месторождения

1. «Дисин»

Инвертная дисперсия «Дисин» применяется для селективной изоляции водопритока и увеличения продуктивности скважин. Сущность комплексного воздействия заключается в следующем: в скважины, на которых произошёл прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам, закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах, обеспечивают надёжную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а, следовательно, устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части ПЗП, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей плёнки, соля-

ная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в ПЗП Нефрасом, который, с одной стороны, агрегативно доразрушает плёнку коагулирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твёрдую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, а с другой стороны, удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

2. Нефтебитумный продукт

Нефтебитумный продукт (НБП) представляет собой сложную смесь углеводородов различного структурно-группового состава и их гетеропроизводных, обладающих широким спектром физико-химических свойств, обуславливающих их стабильность и реакционную способность. Закачка нефтебитумного продукта с заданными фильтрационными характеристиками в обводнённый пласт повышает эффективность вытеснения нефти за счёт:

- мицеллярного строения нефтебитумного продукта и его поверхностно-активных свойств, обуславливающих его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон, в разработку включаются не охваченные заводнением зоны пласта и пропластки;

- в результате блокирования промытых зон обводнённой части пласта создаются необходимые депрессии для включения не охваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;

- в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии для извлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта.

Технология разработана для закачки НБП в нагнетательные и добывающие скважины, эксплуатирующие обводнённые (обводнённость 80 %) слоисто-неоднородные терригенные и карбонатные коллектора нефтяных месторождений.

3. Водонабухающий полимер

Для изоляции водоносных пластов, ликвидации перетоков в затрубном пространстве, «языковых» прорывов вод и выравнивания контура заводнения разработана технология применения водонабухающего полимера (ВНП), способного многократно увеличить свой объём (набухать) в водных средах, не переходя в жидкое состояние, оставаясь гелем, но увеличивающимся в объёме не менее чем в 60–80 раз.

Молекулярное строение ВНП условно представляется единой макромолекулой, «сшитой» из молекулярных цепочек. Цепочки и связи образуют упругую сетку, которая скручена и плотно упакована. При взаимодействии с водой упругие цепочки и связи молекулы раскручиваются и расправляются. Гель начинает набухать до тех пор, пока молекулярные цепочки не исчерпают свою упругость.

4. Комплекс КРР-146

Зарубежный опыт эксплуатации продуктивной зоны горизонтальных скважин показал, что характеристики притока нефти в большинстве скважин являются крайне несовершенными – 75 % притока приходится на первые 30 % протяжённости горизонтального ствола. Результатом традиционной технологии заканчивания скважин (с обеспечением сплошного отбора продукции из всей продуктивной зоны) является низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Невозможность создания необходимой депрессии для удалённых участков горизонтальной продуктивной зоны приводит к неравномерной и неполной выработке запасов при близком расположении водоносных горизонтов в начальном (30 %) участке скважины и преждевременному подтягиванию воды.

Одним из вариантов заканчивания скважины является разобщение продуктивной зоны на ряд участков без цементирования обсадной колонны в этой зоне. Такие технико-технологические схемы могут быть реализованы путём использования колонных гидравлических проходных пакеров.

Анализ зарубежного опыта и промысловых данных по эксплуатации горизонтальных скважин, построенных по указанной выше технологии, а также имеющиеся геофизические материалы показывают, что для создания условий максимального нефтеизвлечения необходим новый подход к системе заканчивания и крепления горизонтального участка скважины.

Принципиально новый технико-технологический комплекс КРР-146 для крепления пологих и горизонтальных скважин, разработанный в ООО НТЦ «ЗЭРС» в тесном сотрудничестве со специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» предусматривает достижение эффективной эксплуатации горизонтальных скважин с ограничением содержания воды и газа в добываемой продукции.

Для этих целей горизонтальный участок ствола скважины не цементируется и разделяется с помощью заколонных проходных пакеров на несколько разобщённых друг от друга зон в интервале продуктивного пласта с возможностью многократного регулирования сообщения этих зон с полостью эксплуатационной колонны.

Комплекс КРР-146 обеспечивает проведение следующей совокупности технологических операций в процессе крепления, освоения и эксплуатации горизонтальных скважин:

- герметичное разобщение горизонтального участка скважины на отдельные зоны с помощью заколонных гидравлических проходных пакеров, заполняемых твердеющими полимерными материалами или маслом;
- размещение между пакерами механически управляемых (открываемых и закрываемых) колонных фильтров;
- проведение операции пакеровки скважины и регулирования колонных фильтров с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на НКТ и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями;
- проведение селективной изоляции;
- отдельный ввод участков ствола скважины в зависимости от величины проницаемости.

Впервые в отечественной практике КРР-146 применялся в «Сургутнефтегаз» на 14 скважинах.

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами. К сожалению, в одной скважине эксплуатационная колонна оказалась не герметичной. На обеих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 01.01.2016 г. первая скважина работает со следующими параметрами: дебит жидкости 8,1 м³/сут., дебит нефти 4,8 тонн/сут., обводнённость 41 % (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами: дебит жидкости 15,2 м³/сут., дебит нефти 0,8 тонн/сут., обводнённость 94,7 %). Дополнительная добыча составляет 90 тонн за 22,5 дня работы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно, необходимо повторно происследовать скважины на определение интервалов поступления воды и открыть другие фильтры.

5. СНПХ-9633

Технология предназначена для улучшения показателей разработки добывающих скважин в залежах с неоднородными карбонатными коллекторами при пластовых температурах 20–40 °С и различной минерализацией попутно-добываемых вод.

Технология основана:

- на способности углеводородного раствора ПАВ при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой (селективная изоляция);
- на повышении эффективности кислотной обработки путём блокирования зон с повышенной проницаемостью за счёт образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закачанных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны (направленная кислотная обработка).

Варьирование состава углеводородной композиции позволяет проводить кислотные обработки как в сочетании с длительной блокировкой высокопроницаемых водонасыщенных зон пласта, так и временной (на период проведения кислотной обработки). В последнем случае после реакции кислоты с породой пласта и снижением её активности устойчивость и вязкость эмульсионных систем резко падает, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее заблокированных зон.

Состав закачиваемого реагента (марка реагента) подбирается, исходя из типа и минерализации (плотности) попутно-извлекаемых вод, концентрации используемой кислоты и цели обработки (временная или длительная изоляция обводнённых пропластков).

В зависимости от плотности извлекаемых вод для селективной изоляции следует использовать следующие марки реагента (таблица 1).

Таблица 1 – Зависимость применяемой марки реагента от плотности пластовой воды

Марка реагента	Плотность вод, обводняющих скважину, кг/м ³
СНПХ-9633 В1	1015–1060
СНПХ-9633 В2	1050–1130
СНПХ-9633 А	1130–1185

Технология ремонтно-изоляционных работ с применением СНПХ-9633 на примере скважины № 15403а

Требования к выбору объектов применения

При выборе объектов для обработки композицией СНПХ-9633 рекомендуется руководствоваться следующими требованиями:

- скважины, в которых продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами (тип коллектора – трещиновато-поровый; наличие трещин является положительным фактором);
- наличие значительных остаточных запасов нефти;
- высокая обводнённость извлекаемой продукции (свыше 90 %, желательно более 94 %);
- герметичность эксплуатационной колонны;
- снижение текущего дебита скважины в процессе работы при неизменном пластовом давлении (предпочтительный дебит скважины до обработки – не более 5 м³/сут.);
- наличие приёмистости скважины перед обработкой ориентировочно на уровне 20–100 м³/сут.;
- отсутствие непосредственно перед обработкой реагентом СНПХ-9633 закачки высоковязких систем;
- по возможности минимальная депрессия на пласт в ходе эксплуатации (желательно не выше 1 МПа, особенно после обработки).

Требования, предъявляемые к подготовке скважины перед закачкой СНПХ-9633

При подготовке скважины перед закачкой композиции СНПХ-9633 рекомендуется руководствоваться следующими требованиями:

- определить дебит скважины, обводнённость продукции, плотность и состав попутно-добываемой воды, пластовое, забойное и буферное давление, коэффициент продуктивности;
- заглушить скважину;
- поднять подземное оборудование;
- провести комплекс ГИС по определению технического состояния эксплуатационной колонны, чистоты текущего забоя и источника обводнения;
- при необходимости промыть скважину водой;
- при выявлении по результатам исследований неисправностей в техническом состоянии (негерметичность эксплуатационной колонны, наличие заколонных перетоков, отсутствие зумпфа и др.) их необходимо устранить;

- спустить технологические трубы на глубину на 1–2 м ниже нижнего перфорационного отверстия;
- определить приёмистость скважины и давление нагнетания;
- если давление нагнетания превышает давление раскрытия трещин (гидроразрыва) в коллекторах или оно составляет более 9 МПа, снизить его методами ОПЗ (кислотная ванна);
- если давление нагнетания превышает допустимое на колонну и его невозможно снизить указанными методами, то работы по закачке СНПХ-9633 следует вести с применением пакера (колонна должна быть прошаблонирована, а место посадки пакера подготовлено).

Для проведения работ по ограничению водопритока с использованием реагента СНПХ-9633 совместно со специалистами НГДУ «Ленингорскнефть» была подобрана скважина № 15403а (таблица 2).

Таблица 2 – Исходные данные по скважине № 15403а

№№ п/п	Геолого-технологические параметры	Значение
1	Дата ввода в эксплуатацию	18.02.1978 г.
2	Тип коллектора	трещиновато-поровый
3	Начальный дебит по нефти, тонн/сут.	3,5
4	Начальный дебит по жидкости, м ³ /сут.	4,7
5	Начальная обводнённость, %	3,2
6	Отобрано запасов с начала эксплуатации перед проведением изоляционных работ, тонн	18356
7	Пластовое давление, МПа	6,4
8	Искусственный забой, м	1125
9	Дебит нефти перед проведением изоляционных работ, тонн/сут.	1
10	Дебит жидкости перед проведением изоляционных работ, м ³ /сут.	10
11	Обводнённость скважины перед проведением изоляционных работ, %	77
12	Интервал перфорации, м	758–766

Материалы, применяемые в технологическом процессе

Реагент СНПХ-9633 (ТУ 39-05765670-ОП-180-93) представляет собой раствор композиции поверхностно-активных веществ в углеводородном растворителе и отличается составом анионного компонента.

Характеристика реагентов приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика реагентов

Наименование	Единица измерений	Значение показателя
Внешний вид	визуально	однородная прозрачная жидкость тёмно-коричневого или зелёного цвета
Плотность при 20 °С, в пределах	кг/м ³	800–930
Вязкость при 20 °С, не выше	мПа · с	3,0
Температура застывания, не выше	°С	–30

Реагент готовится в соответствии с техническими условиями, поставляется и закачивается в скважину в товарном виде.

Вода пластовая (девонская) хлоркальциевого типа, плотностью ~ 1180 кг/м³. Кислота соляная ингибированная (ТУ 6-01-046-89-381-85-92).

При давлении нагнетания ниже 45 атм. закачка производится с добавлением наполнителя – глинопорошка, количество которого определяется в зависимости от приёмистости скважины и давления нагнетания.

Расчёт необходимого количества реагента

Согласно указаниям по расчёту СНПХ, приведённым выше, на 1 м перфорированной толщины пласта рекомендуется 3,0–3,5 м³ реагента СНПХ.

$$V_h = V_o \cdot h, \quad (1)$$

где V_p – объём реагента, необходимого для изоляции вод; V_o – объём реагента на 1 м перфорированной толщины пласта; h – интервал перфорации.

$$V_h = 3 \cdot (766 - 758) = 24 \text{ м}^3 \text{ на скважино-обработку.}$$

В связи с низкой приёмистостью и низким давлением нагнетания необходимо произвести изоляцию водопритока с использованием наполнителя – глинопорошка, количество которого выбирается исходя из приёмистости скважины и давления нагнетания. При подготовительных работах приёмистость скважины составила 480 м³/сут. при 25 атм. Соответственно следуя инструкции по применению реагента при такой приёмистости необходимо 4–6 тонн глинопорошка в качестве наполнителя.

С целью повышения эффективности обработки добывающих скважин реагентом СНПХ-9633 в последние годы стали вводить порциями, чередуя их с минерализованной водой плотностью 1040–1070 кг/м³. Это делалось для увеличения зон смешения реагента с водой и облегчения формирования эмульсии в пористой среде.

Распишем технологию проведения процесса:

- 1) 4 м³ реагента СНПХ-9633 и 0,8–1,2 тонн сухого глинопорошка;
- 2) 4 м³ воды плотностью 1,04–1,07 г/см³;
- 3) повторяем п. 1 и п. 2 четыре раза;
- 3) 8 м³ СНПХ-9633.

Продавка реагента в пласт производится технической водой удельным весом 1,04–1,07 г/см³.

Рассчитаем объём продавочной жидкости.

Объём продавочной жидкости определяется из следующего расчёта:

- объём НКТ плюс 2–6 м³ (если объём закачанного реагента менее 20 м³);
- объём НКТ плюс 4–10 м³ (если объём закачанного реагента более 20 м³).

Соответственно при наших условиях выбираем:

$$V_{\text{жид продавки}} = V_{\text{нкт}} + 6 \text{ м}^3, \quad (2)$$

где $V_{\text{жид продавки}}$ – объём продавочной жидкости, м³; $V_{\text{нкт}}$ – объём НКТ, м³.

$$V_{\text{нкт}} = V'_{\text{нкт}} \cdot L, \quad (3)$$

где $V'_{\text{нкт}}$ – объём одного метра НКТ; L – глубина спуска, м.

$$V'_{\text{нкт}} = \pi \cdot R^2, \quad (4)$$

где R – внутренний радиус НКТ:

$$R = \frac{D - \delta}{2}, \quad (5)$$

где D – диаметр НКТ; δ – толщина стенки.

$$R = \frac{D - \delta}{2} = \frac{73 - 5,5}{2} = 31 \text{ мм} = 0,031 \text{ м};$$

$$V'_{\text{нкт}} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 0,031^2 = 3,017 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{нкт}} = 3,017 \cdot 10^{-3} \cdot 758 = 2,3 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{жид продавки}} = 2,3 + 6 = 8,3 \approx 8 \text{ м}^3.$$

Соответственно необходимо 16 м³ пластовой воды удельным весом 1,04–1,07 г/см³ на закачку самого реагента, 8 м³ на продавку реагента и 8 м³ на определение приёми-

стои перед началом работ. Всего 32 м³. Также СНПХ-9633 марки В-1 в количестве 24 м³ согласно приведённому выше расчёту, глинопорошка в качестве наполнителя 4 тонн.

При резком возрастании давления более чем на 30–40 % сократить количество продавочной жидкости между циклами с 4 до 1 м³, а если это не поможет, качать без разделительных оторочек.

Оставить скважину на реагирование не менее чем на 24 часа.

Определение числа и типа специальной техники

Определяем тип и число специальной техники, необходимой для проведения изоляционных работ, исходя из рассчитанного количества реагента. Для нагнетания реагента выбираем наиболее распространённый цементировочный агрегат ЦА-320 в количестве двух единиц. Под доставку и перемешивание глинопорошка необходим СМН-20. Рассчитанный объём реагента и технической воды доставляется на скважины с помощью автоцистерн АЦ. Потребуется АЦ-8 в количестве 4 единиц для минерализованной воды и 3 единицы АЦ-8 под СНПХ-9633.

Освоение скважины после ремонта

После проведения изоляционных работ проводят освоение скважин. Освоением скважины называется комплекс работ по вызову притока жидкости и газа из пласта в эксплуатационную скважину.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с таким расчётом, чтобы пластовое давление превышало забойное. Достигается это двумя путями:

- 1) уменьшением плотности жидкости, находящейся в скважине;
- 2) снижением уровня жидкости в скважине.

В первом случае жидкость в скважине может быть заменена на следующие:

- глинистый раствор на воду, затем на нефть;
- минеральная вода – на пресную воду, затем на нефть;
- эмульсионный раствор на углеводородной основе – на нефть.

Количество нефти – для замены должно быть не менее объёма эксплуатационной колонны.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов:

- сваби́рованием или тартанием желонкой;
- сжатым газом или воздухом;
- спуском и откачкой жидкости электропогружными или штанговыми насосами.

Сваби́рование заключается в постепенном снижении уровня жидкости, заполняющей скважину, при помощи сваба. Для подготовки скважины к сваби́рованию спускают НКТ до интервала перфорации. Каждую трубу перед спуском шаблонировать шаблоном, т.к. диаметр манжет сваба на 1–2 мм меньше диаметра НКТ.

Сваб спускают в трубы на стальном канате диаметром 16–19 мм. При спуске шариковый клапан открыт, что позволяет свабу свободно погружаться в жидкость. При подъёме сваба клапан закрывается и столб жидкости, который находится над свабом, выносится вверх. Во избежание обрыва каната максимальная глубина спуска сваба под уровень жидкости в скважине не должна превосходить допустимых нагрузок на канат, обычно сваб спускают под уровень жидкости на глубину 150–350 м. При сваби́ровании уровень жидкости в скважине снижается, соответственно снижается забойное давление, что вызывает приток жидкости из пласта. Для снижения уровня жидкости используют и желонки. Желонку изготавливают из НКТ или обсадных труб длиной 6–12 м. Верхний конец её открытый и снабжён «головкой» для прикрепления стального каната. Внизу находится клапан тарельчатого типа, открывающийся вверх. Желонку спускают на стальном канате. Тартание производят с помощью передвижного подъёмника или лебёдки.

Для снижения уровня жидкости с помощью закачки азота в скважину спускают НКТ выше интервала перфорации на 50 м с «пусковыми» муфтами. Сущность метода заключается в нагнетании азота в кольцевое пространство между трубами и колонной. Азот вытесняет жидкость, заполняющую скважину, и одновременно газифицирует жидкость, тем самым уменьшая её плотность. Для нагнетания азота применяются передвижные компрессоры СД-9-11.

Недостаток этого способа заключается в небольшой производительности компрессора. Время снижения уровня увеличивается до 5–7 часов.

Анализ эффективности селективной изоляции скважин

Основным реагентом, который используют для изоляции водопритока в НГДУ «Лениногорскнефть», начиная с 1990 года, является реагент СНПХ-9633. Он представляет собой углеводородный раствор ПАВ, который при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, способен образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой, а также повышать эффективность кислотной обработки путём блокирования зон с повышенной проницаемостью за счёт образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закачанных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны.

Основным достоинством данной технологии является то, что композиции на углеводородной основе при взаимодействии с низкопродуктивной частью пласта не образуют водонефтяные эмульсии и соответственно не блокируют их, а при взаимодействии с высокопродуктивной частью частично блокируют, тем самым выравнивая профиль приёмистости и ограничивая приток из водонасыщенной части пласта.

Существенным недостатком этого метода является высокая стоимость реагента. Поскольку в последнее время увеличивается доля скважин с горизонтальными открытыми стволами, которые имеют большую протяжённость порядка 200–350 м, что для данных залежей увеличивает вероятность наличия большого числа трещин, по которым прорывается подошвенная вода, – для ограничения водопритока в таких скважинах необходимо большее количество реагента и наполнителя, что соответственно приводит к удорожанию работ.

Не последнее место при изоляции водопритока на залежах 302-303 является применение в качестве изоляционного материала НБП – сложной смеси углеводов различного структурно-группового состава и их гетеропроизводных. Суть метода заключается в следующем:

- в разработку включаются неохваченные заводнением зоны пласта и пропластки благодаря мицеллярному строению нефтебитумного продукта и его поверхностно-активным свойствам, обуславливающим его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон;
- в результате блокирования промытых зон обводнённой части пласта создаются необходимые депрессии для включения неохваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;
- в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии для извлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта.

Главное преимущество НБП – высокая запечатывающая способность, которая наиболее эффективна при изоляции наиболее крупных «трещин». Использование этого реагента позволило получить прирост по нефти на скважинах, на которых не получили эффекта после закачки таких реагентов как СНПХ-9633, «Дисин» и др. Правда, и по продолжительности эффекта он наиболее низкий, что является его недостатком. Возможно, это связано с образованием большого количества дополнительных систем искусственно создаваемых трещин в результате большого давления нагнетания при закачке реагента, из-за его большой вязкости и добавления в качестве наполнителя цемента. Это явление подтверждается увеличением коэффициента продуктивности после проведения изоляционных работ на большинстве скважин.

Хорошие показатели эффективности были получены от применения технологии «Дисин». Сущность комплексного воздействия заключается в следующем. В скважины, на которых произошёл прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам, закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей поддержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют

проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах, обеспечивают надёжную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а, следовательно, устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части призабойной зоны пласта, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей плёнки, соляная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в призабойную зону пласта Нефрасом, который, с одной стороны, агрегативно доразрушает плёнку кольматирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твёрдую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, а другой стороны удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

Преимуществом «Дисина» является его низкая вязкость, что при закачке уменьшает вероятность образования искусственной системы трещин. К недостатку можно отнести тот фактор, что при закачке используется соляная кислота, что неблагоприятно влияет на матрицу породы. Возможно поэтому успешность у «Дисина» самая низкая – из 31 скважино-обработок по 10 скважинам не получено эффекта. Однако его низкая стоимость и самая большая дополнительная добыча делают его достаточно привлекательным для проведения изоляционных работ на залежи 302-303 Ромашкинского месторождения.

Выводы

На основании проведённого анализа можно сделать следующие выводы:

- **по СНПХ-9633:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 648 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 256 тонн, причём эффект продолжается в 33 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 464 дней. Успешность метода – около 70 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,5 тонн/сут.;

- **по НБП:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 386 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 957 тонн, причём эффект продолжается в 46 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 287 дней. Успешность метода – около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,2 тонн/сут.;

- **по «Дисину»:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 443 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 167 тонн, причём эффект продолжается в 46 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 376 дней. Успешность метода – около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 0,7 тонн/сут.;

- **по КРР-146:**

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами. К сожалению, в одной скважине эксплуатационная колонна оказалась негерметичной. На обеих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 01.01.2016 г. первая скважина работает со следующими параметрами: дебит жидкости 8,1 м³/сут., дебит нефти 4,8 тонн/сут., обводнённость составляет 41 % (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами: дебит жидкости

15,2 м³/сут., дебит нефти 0,8 тонн/сут., обводнённость 94,7 %). Дополнительная добыча составляет 90 тонн за 22,5 дня работы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно, необходимо повторно исследовать скважины на определение интервалов поступления воды и открыть другие фильтры.

Литература:

1. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М. : Издательство Недра, 1976. – 174 с.
2. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения : в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Том 1. – 490 с.
3. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения : в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Том 2. – 286 с.
4. Садреева Н.Г. Технологическая схема разработки залежей 301-303 Ромашкинского месторождения : отчёт по договору № 95.860.97 «ТатНИПИнефть». – Бугульма, 1997.
5. Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Федорова И.Л. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов // Нефтяное хозяйство, 2000. – № 11.
6. Руководство по проведению РИР на основе продукта СНПХ-9633.
7. Руководство по проведению РИР на основе НБП.
8. Руководство по проведению РИР на основе «Дисин».
9. Справочное руководство по изоляции водоприток в скважинах ОАО «Татнефть» 1999.
10. Технология ремонтно-изоляционных работ на примере СНПХ-9633. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc68b5d43a89521216d27_0.html
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Комбинированное использование вязкоупругого состава и полимерцемента для ликвидации водопритока в эксплуатационной скважине // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – № 4. – С. 22–24.
17. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Разработка низкозамерзающего вязкоупругого состава / Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 156–160.
18. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В., Исмаил Висам, Халлак Вассим Али. Актуальность и пути решения проблемы водоприток в нефтяную скважину / Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1998. – Вып. 5. – С. 224–230.
19. Савенок О.В., Халлак Вассим Али. Высокопрочный цемент для ликвидации поступления воды в забой нефтяной скважины // Тезисы докладов 52-й Межвузовской студенческой конференции «Нефть и газ – 98». Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1998. – С. 16.

20. Савенок О.В., Савенок Н.Б., Ашрафьян М.О. Новая технология ликвидации интенсивных поглощений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – № 6–7. – С. 23–25.

21. 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.

22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2016. – № 5. – С. 149–163.

23. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Разработка рекомендаций по внедрению физико-химических методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях месторождения Мухто : Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей / сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / Под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 43–49.

24. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Арланском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 96–112.

25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 266–275.

26. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Мустафа Фарид, Ибегбуле Сандра Озиомачу-кву Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 60–76.

27. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.

28. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

29. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

30. Оливейра Жерсон Гонсалу, Очередько Т.Б., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Применение реагента СНПХ-9633 для обработки призабойных зон пластов Серафимовского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 138–149.

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 : vs.n.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

32. Сезар Лину Андре, Очередыко Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.

References:

1. Bulgakov R.T., Gazizov A.Sh., Gabdullin R.G., Yusupov I.G. Restriction of inflow of reservoir waters to oil wells. – M. : Publishing house Nedra, 1976. – 174 p.
2. Muslimov R.H., Shavaliyev A.M., Hisamov R.B., Yusupov I.G. Geology, development and operation of the Romashkinsky field : in 2 volumes. – M. : VNIIOENG, 1995. – Volume 1. – 490 p.
3. Muslimov R.H., Shavaliyev A.M., Hisamov R.B., Yusupov I.G. Geology, development and operation of the Romashkinsky field : in 2 volumes. – M. : VNIIOENG, 1995. – Volume 2. – 286 p.
4. Sadreeva N.G. Technological scheme of development of deposits 301-303 Romashkinsky of the field : report on the contract No. 95.860.97 Tatnipineft. – Bugulma, 1997.
5. Sobanova O.B., Friedman G.B., Fedorova I.L. Application of hydrocarbonic compositions surfactant for increase in oil production from the flooded layers // Oil economy, 2000. – No. 11.
6. The guide to carrying out RIR on the basis of SNPH-9633 product.
7. The guide to carrying out RIR on the basis of NBP.
8. The guide to carrying out RIR on the basis of Disin.
9. The reference guide on isolation of water inflows in wells of JSC Tatneft 1999.
10. Technology of repair and insulating works on the example of SNPH-9633. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc68b5d43a89521216d27_0.html
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.
13. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2011. – T. 1. – 348 p.
14. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
16. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. The combined use of viscoelastic structure and the polymertsement for elimination of water inflow in the operational well // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 1996. – No. 4. – P. 22–24.
17. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Development of the low-freezing viscoelastic structure / Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 1997. – Issue 4. – P. 156–160.
18. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V., Ismail Visam, Hallak Wasim Ali. Relevance and solutions of a problem of water inflows and oil-extracting well / Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 1998. – Issue 5. – P. 224–230.
19. Owllet O.V., Hallak Wasim Ali. High-strength cement for elimination of water inflow in a face of the oil-extracting well // Theses of reports of the 52nd Interuniversity student's conference «Oil and Gas – 98». Section: Development of oil and gas fields. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 1998. – P. 16.
20. Savenok O.V., Savenok N.B., Ashrafyan M.O. New technology of elimination of intensive absorption // Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2000. – No. 6–7. – P. 23–25.

21. 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 Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 280–282.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of the used equipment and possible causes of failure at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Mountain information and analytical bulletin (nauch-but-technical journal). – M. : Mountain Book publishing house, 2016. – No. 5. – P. 149–163.

23. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Development of recommendations about introduction of physical and chemical methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of the Mukhto field : Current trends of development oil and gas and machine-building branches / collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / Under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 43–49.

24. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Methods of increase in oil recovery of layers on the Arlansky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 3. – P. 96–112.

25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic researches at development of wells by means of a svabirovaniye // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOU WAUGH of KubGTU, KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Guytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 266–275.

26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Moustapha Fareed, Ibegbule Sandra Oziomachuku the Analysis of efficiency of application of methods of increase in oil recovery of layers on the Mykhpaysky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 60–76.

27. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.

28. 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 / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

29. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.

30. Oliveira Zherson Gonsalu, Ocheredko T.B., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Use of SNPH-9633 reagent for processing of bottomhole zones of layers of the Serafi-movsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 138–149.

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 // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vs.n.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

32. César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 208–236.

УДК 622.276.63

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ
ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН
ЗАЛЕЖЕЙ 302-303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE HYDROCHLORIC ACID TREATMENT
OF THE BOTTOMHOLE WELL ZONES
OF DEPOSITS 302-303 OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Башардуст Мохаммад Дауд
студент,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
Daud.Bashardust@yahoo.com

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин на Ромашкинском месторождении. Приведены факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта, и действие различных соединений при солянокислотной обработке; сделан выбор кислотных обработок для различных коллекторов, а также выбор скважин для солянокислотной обработки. Рассмотрены реагенты и химические материалы для солянокислотной обработки; объём и концентрация растворов кислоты; оборудование для кислотных обработок; приготовление рабочего раствора соляной кислоты. Описана техника проведения солянокислотных обработок скважин и сделан расчёт обработки забоя скважин соляной кислотой. Анализ эффективности проведения солянокислотной обработки на 10 скважинах показал, что дополнительная добыча составляет 1018,9 тонн, т.е. 101,9 тонн на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 181,4 сут.

Ключевые слова: выбор кислотных обработок для различных коллекторов; выбор скважин для СКО; реагенты и химические материалы для СКО; объём и концентрация растворов кислоты; оборудование для кислотных обработок; приготовление рабочего раствора соляной кислоты; анализ эффективности проведения СКО.

Bashardust Mohammad Daud
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
Daud.Bashardust@yahoo.com

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The article analyzes the application of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole well zones at the Romashkinskoye field. Factors affecting reservoir properties and the effect of various compounds in hydrochloric acid treatment are given; a choice of acid treatments for different reservoirs was made, as well as a selection of wells for hydrochloric acid treatment. Reagents and chemical materials for hydrochloric acid treatment are considered; volume and concentration of acid solutions; equipment for acid treatments; preparation of a working solution of hydrochloric acid. The technique of conducting hydrochloric acid treatments of wells is described and the calculation of bottomhole treatment with hydrochloric acid is made. Analysis of the efficiency of hydrochloric acid treatment at 10 wells showed that the additional production is 1018.9 tons, i.e. 101.9 tons per 1 well. The average duration of the effect was 181.4 days.

Keywords: choice of acid treatments for various reservoirs; selection of wells for hydrochloric acid treatment; reagents and chemical materials for hydrochloric acid treatment; volume and concentration of acid solutions; equipment for acid treatments; preparation of a working solution of hydrochloric acid; analysis of the effectiveness of the hydrochloric acid treatment.

В географическом отношении залежи 302-303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо-Западной оконечности Бугульмино-Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении изучаемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

В геологическом строении залежей 302-303 принимает участие кристаллический фундамент и платформенный чехол. Кристаллический фундамент сложен метаморфическими породами архейской группы. Осадочный чехол включает отложения девона, карбона, перьми и четвертичной систем. На поверхность обнажаются четвертичные и верхнеказанские отложения. Более древние образования вскрыты многочисленными скважинами. Общая мощность осадочного чехла около 2000 м. Из них 75 % приходится на карбонатные и 25 % на терригенные породы.

Коллекторские свойства продуктивных горизонтов

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Ромашкинского месторождения к 1980 году было выявлено более 200 залежей и установлена нефтеносность 14 горизонтов. В том числе на рассматриваемых площадях Шугуровско-Куакбашской зоны доказано наличие промышленных скоплений нефти в терригенно-карбонатных коллекторах турнейского яруса, бобриковского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта – отложений нижнего и среднего карбона.

В ниже- и среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части Миннибаевской террасы – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. Нефтепроявления в этом районе приурочены, в основном, к отложениям серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и по разрезу.

Нефтеносность отложений нижнего карбона (залежь 303)

Серпуховский ярус

Промышленная нефтеносность этих отложений (в объеме протвинского горизонта) впервые доказана в 1943 году на Шугуровском месторождении. В дальнейшем его продуктивность получила подтверждение на Ойкинском и, в основном, Шугуровско-Куакбашском поднятии.

Залежь в серпуховских отложениях до 1981 года опробовали в 34 скважинах, в том числе в 11 совместно с башкирским ярусом. В 21 из них получили притоки нефти с дебитом от 0,1 до 30 тонн/сут. В остальных 10 – нефть с водой и в 3 скважинах – вода.

Имелись скважины, которые довольно стабильно работали в течение нескольких лет, что подтвердило наличие в серпуховских отложениях промышленных скоплений нефти. Продуктивная часть разреза на 303 залежи в основном представлена двумя пористо-трещиноватыми интервалами (пластами). Обладая довольно хорошими коллекторскими свойствами, они образуют единый природный резервуар, приподнятая часть которого представляет собой ловушку, где сформировались скопления нефти массивного типа.

Нефтеносность отложений среднего карбона (залежь 302)

Башкирский ярус

В настоящее время уже доказана его региональная нефтеносность не только в пределах рассматриваемой юго-западной части Ромашкинского месторождения, но и на многих других площадях Татарстана. Промышленная разработка залежи башкирского яруса ведется на месторождениях западного склона Южного купола. В плане залежь 302 совпадает с выше рассматриваемой залежью 303 серпуховского возраста и также контролируемая крупной брахиантиклинальной структурой северо-восточного простирания – Шугуровско-Куакбашским валом.

Большинство положений по особенностям распределения коллекторов, покрышек, степени насыщения, определение ВНК и др., характерных для серпуховских отложений, также характерны для залежей башкирского возраста. Стоит отметить, что 302 и 303 залежи обладают вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Исходя из этого, 302-303 залежи являются одним объектом разработки.

Границы 302 и 303 залежей, приуроченных к данным отложениям, проведены по линии ВНК на отметках – 540,1 м (скважина № 410) в северной части и – 540,0 м (скважина № 533) в южной части. ВНК имеет наклонную плоскость с юга на север. Средняя абсолютная отметка ВНК по залежам составляет – 543 м. При определении положения ВНК, главным образом, использовались данные испытания скважин. По большинству из них, с учётом характера распределения пористо-проницаемых пропластков в интервале перфорации и диапазона нефтеносности по данным геофизических исследований, этаж нефтеносности залежей достигает 70–90 м.

Начальная средняя нефтенасыщенная толщина по 302 залежи – 6,4 м, по 303 – 12 м.

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и, в основном, сосредоточены в серпуховских отложениях.

Коллекторские свойства по пористости и проницаемости представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Залежь	
	302	303
Средняя глубина, м	875	892
Тип залежи	массивная	
Тип коллектора	порово-трещинно-кавернозный	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	256938	152454
Общая толщина средняя, м	10,2	17,2
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	5	8,8
Пористость, доли ед.	0,124	0,141
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,758	0,788
Проницаемость нефтенасыщенная, мкм ²	0,086	0,145
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,596	0,663
Коэффициент расчленённости, доли ед.	3186	5100
Начальное пластовое давление, МПа	7,1	7,4

Режим залежи

Энергетическое состояние залежи – главный фактор, ограничивающий темпы её разработки и полноту извлечения нефти и газа. Каждая залежь обладает запасом пластовой энергии, которая тем больше пластовое давление и размеры залежи. Пока залежь не вскрыта скважинами, нефть и газ в ней неподвижны. Запасы пластовой энергии до тех пор велики, пока не произойдёт сообщение пласта со скважиной. Поэтому для характеристики преобладающей в процессе разработки формы пластовой энергии введено понятие режима работы залежи. Для нефтяных месторождений принято выделять водонапорный, упругий, газонапорный, растворённого газа и гравитационный режимы.

Ромашкинское месторождение работает на водонапорном режиме. Водонапорный режим предполагает возникновение таких условий в залежи, когда нефть находится под постоянным воздействием контурных вод, в свою очередь имеющих постоянный источник питания. При этом происходит непрерывное замещение переместившегося в скважине объёма нефти таким же объёмом воды.

При учёте объёмов поступающей в пласт воды, можно добиться такого режима работы залежи, при котором скважины будут работать фонтанным способом в длительное время.

Учитывая, что характеристика нефтяных пластов, на которые воздействует вода неоднородно, то может возникнуть неравномерный характер продвижения воды и нефти на отдельных участках и нарушение режима работы залежи. В частности, величина давления ниже давления насыщения (предельная величина давления, при котором

весь газ растворен в жидкости) и начнется интенсивное выделение газа в пласт. Это в свою очередь приведет к изменению режима работы залежи. Условиями, благоприятствующими осуществлению водонапорного режима, являются:

- хорошая сообщаемость нефтяной залежи с водяным резервуаром;
- небольшая вязкость нефти;
- однородность пласта по проницаемости;
- соответствие темпов отбора нефти и продвижения воды.

Естественный водонапорный режим обеспечивает разработку месторождения медленными темпами и требует значительного притока подстилающих вод. Кроме того, он трудно регулируем. Наиболее эффективный искусственный водонапорный режим, разработанной заранее схеме и контролируя её объёмы, удаётся более эффективно вести разработку месторождения.

Факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта, и действие различных соединений при солянокислотной обработке

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и её последующую среду и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменение в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание стойких эмульсий, и снижение фазовой проницаемости скважин. Может быть, и не качественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальтосмолистых веществ, закупоривающих паровое пространство коллектора.

Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ. Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате проникновения подобных процессов возрастают сопротивление фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16 %. Применения кислоты с низкой концентрацией (менее 10 %) вызывает необходимость наливать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки.

Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16 %) также нежелательно, это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудно извлекаемых из пласта. Кроме того, с увеличением концентрации кислоты возрастает также коррозионная активность, эмульгирующая способность, вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой, а также в результате растворения гипса. Наиболее пригод-

ным для обработок является 8–15 %-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Количество кислоты для обработки скважин выбирают в зависимости от мощности пласта, от химического состава породы, физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объёмы раствора кислоты 0,4–0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объём кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объёмы кислотного раствора в пределах 0,8–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0–1,5 м³ на 1 м мощности пласта. При повторных обработках во всех случаях увеличивают объём кислотного раствора на 20–40 % по сравнению с предыдущей обработкой.

Выбор кислотных обработок для различных коллекторов

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующая карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и конвенционального коэффициентов продуктивности. Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) приёмистость скважины более 500 м³/сут. и со временем снижения до 100 м³/сут. и ниже;
- 2) скважина должна изливаться;
- 3) устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Выбор скважин для СКО

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения солянокислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- проницаемость вскрытых пластов – 300–600 мДарси и выше;
- приёмистость скважины более 500 м³/сут. и со временем снижения до 100 м³/сут. и ниже;
- скважина должна изливаться;
- устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Реагенты и химические материалы для СКО

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приёмистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двухлористый кальций (CaCl₂) и двухлористый магний (MgCl₂) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины. Углекислый газ (CO₂) в зависимости от давления выделяется в виде

свободного газа или растворяется. В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымыванием продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуют поровые каналы большого сечения, что ведёт к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а, следовательно, и производительности (приемистости) скважин.

Объём и концентрация растворов кислоты

Эффективность солянокислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, её количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объём, и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие:

- объём – 0,4–1,5 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта;
- концентрация 12–16 % HCl с уменьшением её в отдельных случаях до 8 % и увеличением до 20 %.

Наименьшие объёмы кислоты в 0,4–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала пласта применяют для малопроницаемых карбонатных пород при малых начальных дебитах скважин. Для этих условий принимают наиболее высокую концентрацию раствора – с 15–16 % HCl, а при отдельных обработках и 20 % HCl.

Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0–1,5 м³ раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Для песчаных коллекторов первичные обработки рекомендуется начинать с малыми объемами раствора кислоты (0,4–0,6 м³ на 1 м мощности) при сниженной до 8,0–10 %-ной концентрации кислоты.

При повторных обработках во всех случаях объём кислотного раствора постепенно увеличивают по сравнению с предыдущими обработками до максимального.

Оборудование для кислотных обработок

Для перевозки неингибированной соляной кислоты от химических заводов до кислотной базы используются железнодорожные цистерны, гуммированные специальными сортами резины или эбонитами. Ингибированная соляная кислота может транспортироваться в обычных железнодорожных цистернах, но с защитным покрытием химически стойкой эмалью или химически стойким лаком.

Уксусную кислоту транспортируют до кислотной базы также в металлических гуммированных цистернах. Плавиковую кислоту доставляют в эбонитовых баллонах.

Для доставки кислоты с химических заводов на кислотные базы, если они близко расположены, и с кислотной базы на скважины используют автоцистерны-кислотовазы. Внутренние поверхности этих цистерн гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями и лаками.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах ёмкостью 25–50–100 м³. Эти резервуары защищают кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).

Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, устанавливаемых у скважин. Обычно эти емкости представляют собой применяемые на производственных площадях мерники для сбора нефти объемом 14 м³, внутренние поверхности которых покрыты защитным слоем.

Для удобства перевозки мерники устанавливают на полозьях. Для перекачки кислоты из железнодорожных цистерн в ёмкости и из емкостей в автоцистерны применяются кислотоупорные центробежные насосы с малым напором и большой производительностью.

При перекачке кислоты используются резиновые гофрированные шланги или же гибкие трубы из поливинилпласта и полиэтилена.

Для кислотных обработок в большинстве случаев применяют цементировочный агрегат ЦА-320.

Приготовление рабочего раствора соляной кислоты

Концентрированную соляную кислоту разводят до заданного для рабочего раствора содержания HCl на месте её хранения (кислотная база) или непосредственно у скважины перед её обработкой.

Так как соляная кислота, поступающая с заводов, может иметь различную концентрацию, то необходимо точно рассчитать, какое количество воды и кислоты требуется смешать, чтобы получить раствор заданных концентрации и объёма.

Количество товарной кислоты V_m в объёмных единицах, необходимое для получения 1 м³ рабочего раствора заданной концентрации, рассчитывают по следующей формуле:

$$V_m = \frac{1}{1 - \frac{\rho_m - \rho_z}{\rho_z - 1000}} = \frac{\rho_z - 1000}{\rho_m - 1000} \quad (1)$$

или для любого количества кубометров

$$V_m = n \cdot \frac{\rho_z - 1000}{\rho_m - 1000}, \quad (2)$$

где V_m – объём товарной кислоты; ρ_m – плотность товарной кислоты, кг/м³; ρ_z – заданная плотность готового раствора, кг/м³ (ρ_z берут исходя из заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе).

Для приготовления раствора заданной концентрации HCl товарную кислоту разводят в ёмкостях, объём которых строго протарирован.

Соответственно расчёту в ёмкость заливают воду, затем заливают концентрированную товарную кислоту и потом вносят все необходимые добавки (ингибиторы, ПАВ и пр.).

Добавки реагентов-ингибиторов, ПАВ обычно настолько незначительны, что поправки на объёмы этих реагентов не вводятся.

Техника проведения солянокислотных обработок скважин

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотёком, если пластовое давление низкое.

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют «кислотную ванну». При этом раствор кислоты подают на забой скважины и выдерживают её там, не продавливая в пласт. Через несколько часов, отреагировав кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной промывкой, нагнетая промывочную жидкость (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.

Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих материалов в поровое пространство пласта при последующей обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт.

Перед обработкой скважины у её устья устанавливают необходимое оборудование и опрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. В случае закачки раствора кислоты самотеком опрессовку оборудования не производят.

Параллельно с обвязкой устья скважины к месту работы подвозят подготовленный раствор соляной кислоты или готовят его тут же у скважины.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объём нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

При низких давлениях в скважинах не всегда удаётся установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения её пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимально возможной скоростью от 10 до 20 м³ нефти и при этом наблюдают за положением уровня в кольцевом пространстве при помощи эхолота или других приборов (например, газовых счётчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесса, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объём кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины.

После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Технология проведения солянокислотных обработок неодинакова и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт насосом или самотеком, как описано выше.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого всю мощность пласта разбивают на интервалы по 10–20 м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удаётся прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты даёт двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2–3 м³ раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты в количестве 5–7 м³.

Другой разновидностью солянокислотных обработок являются серийные обработки, заключающиеся в том, что скважину последовательно 3–4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5–10 дней. Серийные обработки дают хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект от солянокислотной обработки определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважин до и после обработки, а также количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после её обработки.

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом глушение газового фонтана производится нагнетанием в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработки под давлением без глушения скважины. Тогда после закачки в скважину кислоты её продавливают в пласт воздухом или газом при помощи компрессора.

В последнее время получены успешные результаты при кислотных обработках «под давлением». Сущность метода заключается в том, что давление нагнетания кислоты в пласт искусственно повышается до 15–30 МПа путём предварительной закачки в высокопроницаемые пропластки высоковязкой нефтекислотной эмульсии. Высокое давление продавливания кислоты способствует уменьшению скорости реакции, глубокому проникновению кислоты в пласт, охвату кислотным раствором малопроницаемых пластов и участков, что значительно повышает эффективность кислотных обработок.

Успешно применяются также специальные кислотные обработки скважин через гидромониторные насадки – направленными струями кислоты высокого напора, которые способствуют быстрой и хорошей очистке открытого ствола скважины.

Расчёт обработки забоя скважин соляной кислотой

Исходные данные:

- глубина $H = 1111$ м;
- вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта $h = 25$ м;
- ниже вскрытого пласта имеется зумпф глубиной 12 м;
- внутренний диаметр скважины $D = 0,154$ м;

- диаметр НКТ $d_{нкт} = 0,05$ м;
- определение необходимого количества химикатов: для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 8 % (при средней норме расхода этой кислоты $1,2 \text{ м}^3$ на 1 м интервала обработки общий объём соляной кислоты составит $1,2 \text{ м} \cdot 25 = 30 \text{ м}^3$).

Расчёт количества химикатов и воды

На приготовление 6 м^3 8 %-ного солянокислотного раствора требуется 1840 кг 27,5 %-ной HCl и $4,38 \text{ м}^3$ воды, а на 30 м^3 8 %-ного солянокислотного раствора необходимо концентрированной HCl:

$$W_k = \frac{1840 \cdot 30}{6} = 9200 \text{ кг} \quad (3)$$

и воды

$$V = \frac{4,38 \cdot 30}{6} = 21,9 \text{ м}^3.$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10 %-ного солянокислотного раствора может быть также найдено по формуле:

$$W_k = \frac{A \cdot x \cdot W \cdot (B - z)}{B \cdot z \cdot (A - z)}, \quad (4)$$

где $A = 214$ и $B = 226$ – числовые коэффициенты для кислоты 8 %-ной концентрации; x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5 %-ная концентрация товарной кислоты; W – объём кислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$).

Следовательно:

$$W_k = \frac{214 \cdot 8 \cdot 30 \cdot (226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5 \cdot (214 - 8)} = 7,96 \text{ м}^3.$$

Принимаем $W_k = 8 \text{ м}^3$.

В качестве ингибитора принимаем уникол У-2. Необходимое количество уникола определяется по формуле:

$$Q_{инг} = \frac{74 \cdot b \cdot x \cdot W}{A - x}, \quad (5)$$

где b – процент добавки уникола к соляной кислоте (для уникола У-2 принимают 5 % по объёму от количества концентрированной кислоты, для уникола М-Н – 1 % и для уникола У-К – 0,3 %); x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; W – объём кислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$); A – числовой коэффициент, принимаемый равным 214 для 8 %-ной концентрации кислоты.

Тогда:

$$Q_{инг} = \frac{74 \cdot 5 \cdot 8 \cdot 30}{214 - 8} = 431 \text{ л.}$$

Против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нём солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot b \cdot W}{C}, \quad (6)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объёму раствора ($b = 1,5$ %); W – объём солянокислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$); C – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80 %).

Тогда:

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot 1,5 \cdot 30}{80} = 562,5 \text{ л.}$$

Для растворения содержащихся в породе кремнистых соединений и предупреждения их выпадения в виде геля кремниевой кислоты добавляем к соляной кислоте плавиковую кислоту в количестве

$$Q_{пк} = \frac{1000 \cdot b \cdot W}{m}, \quad (7)$$

где b – процент добавки плавиковой кислоты к объёму раствора ($b = 1$ %); W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); m – концентрация товарной плавиковой кислоты в процентах содержания HF (обычно $m = 60$ %).

Тогда:

$$Q_{пк} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 30}{60} = 500 \text{ л.}$$

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты в количестве до 0,6 %, которая после реакции её с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта.

Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий в количестве:

$$Q_{хб} = 21,3 \cdot W \cdot \left(\frac{a \cdot x}{z} - 0,02 \right), \quad (8)$$

где W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте ($a = 0,6$ %); x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5 %-ная концентрация товарной кислоты.

Тогда:

$$Q_{хб} = 21,3 \cdot 30 \cdot \left(\frac{0,6 \cdot 8}{27,5} - 0,02 \right) = 98,75 \approx 100 \text{ кг}$$

или 25 л при плотности хлористого бария 4,0.

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Необходимое количество ДС составляет 1,0–1,5 % от объёма солянокислотного раствора (принимаем 1 %). Это даёт: $Q_{ДС} = 30 \text{ м}^3 \cdot 0,01 = 0,3 \text{ м}^3$ или 300 л.

Количество воды для приготовления принятого объёма солянокислотного раствора:

$$V = W - W_{\kappa} - \Sigma Q, \quad (9)$$

где W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); W_{κ} – объём концентрированной товарной соляной кислоты ($W_{\kappa} = 8$ м³); ΣQ – суммарный объём всех добавок к солянокислотному раствору:

$$\Sigma Q = Q_{инг} + Q_{ук} + Q_{пк} + Q_{хб} + Q_{ДС},$$

$Q_{инг} = 431$ л – количество ингибитора уникол У-2; $Q_{ук} = 562,5$ л – количество уксусной кислоты; $Q_{пк} = 500$ л – количество плавиковой кислоты; $Q_{хб} = 25$ л – количество хлористого бария; $Q_{ДС} = 300$ л – количество препарата ДС.

Тогда:

$$\Sigma Q = 431 + 562,5 + 500 + 25 + 300 = 1818,50 \text{ л} \approx 1,82 \text{ м}^3.$$

Отсюда:

$$V = 30 - 8 - 1,82 = 20,18 \text{ м}^3.$$

Для изоляции зумпфа применяем раствор хлористого кальция плотностью 1,2.

Объём 1 м ствола скважины внутренним диаметром 0,154 м составляет $0,785 \cdot 0,1542 = 0,0186 \text{ м}^3$, а объём 12 м зумпфа будет $0,223 \text{ м}^3$.

Для получения 1 м^3 раствора хлористого кальция плотностью 1,2 по инструкции требуется 540 кг CaCl_2 и $0,66 \text{ м}^3$ воды. Для изоляции всего надо взять: CaCl_2 $540 \cdot 0,223 = 120,53$ кг и воды $0,66 \cdot 0,223 = 0,15 \text{ м}^3$.

После приготовления солянокислотного раствора проверяют ареометром полученную концентрацию раствора HCl . Если она не соответствует заданной, добавляют к раствору воду или концентрированную кислоту.

Количество добавляемой воды при концентрации $\text{HCl} > 8 \%$ определяют по формуле:

$$q_в = \frac{(p_2 - p) \cdot W}{p - 1}, \quad (10)$$

а количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация $\text{HCl} < 8 \%$ определяют по формуле:

$$q_к = \frac{(p - p_1) \cdot W}{p_3 - p}, \quad (11)$$

где $q_в$ и $q_к$ – объёмы добавляемой воды и концентрированной кислоты, м^3 ; W – объём солянокислотного раствора 8 %-ной концентрации; p – плотность раствора заданной концентрации; p_1 и p_2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации; p_3 – плотность концентрированной соляной кислоты.

Для закачки соляной кислоты скважина должна быть заполнена нефтью. При закачке кислоты необходимо, чтобы она заполнила выкидную линию диаметром 0,05 м и длиной 100 м ($0,00198 \cdot 100 = 0,2 \text{ м}^3$) от насосного агрегата, промывочные трубы диаметром 0,05 м и длиной 1085 м ($0,00198 \cdot 1090 = 2,16 \text{ м}^3$) и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта ($0,0186 \cdot 25 = 0,465 \text{ м}^3$), а всего $2,825 \text{ м}^3$. После этого устье скважины герметизируют и раствор под давлением закачивают в призабойную зону пласта. Для вытеснения всей соляной кислоты в пласт требуется $2,825 \text{ м}^3$ нефти.

Для солянокислотной обработки призабойной зоны скважин применяются специальные агрегаты ЦА-320. При высоких давлениях лучше применять более мощные агрегаты – ЦА-320М. Эти агрегаты предназначены для транспортировки, смешения и нагнетания раствора кислоты в скважину, а также для гидрокислотных разрывов пластов.

После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции солянокислотного раствора с породой и следят по манометру за скоростью спада давления. Призабойную зону скважины очищают от продуктов реакции путём поршневания или в процессе эксплуатации скважины. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности солянокислотной обработки.

Рекомендуется проводить обработку в две стадии:

- 1) для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, закачивать небольшой объём ($3\text{--}15 \text{ м}^3$) соляной кислоты 12–15 %-ной концентрации;
- 2) для обработки удалённых зон пласта применять форсированную закачку соляной кислоты повышенной концентрации (20–25 %) в объёме $20\text{--}30 \text{ м}^3$.

При отсутствии положительных результатов, особенно в условиях высокой пластовой температуры (до $150 \text{ }^\circ\text{C}$), обработку следует проводить нефтекислотной эмульсией, при которой время нейтрализации кислоты и радиус обработки значительно увеличиваются. Радиус проникновения кислоты в глубь пласта до её нейтрализации при солянокислотной обработке может быть определён по формуле:

$$R_{пр} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{V + 0,785 \cdot k_{мп} \cdot d^2 \cdot h}{0,785 \cdot k_{мп} \cdot d^2 \cdot h}}, \quad (12)$$

где V – количество продавленного в пласт кислотного раствора ($V = 30 \text{ м}^3$); $k_{мп}$ – коэффициент трещиноватости пород ($k_{мп} = 0,005$); d – диаметр забоя скважины ($d = 100 \text{ мм}$); h – эффективная мощность пласта ($h = 50 \text{ м}$).

$$R_{пр} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{30 + 0,785 \cdot 0,005 \cdot 1^2 \cdot 50}{0,785 \cdot 0,005 \cdot 1^2 \cdot 50}} = 6,2 \text{ м.}$$

Применение гидрофобных нефтекислотных эмульсий предотвращает в течение некоторого промежутка времени вступление кислоты в реакцию с породой, сохраняя её в дисперсном состоянии. Это позволяет доставлять неотреагированную кислоту в более удалённые участки пласта.

Чтобы получить качественные эмульсии, следует применять маловязкую нефть с небольшим содержанием асфальтено-смолистых веществ и стабилизировать её специальными эмульгаторами. Рекомендуемый состав нефтекислотной эмульсий: соляная кислота 12–15 %-ной концентрации – 60 %, нефть – 39,5 %, и амины – 0,5 %.

Для защиты подземного оборудования скважин от солянокислотной коррозии следует применять в качестве ингибиторов уротропин (0,8 %) плюс ингибитор И-1-А (1 %), которые сохраняют свои защитные свойства и при высоких температурах.

Эффект кислотной обработки скважины определяется суммарным количеством дополнительно полученной нефти после обработки скважины кислотой за всё время её работы с повышенным дебитом. Кроме того, результаты обработки проверяют по величине коэффициента продуктивности скважины до и после обработки при одинаковой депрессии.

Суммарный прирост добычи находят путём сопоставления кривой снижения производительности скважины без обработки с фактической кривой добычи нефти после обработки.

Для экономической оценки эффективности обработки следует определить стоимость дополнительно добытой нефти и сравнить её с затратами, связанными с проведением солянокислотной обработки.

Освоение скважины после солянокислотной обработки

Освоение скважины проводят:

- свабированием;
- гидросвабированием;
- промывкой.

Гидросвабирование осуществляется путём периодического надавливания на пласт жидкостью, не допуская гидроразрыва, с последующим быстрым сбрасыванием давления в скважине. Знакопеременные значительные по величине градиенты давления, образующиеся при распространении в пласт волны «репрессии – депрессии», разрушают структурные связи эмульсий и отложений в порах призабойной зоны, а большие скорости обратного излива способствуют выносу загрязнений в ствол скважины. Для освоения гидросвабированием выбирают трудноосваиваемые, малодебитные и сухие скважины с призабойной зоной, закупоренной эмульсией, глинистыми и другими загрязняющими материалами, оборудованные преимущественно эксплуатационной колонной диаметром 146 мм для создания необходимого давления без применения пакера.

Гидросвабирование рекомендуется проводить после предварительного вызова притока из пласта другими методами с обработкой кислотной ванны или без неё.

Перед гидросвабированием жидкость в скважине должна быть заменена на совместную с пластовой водой и слагающий пласт материалом. Для этого могут быть использованы 1,5–3,0 % раствор хлористого кальция, нефть, а также 0,1–0,2 % раствор неионогенного ПАВ (если пласт не заглинизирован), например, ОП-10, ОП-7, дисолвана, превоцела «Шкопау». НКТ необходимо спустить ниже перфорационных отверстий.

Порядок работы:

1. В течение 0,5–1,0 мин. закачивать в пласт жидкость гидросвабирования по межтрубному пространству. Давление на устье для 1 цикла – около 5,0 МПа.

2. Произвести резкий сброс давления в скважине через НКТ открытием крана на устьевой арматуре с остановкой агрегата и излив жидкости в течение 1 мин. в приёмную ёмкость.

3. Закачать в межтрубное пространство 0,7, 1,0 или 1,5 м³ жидкости при условном диаметре НКТ соответственно 60 (73 или 89) мм при средней производительности насосного агрегата для удаления загрязнений из области перфорационных отверстий в колонну НКТ.

4. Последующие циклы производить в вышеуказанном порядке с полной промывкой скважины через каждые 10 циклов и увеличением давления закачки в каждом последующем цикле на 3,0–5,0 МПа до достижения заданной величины.

Вызов притока при освоении нефтяных скважин, вышедших из бурения или ремонта, одна из основных областей применения свабирования. Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечивать:

- сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне;
- герметичность цементного кольца за колонной;
- предупреждение прорывов пластовой воды (подошвенной, нижней и верхней) и газа из газовой шапки;

- сохранность эксплуатационной колонны;
- предотвращение неконтролируемых фонтанных проявлений;
- сохранность, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- охрану окружающей среды и безопасность при проведении всех работ;

Основными процессами, обуславливающими снижение проницаемости призабойной зоны при строительстве и эксплуатации скважины, является:

- поглощение несовместимых с породой и плавиковыми флюидами буровых растворов, цементных растворов и их фильтратов, а также технологических жидкостей, используемых при ремонтных работах;

- отложения в каналах продуктивного коллектора минеральных солей и твёрдых углеводородов при эксплуатации скважины;

- отложения на фильтре и в призабойной зоне при эксплуатации водонагнетательных скважин.

Свабирование при герметичном устье позволяет создавать плавные, регулируемые и контролируемые депрессии на пласт, обеспечивает выполнение всех требований, предусмотренных в комплексе работ по освоению скважин в разных горно-геологических условиях.

Суть состоит в периодическом подъеме определенных порций жидкости из скважины при последовательном ступенчатом снижении уровня жидкости и соответствующем изменении глубины спуска сваба.

Промывка – процесс замены плотной скважинной жидкости на более легкую используя обратную промывку. Промывку начинают с закачки воды, до установления циркуляции чистой водой при этом должно обеспечиваться устойчивое фонтанирование или приток из пласта. Если это не даёт результатов промывку производят легкой углеводородной жидкостью.

Прямая промывка. При прямой промывке промывочную жидкость нагнетают через спущенную в скважину колонну труб; размытая порода с жидкостью выносится из скважины по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и промывочными трубами. Существенным недостатком прямой промывки, снижающим её эффективность, является низкая скорость восходящей струи жидкости, в следствии размытый песок медленно поднимается.

Обратная промывка. При обратной промывке скважин от песчаных пробок промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство между обсадной колонной и промывочными трубами, а жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам. Этим достигают больших скоростей восходящего потока жидкости и ускорения выноса песчаной пробки.

Обратная промывка по сравнению с прямой имеет некоторые преимущества:

- при одинаковой производительности промывочного насоса скорость восходящего потока при обратной промывке в несколько раз больше скорости при прямой промывке;

- почти полностью устраняется прихват труб вследствие того, что в затрубном пространстве находится чистая жидкость, а размытая порода выносятся по промывочным трубам;

- обратная промывка производится при меньшем давлении на выкиде насоса, так как скорость потока жидкости, необходимая для выноса песка, может быть достигнута при сравнительно меньшем расходе жидкости.

Недостатками обратной промывки являются:

- необходимость применения специального оборудования для герметизации устья скважины;

- малая скорость нисходящей струи в кольцевом пространстве, в связи с чем снижается интенсивность размыва пробки; поэтому обратную промывку нельзя применять для очистки скважины от плотной пробки, когда требуется сильная размывающая струя, а рекомендуется применять комбинированную промывку.

Комбинированная промывка заключается в периодическом изменении направления.

Анализ эффективности проведения СКО

Эффективность проведения солянокислотной обработки приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Эффективность проведения СКО

№ скважины	Дебит нефти, тонн/сут.		Продолжительность эффекта, сут.	Дополнительная добыча, тонн
	до ремонта	после ремонта		
1771	3,4	3,9	174	87
2249	1,1	1,6	196	98
12314	5,1	5,2	210	21
12523	5,4	5,7	153	45,9
12899	1,1	2,2	149	163,9
13512	1,1	1,5	183	73,2
13813	4,9	6,5	171	273,6
14015	1,5	2,2	160	112
14175	2,0	2,4	189	75,6
14202	0,9	1,2	229	68,7
среднее значение			181,4	101,9

Дебит по скважине 1771 до проведения СКО был 3,4 тонн/сут., после проведения СКО – 3,9 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 174 сут. Дополнительная добыча 87 тонн.

Дебит по скважине 2249 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 1,6 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 196 сут. Дополнительная добыча 98 тонн.

Дебит по скважине № 12314 до проведения СКО был 5,1 тонн/сут., после проведения СКО – 5,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 210 сут. Дополнительная добыча 21 тонн.

Дебит по скважине № 12523 до проведения СКО был 5,4 тонн/сут., после проведения СКО – 5,7 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 153 сут. Дополнительная добыча 45,9 тонн.

Дебит по скважине № 12899 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 2,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 149 сут. Дополнительная добыча 163,9 тонн.

Дебит по скважине № 13512 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 1,5 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 183 сут. Дополнительная добыча 73,2 тонн.

Дебит по скважине № 13813 до проведения СКО был 4,9 тонн/сут., после проведения СКО – 6,5 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 171 сут. Дополнительная добыча 273,6 тонн.

Дебит по скважине № 14015 до проведения СКО был 1,5 тонн/сут., после проведения СКО – 2,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 160 сут. Дополнительная добыча 112 тонн.

Дебит по скважине № 14175 до проведения СКО был 2,0 тонн/сут., после проведения СКО – 2,4 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 189 сут. Дополнительная добыча 75,6 тонн.

Дебит по скважине № 14292 до проведения СКО был 0,9 тонн/сут., после проведения СКО – 1,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 229 сут. Дополнительная добыча 68,7 тонн.

Дополнительная добыча после проведения СКО на 10 скважинах составила 1018,9 тонн, т.е. 101,9 тонн на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 181,4 сут.

Выводы и предложения

Основным методом ОПЗ для скважин с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами является солянокислотная обработка. Существуют различные способы воздействия соляной кислоты на карбонатный пласт (ванны, простые кислотные обработки, глубоконаправленные, поинтервальные и т.д.).

Большинство солянокислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Обработка удалённых от ствола скважины зон представляет определённые трудности из-за невозможности доставки соляной кислоты в глубину пласта. В результате высокой скорости реакции кислоты в карбонатной составляющей пласта в призабойной зоне выделяется вода, которая и проталкивается в глубину пласта очередной порцией кислоты.

При использовании большинства способов обработки пласта соляной кислотой последняя поглощается дренированными зонами пласта, а не работающие участки так и остаются не обработанными. Этим объясняется низкая эффективность повторных солянокислотных обработок.

Литература:

1. Боярчук А.Ф., Кереселидзе В.П. Изучение особенностей проникновения в коллекторы известково-битумных растворов // Нефтяное хозяйство, 1983. – № 11. – С. 25–27.
2. Викторин В.Д., Лычков Н.П. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М. : Издательство Недр, 1980. – 202 с.
3. Зарипов С.З. Применение жидкостей для задавливания скважин при их ремонте // Обзорная информация, серия «Техника и технология добычи нефти». – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – Вып. 2.
4. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация текущей добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1990. – № 7. – С. 63–66.
5. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань : Таткнигоиздат, 1989. – 134 с.
6. Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. Регламент по технологии глушения скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта. – Татнефть, 1998.
7. Сучков Б.М. Причины снижения производительности скважин // Нефтяное хозяйство, 1988. – № 5. – С. 52–54.
8. Применение солянокислотной обработки призабойных зон скважин. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b5625b3bd68b4d43a89521206d27_0.html
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 522 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с.
11. 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.
12. 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.
13. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 27–33.
18. 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.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование выбора технической системы при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Журнал «Успехи современного естествознания». – Пенза : Издательский Дом «Академия Естествознания», 2016. – № 7. – С. 154–161.
20. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара, 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования : Технические и технологические системы / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 266–275.
22. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта / Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25–40.
23. 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.
24. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

25. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.

26. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

References:

1. Boyarchuk A.F., Kereselidze V.P. Studying of features of penetration into collectors of limy and bituminous solutions // Oil economy, 1983. – No. 11. – P. 25–27.

2. Victorin V.D., Lychkov N.P. Development of the oil fields dated for carbonate collectors. – M. : Publishing house Nedra, 1980. – 202 p.

3. Zaripov S.Z. Use of liquids for a zadavlivaniye of wells at their repair // Survey information, the «Equipment and Technology of Oil Production» series. – M. : VNII OENG, 1981. – Issue 2.

4. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensifikation of the current oil production // Oil economy, 1990. – No. 7. – P. 63–66.

5. Muslimov R.H., Abdulmazitov R.G. Improvement of technology of development of ineffective oil fields of Tataria. – Kazan : Tatknigoizdat, 1989. – 134 p.

6. Orlov G.A., Musabirov M.H. Regulations on technology of muffling of wells with maintaining collection properties of productive layer. – Tatneft, 1998.

7. Suchkov B.M. Reasons of decline in production of wells // Oil economy, 1988. – No. 5. – P. 52–54.

8. Application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd68b4d43a89521206d27_0.html

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education South, 2010. – 522 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p.

11. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.

12. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.

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

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

15. 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. – T. 1–4.

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

17. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and problems of modeling of rocks from the point of view of establishment of conditions of approach of factors of a complication of production // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 2. – P. 27–33.

18. 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 scientific and 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.

19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Justification of the choice of technical system at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // the Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya Magazine. – Penza : Academy of Natural Sciences publishing House, 2016. – No. 7. – P. 154–161.

20. 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 // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.

21. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic researches at development of wells by means of a svabirovaniye : The technical and technological systems / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of KubGTU, KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Guytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 266–275.

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

23. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Zashchita Okruzhayushchey Sredy V Neftegazovom Komplekse». – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

24. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – Page 30-38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

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

26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsu.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

УДК 622.243.24

**ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ 302-303
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS
TO INCREASE THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT
BY THE EXAMPLE OF DEPOSITS 302-303
OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Вализада Башир Ахмад

студент-магистрант,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
bashirahmadv@yahoo.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании вертикальными скважинами может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку. В этих условиях наиболее рациональное направление улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов. Особенно важно применять системы разработки с горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Ключевые слова: горизонтальное и разветвленно-горизонтальное бурение; обзор применяемых горизонтальных технологий; анализ эффективности горизонтальных технологий; техника и технология горизонтального бурения скважин; профили горизонтальных скважин; выбор профиля горизонтальной скважины; проектирование профиля горизонтальной скважины.

Valizada Bashir Ahmad

Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
bashirahmadv@yahoo.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The structure of the raw material base is such that the traditional entry of deposits with low permeability reservoirs into development when drilling with vertical wells can be economically inexpedient, and sometimes impossible, as a result of which a significant amount of reserves will be uninvolved in industrial development. Under these conditions, the most rational direction for improving the use of hard-to-recover reserves is the transition to fundamentally new field development systems using horizontal and branch-horizontal wells that, having an increased surface of the formation, reduce the filter resistance in the near-wellbore zones and are a promising method for not only increasing the productivity of wells, but also the oil recovery of reservoirs. It is especially important to use development systems with horizontal and branched-horizontal wells in fields with high geological heterogeneity, fragmentation, the presence of numerous zones of replacement of reservoirs and zones of wedging.

Keywords: horizontal and branched-horizontal drilling; applied horizontal technologies; analysis of the effectiveness of horizontal technologies; technique and technology of horizontal well drilling; profiles of horizontal wells; selection of the horizontal well profile; design of a horizontal well profile.

Общие сведения о месторождении

Ромашкинское месторождение располагается на востоке Республики Татарстан в пределах большей части Альметьевского района, частично захватывая Лениногорский и Сармановский районы.

Геолого-поисковые работы на территории месторождения проводились в течение длительного времени, начиная с 1933 года. К 1948 году был выявлен целый ряд поднятий, входящих в систему Сокско-Шешминских дислокаций. С 1947 года проводились структурно-картировочное и одновременно разведочное бурение. В 1948 году скважина № 3, заложенная в своде нижнепермского Ромашкинского поднятия, которое было выявлено структурно-геологической съёмкой и изучено структурным бурением, дала приток нефти из песчаников пашийского горизонта франского яруса девона. В 1949 году мощные фонтаны девонской нефти были получены из скважин №№ 10 и 11. В дальнейшем было доказано, что контур промышленной нефтеносности девонских отложений выходит далеко за пределы локальных поднятий перми и карбона, на которых были заложены первые разведочные скважины. Разведка была в основном завершена к 1955 году. В результате ее была доказана промышленная нефтеносность в крупном интервале разреза девона и карбона на обширной территории с основной залежью в терригенных пластах пашийского горизонта. В июне 1952 года Ромашкинское нефтяное месторождение было введено в разработку по предварительному проекту. В 1955 году утверждена генеральная схема разработки, согласно которой в целях рациональной интенсификации добычи нефти с применением методов законтурного и внутриконтурного заводнения месторождение было разделено на ряд промысловых площадей. Со времени открытия месторождения на нём пробурено свыше 5000 скважин, вскрывших весь осадочный комплекс.

Месторождение представляет собой очень пологую обширную складку. Продуктивные отложения терригенного девона повторяют очертания структуры фундамента, сложенного докембрийскими отложениями. В пределах структуры вырисовываются отдельные купола с небольшими амплитудами поднятия, не превышающими 20–30 м. Наиболее обширными поднятиями являются Миннибаевское, Абдрахмановское, Павловское и Азнакаевское. Наибольшие углы падения пластов девонских отложений наблюдаются на западном крыле структуры (1,5–2,0°). На других крыльях падение измеряется минутами.

Промышленная нефтеносность в пределах Ромашкинского месторождения в основном связана с терригенными толщами девона и нижнего карбона; меньшие по размерам залежи располагаются в карбонатных коллекторах девона и карбона. Промышленные притоки получены из отложений старооскольского горизонта живетского яруса, пашийского и кыновского горизонтов

На рисунке 1 приведена тектоническая схема расположения районов Ромашкинского месторождения с аномальными частотами прецессии.

Обзор применяемых горизонтальных технологий на объекте разработки

Основные нефтяные месторождения РФ вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительным ухудшением структуры запасов нефти: доля трудноизвлекаемых запасов достигла 80 % против начальных 37 %, высокая обводнённость продукции – 83 %.

При применении традиционных технологий около 75 % остаточных запасов разрабатываемых месторождений и 80 % ещё не введённых в эксплуатацию залежей не могут рентабельно разрабатываться.

Проблема повышения эффективности дальнейшей разработки нефтяных месторождений может быть решена только за счёт широкого внедрения высокоэффективной комплексной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, одним из важнейших элементов которой является широкое использование горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин наряду с перевооружением и реорганизацией служб бурения, капитального ремонта, повышения нефтеотдачи, стимуляции работы скважин и, что особенно важно, обязательным налоговым стимулированием разработки трудноизвлекаемых запасов. Бурение и эксплуатация горизонтальных, многозбойных разветвлённо-горизонтальных скважин, проводка горизонтальных стволов из старых, получившие на Западе общее название «горизонтальные технологии», являются одним из ярких и перспективных достижений в нефтегазовой индустрии за последние два десятилетия.

Общепризнано, что применение горизонтальной технологии с соблюдением вполне чётко определённых условий позволяет решить ряд важных проблем разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

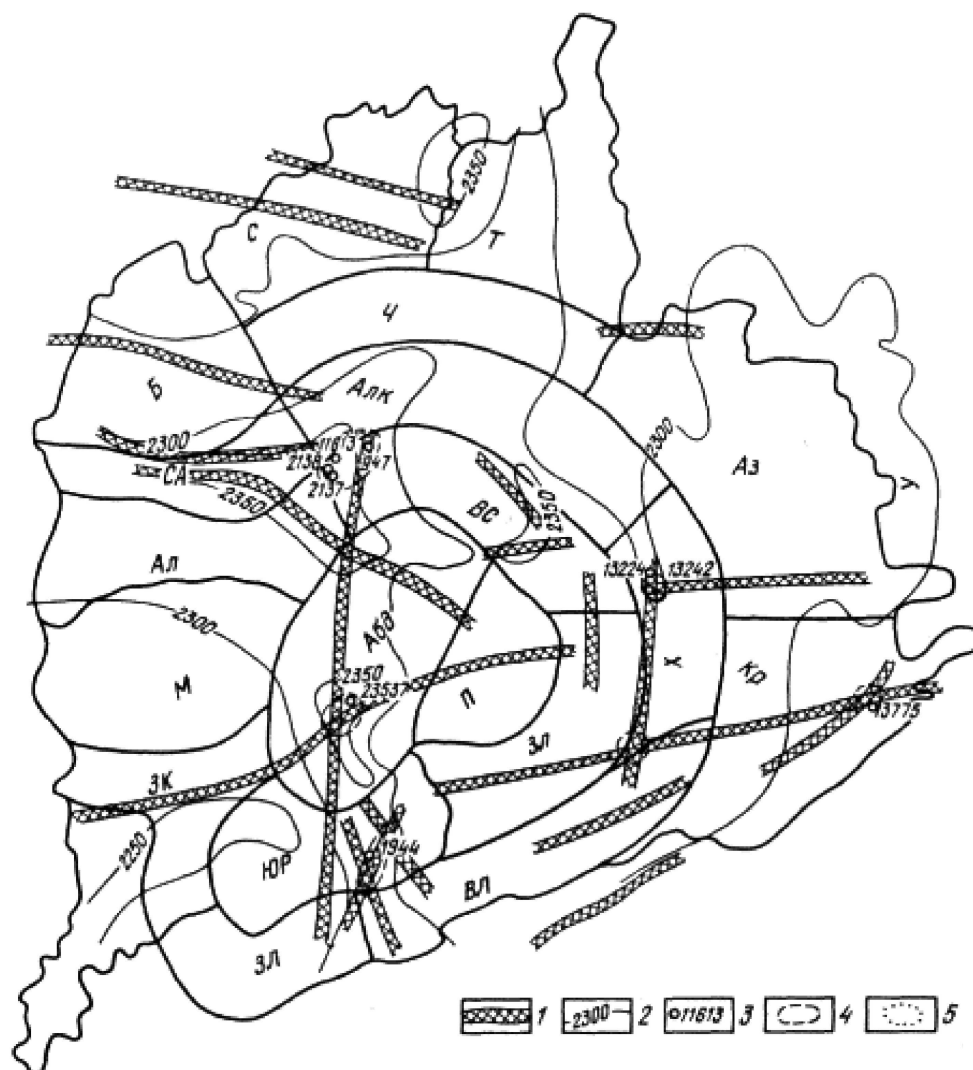


Рисунок 1 – Тектоническая схема расположения районов Ромашкинского месторождения с аномальными частотами прецессии:

1 – разломы кристаллического фундамента; 2 – линии равных частот прецессии;

3 – номер скважины с аномальными частотами прецессии;

участки с аномальными частотами прецессии:

4 – выявленные, 5 – предполагаемые.

Площади Ромашкинского месторождения:

К – Куакбашская; ЗК – Зай-Каратайская; М – Миннибаевская; Ал – Альметьевская;

САл – Северо-Альметьевская; Б – Березовская; С – Сармановская; Т – Тишлиярская; Ч – Чишминская;

Алк – Алькеевская; Аз – Азнакаевская; ВС – Восточно-Сулеевская; Абд – Абдрахмановская;

П – Павловская; У – Уральская; ЮР – Южно-Ромашкинская; З – Зеленогорская; Х – Холмовская;

ЗЛ – Западно-Лениногорская; ВЛ – Восточно-Лениногорская; Кр – Кармаринская франского яруса

Горизонтальные скважины (ГС) в большей степени, чем вертикальные, позволяют разрабатывать нефтяные месторождения при пластовых давлениях, близких к начальному. Как известно, значительное превышение пластового давления над первоначальным приводит к более высоким темпам обводнения скважин, к уменьшению охвата пласта процессом вытеснения вследствие ускоренного прорыва закачиваемой воды по наиболее проницаемым прослоям продуктивного пласта. Вследствие вышеизложенного, бурение и эксплуатация горизонтальных, разветвленно-горизонтальных скважин в мире стали одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в области разработки нефтяных месторождений, вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти.

Можно отметить, что месторождение Альба в Северном море является первым месторождением, освоение которого запланировано исключительно с помощью горизонтальных скважин.

К настоящему времени в мире пробурено более 26000 ГС, более 1300 – в России, в том числе около половины – в Татарстане и Башкортостане. На месторождениях Татарстана объектами применения ГС являются:

- залежи пластового типа, представленные чередованием терригенных нефтенасыщенных пластов и плотных глинистых прослоев, приуроченных к отложениям нижнего карбона и девона;
- залежи массивного типа, приуроченные к карбонатным породам нижнего и среднего карбона.

Освоение горизонтальной технологии в республике было начато в 1976–1978 гг. бурением семи ГС на турнейские отложения Сиреневского и Тавельского месторождений (НГДУ «Ямашнефть»). Две из них (№№ 1990 и 1092) относительно быстро обводнились вследствие проведения при их освоении большеобъемных кислотных обработок. По скважинам №№ 1093, 1094 и 1095 накопленная добыча нефти составила 9,2–13,5 тыс. тонн, дебиты скважин в 1,3–1,7 раз превышали дебиты окружающих вертикальных скважин (ВС). Скважины №№ 1918 и 1947 Сиреневского месторождения оказались наиболее продуктивными: накопленная добыча нефти по ним составила 35,9 тыс. тонн и 40,2 тыс. тонн при средних дебитах более 6 тонн/сут., что в 2,0–2,2 раза выше средних дебитов соседних ВС. Горизонтальная скважина № 1990 в 1986 году была переведена под закачку, на что ГС №№ 1918 и 1947 отреагировали стабильным увеличением дебитов. Так, впервые была реализована определённая система заводнения на участке залежи, разрабатываемой группой горизонтальных и вертикальных скважин.

Бурение ГС в Татарстане возобновилось в 1991 году, в основном, на малопродуктивные турнейские и башкирские отложения небольших месторождений и залежей. В последние годы пробурен ряд ГС на бобриковский (НГДУ «Бавлынефть» и «Нурлатнефть»), данково-лебедянский (НГДУ «Азнакаевскнефть»), башкирский и серпуховский горизонты. В настоящее время по месторождениям Татарстана выполнено более 50 проектных документов разработки нефтяных месторождений, в которых запроектировано бурение более 2000 ГС.

На рисунке 2 приведён типичный пример размещения скважин на месторождениях Татарстана.



Рисунок 2 – Пример размещения ГС в трехрядной системе

Наиболее часто применяемая система разработки – трёхрядное заводнение с веерным (лучевым) размещением горизонтальных добывающих скважин. Так как приёмистость нагнетательных скважин в большинстве случаев достаточно высокая, они проектируются как вертикальные или наклонно-направленные.

На начало 2010 года в Татарстане пробурено 575 горизонтальных скважин, из них 550 освоены, эксплуатируются или были в эксплуатации. Их средний дебит в настоящее время составляет 7,2 тонн/сут., что превышает дебит окружающих вертикальных скважин в 2,2 раза. Горизонтальными скважинами всего добыто 8844 тыс. тонн нефти. Здесь представляет интерес сравнить аналогичные данные по республике Башкортостан, где в действии находятся 295 ГС, средний дебит которых в 2009 году составил около 6 тонн/сут., накопленная добыча нефти 3322 тыс. тонн.

Как показывают результаты освоения и эксплуатации ГС, их продуктивность значительно ниже теоретически возможной. Одной из важнейших причин недостаточной эффективности ГС, очевидно, являются особые условия вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом, особенно, длительное время воздействия промывочной жидкости на пласт, несимметричность воздействия на призабойную зону различных химических агентов и т.д. Другой не менее важной причиной недостижения ожидаемых результатов эксплуатации ГС является отставание организации поддержания пластового давления.

Хотя в Татарстане накоплен определённый опыт применения ГС – проектирования, проводки, каротажа, крепления, освоения и эксплуатации, тем не менее, резервы дальнейшего повышения эффективности горизонтальной технологии ещё далеко не исчерпаны.

На практике часто имеет место недостаточно точное определение гипсометрического положения точки входа в продуктивный пласт. Вследствие этого вместо рекомендуемой преимущественно нисходящей формы условно горизонтального участка в действительности получают синусоидальные, v-образные и другие почти случайные конфигурации наиболее ценного и важного участка ствола ГС практически вне связи с геологическими условиями.

Чрезвычайная сложность управления процессом бурения ГС без надежной информации о продуктивном пласте, фактическом геологическом положении бурового инструмента относительно кровли пласта, ВНК или ГНК приводит к снижению эффективности ГС.

Особое внимание следует уделять проблеме восстановления бездействующего фонда скважин. Одним из способов решения этой проблемы является забуривание вторых стволов из эксплуатационных колонн.

Профили скважин, в которых были пробурены боковые горизонтальные стволы, представлены на рисунке 3.

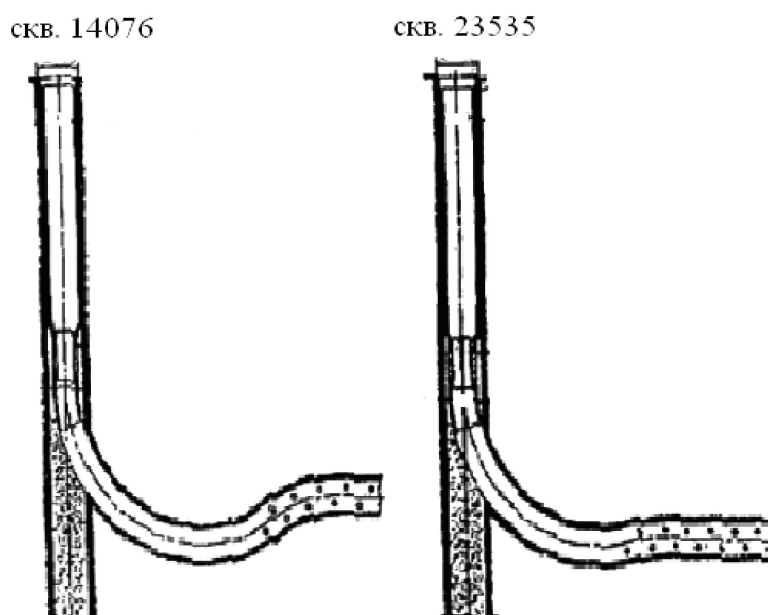


Рисунок 3 – Профили скважин №№ 14076 и 23535 с БГС

На залежах 302-303 пробурены 109 горизонтальных скважин, 8 разветвлённо-горизонтальных скважин и в одной скважине был забурен боковой горизонтальный ствол.

Анализ эффективности применяемых горизонтальных технологий в условиях рассматриваемого объекта разработки

На 01.01.2010 г. на залежах 302-303 пробурены 109 горизонтальных скважин, в том числе на башкирские отложения – 21, на серпуховские – 88. В целом за весь период эксплуатации добыто горизонтальными скважинами 1079,25 тыс. тонн нефти или же 9,9 тыс. тонн на одну скважину. При этом средний текущий дебит составил 6,3 тонн/сут., что в 2,5 раза выше, чем по вертикальным скважинам. По скважинам, пробуренным на серпуховский горизонт, средний дебит составил 6,5 тонн/сут., что в 2,6 раза выше, чем по вертикальным скважинам. На одну скважину в среднем добыто 10,0 тыс. тонн нефти. По скважинам, пробуренным на башкирский горизонт, средний дебит составил 5,8 тонн/сут. Это в 2,3 раза выше, чем по вертикальным скважинам. На одну скважину в среднем добыто 9,44 тыс. тонн нефти.

Средний текущий дебит составляет 6,3 тонн/сут., этот показатель ниже дебита для ГС, пробуренных в терригенные отложения, но бурение таких скважин в зонах со значительными запасами на 1 скважину (не менее 20 тыс. тонн) позволяет успешно применять ГС в этих условиях.

Рассматривая скважины, введенные из бурения с 2001 года видно, что вертикальных скважин было пробурено в 1,95 раза больше, чем горизонтальных, отработанное время соответственно тоже в два раза больше. Дебит на 1 м вскрытой толщи на горизонтальных скважинах на порядок ниже. Несмотря на вышеперечисленное, 109 горизонтальных скважин добыли нефти больше, чем 213 вертикальных. И если провести расчёт добычи нефти 1 скважиной на одинаковое отработанное время то получается, что горизонтальная скважина добыла в 2,5 раза больше нефти, чем одна вертикальная. Даже при практически сопоставимых расстоянию до ВНК, вертикально вскрытой нефтенасыщенной толщине. Сравнительные характеристики работы ГС и вертикальных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение показателей работы вертикальных и горизонтальных скважин, введённых в эксплуатацию на залежах 302-303 в период с 2001 года

Показатели	Вертикальная	Горизонтальная
Скважин	213	109
Отработанное время, дни	325417	186687
Средняя стоимость 1 скважины	7,5	13
Накопленный отбор, тонн	813544	1079250
Добыто нефти на 1 скважину, тонн	3819,5	9901,4
Добыто на 1 млн. рублей затрат, тонн	509,3	761,6
Средний дебит нефти, тонн/сут.	2,5	6,3
Средний дебит на 1 м перфорированной толщины, тонн/сут./м	0,38	0,04

В результате проделанного анализа видно, что, несмотря на имеющиеся трудности и сложности с практической реализацией, использование горизонтальных технологий является высокоэффективным мероприятием и позволяет рекомендовать его дальнейшее развитие на 302-302 залежах Ромашкинского месторождения.

Техника и технология горизонтального и наклонно-направленного бурения скважин

Существуют два способа горизонтального бурения на нефть и газ. Первый (распространён в США) представляет собой прерывистый процесс проводки скважин с использованием роторного бурения (применяется с начала 20 века). При этом способе с забоя скважины долотом меньшего диаметра, чем диаметр ствола скважин, забуривается углубление под углом к оси скважины на длину бурильной трубы (рис. 4) с помощью съёмного или несъёмного клинового (рис. 5) либо шарнирного (рис. 6) устройства.

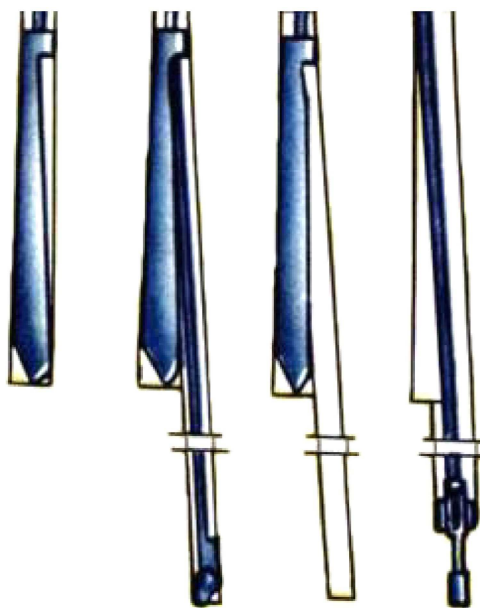


Рисунок 4 – Схема бурения клиновым устройством

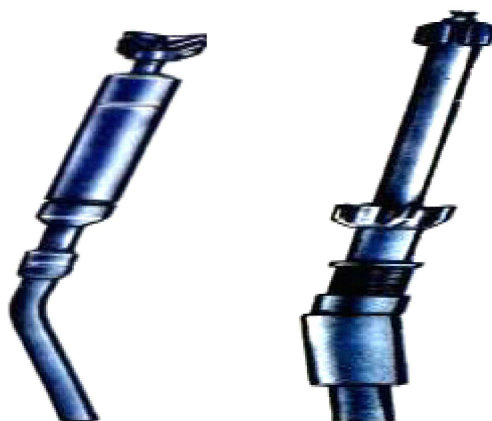


Рисунок 5 – Клиновой отклонитель Рисунок 6 – Шарнирный отклонитель

Полученное таким образом направление углубляется и расширяется. Дальнейшее бурение ведётся долотом нормального диаметра с сохранением направления с помощью компоновки низа бурильной колонны, оснащённой стабилизаторами.

Второй способ, предложенный Р.А. Иоаннесяном, П.П. Шумиловым, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом в начале 40-х годов 20 века, основан на использовании турбобура либо др. забойного двигателя. Этот способ представляет собой непрерывный процесс набора искривления и углубления скважины долотом нормального диаметра. При этом способе для набора искривления используется такая компоновка низа бурильной колонны, при которой на долото в процессе бурения действует сила, перпендикулярная его оси (отклоняющая сила). В этом случае весь процесс наклонно-направленного бурения сводится к управлению отклоняющей силой в нужном азимуте. Создание отклоняющей силы может осуществляться различными путями. Если турбобур односекционный, то для получения необходимой отклоняющей силы достаточно иметь над турбобуром переводник с перекошенными резьбами, либо искривлённую бурильную трубу (рис. 7).

При пропуске турбобура в скважину изогнутая часть компоновки над турбобуром за счёт упругих деформаций стремится выпрямиться, а в сечении изгиба возникает момент силы. Отклоняющая сила в этом случае равняется моменту силы, разделённому на расстояние от сечения изгиба до долота. Интенсивность набора угла искривления при описанной выше компоновке будет невысокой, а предельный угол искривления – менее 30°. Для более интенсивного набора искривления сечение изгиба, где возникает

момент упругих сил, переносят ближе к долоту. Для этой цели применяются специальные шпиндели и турбобуры. Так как при таких шпинделях резко увеличивается отклоняющая сила, то интенсивность набора угла искривления и предельная величина искривления существенно увеличиваются.



Рисунок 7 – Турбинный отклонитель с искривлённой бурильной трубой

На интенсивность набора угла искривления влияет также частота вращения долота и скорость подачи бурильной колонны в процессе бурения. Чем выше частота вращения долота и чем меньше скорость подачи бурильной колонны, тем интенсивнее под действием отклоняющей силы происходит фрезерование стенки скважины и тем интенсивнее искривление. Наибольшая интенсивность искривления может быть получена при применении в нижней части турбобура эксцентричного ниппеля, который позволяет выводить ствол скважины в горизонтальное положение.

Прямолинейные наклонные участки ствола скважины бурятся с компоновками, оснащёнными стабилизаторами. Ориентирование отклоняющей силы в нужном азимуте может осуществляться визирным спуском бурильной колонны либо с помощью инклинометра при установке над турбобуром диамагнитной трубы и магнитным устройством, расположенным в плоскости действия отклоняющей силы. Указанные методы ориентирования отклоняющей силы должны учитывать угол закручивания бурильной колонны, возникающий из-за реактивного момента турбобура, что в некоторой степени отражается на точности ориентирования. В 80-х гг. распространяются системы телеконтроля, позволяющие в процессе бурения контролировать направление действия отклоняющей силы. За рубежом при наклонно-направленном бурении интервалы набора искривления и выправления кривизны осуществляются в основном турбобурами либо объёмными двигателями, прямолинейные интервалы ствола бурятся роторным способом.

Отклонители

Назначение отклоняющих устройств – создание на долото отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. Они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный ниппель и др.; в электробурении – в основном механизм искривления (МИ); в роторном бурении – отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и др. Рассмотрим некоторые отклонители.

Кривой переводник (рис. 8) – это наиболее распространённый и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении горизонтальных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом 1–40 нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях – на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8–24 м крепят непосредственно к забойному двигателю. Отклонитель Р-1 (рис. 9) выполняется в виде отрезка УБТ, оси присоединительных резьб которой перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно её оси. Отклонитель Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

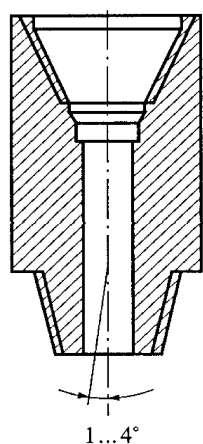


Рисунок 8 – Кривой переводник

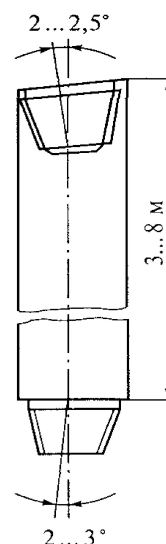


Рисунок 9 – Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой – это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку. Высота накладки выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры долота. Отклонитель с накладкой при применении односекционных турбобуров обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жёсткости (немагнитные или обычные буровые трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобуров представляет переводник, соединяющий валы и корпуса верхней и нижней секции турбобура под углом 1,5–2,0°, причём валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители (ТО) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир. Серийно выпускаются турбинные отклонители (рис. 10) и шпиндельные отклонители (ШО).

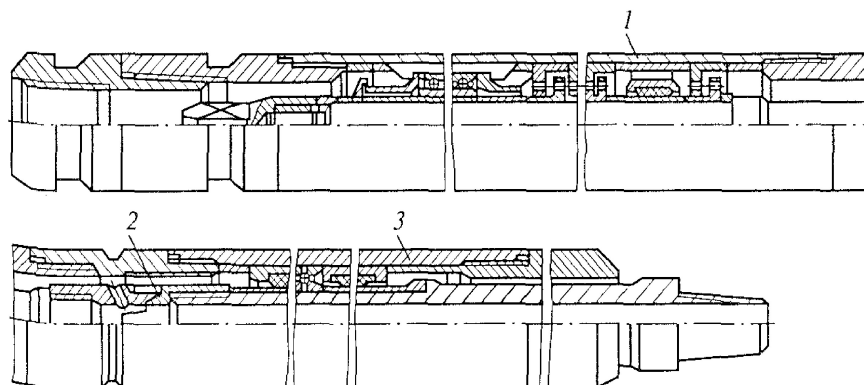


Рисунок 10 – Турбинный отклонитель ТО-2:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпиндельная секция

Турбинные отклонители имеют следующие преимущества:

- кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;
- значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить фактический радиус искривления, близкий к расчётному.

Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривленного соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде накладки, приваренной к ниппелю турбобура. Применяется этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата буровой колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, где эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов.

Механизм искривления – это отклонитель для бурения наклонно-направленных скважин электробуром. В таких механизмах валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Многозабойное бурение

Многозабойное бурение – вид наклонно-направленного бурения, включающий проходку основного ствола с последующим забуриванием и проходкой в его нижней части дополнительных стволов, пересекающих геологическую структуру.

Многозабойное бурение применяется с целью повышения эффективности буровых работ при разведке и добыче полезных ископаемых, достигаемой за счёт увеличения доли полезной протяжённости стволов скважин.

Наиболее широко многозабойное бурение используется при разведке твёрдых полезных ископаемых. Многозабойное бурение принято называть разветвлённо-горизонтальным бурением (рис. 11). Впервые это бурение осуществлено в США (1930). Использование забойных двигателей при многозабойном бурении впервые реализовано в СССР по предложению А.М. Григоряна, В.А. Брагина, К.А. Царевича в 1949 году.

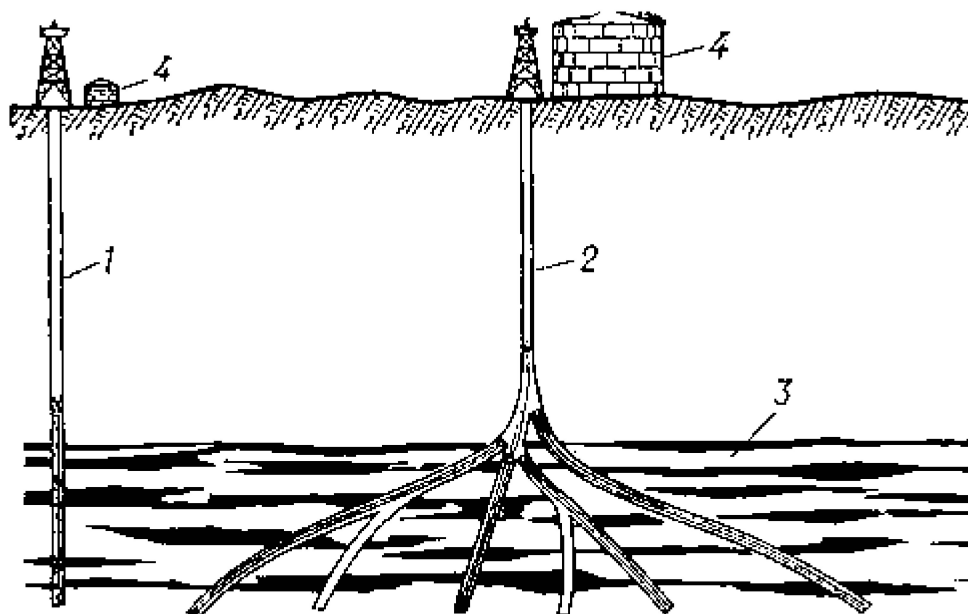


Рисунок 11 – Способы вскрытия пласта:

- 1 – обычная скважина; 2 – многозабойная скважина;
3 – продуктивный пласт нефти; 4 – резервуар для нефти

Многозабойное бурение целесообразно в сравнительно устойчивых продуктивных пластах мощностью 20 м и более, например, в монолитных или с прослоями глин и

сланцев, нефтеносных песчаниках, известняках и доломитах при глубинах 1500–2500 м, при отсутствии газовой шапки и аномально высоких пластовых давлений. Многозабойное бурение сокращает число обычных скважин благодаря увеличению дренированной поверхности продуктивного пласта. Для проводки многозабойной скважины используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих проводку стволов в заданном направлении.

На рисунке 12 показана многозабойно-горизонтальная скважина-гигант.

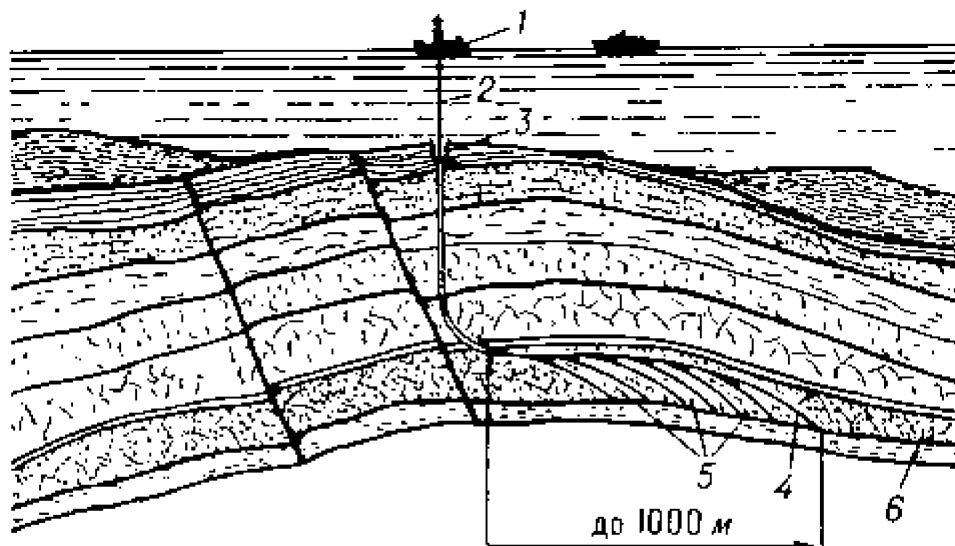


Рисунок 12 – Многозабойно-горизонтальная скважина-гигант:
 1 – плавучая буровая установка; 2 – трубы; 3 – устье скважины;
 4 – основной ствол; 5 – ответвления; 6 – нефтеносный пласт

Вскрытие нефтяных пластов многозабойными скважинами позволяет увеличить дебиты нефтяных скважин за счёт увеличения поверхности фильтрации, увеличить нефтеотдачу пласта, ввести в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью, повысить приёмистость нагнетательных скважин и точность проводки противofонтанных скважин за счёт перебуривания только нижних её интервалов в случае непопадания первым стволом. В нефтедобывающих районах эксплуатируются скважины с 5–10 ответвляющимися стволами длиной по 150–300 м каждый. Благодаря этому приток нефти на первом этапе эксплуатации в несколько раз больше, чем из обычных скважин. В нашей стране с помощью многозабойного бурения успешно проведены десятки скважин на нефть, разрабатывается и испытывается многозабойное бурение глубоких горизонтальных скважин большой протяжённости (несколько км).

Профили горизонтальных скважин

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей части и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от её устья до точки с заданными координатами на кровле или непосредственно в самом продуктивном пласте, являющемся началом горизонтального участка.

В отличие от наклонных скважин при проводке направляющей части горизонтальной скважины необходимо на проектной глубине вывести ствол скважины не только в точку с заданными координатами, но и, что очень важно для дальнейшей проводки горизонтального участка, под заданным углом.

Так как горизонтальный участок предназначен для продольного вскрытия продуктивного пласта, который может иметь различную форму и структуру, то, в свою очередь, горизонтальный участок профиля должен иметь соответствующую геометрию.

При проектировании горизонтальных скважин используют только J-образный тип профиля.

По величине радиуса кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним и малым радиусами (рис. 13).

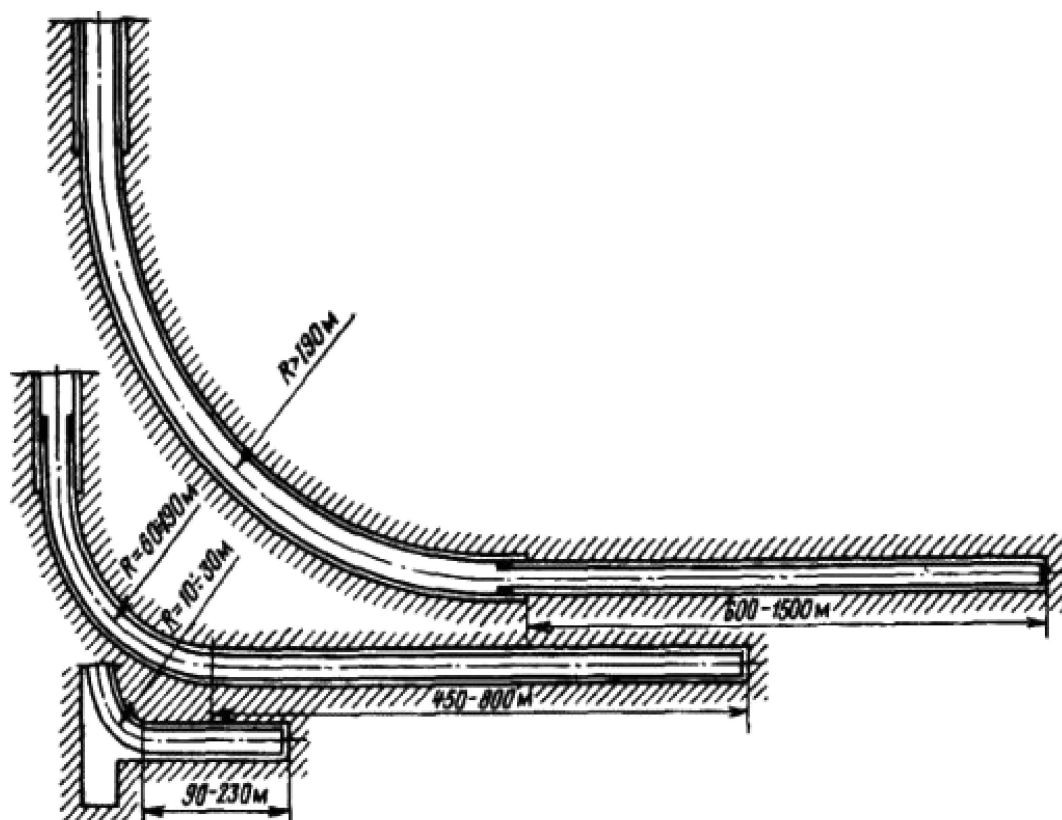


Рисунок 13 – Схемы горизонтальных скважин с большим ($> 190 \text{ м}$), средним ($60-190 \text{ м}$) и малым ($10-30 \text{ м}$) радиусом кривизны

Горизонтальные скважины с большим (более 190 м) радиусом кривизны могут быть реализованы при кустовом способе бурения на суше и на море, а также при бурении отдельных скважин с большим отклонением от вертикали при длине горизонтального участка $600-1500 \text{ м}$.

При строительстве данных скважин используется стандартная техника и технология наклонно направленного бурения, позволяющая получать максимальную интенсивность искривления $i = 0,7 \div 2,0^\circ$ на 10 м проходки.

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны применяются при бурении как одиночных скважин, так и для восстановления продуктивности эксплуатационных скважин. При этом максимальная интенсивность искривления скважины находится в пределах от 3 до 10 градус/ 10 м (радиус $60-190 \text{ м}$) при длине горизонтального участка $450-900 \text{ м}$. Горизонтальные скважины, выполняемые по среднему радиусу, наиболее экономичны, так как имеют значительно меньшую длину ствола (по сравнению со скважинами с большим радиусом), а также обеспечивают более точное попадание ствола в заданную точку на поверхности продуктивного горизонта, что особенно важно для разбуривания маломощных нефтяных и газовых пластов.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны успешно используются при разбуривании месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации, а также для бурения ствола скважины из вырезанного участка эксплуатационной колонны. Профиль скважины с коротким радиусом искривления позволяет разместить насосное оборудование в вертикальном участке скважины и обеспечить наибольшую точность попадания ее ствола в заданную точку поверхности продуктивного горизонта. При этом радиус кривизны ствола скважины составляет $10-30 \text{ м}$ (интенсивность $1,1-2,5^\circ$ на 1 м) при длине горизонтального участка $90-250 \text{ м}$.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы труб в скважине, снижается вероятность прохождения в скважину забойных двигателей, геофизической аппаратуры и обсадных труб. Если скважины с большим радиусом кривизны можно бурить с применением обычных забойных двигателей и бурильных труб, то при бурении скважин по среднему радиусу в компоновку низа бурильной колонны включают

специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким радиусом (менее 10 м) кривизны также невозможна без специальных бурильных труб и инструмента. Доля скважин со средним и коротким радиусом кривизны в общем объёме постоянно растёт.

Проектирование профиля горизонтальной скважины в России осуществляется преимущественно по профилю с большим и средним радиусами кривизны ствола скважины.

Проектирование горизонтальных скважин на Ромашкинском месторождении и окружающих его площадях осуществляется по комбинированному профилю с тангенциальным участком. Такой профиль включает вертикальный участок длиной до 400–700 м, участок начального искривления до 45–75° по радиусу 286–384 м, тангенциальный участок длиной 20–100 м, участок увеличения зенитного угла до 86–95° по радиусу 90–120 м, горизонтальный участок длиной 200–450 м. В некоторых случаях в целях корректировки зенитного угла вместо тангенциального участка включают участок увеличения зенитного угла.

По аналогичному профилю проектируются горизонтальные скважины в Южно-Уральском регионе и на нефтяных месторождениях Печорского бассейна.

Выбор и проектирование профиля горизонтальной скважины

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения или площади.

Основной целью бурения горизонтальной скважины является не пересечение продуктивного пласта в поперечном направлении, как при наклонном бурении, а вскрытие нефтегазосодержащей части пласта продольным стволом. Поэтому проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяжённости, формы и направления горизонтального участка скважины.

Указанные параметры зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза.

Геологическая характеристика разреза должна давать полное представление о следующем:

- возможность заканчивания скважины без разобщения и изоляции нижней части разреза, включая продуктивный пласт;
- наличие интервалов устойчивых пород и их мощность;
- литологический состав, характер и степень фациальных изменений пород продуктивного пласта и вышележащих пластов;
- углы наклона пласта и его мощность.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

- запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;
- пластовое давление;
- состояние разработки залежи;
- режим работы пласта;
- способы эксплуатации и предполагаемая частота, причины и характер ремонтов;
- эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Протяжённость и форму горизонтального участка следует окончательно выбирать только после бурения и пробной эксплуатации на конкретном месторождении нефти и газа нескольких промышленно-оценочных горизонтальных скважин, так как опыт показывает, что характеристика залежи, полученная по вертикальным разведочным или эксплуатационным скважинам, отстоящим друг от друга на больших расстояниях, бывает совершенно недостаточна для проектирования горизонтальных скважин, где по сравнению с наклонно направленным бурением требуется значительно большая детализация продуктивных отложений.

В продуктивных пластах (однородных или неоднородных) небольшой толщины (5–7 м на глубине залегания до 800 м и 10–15 м на глубине залегания 800–2000 м) целесообразно вписывание горизонтального участка в средней по толщине части пласта по траектории, параллельной кровле и подошве пласта (рис. 14).

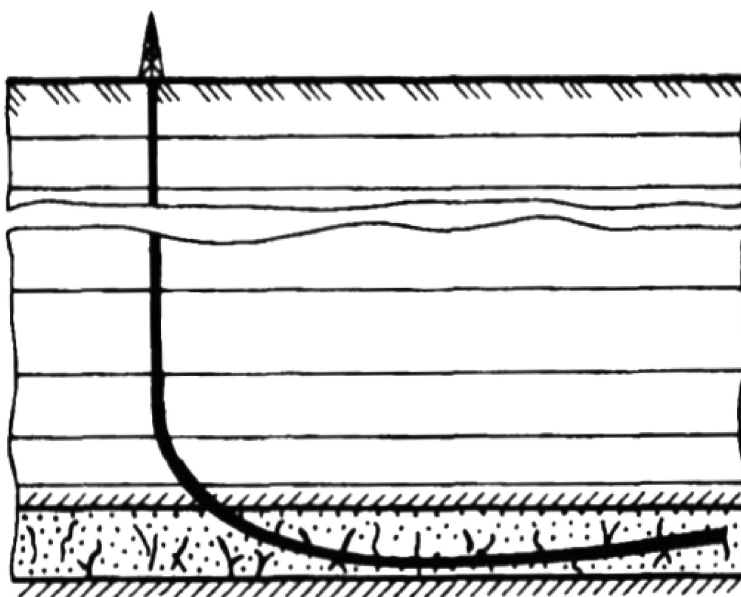


Рисунок 14 – Схема расположения горизонтального ствола в продуктивном пласте малой толщины

Низкопроницаемые нефтяные пласты значительной толщины с преимущественно вертикальной трещиноватостью в водоплавающих залежах с активной подошвенной водой целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом (рис. 15). Такой профиль скважины позволит пересечь значительно большее число продуктивных вертикальных трещин. Кроме того, благодаря большей поверхности фильтрации возможна эксплуатация с небольшой депрессией для предупреждения прорыва воды по трещинам. Даже в условиях значительного уменьшения депрессии, в связи с многократным расширением зоны дренирования, горизонтальные скважины дают большие дебиты.

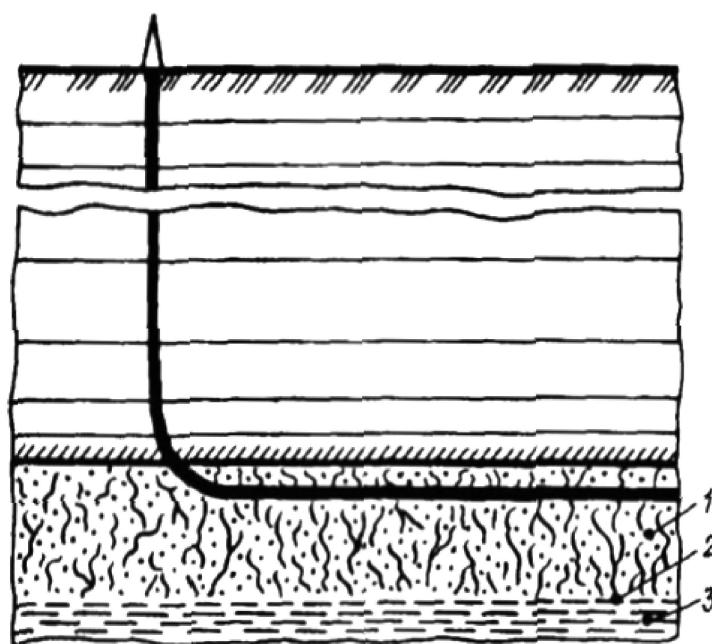


Рисунок 15 – Вскрытие пластов с вертикальной трещиноватостью горизонтальным стволом:
1 – нефтяной пласт; 2 – ВНК; 3 – водяная зона

Если проводка параллельного горизонтального участка планируется в непосредственной близости от кровли продуктивного пласта, то такой горизонтальный участок проектируется выпуклым и его проводка осуществляется с малоинтенсивным уменьшением зенитного угла.

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

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин и времени их эксплуатации в условиях низких пластовых давлений рекомендуется использовать вогнутые горизонтальные участки.

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, при которой продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослоями, причём точное расположение продуктивных зон неизвестно, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразно (рис. 16). Такой вид горизонтального участка может успешно применяться в залежах платформенного типа, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надёжной изоляции обсадными трубами с цементированием. Залежи подобного типа широко распространены в России (например, в Западной Сибири) и за рубежом, из них добывается основное количество нефти. В этих условиях из-за слоистого строения продуктивного пласта вследствие частого переслаивания песчаников прослоями глин или аргиллитов вскрытие пласта параллельным и полого-наклонным стволом не всегда оказывается целесообразным.

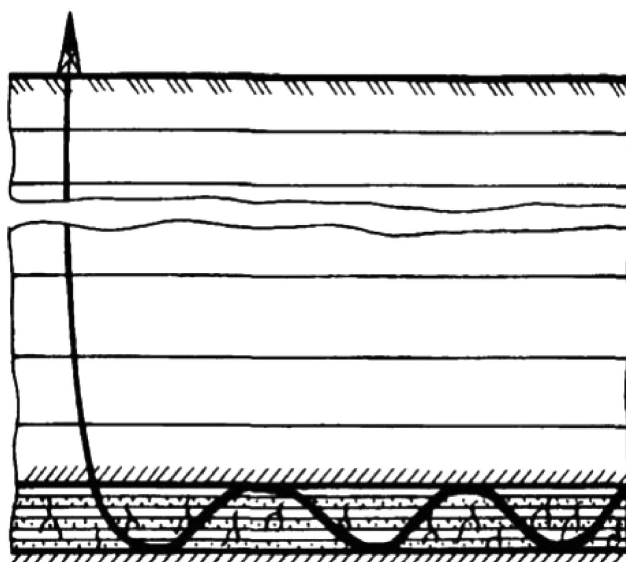


Рисунок 16 – Вскрытие слоистых пластов волнообразным стволом

Представляется перспективной разработка техники и технологии бурения волнообразных стволов, позволяющих многократно (до 6-10 раз) пересекать продуктивный пласт. При необходимости следует предусмотреть изоляцию продуктивного пласта креплением обсадной колонны и цементированием с последующей перфорацией против нефтеносных пластов. Бурение таких скважин позволит коренным образом улучшить разработку нефтяных месторождений упомянутого типа (например, в Западной Сибири), поскольку повышается вероятность многократного вскрытия каждого из прослоев, что равнозначно уплотнению сетки скважин, и должно приводить к увеличению как текущих отборов нефти, так и конечной нефтеотдачи.

Волнообразный ствол по сравнению с полого-наклонным и параллельным стволами при одинаковой проходке в пределах продуктивного пласта даёт при прочих равных условиях больший дебит. Волнообразный ствол целесообразно применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов, так как возможны выходы ствола за пределы пласта. Не следует использовать волнообразный профиль горизонтального участка для вскрытия небольших по мощности продуктивных пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твёрдости.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчленённых непроницаемыми прослоями, характерных для многих залежей нефти Западной Сибири, горизонтальный ствол, параллельный кровле или подошве пласта, может пройти по одному из непродуктивных прослоев (рис. 17). Основная часть разреза при этом окажется невскрытой. При переслаивании песчаников с глинами целесообразно пересекать продуктивный пласт полого-наклонным горизонтальным стволом от кровли до его подошвы.

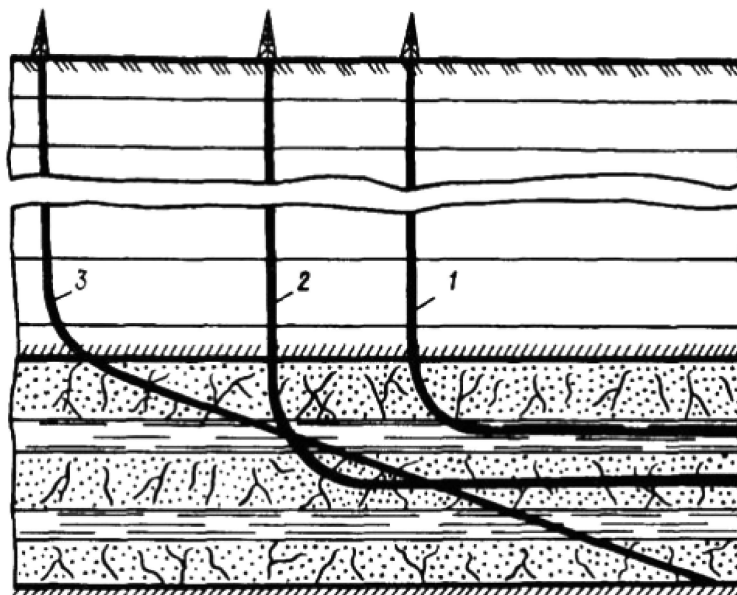


Рисунок 17 – Вскрытие горизонтальным стволом слоистого продуктивного пласта:
 1, 2 – параллельный ствол в непроницаемом и проницаемом слоях соответственно;
 3 – пологонаправленный ствол

Полого-наклонные горизонтальные участки проектируются преимущественно тангенциальными. Если геологические или иные условия не позволяют осуществлять стабилизацию зенитного угла непосредственно в продуктивном пласте, то используются горизонтальные участки выпуклой или вогнутой формы.

Оптимальная протяженность горизонтального участка нефтедобывающих скважин по критерию минимума затрат на бурение составляет 400–500 м при средних глубинах 1200–2600 м, а по критерию минимума общих затрат на разработку месторождения нефти – 700–800 м. Максимальная протяжённость горизонтального участка в соответствии с рекомендациями работы (0,5–1,9) Нв.

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины проектируется с учётом, прежде всего, реализации запланированных параметров горизонтального участка в намеченном месте продуктивного пласта с использованием современных технических средств и технологии.

Геометрия направляющей части профиля горизонтальной скважины зависит от следующих факторов:

- горно-геологических условий бурения, структуры и литологии горных пород, расположенных непосредственно над вскрываемым продуктивным пластом;
- конструкции скважины;
- протяжённости горизонтального участка;
- статического уровня пласта;
- мощности продуктивного пласта;
- возможности применения существующей технологии горизонтального бурения.

При проектировании горизонтальных скважин используются профили с большим, средним, коротким и ультракоротким радиусами кривизны, а также комбинированный профиль.

Скважины с горизонтальным участком протяжённостью свыше 500 м в целях снижения сил сопротивления при перемещении бурового инструмента в скважине, а также создания достаточной нагрузки на долото целесообразно проектировать с большим радиусом кривизны. При этом используются профили (рис. 18).

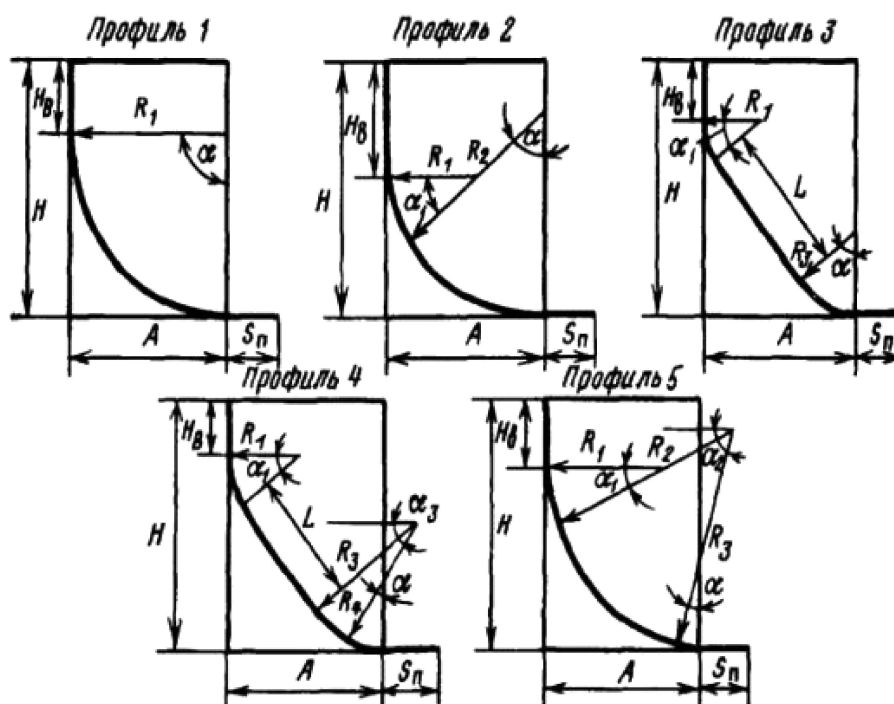


Рисунок 18 – Профили горизонтальных скважин

В тех случаях, когда кровля продуктивного пласта представлена неустойчивыми горными породами, требующими перекрытия их обсадной колонной, используют комбинированный профиль горизонтальной скважины, у которого верхние интервалы проектируются по большому радиусу кривизны, а нижние – по среднему или малому.

Горизонтальное и разветвлённо-горизонтальное бурение – метод резкого повышения нефтегазоотдачи пластов

В последние годы новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, произвели настоящую революцию в практике и теории нефтедобычи. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяжённости, значительно возросли. В результате разрежились сетки скважин, снизились депрессии, значительно увеличилось время безводной эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих старых методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин. По многим показателям достигнуты впечатляющие результаты.

На рисунке 19 показано преимущество горизонтального бурения по сравнению с вертикальным в отношении отрицательного влияния подошвенных вод на качество извлечения углеводородов. Вертикальная, а также и наклонная скважины, попадая в продуктивный пласт, зачастую вскрывают и подошвенную воду, в то время как горизонтальную скважину направляют в продуктивном горизонте выше этой подошвенной воды.

При режимах с неподвижными контурами принимается равномерная сетка размещения скважин на площади. После выбора схемы размещения скважин на площади определяют возможные варианты разработки данной залежи. Для этого задаются различными числами рядов, а для каждого ряда – различными расстояниями между скважинами.

Для каждого варианта размещения скважин на площади производятся гидродинамические расчёты по определению текущих дебитов скважин во времени, текущего и суммарного отбора нефти из залежи, срока разработки залежи и т.д. При этом учитываются ресурсы естественной пластовой энергии, а в случае необходимости предусматривается восполнение этой энергии извне.

Следует заметить, что в случае разбуривания залежи горизонтальным, а ещё лучше разветвлённо-горизонтальными скважинами резко упрощается система разработки месторождения, поэтому становятся дешевле и работы по его эксплуатации.

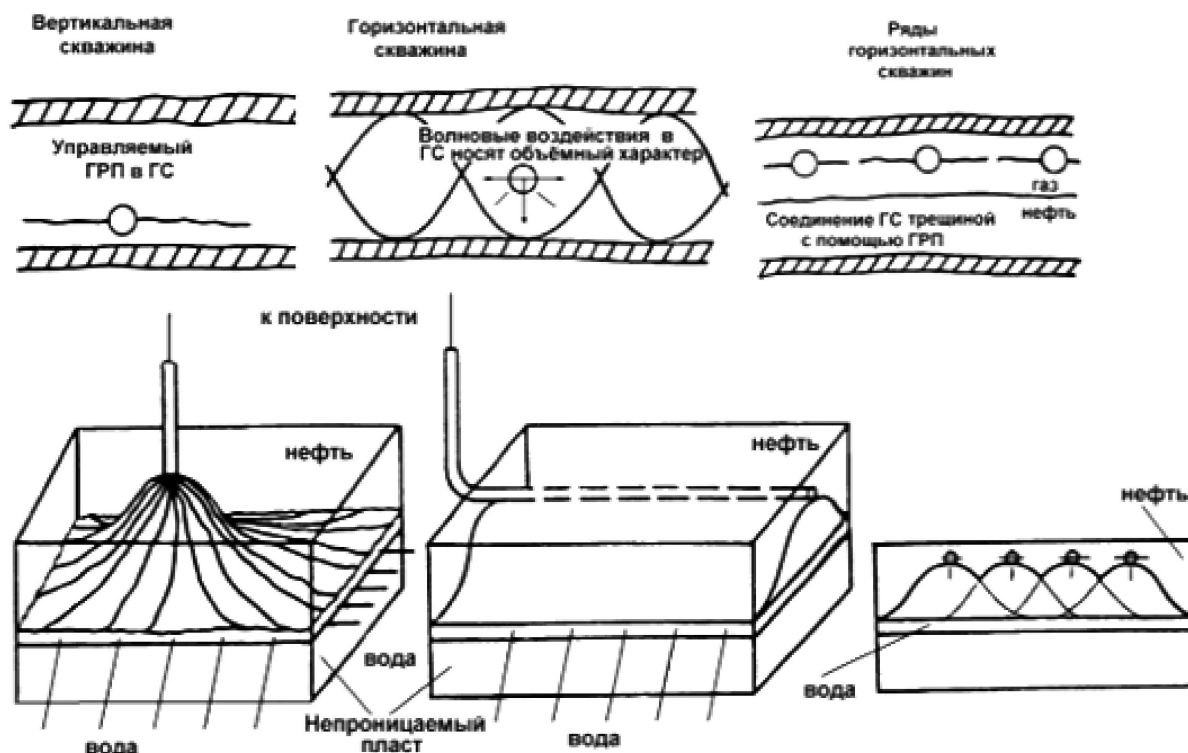


Рисунок 19 – Схема подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) при разработке залежей с подошвенной водой

Известно, что в горной породе нефть фильтруется десятки лет на сотни метров сквозь мельчайшие поры пласта от периферии к забоям скважин, встречая часто на своём пути естественные преграды. Эти преграды либо естественные, литологические или тектонические экраны, либо застойные зоны с низкими градиентами давления в фильтрационном поле, либо «языки» воды, прорвавшиеся и разрезавшие нефтяное поле и т.п., и являются основной причиной потерь огромных запасов нефти в пластах. В недрах остаются миллиарды тонн «остаточной» нефти.

К сожалению не разрабатываются многие месторождения с большими запасами углеводородов, но с низкими коллекторскими свойствами или с тяжелой нефтью, где малые дебиты не оправдывают затрат на бурение.

Вследствие огромной конкуренции на нефтяном и газовом рынке в настоящее время требуется резко снизить себестоимость добываемых углеводородов путём коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов. Такому требованию удовлетворяет разветвлённо-горизонтальное бурение (РГ). Основным направлением применения разветвлённо-горизонтального бурения у нас в стране должно стать возрождение старых нефтяных месторождений и извлечение из них оставшихся запасов нефти (которые составляют до 60-80 % от начальных запасов). По мере развёртывания работ, развития техники и технологии, приобретения опыта, эта технология будет постепенно переноситься и на другие объекты (залежи с нефтяными оторочками, высоковязкие нефти, плотные коллекторы и др.). С 1949 по 1980 гг. в 13 районах, на 30 площадях бывшего Советского Союза пробурено 110 РГ скважин при глубинах по вертикали от 400 до 2300 м, в том числе 57 эксплуатационных, 35 разведочных, 8 противодональных, 10 водопонизительных и нагнетательных скважин.

В разветвлённых скважинах забурено 320 дополнительных стволов общей протяжённостью 175440 м, в том числе забурено 210 резко искривлённых ответвлений с общей проходкой 21000 м из «открытого» ствола. Максимальная длина горизонтального участка 632 м. Технологические модели систем разработки ГС представлены на рисунке 20.

Примером мощного прироста добычи нефти за счёт применения РГС является разработка одной залежи объединения «Бориславнефть» (Западная Украина), эксплуатировавшейся ранее 43 года (с 1914 года) очень густой сеткой скважин с расстоянием 90–100 м.

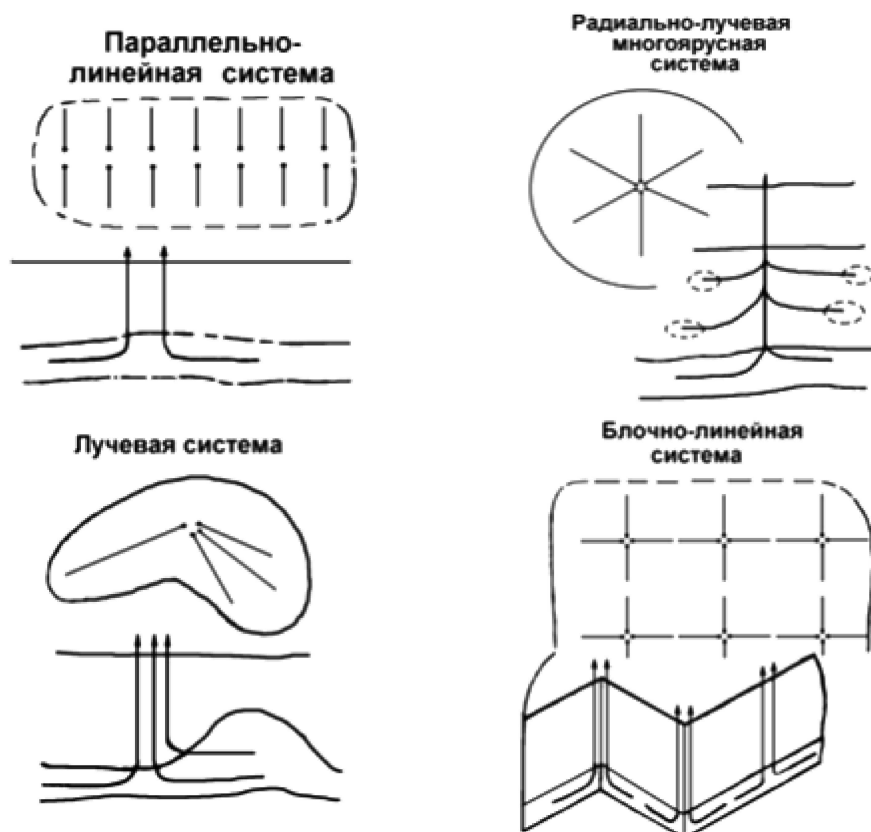


Рисунок 20 – Технологические модели систем разработки ГС

Суточные дебиты там составляли 0,05–2,0 тонн/сут. после «истощения» залежи, в 1957 году были пробурены 4 РГС, которые дали дебит в 8–14 раз выше самой высокодебитной старой вертикальной скважины. За 15 лет работы эти 4 скважины дали 47,2 % добытой нефти. Таким образом, нефтеотдача повысилась на 50 пунктов.

Основные направления в решении проблемы бурения горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин

Для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин необходимо:

- исследовать гидродинамику пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений ГС и РГС;
- исследовать напряженное состояние горных пород, вскрываемых этими скважинами и механику формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов;
- разработать систему оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения;
- разработать эффективную технологию бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС и особенно обратить внимание на разработку специальных буровых и тампонажных растворов и гидродинамические особенности их работы в этих условиях;
- разработать эффективные технические средства (отклоняющие, ориентирующие, стабилизирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС.

Кроме того, необходимо разработать технику и технологию бурения горизонтальных скважин для нефтегазопроводов под реками и другими препятствиями. Это тоже является проблемным вопросом горизонтального бурения.

Заключение

Имеются несколько причин, из-за которых предпочтительно бурить горизонтальные скважины, а не вертикальные. Наиболее важной причиной является увеличение прибыльности инвестиционных капиталовложений. Горизонтальные скважины ис-

пользуются для добычи нефти или газа, которые не являются остаточными запасами и не требуют применения сложных технических методов, и, в основном, залегают в геологически сложных и трудных для разработки коллекторах, таких как естественные разломы или тонкие пласты. Следует избегать бурения в водных слоях, находящихся ниже или выше нефтяных слоёв, а также избегать перфорирования в зонах, контактирующих с водой или газом, из-за возможности образования конусов воды или газа. Горизонтальное бурение распространено в формациях, содержащих сравнительно тонкие слои нефти по сравнению с нижележащими слоями.

Применение горизонтальных скважин увеличивает площадь дренирования скважины и боковую поверхность ствола скважины. Увеличение площади дренирования скважины повышает накопленную добычу нефти. Горизонтальные скважины распространены в формациях, содержащих тяжёлые нефти.

Последние достижения в горизонтальном бурении, используемые отдельно или вместе в различных комбинациях, способны совершить революционные преобразования в технологии разработки коллектора многоствольными скважинами, сделали возможным разбуривание шельфовых месторождений нефти и газа с берега, без строительства дорогостоящих морских оснований и платформ.

Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются:

- интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов;
- увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счёт значительного уменьшения водогазоконусных образований;
- минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности;
- уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и до разработки месторождений;
- вовлечение в эксплуатацию месторождений, ранее считавшихся промышленно нерентабельными (забалансовыми).

Кроме перечисленных выше причин следует отметить, что при наличии горизонтального ствола работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, чем в вертикальных скважинах, так как по длине горизонтального ствола можно провести несколько операций по гидроразрыву, сделать их селективно или последовательно, начиная от конца горизонтального ствола.

Для трещиноватых коллекторов ствол горизонтальной скважины может быть ориентирован с учётом главных направлений трещин.

Бурение горизонтальными скважинами позволяет за счёт значительного увеличения площади контакта ствола с породой существенно снизить величины депрессии на пласт с получением экономически приемлемых дебитов в случае незначительной мощности пластов при наличии подошвенной воды. Целесообразно бурение горизонтальных скважин и при разработке ограниченных линзовидных пластов, а также при вскрытии несцементированных и неустойчивых к разрушению пластов.

Литература:

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению 020300 «Геология» и специальности 020305 «Геология и геохимия горючих ископаемых». – Казань : Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2005. – 687 с.
2. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство Советская Кубань, 2008. – 419 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
5. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений / Сборник научных трудов: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.

6. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство Академия, 2009. – 176 с.
7. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами / Сборник научных трудов: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
8. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : Издательство Нефтяное хозяйство, 2001. – № 8. – С. 60–65.
9. Анализ работы горизонтальных скважин на Ромашкинском месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ac68b4c53a89521206d26_0.html
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
14. 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.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
17. 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.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство Лик, 2016. – 290 с.
19. Панцарников Д.С., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
20. 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.
21. 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.

22. 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.

23. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99.

24. 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>

25. Климов В.В., Савенок О.В. Снижение износа обсадных колонн при строительстве глубоких и наклонно-горизонтальных скважин // Научно-технический журнал Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 11. – С. 44–47

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

28. Кусов Г.В., Лешкович Н.М., Савенок О.В. Контроль пространственного положения скважин / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – Секция 2: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 106–109.

29. Кусов Г.В., Лешкович Н.М., Савенок О.В. Причины и механизм самопроизвольного искривления скважин / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – Секция 2: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 110–113.

References:

1. Muslimov R.H. Modern methods of increase in petroextraction: design, optimization and assessment of efficiency: the manual for students of higher education institutions, students in the Geology direction 020300 and specialty 020305 «Geology and geochemistry of combustible minerals». – Kazan : Fen publishing house of Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 687 p.

2. Ibatullin R.R., Ibrarimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Hisamov R.S. Increase in oil recovery at a late stage of development of fields. Theory. Methods. Practice. – М. : Business center subsoil, 2004. – 292 p.

3. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Publishing house Soviet Kuban, 2008. – 419 p.

4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

5. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields / the Collection of scientific works: Development of oil and gas fields. State and problems. – М. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

6. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Academy publishing house, 2009. – 176 p.
7. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells / the Collection of scientific works: Development of oil and gas fields. State and problems. – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.
8. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Nef-tyanoye Hozyaystvo». – M. : Publishing house Oil economy, 2001. – No. 8. – P. 60–65.
9. The analysis of work of horizontal wells on the Romashkinsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ac68b4c53a89521206d26_0.html
10. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
11. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
13. Arutyunov A.A., Bondarenko V. A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice : methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2014. – 55 p.
14. 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.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
16. 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. – T. 1–4.
17. 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.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novoche-
kassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.
19. Pantsamikov D.S., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Savenok O.V. Tekhnika and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodo-rovsky oil and gas field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Editorial office of the magazine «Oil. Gas. Innovations», 2016. – No. 1/2016. – P. 42–45.
20. 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 Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 280–282.
21. 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. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience) : The collection of materials of the All-Russian scientific and 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.
22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical Environment protection magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

23. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Prospects of development of the Sam-burgsky oil-gas condensate field. Features of kickoff of side trunks // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – № 3. – С. 73–99.

24. 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>

25. Klimov V.V., Savenok O.V. Decrease in wear of upsetting columns at construction of deep and inclined and horizontal wells // the Scientific and technical magazine Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 11. – P. 44–47

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

27. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJK_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

28. Kusov G.V., Leshkovich N.M., Savenok O.V. Control of spatial situation Wells / 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). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – Section 2: Drilling of oil and gas wells. – P. 106–109.

29. Kusov G.V., Leshkovich N.M., Savenok O.V. Reasons and mechanism of a spontaneous curvature Wells / 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). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – Section 2: Drilling of oil and gas wells. – P. 110–113.

УДК 622.276.72

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ЮВ1
ВЕРХНЕ-КОЛИК-ЁГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF HYDRAULIC FRACTURING
OF THE YUV1 RESERVOIR ON THE VERKHNE-KOLIK-YOGANSKOYE FIELD**

Дашкевич Дмитрий Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
dvdash@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

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

Арутюнов Татос Владимирович

ведущий специалист отдела проектирования
и мониторинга разработки месторождений
Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. Уровень технологии гидравлического разрыва пласта и наличие высокоэффективной специальной техники передовых фирм позволяют сегодня разрабатывать запасы нефти в трудноизвлекаемых, слабопроницаемых горных образованиях. В статье предложен ряд геолого-технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи основного продуктивного пласта ЮВ1 Верхне-Колик-Ёганского нефтяного месторождения; показана возможность большого выбора методов ГРП с различными вариациями применительно к конкретному пласту или стратиграфическому комплексу для достижения запланированного коэффициента извлечения нефти и газа; рассмотрен модельный проект ГРП применительно к пласту ЮВ1. Показаны практически неограниченные возможности применения методов ГРП применительно к многообразию геологических условий конкретного объекта добычи.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; геолого-физические процессы, происходящие в процессе ГРП; физико-химические свойства технологических жидкостей; физико-химические свойства проппанта; технологические жидкости гидроразрыва; технология гидравлического разрыва пласта; сбор и анализ первичной информации для производства ГРП.

Dashkevich Dmitry Vladimirovich
Student,
Kuban state technological university
dvdash@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

Arutyunov Tatos Vladimirovich

Leading specialist of the design and monitoring department of the field development of the Stavropol territory
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. The level of technology of hydraulic fracturing and the availability of highly effective special equipment of leading firms allow today to develop oil reserves in hard-to-recover, weakly permeable mountain formations. The article suggests a number of geological and technological measures to increase the oil recovery of the main productive formation YuV1 of the Verkhne-Kolik-Yoganskoye oil field; the possibility of a large choice of methods of fracturing with various variations applied to a specific reservoir or stratigraphic complex to achieve the planned oil and gas recovery factor has been shown; The model project of hydraulic fracturing is applied to the YuV1 reservoir. Practically unlimited possibilities of applying hydraulic fracturing methods to the variety of geological conditions of a particular production facility are shown

Keywords: hydraulic fracturing of the formation; geological and physical processes occurring in the process of hydraulic fracturing; physical and chemical properties of process fluids; physical and chemical properties of proppant; technological fracturing fluids; technology of hydraulic fracturing; collection and analysis of primary information for the production of hydraulic fracturing.

Верхне-Колик-Ёганское месторождение открыто в 1981 году бурением разведочных скважин в пределах одноименной сейсмоструктуры, которое проводилось Вахской экспедицией «Главтюменьгеология» на землях Куль-Ёганского лесхоза, расположенного в Нижневартовском районе Тюменской области Ханты-Мансийского национального округа в 240 км к северо-востоку от г. Нижневартовска и в 110 км от г. Радужный.

На Верхне-Коллекторском месторождении в промышленной эксплуатации находятся объекты ЮВ₁ и АЧБВ₁₄₋₁₉, с которыми связана основная доля геологических (34,2 %) и извлекаемых (46,2 %) запасов нефти.

Второстепенные объекты (ПК₆, ПК₁₉, ПК₂₀¹, БВ₁₀, БВ₁₁, ЮВ₃, ЮВ₈ и ЮВ₁₀) находятся в опытно-промышленной разработке и эксплуатируются единичными скважинами.

Система воздействия по основному объекту (ЮВ₁) в разбуренной зоне сформирована примерно на 75 %. На объектах ачимовской толщи в связи с продолжающимся активным бурением система нагнетания находится в начальной стадии формирования.

Энергетическое состояние залежей можно считать удовлетворительным, однако отмечается недостаток информации по гидродинамическому и промыслово-геофизическому контролю за состоянием ВНК, процессом заводнения и пластовым давлением за период с начала разработки. Снижение эффективности созданных систем воздействия обусловлено и наличием нарушений в техническом состоянии значительного числа нагнетательных скважин. В целом по месторождению в 35 % исследованных скважин выявлены подобные нарушения.

Для повышения эффективной выработки запасов нефти можно рекомендовать такие мероприятия по восстановлению фонда скважин как забуривание боковых стволов, сгущение сетки скважин (в том числе бурение скважин с горизонтальным стволом), дополнительная перфорация, гидроразрывы пластов как на новых пробуренных скважинах (в том числе горизонтальных), так и по скважинам бездействующего фонда.

Геолого-физические процессы, происходящие в пластах в процессе ГРП

Гидравлический разрыв в первом приближении может быть определён как механическое воздействие на пористую среду, слагающую толщу пласта. При приложении избыточного давления пористая среда разрывается по вертикальным и горизонтальным плоскостям минимальной прочности, воздействием на пласт расчётного избыточного давления, закачкой в пласт специальной жидкости (жидкости разрыва) посредством которой, с поверхности на забой скважины передаётся энергия, вызывающая разрыв. В момент разрыва под воздействием давления нагнетаемой жидкости трещина, увеличиваясь в размерах, распространяется по пласту, внедряясь в систему естественных природных трещин и литологическим зонам повышенной проницаемости; таким образом, раскрытая сеть дренажных, искусственно созданных каналов поддерживается в пласте энергией закачки. При сбросе избыточного давления трещины смыкаются и залечиваются выпадением из пластовых рассолов минералов кальцита. С целью сохранения созданной искусственной трещиноватости в раскрытом состоянии, жидкостью разрыва в трещины вводится отсортированный мелкозернистый материал (проппант). Обязательным условием вноса в трещину проппанта должно быть наличие приёмистости на всех этапах обработки.

После снятия избыточного давления трещины смыкаются на уровень проппанта, сохраняя тем самым сеть каналов высокой проницаемости.

При правильно выбранной технологии и исполнения ГРП происходит увеличение дренажного радиуса скважины, что в итоге ведет к увеличению коэффициента нефтеотдачи пласта.

Методы ГРП позволяют находить технологические решения применительно особенностям геологического строения конкретного объекта разработки и поставленной цели.

Рассмотрим основные условия ГРП, применяемые на практике в этом регионе.

Локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважины, производится разрушение зон кольматации образовавшихся при первичном и вторичном вскрытии пластов.

Бывает достаточным создание трещин с проникновением на 10–20 м, закачкой десятков кубических метров жидкости и нескольких тонн проппанта. В ряде случаев только разрушением зон кольматации после бурения дебит скважин увеличивается в 2–3 раза (скважина № 865).

Гидроразрывы с образованием протяжённых трещин приводят к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и внедрению искусственной сети трещиноватости на удалённые от существующих скважин нефтяных полей. Оптимальная

длина закрепленной трещины с площадью сечения 0,01–0,05 мкм² обычно составляет 40–60 м, а объём закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Селективные гидроразрывы производятся в пределах мощных пластов поинтервальным ГРП от подошвы до кровли объекта.

ГРП в наклонных скважинах, направление которых отклоняется от плоскости разрыва, возникают проблемы, связанные с образованием нескольких трещин от различных интервалов перфорации и с искривлением трещины вблизи скважины. Для создания единой плоской трещины в таких скважинах используется специальная технология, основанная на ограничении числа перфорационных отверстий, определении их размеров, количества и ориентации по отношению к направлениям главных напряжений в пласте.

ГРП в горизонтальных скважинах. Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработанные передовыми компаниями технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине с учётом технологических и экономических ограничений обычно составляют 3–4.

Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины. Продольная трещина не может дать значительного увеличения дебита горизонтальной скважины, *но сама горизонтальная скважина с продольной трещиной может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости*. Учитывая, что рост проводимости является определяющим фактором увеличения дебита скважин с трещинами в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использование гидроразрыва в горизонтальных скважинах с образованием продольных трещин. Опытные работы по определению эффективности продольных трещин, проведённые на месторождении Купарук-Ривер (Аляска) в четырёх горизонтальных скважинах, показали, что продуктивность в среднем увеличилась на 71 %, а затраты на 37 %.

Крупнейший проект осуществлён на газовом месторождении Золинген в Северном море (Германия), характеризующимся сверхнизкой проницаемостью (10^{-6} – 10^{-4} мкм²), средней пористостью 10–12 % и средней толщиной пласта около 100 м. В горизонтальном стволе с длиной 600 м создано четыре поперечные трещины, полудлина каждой из которых составляет около 100 м. Пиковый дебит скважины составил 700 тыс. м³/сут. природного газа.

Импульсный гидроразрыв позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от скважины трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта в призабойной зоне, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах.

Гидроразрыв в средне- и высокопроницаемых пластах основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещины в отличие от низкопроницаемых пластов, где таким фактором является её длина. Для создания коротких широких трещин используется технология осаждения проппанта на конце трещины (TSO-tip screen out), которая состоит в продавливании проппанта, в первую очередь, к концу трещины путём постепенного увеличения его концентрации в рабочей жидкости в ходе обработки. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует её росту в длину. Дальнейшая закачка жидкости, несущей проппант, приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2–3 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 300–3000 мкм² · м. Для предотвращения выноса проппанта в ходе последующей эксплуатации скважины технология TSO обычно сочетается либо с использованием смолопокрытого проппанта, который схватывается и оказывает сопротивление вязкому трению во время добычи, либо с гравийной набивкой, когда проппант удерживается в трещине при помощи фильтра (Frac-and-Pack). Эта

же технология используется для предупреждения прорастания трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождении Прадхо-Бей (США), в Мексиканском заливе, Индонезии, Северном море и др.

Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, увеличивает эффективный радиус скважины. В многопластовых песчаных коллекторах сформированная вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных пропластков с зоной перфорации. В коллекторах с миграцией мельчайших частиц горной породы за счёт снижения скорости течения предотвращается вынос песка. В газовых пластах снижение негативных эффектов связано с турбулизацией потока вблизи скважины.

Вертикальный разрыв. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу (рис. 1).

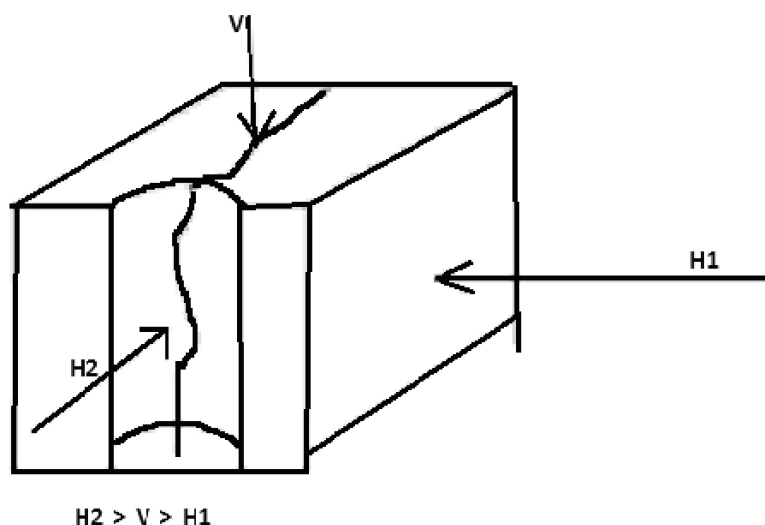


Рисунок 1 – Вертикальный разрыв

Горизонтальный разрыв. Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения (рис. 2).

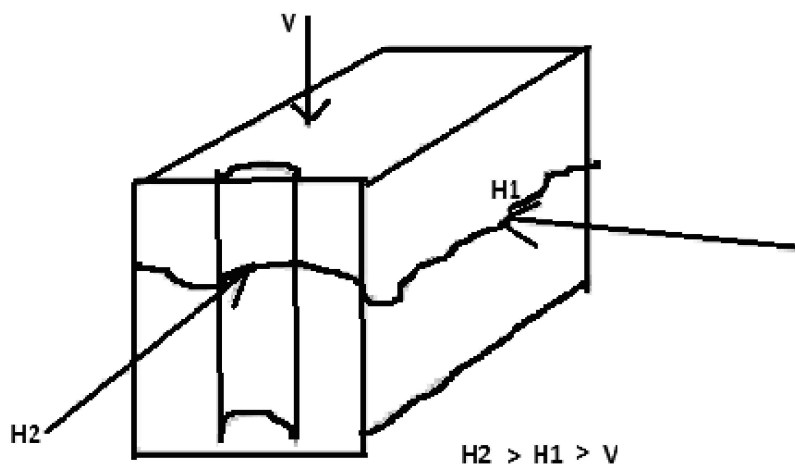


Рисунок 2 – Горизонтальный разрыв

К настоящему времени в США проведено более 1 млн. успешных ГРП созданием трещин, перечисленных выше. Оценивая многообразие геологических условий и применяя соответствующие технологии, обработано более 40 % фонда скважин, в результате чего 30 % запасов нефти и газа переведено из забалансовых в промышленные. В Северной Америке прирост добычи нефти составил около 1,5 млрд m^3 в результате правильного применения ГРП.

Обзор физико-химических свойств технологических жидкостей и проппанта

Важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является подбор по качеству жидкости разрыва и проппанта применительно к конкретным геологическим условиям.

Физико-химические свойства технологических жидкостей гидроразрыва

Главное назначение жидкости разрыва – передача с поверхности на забой скважины энергии, достаточной для раскрытия трещины, а также транспортировка проппанта вдоль всей трещины.

Жидкость разрыва должна обладать следующими основными свойствами:

- достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости;
- обеспечивать наибольшее раскрытие и максимальный занос проппанта;
- иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров;
- обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;
- иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и высокую сдвиговую стабильность, т.е. устойчивость структуры жидкости при сдвиге;
- легко выноситься из пласта и трещин гидроразрыва после обработки;
- быть технологичными в приготовлении и хранении в промышленных условиях;
- иметь низкую коррозионную активность;
- быть экологически чистыми и безопасными в применении;
- иметь относительно низкую стоимость.

Первые жидкости разрыва (ЖР) были на *нефтяной основе*, однако с конца 50-х годов прошлого столетия начали применять жидкости на *водной основе*, наиболее распространённые из которых *гуаровая смола* и *гидроксипропилгуар*. В настоящее время в США более 70 % всех ГРП производится с использованием этих жидкостей. *Гели на нефтяной основе* используются в 5 % случаев, *пены со сжатым газом* применяют в 25 % всех ГРП.

Для повышения эффективности гидроразрыва в жидкости разрыва добавляют различные присадки, в основном это *антифильтрационные агенты* и *агенты снижения трения*.

Неудачи при проведении гидроразрыва в низкопроницаемых газовых пластах часто обусловлены медленным выносом жидкости разрыва и блокированием ею трещины. В результате начальный дебит газа после ГРП может оказаться на 80 % ниже установившегося по прошествии времени, так как увеличение дебита скважины происходит крайне медленно по мере очистки трещины (в течение недель и месяцев). В таких пластах особенно актуально использование смеси *углеводородной жидкости разрыва* и *сжиженной углекислоты* либо *сжиженного CO₂* с добавкой *азота*. Двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выносится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить такие негативные эффекты, наиболее выраженные в низкопроницаемых газовых коллекторах, как блокирование трещины, ухудшение фазовой проницаемости для газа вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т.п.

Жидкости, принятые в практике работ

Жидкости на водной основе используются сегодня в большинстве обработок, хотя изначально гидроразрыв производился на нефтяной основе:

- 1) жидкости на водной основе экономичнее (базовый компонент – вода намного дешевле, чем нефть, конденсат, метанол и кислота);
- 2) жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект, чем нефть, газ и метанол;
- 3) эти жидкости невоспламеняемы, следовательно, они не взрывоопасны;
- 4) жидкости на водной основе доступны, легче контролируются и загущаются.

Линейные жидкости разрыва. Необходимость загущения воды, чтобы помочь транспортировать проппант, уменьшить потерю жидкости и увеличить ширину трещины, было очевидным для ранних исследователей. Первый загуститель воды был *крах-*

мал. В начале 1960-х годов была найдена замена на *гуаровый клей* – полимерный загуститель. Он используется и в настоящее время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: *гидроксипропил*, *гидроксиэтилцеллюлоза*, *карбоксиметил*, *ксантан* и в некоторых других редких случаях *полиакриламиды*.

Соединяющие жидкости разрыва. Впервые были использованы в конце 1960-х, когда было уделено большое внимание ГРП. Развитие этого типа жидкости решило много проблем, которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. Соединяющая реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается, связывая вместе различные молекулы полимера в структуру. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х годов состоял из гуарового соединителя с баритовой сурьмой плотностью 9586 г/м³. Сурьмовая среда была с относительно низким показателем рН в жидкости разрыва. Поровая среда была с высоким показателем рН. Также было разработано много других жидкостей этого типа, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе и марганца. Дополнительно в начале 1970-х годов стали использовать соединитель на основе КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) и некоторые типы соединителя на основе гидрокситилцеллюлозы, хотя последний был дорогостоящим. С разработкой *гидроксипропилового гуара* и *карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозных полимеров*, также было разработано новое поколение соединителей. Полимерные молекулы соединителя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера.

Замедляющие соединительные системы. Используются как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Время соединения задаёт базовой жидкости период времени для сохранения однородной структуры, необходимое чтобы достигать очень большое увеличение вязкости. Значительное количество исследований было проведено, чтобы понять важность использования соединительных систем жидкости. Эти исследования показали, что замедляющие соединительные системы показывают лучшую дисперсность соединителя, дают большую вязкость, и увеличивают в жидкости разрыва термостабильность. Другое преимущество этих систем это снижение трения при обработке и поэтому замедляющие соединительные системы используются чаще, чем обычные соединительные системы. Основное достоинство использования соединительных систем над линейными жидкостями описаны ниже:

1) они могут достигнуть вязкости намного выше при ГРП по сравнению с нагрузкой геля;

2) система наиболее эффективна с точки зрения контроля потери жидкости;

3) соединительные системы имеют лучшую термостабильность;

4) соединительные системы более эффективны в цене.

Жидкости на нефтяной основе (дизельное топливо). Самый простой на нефтяной основе – *гель разрыва*. Это продукт реакции фосфата алюминия и алюминат соды. Эта реагенты создают вязкость в дизельных топливах. Гель фосфата алюминия увеличивает термостабильность.

Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей ёмкостью для транспортировки проппанта в скважинах с высокими температурами на забое (120 °С). Основным недостатком использования жидкостей на основе ДТ это пожаро-взрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля.

Приготовление же жидкостей на водной основе значительно облегчает процесс работ.

Жидкости на водно-спиртовой основе. Метанол и изопропанол использовались как компоненты жидкости на водной основе. Спирт в пористой среде снимает или уменьшает внутривязкие сопротивления воды. В жидкостях разрыва спирт нашёл широкое применение как температурный стабилизатор. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и изопропанол. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

Эмульсионные жидкости разрыва. Этот вид жидкости разрыва на нефтяной основе использовались на протяжении многих лет. Даже некоторые первые жидкости разрыва, были внешне нефтяными эмульсиями. У них много недостатков и они используются в очень узком спектре, из-за крайне высоких потерь давления трения из-за вязкости. Эти жидкости разрыва на нефтяной эмульсии были очень популярными до повышения стоимости нефти на мировом рынке. Эмульсий типа «нефть в воде» направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

Также в практике применяются виды жидкостей разрыва на основе пен, энергетические с азотом или углекислым газом, растворённые в воде.

Физические свойства проппанта

Современные материалы, используемые для закрепления трещин в раскрытом состоянии – *проппанты* – можно разделить на два вида: *кварцевые пески* и *синтетические проппанты средней и высокой прочности*. К физическим характеристикам проппантов, которые влияют на проводимость трещины, относятся такие параметры, как прочность, размер гранул, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность.

Первым и наиболее широко используемым материалом для закрепления трещин являются отсортированные пески, плотность которых составляет приблизительно $2,65 \text{ г/см}^3$. Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа. Среднепрочными являются *керамические проппанты* плотностью $2,7\text{--}3,3 \text{ г/см}^3$ используемые при напряжении сжатия до 69 МПа. Сверхпрочные проппанты, такие как *спеченный боксит* и *окись циркония*, используются при напряжении сжатия до 100 МПа, плотность этих материалов составляет $3,2\text{--}3,8 \text{ г/см}^3$. Использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой стоимостью.

Кроме того, в США применяется так называемый *суперпесок* – кварцевый песок, зёрна которого покрыты специальными смолами, повышающими прочность и препятствующими выносу частиц сколов проппанта из трещины. Плотность суперпеска составляет $2,55 \text{ г/см}^3$.

Производятся и используются также *синтетические смолопокрытые проппанты*.

Прочность является основным критерием при подборе проппантов для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта. В глубоких скважинах минимальное напряжение – горизонтальное, поэтому образуются преимущественно вертикальные трещины. С глубиной минимальное горизонтальное напряжение возрастает приблизительно на 19 МПа/км. Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения: кварцевые пески – до 2500 м; проппанты средней прочности – до 3500 м; проппанты высокой прочности – свыше 3500 м.

Применение проппантов средней прочности экономически эффективно и на глубинах менее 2500 м, так как повышенные затраты за счёт их более высокой по сравнению с кварцевым песком стоимости перекрываются выигрышем в дополнительной добыче нефти за счёт создания в трещине гидроразрыва упаковки проппанта более высокой проводимости.

Наиболее часто применяют проппанты с размерами гранул 0,425–0,85 мм (20/40 меш), реже 0,85–1,7 мм (12/20 меш), 0,85–1,18 мм (16/20 меш), 0,212–0,425 мм (40/70 меш). Выбор нужного размера зёрен проппанта определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка проппанта в трещине. Однако использование проппанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Прочность проппанта снижается с увеличением размеров гранул. Кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование проппанта более мелкой фракции, так как за счёт выноса из пласта мелкодисперсных частиц, упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется и её проницаемость снижается.

От округлости и сферичности гранул проппанта зависит плотность его упаковки в трещине, её фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления.

Плотность проппанта определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. Проппанты высокой плотности труднее поддерживать во взвешенном со-

стоянии в жидкости разрыва при их транспортировании вдоль трещины. Заполнение трещины проппантом высокой плотности может быть достигнуто двумя путями – использованием высоковязких жидкостей, которые транспортируют проппант по длине трещины с минимальным его осаждением, либо применением маловязких жидкостей при повышенном темпе их закачки. В последние годы зарубежные фирмы стали выпускать облегченные проппанты, характеризующиеся пониженной плотностью.

В связи с большим разнообразием жидкостей разрыва и проппантов, имеющих на мировом рынке, американским нефтяным институтом (API) разработаны стандартные методики для определения свойств этих материалов (API RP39; Prud'homme, 1984, 1985, 1986 – для жидкостей разрыва и API RP60 – для проппантов).

Из вышеизложенного следует, что для обеспечения успеха операции системы «жидкость разрыва – проппант» должны обладать следующими характеристиками:

- реологические свойства «чистой» жидкости и жидкости, содержащей проппант;
- инфильтрационные свойства жидкости, определяющие её утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;
- способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;
- возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального возврата проппанта из пласта;
- совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности её удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Технология гидравлического разрыва пласта

Технология ГРП включает следующие операции:

- промывку скважины;
- спуск в скважину НКТ марки N-80 с пакером и якорем;
- обвязку (рис. 3) и определение приёмности скважины закачкой жидкости;
- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости;
- время на закрепление проппанта;
- промывку забоя и пуск скважины в работу.

По технологическим схемам проведения различают *однократный, направленный (поинтервальный)* и *многократный* ГРП.

При *однократном* гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при *направленном* – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при *многократном* ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток.

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2 м³/мин. и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин соответственно по формулам:

$$Q_{верт} \geq \frac{h \cdot W_{верт}}{5 \cdot \mu}; \quad (1)$$

$$Q_{гор} \geq \frac{\pi \cdot R_m \cdot W_{гор}}{10 \cdot \mu}, \quad (2)$$

где $Q_{верт}$, $Q_{гор}$ – минимальные расходы, л/с; h – толщина пласта, см; $W_{верт}$, $W_{гор}$ – ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см; μ – вязкость жидкости, мПа · с; R_m – радиус горизонтальной трещины, см.

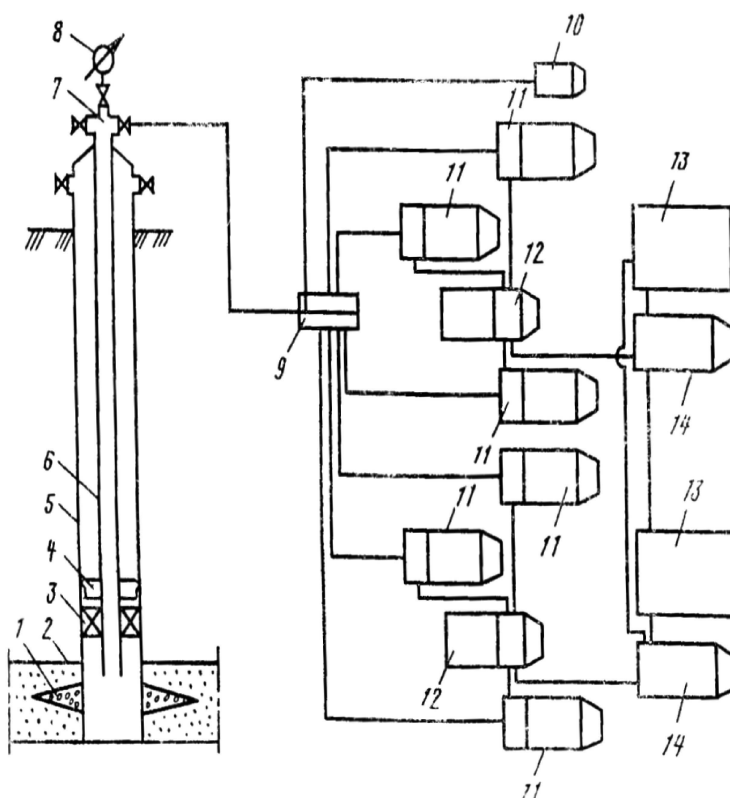


Рисунок 3 – Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

- 1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна;
 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов;
 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители;
 13 – ёмкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты

Давление ГРП пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{грп} = p_{гор} + \sigma_p,$$

где $P_{грп}$ – забойное давление разрыва пласта; σ_p – прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия; $p_{гор}$ – горное давление, которое определяется по следующей формуле:

$$p_{гор} = H \cdot \rho_n \cdot g.$$

Здесь H – глубина залегания пласта; ρ_n – средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200–2600 кг/м³, в среднем 2300 кг/м³; g – ускорение свободного падения.

Давление нагнетания на устье скважины:

$$P_{уст} = P_{грп} + \Delta P_{тр} - P_c,$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение в трубах; P_c – гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Если давление нагнетания $P_{уст}$ больше допустимого устьевого давления $P_{уст(доп)}$, то на НКТ над кровлей продуктивного пласта устанавливают пакер с якорем. Допустимое давление $P_{уст(доп)}$ принимается как наибольшее из двух давлений, вычисленных по формуле Ламэ и с использованием формулы Яковлева-Шумилова.

В осадочных горных породах обычно образуются субвертикальные трещины, длина которых достигает первых десятков метров, а раскрытие – нескольких мм, реже вызывает возрастание дебитов в 1,5–2,0 раза и более.

Специальные агрегаты и технические средства, применяемые при ГРП

Организация гидроразрыва состоит в приготовлении соответствующих реагентов в качестве жидкости гидроразрыва и последующей закачки её в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением с тем, чтобы расклинить породу, образовать в результате трещину как результат гидравлического воздействия. Прежде всего, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и её продвижения в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину.

Подготовка жидкости ГРП производится на кусту скважин, непосредственно перед закачкой её в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкость с нефтью или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). Обязка системы имеет 1,5-кратный запас прочности.

Перед началом ГРП, оборудование и обязка опрессовываются на рабочее давление. Управление непосредственно ГРП (насосными агрегатами) осуществляется через компьютерный центр, который имеет автоматическую защиту от возможных аварий (порывов обязки). В случае аварии компьютерный центр автоматически отключает насосы, обратные клапана обязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом. Сброс давления производится в вакуумную установку, входящую в комплект оборудования ГРП и постоянно включенную в обязку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обязке и насосах после ГРП, с целью исключения проливов на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в ёмкость ЦА-320, постоянно подключённой к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры.

Для производства ГРП на Верхне-Колик-Ёганском месторождении предлагается использовать следующую технику:

- 1) КРАЗ-250 ЦА
- 2) Урал-4320 пожарная машина;
- 3) Кенворд песковоз;
- 4) Кенворд химический фургон;
- 5) Кенворд блендер;
- 6) Кенворд насосная установка;
- 7) Кенворд цементируемый агрегат;
- 8) Кенворд трубовоз;
- 9) Форд-350 лаборатория;
- 10) УАЗ-3962 санитарный фургон;
- 11) К-700 вакуумная установка.

Техника Кенворд должна быть оборудована специальными фильтрами, улавливающими выбросы.

Сбор и анализ первичной информации для производства ГРП

В настоящее время успех ГРП возможен при внимательной подготовке каждой операции. Важнейшим элементом такой подготовки является сбор и анализ первичной информации.

Основные геолого-физические данные, необходимые для подготовки проекта на разрыв пласта

Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы:

- 1) геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- 2) характеристика геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);
- 3) свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промышленного эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов.

Комплексный подход к проектированию ГРП на основе собранных геолого-физических данных

Изучение многих факторов, таких как проницаемость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. В целом процедура расчёта гидроразрыва должна включать в себя следующие элементы:

- расчёт количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины, требуемых размеров и проводимости;
- технику для определения оптимальных параметров нагнетания с учётом характеристик проппанта и технологических ограничений;
- комплексный алгоритм, позволяющий оптимизировать геометрические параметры и проводимость трещины с учётом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, и основанный на критерии максимизации прибыли от обработки скважины.

Создание оптимальной технологии ГРП подразумевает соблюдение следующих критериев:

- максимальная глубина проникновения проппанта в трещину;
- оптимизация параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;
- минимизация стоимости обработки;
- максимизация прибыли за счёт получения дополнительной нефти и газа.

В соответствии с этими критериями можно выделить следующие этапы оптимизации проведения ГРП на объекте:

- 1) выбор скважин для обработки с учётом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимизацию добычи нефти и газа при минимизации затрат;
- 2) определение оптимальной геометрии трещины – длины и проводимости с учётом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удалённости скважины от газо- или водонефтяного контакта;
- 3) выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов;
- 4) подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчёт объёма и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами;
- 5) подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учётом характеристик пласта, проппанта и геометрии трещины;
- 6) расчёт необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учётом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.

Критерии выбора скважин для проведения ГРП

Для проведения ГРП предпочтение отдаётся скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

1. Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности), при этом должны соблюдаться следующие критерии:

- 1) эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- 2) отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- 3) продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8–10 м;
- 4) удалённость скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- 5) накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20 % от удельных извлекаемых запасов;

6) расчленённость продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) – не более 3–5;
7) скважина должна быть технически исправна как по состоянию эксплуатационной колонны, так и по сцеплению цементного камня с колонной и породой в интервале выше и ниже фильтра на 50 м;

8) проницаемость пласта не более $0,03 \text{ мкм}^2$ при вязкости нефти в пластовых условиях не более $5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$.

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счёт ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

1) начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;

2) наличие скин-эффекта на КВД;

3) обводнёность продукции скважин не должна превышать 20 %;

4) продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

Как видно из вышеизложенного, приведённые критерии позволяют провести разностороннюю предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловых позиций.

При правильном сборе и оценке всей информации, соблюдении технологии исполнения вероятность успешности операций ГРП высокая и соответственно прирост дополнительной добычи нефти.

Контроль за качественным исполнением работ по ГРП

Совместными усилиями Американского газового исследовательского института (GRI) и крупнейших нефтяных и газовых компаний США («Mobil Oil Co.», «Amoco Production Co.», «Schlumberger», «Trican» и др.) разрабатывается и постоянно совершенствуется электронный технологический комплекс, обеспечивающий контроль за исполнением работ. Это, прежде всего, мобильное оборудование GRI для тестирования и контроля качества операции ГРП, агрегат GRI для исследования реологии, трёхмерную компьютерную программу для «дизайна» трещины FRACPRO, приборы для определения профиля напряжений в пласте и микросейсмическую технику для определения высоты и азимута трещины. Использование новейшей технологии контроля позволяет подобрать жидкость разрыва и проппант, применительно к конкретным условиям, проконтролировать распространение и раскрытие трещины, транспортировку проппанта во взвешенном состоянии вдоль всей трещины, определить успешность завершения операции. Знание профиля напряжений в пласте позволяет не только определить давление гидроразрыва, но и предсказать геометрию трещины. При высоком различии напряжений в коллекторе и в непроницаемых барьерах трещина распространяется на большую длину и меньшую высоту, чем в пласте с незначительной разницей этих напряжений. Учёт получаемой оперативной информации в трёхмерной модели объекта позволяет быстро и достоверно прогнозировать геометрию и фильтрационные характеристики трещины.

Предлагаемый дизайн ГРП по технологии фирмы «Newco Well Service»

<i>скважина</i>	3093BKE
<i>куст</i>	130
<i>пласт</i>	Jurassic 1-2 / Юра 1-2
<i>месторождение</i>	Верхне-Колик-Ёганское

MFrac-III

Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulator
MFrac is a trademark of Meyer & Associates, Inc.
Copyright (c) 1985–2001 Meyer & Associates, Inc. All Rights Reserved
MFrac-III Version 4,01,0423,

ROCK PROPERTIES

Zone Name (-)	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Stress Gradient (kPa/m)	Stress (kPa)	Young's Modulus (kPa)	Poisson's Ratio (-)	Fracture Toughness (kPa·m ^{1/2})	Critical Stress (kPa)	Stress Interpolation (-)
Shale	2439,9	2478,0	13,5	32939	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-1	2440,5	2478,6	12,5	30506	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Siltstone	2444,6	2482,8	13,0	31780	1,5e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2445,8	2484,0	12,5	30573	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2447,6	2485,8	13,5	33042	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2449,2	2487,4	12,5	30614	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2449,9	2488,2	13,5	33074	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2470,0	2508,6	12,5	30875	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Dolomite	2473,4	2512,0	13,7	33885	2,0e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2474,7	2513,4	12,5	30934	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Dolomite	2475,5	2514,2	13,7	33915	2,0e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-2	2477,5	2516,2	12,5	30969	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2482,2	2521,0	13,5	33510	1,8e+07	0,26	1000	0	Off
J 1-3	2485,8	2524,6	12,5	31072	1,2e+07	0,20	600	0	Off
J 1-3	2492,4	2531,4	12,5	31156	1,2e+07	0,20	600	0	Off
Shale	2498,3	2537,4	13,5	33728	1,8e+07	0,26	1000	0	Off

WELLBORE HYDRAULICS DATA

Wellbore Volume	12,219	(m ³)
Injection Down	Tubing	
Horizontal Well	Off	
Surface Line Volume	0,3	(m ³)
Wellbore Volume Reference MD	2497	(m)
Wellbore Volume Reference TVD	2458,6	(m)
Maximum BHTP	60000	(kPa)

PERFORATION ZONES

	Active	Zone	Top of Perfs TVD (m)	Bottom of Perfs TVD (m)	Top of Perfs MD (m)	Bottom of Perfs MD (m)
1.	Yes	J 1-2	2458,6	2466,5	2497	2505

ZONE DATA

	Zone	No. of Multiple Fractures (-)	Stiffness Interaction (-)	Fluid Loss Interaction (-)	Pay Zone From (m)	To (m)	Perm. (md)	Perforations Number (-)	Diameter (mm)
1.	J 1-2	1	0	0	2449,9	2470	5	114	16

INPUT SURFACE TREATMENT

Stage No (-)	Slurry Rate (m ³ /min)	Liquid Volume (m ³)	Slurry Volume (m ³)	Total Slurry Volume (m ³)	Stage Time (min)	Stage Type (-)	Fluid Type (-)	Proppant Type	Proppant Concentration, From (kg/m ³)	Proppant Concentration, To (kg/m ³)	Proppant, Stg Mass (kg)
1	1,6	12	12	12,00	7,5000	Pre-Pad	ND30	0000	0	0	0
2	0	0	0	12,00	4,5716	Shut-in	ND30	0000	0	0	0
3	2,6	4	4	16,00	1,5385	Pre-Pad	ND30	0000	0	0	0
4	2,6	4	4,1299	20,13	1,5884	Slug	ND30	BP02	0	200	400
5	2,6	14	14	34,13	5,3846	Flush	NL30	0000	0	0	0
6	0	0	0	34,13	30,0000	Shut-in	NL30	0000	0	0	0
7	2,6	28	28	62,13	10,7690	Pad	ND30	0000	0	0	0
8	2,6	6	6,1948	68,325	2,3826	Prop	ND30	BP02	0	200	600
9	2,6	9	9,8766	78,201	3,7987	Prop	ND30	BP02	200	400	2700
10	2,6	14	16,273	94,474	6,2588	Prop	ND30	BP02	400	600	7000
11	2,6	16	19,636	114,11	7,5525	Prop	ND30	BP02	600	800	11200
12	2,6	16	20,706	134,82	7,9638	Prop	ND30	BP03	800	1000	14400
13	2,6	15	20,392	155,21	7,8432	Prop	ND30	BP03	1000	1200	16500
14	2,6	6	8,353	163,56	3,2127	Prop	ND30	BP03	1200	1200	7200
15	2,6	11,7	11,7	175,26	4,5000	Flush	NL30	0000	0	0	0
16	0	0	0	175,26	0	Shut-in	NL30	0000	0	0	0

Fluid Type: H₂O₂ – Fresh Water with 2 % Salt

Fluid Type: ND₃O – Newco Delayed XLink Gel 3.0 kg/m³, 25#/1000gal

Fluid Type: NL₃O – Newco Linear Gel 3.0 kg/m³, 25#/1000gal

Proppant Type: 0000 – No Prop, Slug, ...

Proppant Type: BPO₂ – 16/30 Borovichi Ceramic – 22t

Proppant Type: BPO₃ – 12/18 Borovichi BorProp – 38t

Total Slurry Volume	175,26	(m ³)
Total Liquid Volume	155,7	(m ³)
Total Sand Mass Pump	60000	(kg)
Total Sand Mass Placed	59553	(kg)

HYDRAULICS CALCULATION OF THE WELL

Hydraulic Power Required	961,87	(kW)
Surface Pressure, min.	0	(kPa)
Surface Pressure, max.	22187	(kPa)

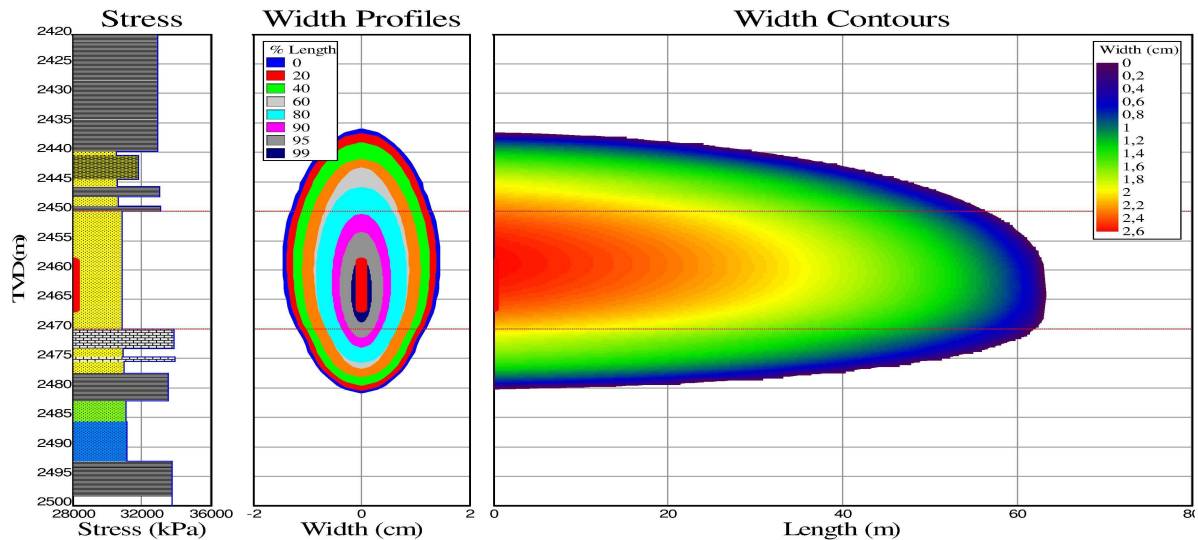
GENERAL DATA / (calculated values at the end of the treatment)

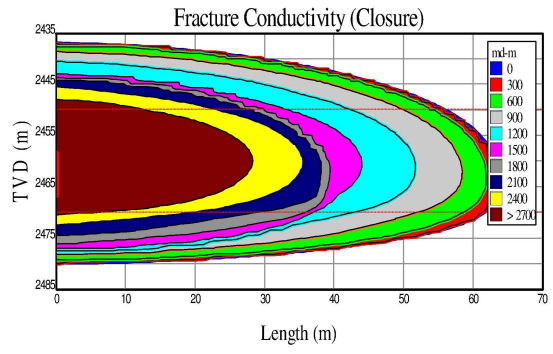
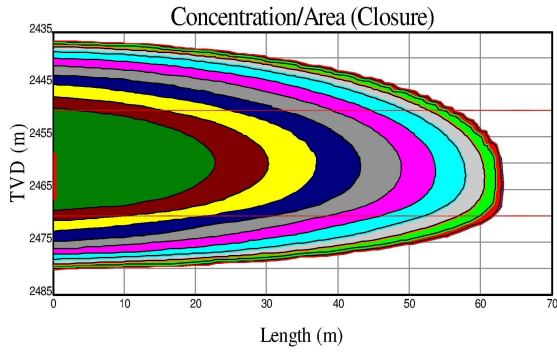
Slurry Volume Injected	169,15	(m ³)
Liquid Volume Injected	149,74	(m ³)
Fluid Loss Volume	82,995	(m ³)
Frac Fluid Efficiency	0,50934	
Net Frac Pressure	5691,8	(kPa)
Length (one wing)	63,383	(m)
Upper Frac Height	27,446	(m)
Lower Frac Height	16,104	(m)
Total Frac Height	43,551	(m)
Max, Frac Width at Perfs	2,6072	(cm)
Avg, Hydraulic Frac Width	1,6098	(cm)

PROPPANT DESIGN SUMMARY

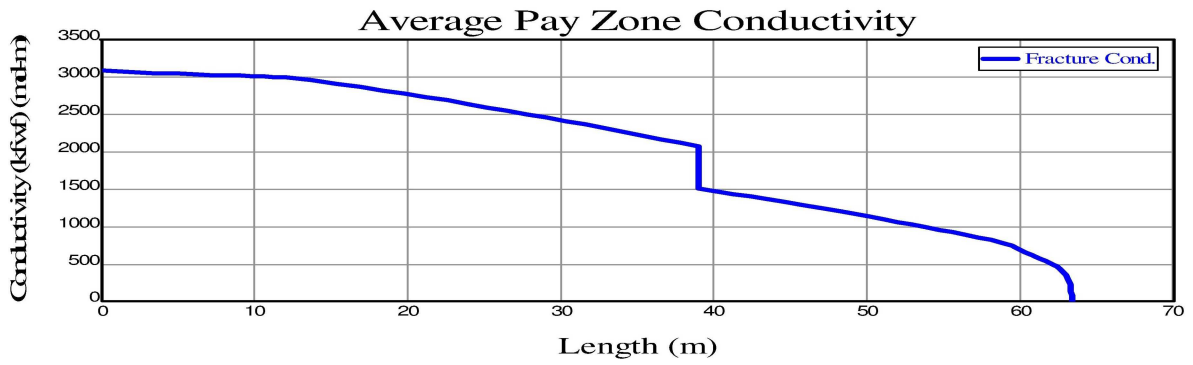
Created Fracture Length EOJ	63,383	(m)
Total Propped Fracture Length	63,253	(m)
Avg, Propped Height in Fracture	35,213	(m)
Avg, Propped Height in Pay Zone	19,842	(m)
Avg, Propped Width at Well	1,1324	(cm)
Avg, Propped Width in Pay Zone	0,81028	(cm)
Max, Width EOJ at Perfs	2,6072	(cm)
Avg, Prop, Conc./Area in Fracture	13,27	(kg/m ²)
Avg, Prop, Conc./Area in Pay Zone	15,298	(kg/m ²)
Avg, Frac Conductivity in Pay Zone	2081	(md-m)
Avg, Dim, Fracture Cond, in Pay Zone	6,5799	
Propped Fracture Ratio	0,46986	
Estimated Closure Time	64,302	(min)

Фактический профиль трещины





Проводимость трещины



Фактический профиль ширины трещины

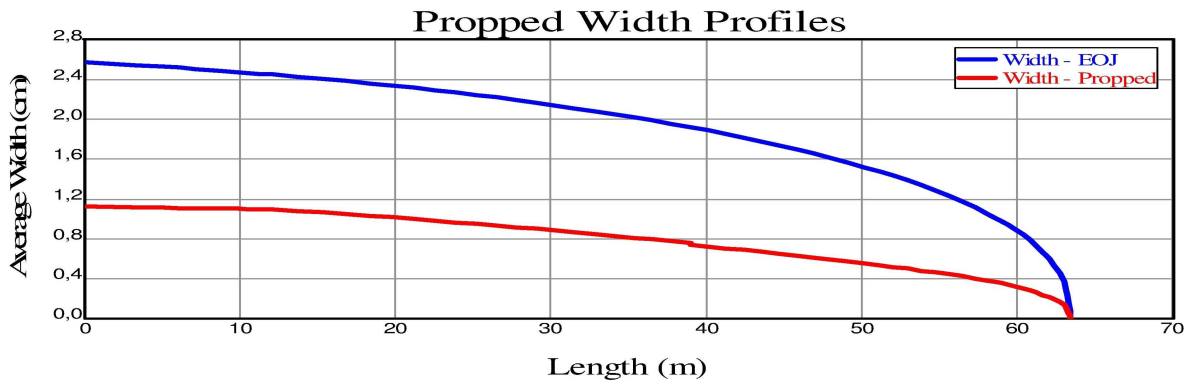


график закачки жидкости

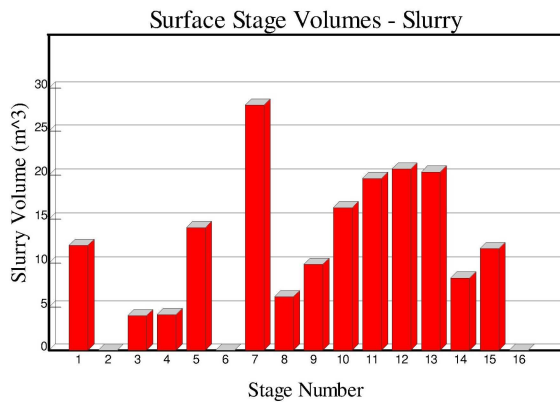


график закачки проппанта

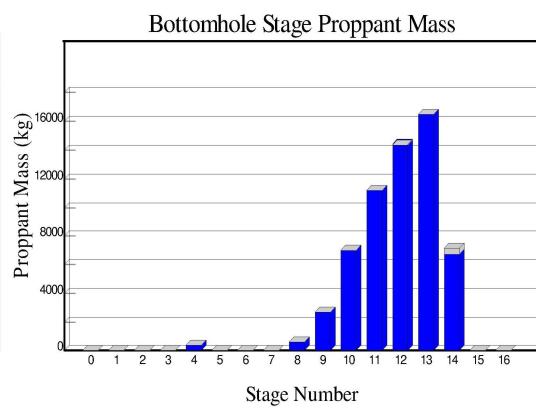
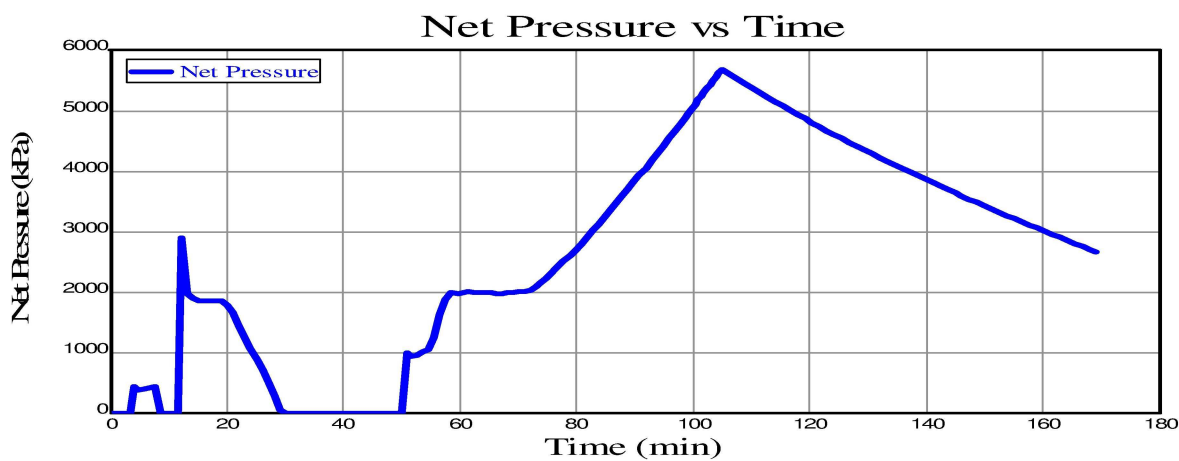
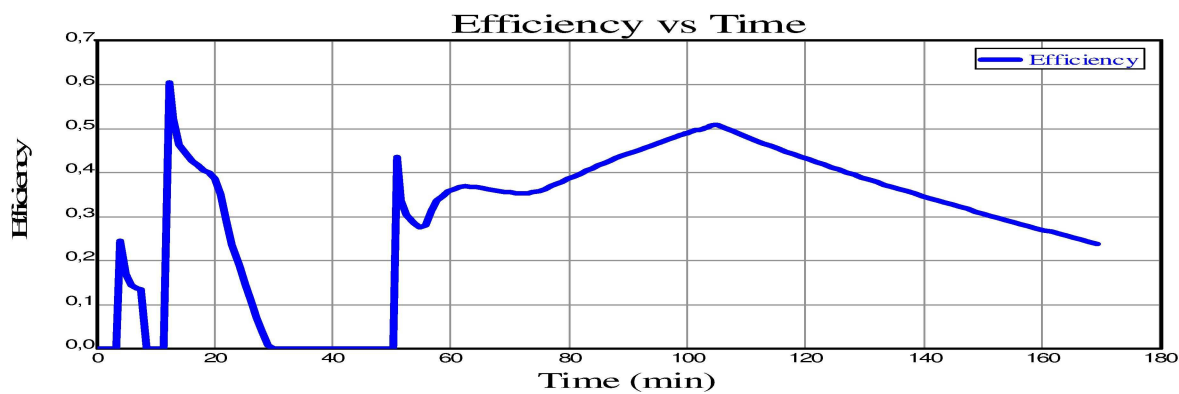
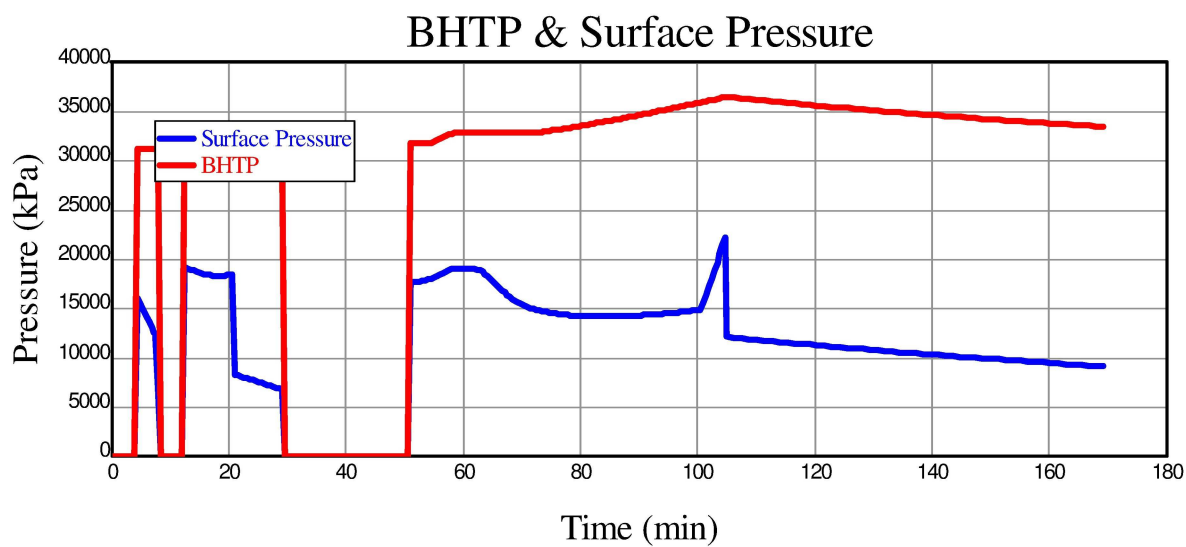


График давления



Объём буфера и процедура закачки уточнится после анализа мини-ГРП.

Prod

Production Simulator for Hydraulic Fracturing

MProd is a trademark of Meyer & Associates, Inc.
 Copyright (c) 2006, Meyer & Associates, Inc.
 2207 Freeport Rd, Suite D, Natrona Heights, PA 15065 USA
 MProd version 5,10,1251

Formation data input to achieve production history match

Net Pay Zone Height	20	(m)
Reservoir Pressure	22000	(kPa)
Total Reservoir Compressibility	1,8558e-06	(1/kPa)
Equivalent Reservoir Permeability	5	(md)
Equivalent Reservoir Porosity	18	(%)
Equivalent Reservoir Viscosity	0,62826	(cp)
Gas Specific Gravity	0,65	
Bubble Point Pressure	12000	(kPa)
Oil API	40	
Reservoir Temperature	75	(°C)

Данные ствола скважины

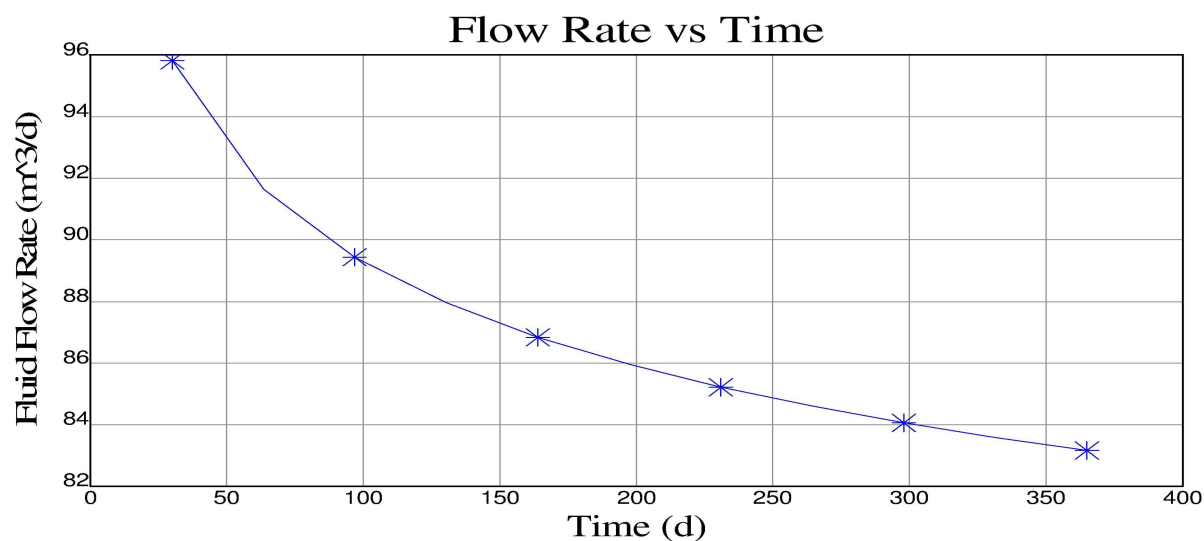
Радиус ствола скважины	10	(cm)
Объёмный фактор пласта	1,3	(Rm ³ /sm ³)
Скин фактор ствола скважины	6	

Данные трещины во время закачки

Заполненная длина (m)	Эффективная проводимость (md · m)	Масса проппанта (kg)
72,568	1668,1	60 000

Time (d)	Flow Rate (m ³ /d)	Cum. Prod. (10 ³ m ³)	Average Pressure (kPa)	Flowing Pressure (kPa)
30,0	95,815	3,1881	22000	10000
63,5	91,633	6,3248	22000	10000
97,0	89,428	9,3566	22000	10000
130,5	87,946	12,327	22000	10000
164,0	86,838	15,255	22000	10000
197,5	85,957	18,149	22000	10000
231,0	85,228	21,016	22000	10000
264,5	84,608	23,861	22000	10000
298,0	84,069	26,686	22000	10000
331,5	83,593	29,494	22000	10000
365,0	83,168	32,287	22000	10000

Расчётная суточная добыча



Production Simulation Notes

1. Due to the lack of adequate well test data available to Newco, several key assumptions have been input to perform the simulator calculations including:

- a. Effective reservoir permeability – 5 md
- b. Near wellbore skin factor – 6
- c. Static Reservoir Pressure – 220 atm.

2. The predicted volumes are calculated at a Pwf (producing bottom hole pressure) of 10000 kPa, Should the well be produced at any pressure greater or less than these input producing pressures, then, the predicted values will not reflect actual well operation conditions and volumes.

Therefore, Newco supplies the production simulation prediction as a qualitative analysis only and does not intend or submit in any way as a quantitative volume prediction of post frac production.

Выводы и рекомендации

За семь месяцев 2015 года проведено 27 операций ГРП на старых скважинах, в т.ч. четыре повторных гидроразрыва. Дополнительно из этих скважин добыто 139,7 тыс. тонн нефти, среднесуточный дебит по жидкости составил – 49,5 тонн/сут., по нефти – 41,5 тонн/сут., обводнённость продукции – 16 %. Дополнительный прирост дебитов составил: по жидкости – 44,9 тонн/сут., по нефти – 40,2 тонн/сут. Но здесь необходимо заметить, что из 27 скважин, на которых был проведён ГРП, 14 скважин пришли из бездействующего фонда.

Для того чтобы оценить общий эффект от гидроразрыва пласта, из анализа были исключены скважины, на которых были проведены повторные операции ГРП, скважины, эксплуатирующие совместно несколько объектов и новые скважины, принятые из бурения и освоения переводом с других объектов. Таким образом, было проанализировано 16 скважин. Накопленная добыча нефти и жидкости до проведения гидроразрыва по этим скважинам в 3,1 раза ниже, чем после ГРП. Соответственно средний дебит нефти и жидкости после мероприятия оказался выше в 1,9 и в 3,7 раза. И если условно принять базовую добычу, от которой считался эффект, неизменной во времени, то дополнительная добыча нефти на дату анализа от проведения ГРП на этих скважинах составляет 142 тыс. тонн или 8,9 тыс. тонн на одну скважину. Сравнение основных показателей до и после проведения гидроразрыва приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Эффективность проведения ГРП

Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, тонн/сут.	Обводнённость, %
Параметры до ГРП				
66,4	87,4	16,6	21,8	23,9
Параметры после ГРП				
208,4	272,6	30,6	40,2	23,5

Распределение 16 скважин по дебитам нефти и обводнённости приведено в таблице 2, где в знаменателе показано количество скважин после гидроразрыва.

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости до и после ГРП

Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %							Итого
	< 10	10-30	30-50	50-70	70-90	90-95	> 95	
< 5	3 / –						1 / –	4 / –
5–10	1 / 1				1 / –	1 / –		3 / 1
10–20	3 / –	1 / –		– / 1				4 / 1
20–30	1 / 1	1 / 1	1 / 2					3 / 4
30–40	1 / 2							1 / 2
> 40	– / 4	1 / 4						1 / 8
Итого	9 / 8	3 / 5	1 / 2	– / 1	1 / –	1 / –	1 / –	16 / 16

Из таблицы можно видеть, что с дебитами нефти более 40 тонн/сут. стала работать почти половина всех скважин, тогда как до проведения гидроразрыва таких скважин практически не было.

Распределение скважин по накопленной добыче нефти с начала разработки до и после проведения гидроразрыва показано в таблице 3.

Таблица 3 – Накопленная добыча нефти до и после ГРП по переходящим скважинам

Интервал накопленной добычи нефти, тыс. тонн	Количество скважин до ГРП	Количество скважин после ГРП
< 1	8	
1–2	1	2
2–5	1	
5–10	4	3
10–20	1	7
20–30	1	2
30–40		1
40–50		1
Всего	16	16

Также был оценён общий эффект от гидроразрыва пласта от всех скважин за исключением тех, на которых ГРП был проведён дважды. Накопленная добыча после ГРП по 56 переходящим и новым скважинам составляет 760,3 тыс. тонн или 13,6 тыс. тонн на скважину.

Распределение всех скважин по дебитам и обводнённости, на которых был проведён ГРП, за исключением повторных приводится в таблице 4.

Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости после проведения ГРП

Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %							Итого
	< 10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	> 95	
< 5					1	3	2	6
5–10	1				2			3
10–20	1	2	1	2	1			7
20–30	1	3	3					7
30–40	7	5						12
> 40	12	9						21
Итого	22	19	4	2	4	3	2	56

Кроме проведения гидроразрыва по пластам юрского горизонта за счёт различных ГТМ за 7 месяцев 2015 года дополнительно добыто 186,0 тыс. тонн нефти. В таблице 5 приводятся данные по эффективности геолого-технических мероприятий с разбивкой по видам работ.

Таблица 5 – Эффективность ГТМ в 2015 году

Показатели	ГРП
Количество скважин, шт.	27
Прирост дебита нефти, тонн/сут.	40,8
Прирост дебита жидкости, тонн/сут.	44,2
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	139,7

Как видно из таблицы 5, за счёт ввода новых проектных скважин и проведения гидроразрыва пласта добыто 99,2 % всей дополнительной добычи от проведения ГТМ, что ещё раз подтверждает эффективность данных мероприятий.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, следует отметить, что около 15 % от участвующих в добыче на объекте добывающих скважин характеризуются высокой накопленной добычей нефти от 30 до 60 тыс. тонн, 42 скважины имеют накопленную добычу менее 10 тыс. тонн и чуть более трети – от 10 до 30 тыс. тонн. Распределение скважин добывающего фонда на 01.01.2016 г. по накопленной добыче нефти приведено на рисунке 4.

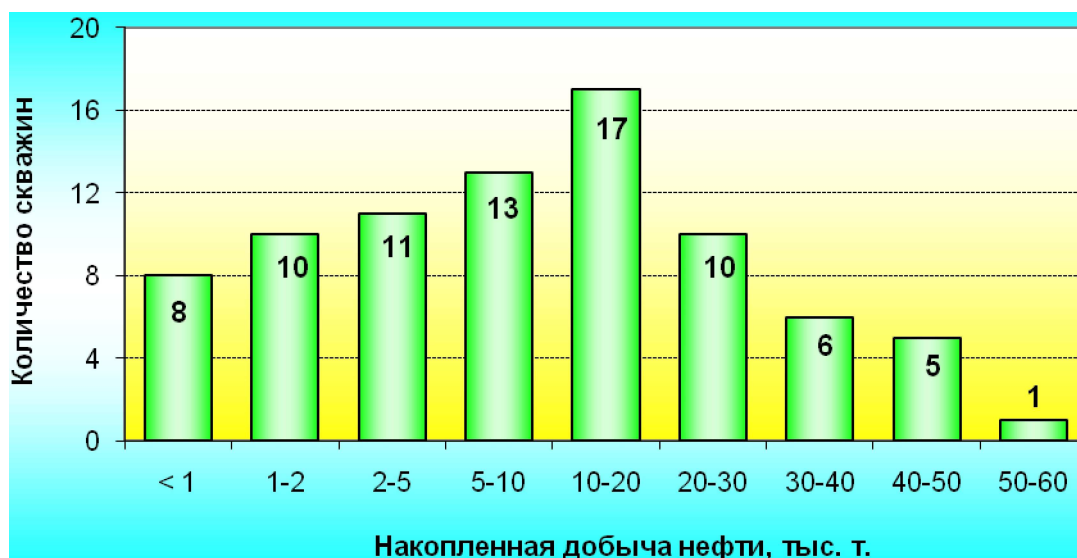


Рисунок 4 – Распределение скважин добывающего фонда на 01.01.2016 г. по накопленной добыче нефти

Заключение

Реализация программы по ГРП позволит добыть за период 2016–2019 гг. 15000 тыс. тонн нефти и довести текущий коэффициент извлечения нефти в целом по пласта ЮВ₁ до 0,281, по пласту АчБВ_{14–19} – 0,171. Для успешного достижения намеченных уровней добычи нефти с применением ГРП необходимо пробурить до 100 новых скважин.

Реализация программы повышения добычи нефти не может быть эффективно реализована без ввода в эксплуатацию новых и выведенных из бездействия дополнительных скважин для обеспечения поддержания пластового давления. Программа ввода нагнетательных скважин должна предусматривать проведение ГРП в скважинах с низкой приёмистостью для выравнивания профиля закачки скважин нагнетательного ряда.

По объекту ЮВ₁ планируется на прогнозный период ввод 48 новых скважин, в том числе 34 из эксплуатационного бурения, из которых 14 с горизонтальным стволом. Планируется также ввод 23 нагнетательных скважин. Плотность сетки скважин и система воздействия соответствуют проектным.

Основными методами, которые предлагается использовать на месторождении, являются:

- проведение ГРП в скважинах с низкими фильтрационными характеристиками пласта;
- проведение работ по ОПЗ пласта в скважинах, снизивших продуктивность;
- проведение капремонта в скважинах, числящихся в бездействующем фонде;
- проведение перфорации скважин мощными зарядами с глубиной перфорационных отверстий 60–80 см в зонах низкой проницаемости;
- использование гидрофобизаторов для увеличения приёмистости нагнетательных скважин;
- дострелы и перестрелы нефтенасыщенных интервалов пласта;
- зарезка боковых стволов из бездействующих (или аварийных) скважин также может оказаться целесообразной.

Предполагается, что проведение этих работ будет периодическим по мере необходимости, а величина скин-фактора будет близкой к нулевому значению. Кроме того, на месторождении на ряде объектов предполагается применить технологию разработки с использованием горизонтальных скважин.

Литература

1. Технично-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по Верхне-Колик-Ёганскому месторождению. – М. : ВНИГНИ-2, 2012.
2. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов Верхне-Колик-Ёганского месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского АО Тюменской области (по состоянию на 01.01.2009 г.). Дополнительные материалы по состоянию на 01.01.2015 г. – М. : ООО «Гео Дэйта Консалтинг», 2015.
3. Выполнение специальных лабораторных работ на образцах керн Верхне-Колик-Ёганского месторождения. – Тюмень : Геохим, 2014.
4. Технологическая схема разработки Верхне-Колик-Ёганского месторождения. – Москва – Радужный : ТОО «НЕФТЕГАЗПРОЕКТ», 2006.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : 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. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. 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». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

11. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обучения направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

12. 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.

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. Патент № 2507389. Способ гидравлического разрыва пласта / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок. – Заявка № 2012133791. Приоритет изобретения 07 августа 2012 г. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 февраля 2014 г. Срок действия патента истекает 07 августа 2032 г. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Кубанский государственный технологический университет» (ФГБОУ ВПО «КубГТУ»).

15. Антониади Д.Г., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта» / Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 201562082. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

16. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар : Издво ЗАО НИПИ «ИнжГео», 2006. – № 2. – С. 88–91.

17. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта / Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25–40.

18. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду Мартинью Лимбин Батишта, Очередыко Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 128–151.

19. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю1 Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-9 (дата обращения: 21.11.2017).

20. 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.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPjK_SB69iLvVzugUvZuJ4LAN/view

References:

1. The feasibility study on coefficients of oil recovery on the field Verkhne-Kolik-Yoganskomu. – M. : VNIGNI-2, 2012.
2. Calculation of reserves of oil, gas, condensate and the accompanying components of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo of the Nizhnevartovsk region of Khanty-Mansi Autonomous Okrug of the Tyumen region (as of 1/1/2009). Additional materials as of 1/1/2015 – M. : LLC Geo Deyta Consulting, 2015.
3. Performance of special laboratory works on field Verkhne-Kolik-Yoganskogo core samples. – Tyumen : Geokhim, 2014.
4. Technological scheme of development of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo. – Moscow – Iridescent : TOO «NEFTEGAZPROEKT», 2006.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
9. 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. – T. 1–4.
10. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches 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». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.
11. Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. 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». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.
12. 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.
13. 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.
14. Patent No. 2507389. Way of hydraulic fracturing / E.P. Zaporozhets, N.A. Shostak, D.G. Antoniadi, O.V. Savenok. – Application No. 2012133791. Invention priority on August 07, 2012. It is registered in the State register of inventions of the Russian Federation on February 20, 2014. Period of validity of the patent expires on August 07, 2032. Patent holder: Federal state-funded educational institution of higher education «Kuban state technological university» (FGBOU VPO «KubSTU»).
15. Antoniadi D.G., Arutyunov T.V., Savenok O.V. The Hydraulic fracturing / Certificate database about the state registration of the database No. 2015620811. Application No. 2015620282. Date of receipt on March 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on May 25, 2015.
16. Savenok O.V., Kusov G.V. Increase in efficiency of a gazokondensatootdacha by means of hydraulic fracturing of layer on the New and Urengoy gas-condensate field // the Analytical scientific and technical magazine «Geoinzhiniring». – Krasnodar : CJSC NIPI Inzhgeo publishing house, 2006. – No. 2. – P. 88–91.
17. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing / Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence nauch-but-practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – X. : Znaniye scientific information center, 2017. – Part 2. – P. 25–40.

18. Yakovlev A.L., Kusov G.V., Machado Martinyyu Limbin Batishta, Ocheredko T.B. The analysis of efficiency of application of GRP on the Elnikovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 128–151.

19. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of technology of carrying out hydraulic fracturing in the conditions of an object Yu1 of the Snow field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-9 (date of the address: 11/21/2017).

20. 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>

21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
НА НОВО-ПОКУРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE APPLICATION
OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS AT NOVO-POKURSKOYE OIL FIELD**

Ахриев Казбек Ризванович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
ahrievkazbek1994@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

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. Целью статьи является анализ эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов. В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на работу электроцентробежных насосов, а также приведены рекомендации по их устранению. В результате работы проведён сбор, обобщение и переработка информации по эксплуатационному фонду скважин. Проведён анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов по основным технологическим показателям (таким как коэффициент использования и эксплуатации) и приведены рекомендации для повышения надёжности работы насосного оборудования.

Ключевые слова: анализ применения установок электроцентробежных насосов; анализ режимов эксплуатации добывающих скважин; анализ бездействующего фонда добывающих скважин; мероприятия по улучшению работы насосного оборудования; ликвидация осложнений, обусловленных механическими примесями; ликвидация осложнений, связанных с солеотложением; мероприятия по снижению коррозии нефтепромыслового оборудования.

Ahriev Kazbek Rizvanovich

Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
ahrievkazbek1994@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Associate professor, professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Annotation. The purpose of the article is to analyze the operation of oil wells using electric centrifugal pumps. Attention is paid to the study of the harmful influence of various factors on the operation of electric centrifugal pumps, as well as recommendations for their elimination. As a result of the work, a collection, generalization and processing of information on the operating well stock was conducted. The efficiency analysis of the electric centrifugal pumps is analyzed in terms of the main technological indicators (such as utilization and operation coefficient) and recommendations are given to improve the reliability of the pump equipment.

Keywords: analysis of application of installations of electric centrifugal pumps; analysis of operating modes of production wells; analysis of inactive production wells; measures to improve the operation of pumping equipment; elimination of complications caused by mechanical impurities; elimination of complications related to scaling; measures to reduce corrosion of oilfield equipment.

В административном отношении Ново-Покурское месторождение расположено в Тюменской области Ханты-Мансийского национального округа на территории Сургутского и Нижневартовского районов.

Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине и расположено на левом берегу широтного участка реки Обь примерно в 100 км к юго-западу от города Мегиона и 80 км к юго-востоку от города Сургута. Обзорная карта месторождений нефти и газа ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» представлена на рисунке 1.

Таблица 2 – Структура эксплуатационного фонда скважин на период 2012-2016 гг.

Характеристика фонда	2012	2013	2014	2015	2016
Фонд добывающих скважин					
Всего	224 (34*)	231 (31*)	238 (24*)	243 (21*)	294 (17*)
в т.ч.: действующие	200 (27*)	213 (26*)	218 (18*)	226 (16*)	263 (11*)
из них: фонтанные	2	0	–	–	–
ЭЦН	145 (20*)	182 (20*)	191 (14*)	201 (13*)	242 (5*)
ШГН	53 (7*)	31(6*)	27 (4*)	25 (3*)	21
бездействующие	24 (7*)	18(5*)	20 (6*)	17 (5*)	31(6*)
в освоении	2	3	3	2	0
Фонд нагнетательных скважин					
Всего	78	84	89	96	105
в т.ч.: действующие	73	78	86	91	96
бездействующие	3	12	14	6	9
в освоении	1	1	1	1	0
в консервации	3	–	–	4	7
Фонд контрольных и пьезометрических скважин	10	6	8	8	9
Фонд ликвидированных скважин	6	2	2	4	4
Всего пробурено	318(44*)	323(31*)	337 (24*)	351 (21*)	399 (17*)

* в том числе совместные скважины на объекты ЮВ₁¹ + ЮВ₁²

Коэффициенты использования и эксплуатации добывающих скважин равны соответственно 0,91 и 0,89.

Действующий фонд нагнетательных скважин на 01.01.2017 г. составляет 96 единиц (по проекту – 111). Коэффициенты использования и эксплуатации добывающих скважин равны соответственно 0,80 и 0,92.

Все ликвидированные и находящиеся в консервации скважины выведены из эксплуатационного фонда по геологическим причинам (отсутствие коллекторов или нефтеносного коллектора).

Действующий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, доля которого составляет 82 % от эксплуатационного механизированного фонда, представлен на рисунке 1.

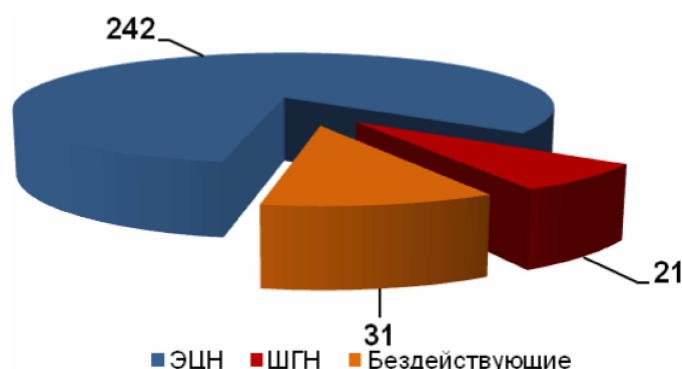


Рисунок 1 – Структура добывающего фонда скважин на 01.01.2017 г.

В целом следует отметить, что структура эксплуатационного фонда скважин на месторождении достаточно благоприятна – доля бездействующего фонда незначительна (10,5 %). Однако допущены отдельные нарушения в области использования проектного фонда скважин. Прежде всего, это касается совместной эксплуатации объектов разработки ЮВ₁¹ и ЮВ₁², не предусмотренной проектным документом.

Основной причиной использования фонда скважин для совместной добычи нефти с объектов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² явилось отсутствие достаточно обоснованной геологической модели пласта ЮВ₁¹. Принятое ГКЗ СССР геологическое строение пластов, контура нефтеносности и структура запасов нефти предполагали возможность совмещения добычи нефти в нефтяных зонах. Начиная с 1994 года, недропользователем были выполнены работы по приобщению продуктивных интервалов пласта ЮВ₁¹ с целью ввода в разработку его запасов нефти. Однако без достоверного сейсмогеологического и петрофизического обоснования проведение исследований на приток нефти пласта ЮВ₁¹ велось фактически методом «проб и ошибок».

Всего было приобщено и исследовано около 80 интервалов перфорации в 69 скважинах. Подавляющая часть исследований показала водоносный характер исследуемого пласта, что потребовало обоснования новой геологической модели. Часть работ по приобщению пласта ЮВ₁¹ позволила выявить и определить контуры нефтеносности его залежей нефти. В таких скважинах даже при значительной обводнённости осуществлялась совместная эксплуатация объектов разработки.

Для разобщения нефтеносного пласта ЮВ₁² и преимущественно водоносного ЮВ₁¹ выполнялись ремонтно-изоляционные работы (58 скважино-операций), успешность которых оказалась недостаточно высока.

Перечисленные факты, несомненно, оказали влияние на характеристику вытеснения и извлечения нефти для совместных скважин. Ожидаемые потери в нефтедобыче объекта ЮВ₁² связаны, прежде всего, с различиями в геологическом строении совместно разрабатываемых пластов: различия в фильтрационных свойствах (средняя проницаемость коллекторов пласта ЮВ₁¹ – 19,1 мДарси, пласта ЮВ₁² – 9,6 мДарси) и характере насыщенности (все залежи нефти пласта ЮВ₁¹, кроме Восточной – водоплавающие, недонасыщенные, залежь объекта ЮВ₁² – преимущественно нефтяная). Основным негативным фактором можно считать замедление выработки запасов нефти объекта ЮВ₁² за счёт добычи дополнительных объёмов воды при совместной эксплуатации пластов.

Максимальные потери в нефтедобыче с объекта ЮВ₁² были допущены в 2005 году, когда в совместной эксплуатации пластов находилось 67 скважин, причём средняя обводнённость по группе этих скважин составляла 68 %. В дальнейшем, благодаря совершенствованию технологии ремонтно-изоляционных работ, количество совместно эксплуатирующихся пласты скважин сократилось до 17 ед. (2016 год).

Анализ режимов эксплуатации добывающих скважин

Показатели эксплуатации действующего добывающего фонда с распределением по способам добычи нефти представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели эксплуатации добывающих скважин с распределением по способам добычи нефти по состоянию на 01.01.2017 г.

Способ эксплуатации	Количество скважин	Добыча, тыс. тонн		Дебит, тонн/сут.		Обводнённость, %
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	
ШГН	21	39,8	110,5	5,2	11,1	64,9
ЭЦН	242	849,7	2178,7	12,2	36,3	65,6
Итого	263	889,5	2289,2	11,8	33,8	65,4

Согласно данным представленной таблицы, по состоянию на 01.01.2017 г. все скважины на Ново-Покурском месторождении эксплуатируются механизированным способом: 8,0 % скважин оборудованы ШГН и 92,0 % электроцентробежными насосами.

Годовая добыча нефти из скважин, оборудованных ШГН, составила 39,8 тыс. тонн (4,5 %), оборудованных ЭЦН – 849,7 тыс. тонн (95,5 %).

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется при забойных давлениях от 10,5 до 21,5 МПа. Среднее забойное давление составляет 14,5 МПа, что превышает давление насыщения на 3,9 МПа. Среднее забойное давления при эксплуатации скважин ШГН и ЭЦН составляет 14,8 и 12,2 МПа соответственно (таблица 4).

Таблица 4 – Характеристика забойных давлений и динамических уровней действующего фонда скважин по способам эксплуатации на 01.01.2017 г.

Пласт	Способ эксплуатации	Число скважин	Забойное давление, МПа			Количество скважин, где забойные давления выше проектного, скв.	Фактические динамические уровни, м (от устья)	
			проектные	фактические			от – до	средние
				от – до	средние			
ЮВ ₁ ²	ЭЦН	223	17	10,6–15,2	12,8	0	1296–1939	1541
	ШГН	16	17	11,0–21,7	14,9	17	325–1563	1059
ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	19	17	10,4–13,0	11,4	0	1016–1595	1393
	ШГН	5	17	11,2–16,3	12,6	0	347–1519	1235

Средние динамические уровни по скважинам с ЭЦН ниже (считая от устья) на 150–500 м, что обусловлено большей производительностью ЭЦН.

В отдельных скважинах динамические уровни жидкости приближены к устью, что позволяет рассмотреть вопрос оптимизации или смены на них оборудования.

Из 16 скважины пласта ЮВ₁², оборудованных ШГН, 82 % работают с забойными давлениями меньше 17 МПа, в 23 % рассмотренных скважин забойные давления близки к проекту (16-18 МПа). Около 10 % скважин эксплуатируются с забойным давлением выше 18 МПа. Скважин, работающих с забойными давлениями ниже давления насыщения (10,6 МПа), нет.

По пласту ЮВ₁¹ забойные давления в скважинах не превышают проектного значения (17 МПа).

Средние параметры действующих скважин по интервалам забойных давлений приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Распределение основных параметров скважин по интервалам забойных давлений (объект ЮВ₁²)

Интервалы забойных давлений, МПа	Среднее пластовое давление для интервала, МПа	Средняя депрессия для интервала, МПа	Средняя продуктивность, тонн/сут. · МПа	Средняя толщина, м	Средняя удельная продуктивность, тонн/сут./МПа · м
11–12	26,8	15,2	0,43	5,9	0,07
12–13	26,8	14,4	0,53	7,9	0,07
13–14	26,5	12,9	0,68	8,3	0,08
14–15	27,1	12,7	0,62	7,6	0,08
15–16	26,9	11,5	0,76	7,6	0,10
16–17	26,7	10,3	0,99	7,7	0,13
17–18	27,1	9,8	1,02	7,3	0,14
18–19	27,8	9,2	0,92	7,2	0,13
19–20	26,2	6,8	0,44	6,3	0,07
20–21	26,6	6,0	1,43	5,8	0,29
21–22	27,3	5,7	1,04	7,0	0,15

Анализируя данные по режимам эксплуатации скважин объекта ЮВ²₁, оборудованных ШГН, следует отметить, что существующие зависимости между продуктивностью скважин, забойным давлением и дебитом выявляются достаточно чётко. Этот факт свидетельствует о корректности установленных режимов эксплуатации скважин. Так, проектный дебит жидкости (7,3 тонн/сут.) достигается в скважинах, эксплуатируемых в интервале забойных давлений от 13 до 19 МПа (рисунок 2). В группе скважин с депрессией меньше проектной средний дебит составляет 4,3 тонн/сут., что ниже проектного на 42 %.

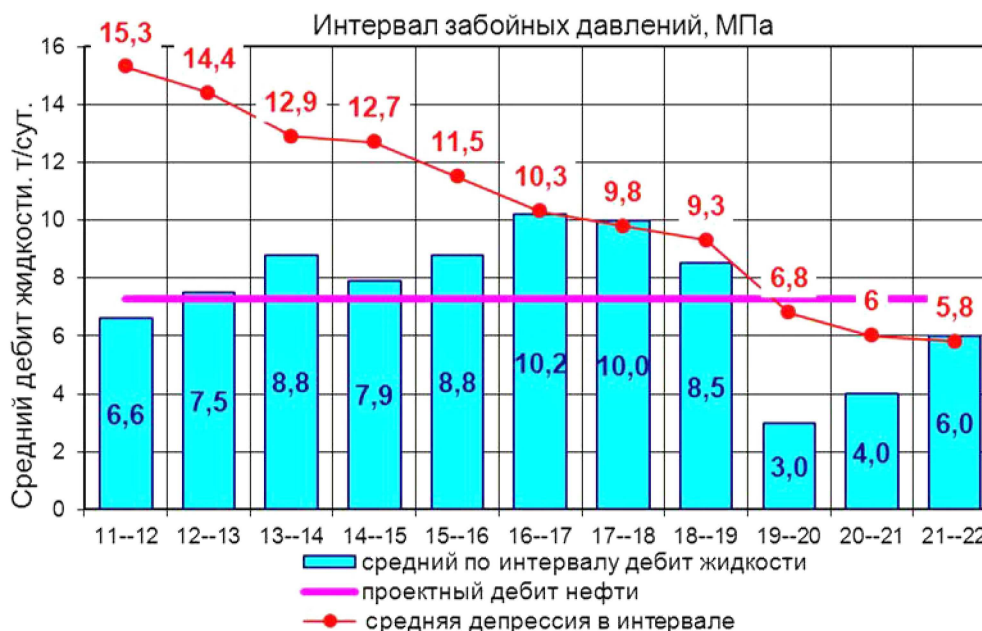


Рисунок 2 – Зависимость среднего дебита жидкости от забойного давления действующих скважин объекта ЮВ²

В результате проведённого анализа режимов эксплуатации скважин можно сделать вывод, что:

- проектные решения в области технологии режимов работы добывающих скважин выполняются. Основная часть скважин (64 %) эксплуатируется в наиболее оптимальных условиях с точки зрения энергетики пласта;
- часть скважин (5 ед.) эксплуатируется в интервале забойных давлений 19–22 МПа, что не обеспечивает получения ими проектного дебита жидкости. Средняя проницаемость коллектора по группе скважин составляет 17,2 мДарси, что выше средней величины для пласта ЮВ²₁ (9,7 мДарси). Для этих скважин следует рассмотреть условия оптимизации либо смены оборудования на более производительное;
- 23 добывающих скважины эксплуатируются в интервалах забойных давлений 11–13 МПа, при этом создаваемая депрессия на пласт достигает 15 МПа при дебите жидкости ниже максимального, что свидетельствует о низких фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов или о плохом качестве призабойной зоны пласта. Подтверждением последнему служит тот факт, что в этой группе скважин гидроразрывом пласта охвачено всего 35 % (75 скважино-операций) фонда.

Выбор способа эксплуатации обусловлен, в основном, низкими коллекторскими свойствами пластов. Тем не менее, отсутствие существенных различий между ФЭС скважин, оборудованных ШГН и ЭЦН, свидетельствует о различиях в качестве вскрытия и текущего состояния призабойной зоны пластов. Для скважин, оборудованных различными типами насосов, средние коллекторские свойства составили:

- коэффициент пористости – 16,1 (15,6) %;
- эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,0 (7,4) м;
- коэффициент насыщения – 59,6 (57,9) %;
- коэффициент проницаемости – 9,2 (7,4) мДарси (в скобках указаны параметры скважин с ЭЦН).

Эксплуатационные показатели добывающих скважин, оборудованных УЭЦН

На месторождении применяются УЭЦН отечественного и импортного производства производительностью от 25 до 200 м³/сут. и напором 850–2100 м (рисунок 3). Преобладают ЭЦН низкой и средней производительности ЭЦН-25 – 28,9 %, ЭЦН-30 – 8,0 %, ЭЦН-45 – 12,9 %, ЭЦН-60 – 9,5 %, ЭЦН-80 – 13,7 %, ЭЦН-125 – 10,6%. На месторождении 74 скважины (28,1 %) оборудованы импортными насосами типа DN (0,1 %) и TDK (28,0 %).

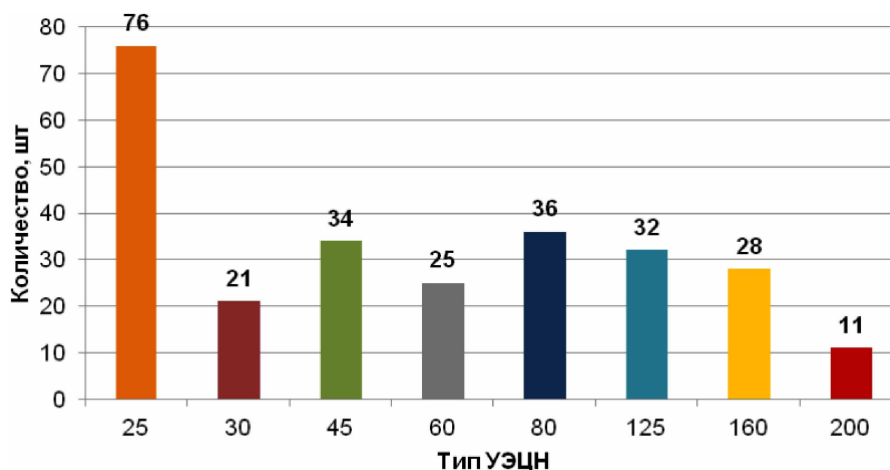


Рисунок 3 – Распределение фонда скважин по типоразмеру УЭЦН

В целом по месторождению основной фонд скважин (78,3 %) эксплуатируется с дебитами, не превышающими 10 тонн/сут., из них с дебитом нефти до 5 тонн/сут. работает 34,2 % или 90 скважин. Из числа малодобитных (дебит нефти до 5 тонн/сут.) 70 скважин имеют обводненность более 50 %, 20 скважин работают с обводненностью в интервале от 0–50 %, с обводненностью более 90 % эксплуатируется 34 скважины. Доля фонда добывающих скважин, работающих с дебитами более 10 тонн/сут., составляет всего 21,7 %.

Распределения фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по интервалам дебитов нефти, жидкости и обводненности представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2017 г.

Дебиты нефти, тонн/сут.	Обводненность, %							итого	то же в %
	0–5	5–20	20–50	50–90	90–95	95–100			
0–5									
5–10	0	6	16	44	33	19	118	44,5	
10–50	0	4	15	25	11	2	57	21,5	
Итого	0	18	43	105	62	37	265	100	
То же в %	0	6,8	16,2	39,6	23,4	14,0	100		
Дебиты жидкости, тонн/сут.	Обводненность, %							итого	то же в %
	0–5	5–20	20–50	50–90	90–95	95–100			
10-30	0	10	21	22	14	15	82	30,9	
30-60	0	4	12	11	29	17	73	27,5	
60-160	0	8	8	37	23	34	110	41,5	
Итого	0	22	41	70	66	66	265	100	
То же в %	0	8,3	15,5	26,4	24,9	24,9	100		

Обводненность продукции скважин в целом по месторождению по данным на 01.01.2017 г. распределилась следующим образом (таблица 6): большая часть скважин

(76,2 %) работает с обводнённостью более 50 %, из них 24,9 % скважин имеют обводнённость более 95 %, с обводнённостью до 20 % воды эксплуатируются 22 скважины (8,3 %).

В целом динамика обводнения продукции по разрабатываемым объектам достаточно благоприятна. Сложившиеся характеристики вытеснения близки к проектным.

Анализ бездействующего фонда добывающих скважин

Ново-Покурское нефтяное месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся высокой обводнённостью скважин, образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений. В процессе эксплуатации месторождений фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, обводнённость увеличивается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геологотехнологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленным простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В таких условиях одним из основных способов повышения эффективности эксплуатации скважин является увеличение их межремонтного периода (МРП), в первую очередь скважин, оснащённых УЭЦН, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, сопряжена с определёнными трудностями, основными из которых являются: сверхнормативная кривизна, увеличение глубины подвески, вынос механических примесей, солеотложения и др.

Интенсификация работы скважин с применением УЭЦН привела к изменению условий движения флюида по пласту, более интенсивному выделению из продукции пласта попутного нефтяного газа и появлению свободного газа на приёме УЭЦН, увеличению обводнённости, более интенсивному выносу механических примесей и увеличению отложений различного характера, что закономерно ухудшает условия работы ЭЦН.

Анализ причин отказов УЭЦН за период с 2011 до 2016 гг. приведён в таблице 7. Основными причинами отказов являются: засорение механическими примесями, солеотложения, негерметичность НКТ, ошибки выбора глубины подвески УЭЦН, механическое повреждение кабеля при спуске УЭЦН, брак эксплуатации, некачественный вывод на режим, брак подземного оборудования (рисунок 4).

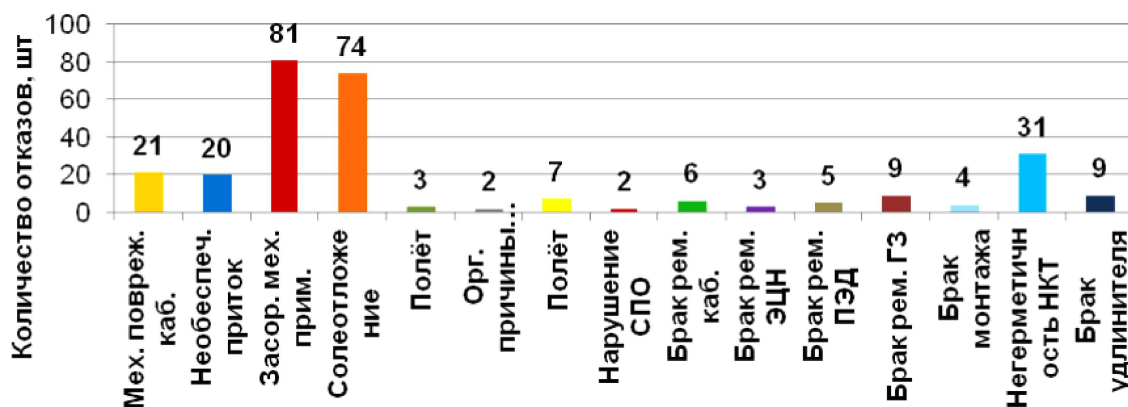


Рисунок 4 – Основные причины отказов УЭЦН за 2016 год

Причины отказов установок, отработавших более 180 сут., расследуются технической службой ООО «ЭПУ-Сервис» при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

К основным причинам отказов УЭЦН по часто ремонтируемому фонду относятся:

- засорение механическими примесями;
- солеотложения;
- ошибки операторов, брак вывода УЭЦН на режим;
- несоответствие продуктивности скважин выбранной производительности УЭЦН;
- механическое повреждение кабеля;
- негерметичность НКТ;
- организационные причины по вине ремонтных служб (эксплуатационно-производственного управления по ремонту УЭЦН), в т.ч. брак комплектации.

Стабилизация работы электроцентробежных насосов на Ново-Покурском месторождении возможна при проведении комплекса работ по исследованию скважин и выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Таблица 7 – Причины отказов УЭЦН

Причины отказов УЭЦН	2005	2006	2007	2008	2009	2010
По причине ЦДНГ	323	332	317	318	245	253
Негерметичность лифта более 30 сут.	36	10	28	31	30	31
Брак подгот. скв.	17	12	8	1	1	1
Механическое повреждение кабеля	16	9	7	0	2	3
Брак ВНР		18	12	2		4
Брак эксплуатации	34	32	28	5	3	2
Брак подбора		3	2	4		
Необеспеч. приток	37	66	58	53	24	20
Засорение механическими примесями	22	32	54	72	77	81
Солеотложение	16	32	30	35	63	74
Парафиноотложения	2			0		
Высокая температура пласта		2	1	3		
Эксперимент			2	12	1	1
Полёт	1	1	1	3	7	3
Раб. в зоне кривизны	9	2	1	4		1
Организационные причины ЦДНГ	34	14	4	4	3	2
По причине ТКРС	20	66	25	22	40	41
Негерметичность лифта до 30 сут.	12	19	8	4	8	9
Брак подгот. скв.	3		1	2	1	2
Механическое повреждение кабеля	3	23	14	12	21	18
Полёт				0	4	6
Нарушение глубины спуска			1	0		
Нарушение СПО		4		1	3	2
Организационные причины ТКРС	2	20	1	3	3	4
По причине ЭПУС	47	46	31	33	37	36
Брак рем. кабеля	1	23	10	0	5	6
Брак рем. ЭЦН	1	11	2	3	3	3
Брак рем. ПЭД	2	3	7	3	5	5
Брак рем. ГЗ	1	9	2	2	2	9
Брак монтажа	2	2	2	4	6	4
Брак ВНР	16	24		4	2	4
Полёт					0	1
Организационные причины ЭПУС	10	7	1	6	15	6
По причине завода	11	0	8	22	35	16
Дефект кабеля	8		8	8	15	3
Брак ЭЦН	3				0	
Брак ПЭД				2	5	
Брак ГЗ					1	1
Брак удлинителя				4	3	9
Конструктивные недостатки оборудования					1	2
Проч. по оборудованию				8	10	1
По причине ЭН	1	2	2	3	5	2
Нестабильность электроснабжения	1	2	2	3	5	2

Мероприятия по улучшению работы насосного оборудования

Увеличение продуктивности скважин

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации нефтяных скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твёрдой фазы бурового раствора.

При взаимодействии фильтрата с высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие вязкие водонефтяные эмульсии, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину. Использование холодного бурового раствора вызовет интенсивное отложение смол, асфальтенов и парафинов в ПЗП, что может стать одним из основных осложнений при освоении скважин. В результате действия вышеперечисленных факторов в порах и трещинах образуется смешанная фаза, значительно снижающая проницаемость ПЗП.

Дополнительное снижение проницаемости возникает при перфорации за счёт деформации и разрушения зоны перфорации с уплотнением фрагментов ударным воздействием кумулятивного заряда. Следует отметить низкую начальную проницаемость части участков ещё до начала разработки.

Универсальных способов борьбы с разными типами загрязнителей нет, поэтому метод воздействия выбирается применительно к основному компоненту отложений. Для достижения проектных показателей уже при освоении скважин потребуется обработка ПЗП для восстановления проницаемости.

Наибольшая трудность выбора способов ОПЗ отмечается для скважин, работающих в осложнённых условиях, например, при забойном давлении ниже давления насыщения, при наличии смолопарафиновых отложений в ПЗП, при высокой послойной неоднородности коллекторов и др. Такие условия не только усложняют выбор способа ОПЗ и определение режима его обработки, но и делают малопредсказуемыми результаты ОПЗ без проведения специальных исследований. Одним из самых важных факторов, определяющих эффективность обработки коллектора, является совместимость используемой рабочей жидкости с коллектором в условиях призабойной зоны. Следует отметить, что этот принцип должен соблюдаться не только при обработке ПЗП, но и без исключения при проведении любых ГТМ (первичном и вторичном вскрытиях пласта, ремонтных работах, исследованиях скважин и др.).

Для частичного восстановления первоначальной проницаемости пластов с целью интенсификации притока или приёмистости скважин на пластах Ново-Покурского месторождения запланировано применение следующих методов воздействия на призабойную зону:

- химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями);
- различные сочетания физико-химических методов (комплексная обработка ПЗП нагнетательных скважин);
- гидравлический разрыв пласта.

Кислотные обработки производятся растворами, получаемыми при смешивании соляной и плавиковой кислот и других реагентов. Соляная кислота и глинокислота по-разному реагируют с породой коллектора и загрязнениями ПЗП. Соляная кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязнённого участка, но не прочищая последний. Целью обработки глинокислотой является скорее разблокировка существующих каналов путём растворения загрязнения скважины и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство. По опыту применения ОПЗ для пластов Ново-Покурского месторождения лучшие результаты даёт СКО, поскольку высокая реакционная способность глинокислоты в сочетании с высокой концентрацией солеотлагающих компонентов может приводить к образованию вторичных солевых осадков при недостаточной промывке ПЗП. Оптимальный вариант – двухстадийная промывка сначала растворителем для удаления органических загрязнителей и разблокирования поверхности

ПЗП с последующей кислотной обработкой и тщательной промывкой ПЗП от продуктов реакций и диспергированных загрязнителей. Отмывка АСПВ из призабойной зоны способствует разрушению эмульсий и разблокированию пор и микротрещин.

Использование сложных композиций, включающих кроме плавиковой и соляной уксусную кислоту, кислотостойкие ПАВ, органические растворители (ацетон, конденсат и др.) обеспечивает комплексность действия (на органические и неорганические загрязнители) большую глубину проникновения и большую продолжительность реакции для максимального растворения мельчайших частиц. В ряде случаев хороший эффект даёт введение добавок ПАВ (Неонол, Синтинол и пр.) и вспенивание закачиваемой композиции.

Перспективным методом, обеспечивающим максимальную глубину проникновения кислотных растворов в ПЗП скважин и более полный охват ПЗП (включая малопроницаемые прослойки), становится метод гидроударного воздействия на пласт MAPDIR, широко применяемый в последнее время ведущими сервисными компаниями. Метод заключается в обеспечении максимального градиента давления (но меньше давления разрыва пласта) и скорости закачки кислотного раствора в скважину (до 30 bpm), что позволяет существенно повысить эффективность обработки в пластах как высокой, так и низкой проницаемости. Метод может быть дополнен импульсной подачей реагента, также повышающей эффективность обработок.

Для проведения глинокислотных обработок ПЗП могут быть использованы самые разные составы: например, смесь соляной (HCl) и плавиковой (HF) кислот с бифторидом аммония (БФА), либо другие растворы: «HCl + HF», «БСК + БФА», «БСК + БФА + HF», «HCl, HF, ПАВ, вода» (БСК – бензолсульфо кислота (C₆H₅-SO₃H), БФА – бисфенол А) в зависимости от типа загрязнений.

Определённую проблему для проведения ГРП создаёт его высокая стоимость и во многих случаях значительный рост не только дебита, но и обводнённости (прорыв воды по трещинам ГРП при малой толщине пласта и близости ВНК). При резком росте обводнённости продукции скважин для сохранения дебита по нефти при высоком КИН возможно использовать потокоотклоняющие технологии (закачку термостойких композиций «Галка» ИХН СО РАН, поликатионита ВПК-402). Образующиеся в пласте гели, эмульсии сдерживают прорыв воды из нагнетательных в добывающие скважины, в результате чего происходит перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин, увеличение охвата пласта воздействием. Применение этих технологий наиболее целесообразно на объектах с пластовой температурой до 80 °С, нефтенасыщенностью не менее 50 %, при обводнённости добываемой продукции 30–60 %.

Технология комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП) нагнетательных скважин заключается в поочередном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: Нефрас, ПАВ, СКО (ГКО). Высокую эффективность ОПЗ обеспечивает комплексность воздействия.

Достоинством взаимных растворителей является их абсолютная совместимость с водой и нефтью и комплексное действие на пласт, включающее повышение совместимости пластовых и закачиваемых жидкостей, предотвращение коагуляции порового пространства и эффективное удаление минеральных и органических отложений. Взаимные растворители сохраняют свои физико-химические свойства в пластовых условиях, не адсорбируются на породе и не подвергаются термоокислительной деструкции.

В качестве взаимного растворителя на пластах Ново-Покурского месторождения рекомендуется использовать этиленгликольмонобутиловый эфир (бутилцеллозольв). Этот растворитель имеет высокую температуру кипения (171,2 °С), термостабилен в пластовых условиях и может использоваться в виде водных или кислотных растворов. Бутилцеллозольв добавляется в кислотные составы в количестве 10–12 %, что обеспечивает снижение межфазного натяжения на границе «нефть – кислотный состав» до 5–10 мН/м. Достаточно полезными могут быть депрессионные методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), основанные на вымывании частиц загрязнителей потоком флюидов при большой разности пластового и забойного давлений. Не требуют применения химерагентов, остановки скважин, но эффективны только при слабой адгезии загрязнителей к вмещающим породам (водонефтяная эмульсия, компоненты бурового

раствора). Для осажённых солей и парафинов эти методы, как правило, малоэффективны. Обязательное условие для повышения эффективности любых обработок – минимальное время между остановкой (бурением) и обработкой (освоением) для предотвращения закрепления в порах и образования монолитного слоя кольматантов.

Во ВНИИнефтеотдача и НПФ «Ойл-Инжиниринг» разработаны технологии виброволнового воздействия на ПЗП, обеспечивающие её декольматацию при различных типах загрязнений (нефтяных, солевых, механических примесей) и повышение фазовой проницаемости по нефти за счёт применения скважинных генераторов колебаний, опускаемых на забой и приводимых в действие потоком жидкости, закачиваемой с поверхности. Успешная апробация технологии проведена на ряде предприятий АНК «Башнефть» и ПАО «Татнефть».

Для терригенных коллекторов хорошие результаты показывает также и технология акустико-химической стимуляции, успешно апробированная на промыслах ПАО «Татнефть».

Для условий добычи Ново-Покурского месторождения наиболее эффективен комплекс физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Но выбор операций из числа вышеописанных и оптимальных условий их проведения требует проведения промысловых испытаний по ходу разработки.

Ликвидация осложнений, обусловленных механическими примесями

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьёзным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счёт уменьшения МРП насосов. Статистика причин отказов ЭЦН на месторождении показала, что для высокодебитных скважин высокое КВЧ является одним из основных проблем добычи. Отмечены замены ЭЦН в связи с их заклиниванием, что обусловлено выносом КВЧ в условиях форсированного отбора. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса проппанта после ГРП. Допустимые концентрации механических примесей при эксплуатации механизированным способом не должны превышать 0,3 г/л. С учётом вовлечения в разработку новых участков месторождений, сложности строения и неоднородности пластов, а также планируемых ГТМ следует предусмотреть защиту от этого типа осложнений.

Способы борьбы с механическими примесями:

- подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;
- при производстве сложных ремонтов, ГРП, кислотных обработок, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ (колтюбинг);
- для уменьшения объёма перевозок и расходов рекомендуется применение гидроциклонной очистки промывочной жидкости (разработанная конструкция на основе ило-пескоотделителя ИГ-45М с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, прямой или обратной промывки, очистку от механических примесей диаметром более 0,01 мм на 95 %);
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей в процессе их приготовления (блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Есть и другие аналоги);
- очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами (щётки, пескоструй, дробеструй), дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ;
- применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путём использования более стойких сталей и сплавов (типа «Нирезист»), упрочнения и создания защитной плёнки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим или другими способами;
- применение при необходимости (по итогам анализов добываемых флюидов) индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых). Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на приёме насоса (фильтры Meshrite Screen, REDA Schlumberger,

апробированные на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз»; фильтры типа ЖНШ производства ОАО «Новомет-Пермь», апробированные на месторождениях ОАО «Газпромнефть» в г. Ноябрьске);

- установка в интервале перфорации гравийных забойных фильтров – при интенсивном выносе проппанта или пластового песка (КВЧ более 500 мг/л) в течение длительного срока (более 6 месяцев после ГТМ), либо при быстрой кольматации проволочных и сетчатых механических фильтров (менее 1–2 мес.); комплекс подземного оборудования ОАО «Тяжпрессмаш» (г. Рязань) для сооружения гравийного фильтра включает пакеры, проволочный или щелевой фильтр, устройства для намыва гравия прямой или обратной циркуляцией и последующих промывок фильтра. Известны также комплексные технологии предотвращения выноса песка типа FracPac (Halliburton Energy Services), сочетающие локальные ГРП пласта с гравийными забойными фильтрами, обеспечивающими длительную эксплуатацию скважин без существенного снижения дебита;

- закрепление проппанта при ГРП (например, это применение проппанта марки Fores RCP; проппант покрыт фенолформальдегидными смолами; склеивание начинается при давлении выше 69 атм.).

Далее более подробно рассмотрим наиболее распространённые методы борьбы с механическими примесями.

Одним из самых распространённых и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мехпримесей служит установка на приёме насосных установок специальных фильтров.

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решётки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц – 0,1–0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочищения за счёт вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ТРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приёме насоса.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определённой максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И ещё один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой. Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм (рисунок 5). Пористость достигает 99 %. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что мехпримеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А – 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита – 125 м³/сут., для габарита 5А – 280 м³/сут. К недостаткам также можно отнести сложный и дорогостоящий ремонт данного шламоуловителя.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты (рисунок 6).

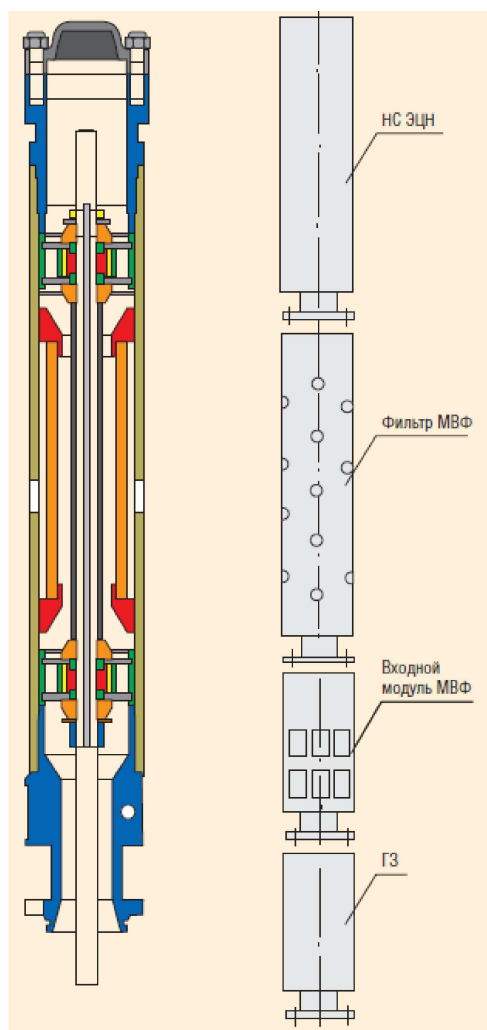


Рисунок 5 – Шламоуловитель МВФ ЗАО «Новомет-Пермь»

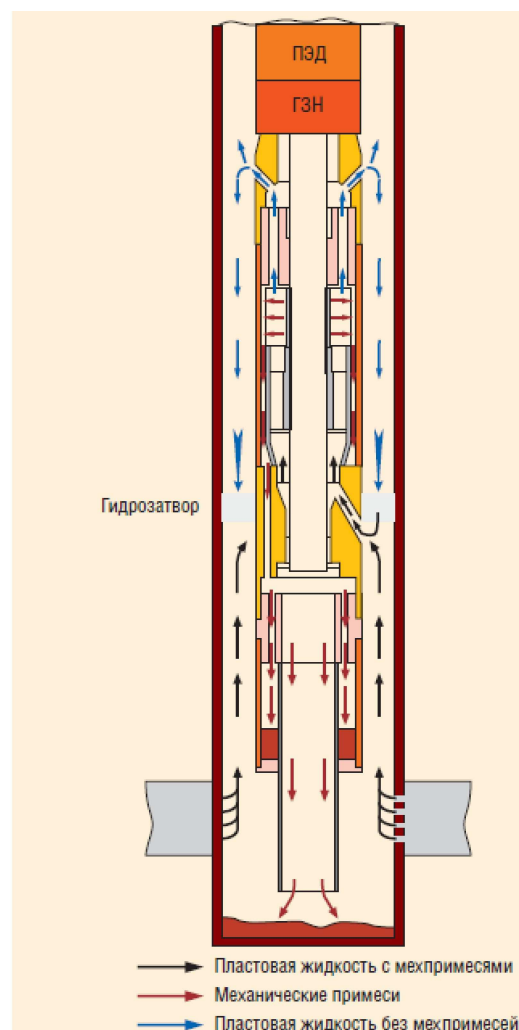


Рисунок 6 – Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Принцип действия следующий: поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на приём центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твёрдых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток – сложная конструкция.

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приёмной сетки, на одном конце которой находится приёмная сетка увеличенной площади, на другом – муфта для крепления фильтра к ЭЦН (рисунок 7).

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что её невозможно применять для эксплуатационных колонн диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

И, наконец, последний из рассматриваемой группы – скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуще-

ствления нескольких СПО УЭЦН без подъёма фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распаковывания пакера при СПО (рисунок 8).

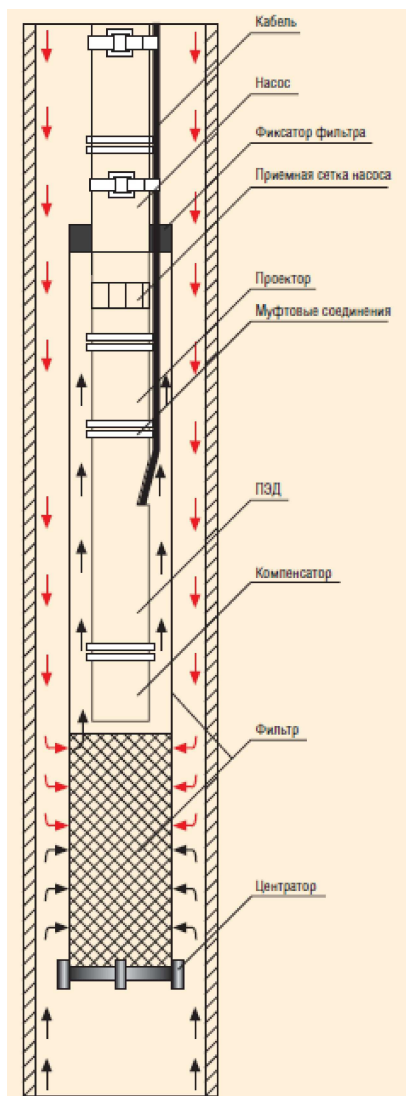


Рисунок 7 – Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

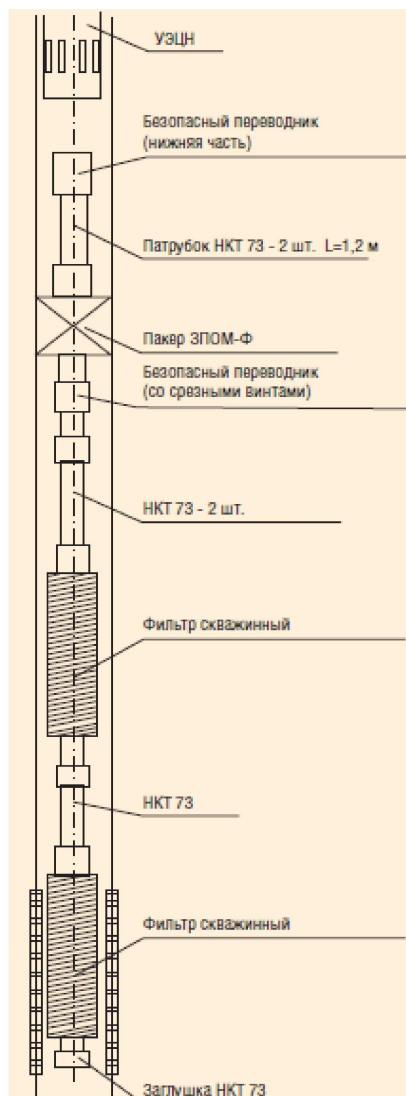


Рисунок 8 – Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73

Ликвидация осложнений, связанных с солеотложением

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твёрдых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъёмных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях повышенной обводнённости добываемой продукции.

В процессе подъёма водонефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в составе добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках НКТ и рабочих колёсах ЭЦН, что снижает межремонтный период (МРП) работы насосного оборудования и дебит добывающих скважин. Образование осадка на рабочих частях и поверхностях погружных ЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

Наличие в пластовых водах месторождения катионов кальция и магния, гидрокарбонат-ионов предполагает образование в процессе нефтедобычи карбонатных осадков. Сульфат-ион обнаружен только в отдельных пробах пластовых вод, поэтому образование сульфатных отложений маловероятно.

Как показали расчёты, пластовые воды продуктивных пластов перенасыщены гидрокарбонатом кальция $[Ca(HCO_3)_2]$, поэтому по мере роста обводнённости добываемой продукции следует ожидать образование карбоната кальция в эксплуатационных скважинах. Закачиваемая вода также нестабильна. Поэтому, как отмечалось выше, отложение солей возможно в ПЗП нагнетательных скважин.

Для удаления отложений карбоната кальция в НКТ и в призабойной зоне продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок с использованием 15–18 % раствора ингибированной соляной кислоты при соотношении раствора соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:(0,005–0,01). В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет более 90 %.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании широко применяют технологические и химические способы.

К технологическим способам относят применение вод для заводнения продуктивных пластов, совместимых с пластовыми, и ограничение притока воды в добывающих скважинах. Ограничение притока может быть обеспечено за счёт селективной изоляции обводнившихся пропластков продуктивного пласта, при этом сокращение объёма добываемой воды снизит интенсивность отложения солей.

Наиболее эффективным вариантом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический способ с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин может использоваться технология задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство (рисунок 9).

При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения.

Для ингибирования солеотложения необходимо выбирать реагент с наибольшей эффективностью действия при меньшей дозировке для определённого типа попутнодобываемой воды. Для предотвращения отложения солей в скважинах месторождения рекомендуется использовать ингибиторы серии СНПХ, ОЭДФ, Серво-367, Нарлекс Д 54.

Рекомендуемые мероприятия по борьбе с отложениями солей приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Мероприятия по удалению и предотвращению отложений неорганических солей

Необходимые мероприятия	Расход реагента на одну обработку, тонн	Периодичность, число обработок в год
Удаление отложений солей		
1. Солянокислотные обработки (15–18 % водный раствор ингибированной соляной кислоты)	3–5	1–2
Предотвращение отложений солей		
2. Ингибирование отложений солей с использованием ингибиторов (ПАФ-13А, серия СНПХ и др.)	20–100 г/т	постоянно

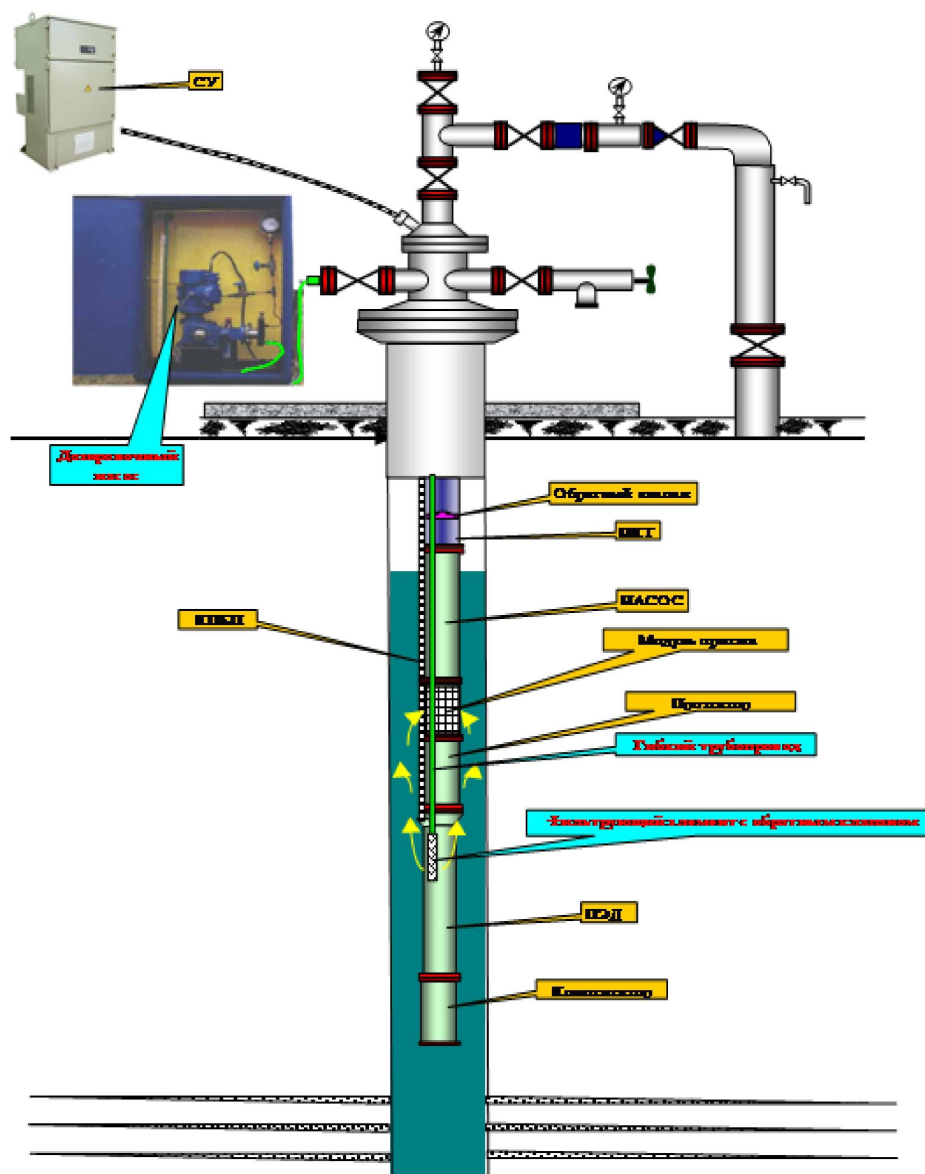


Рисунок 9 – Схема подачи ингибитора солеотложений в скважину с ЭЦН при помощи блока дозирования

Ингибитор ПАФ-13А рекомендуется применять для ингибирования солеотложения CaCO_3 в скважинах, попутно-добываемая вода которых не содержит избытка гидрокарбонат-ионов. Ингибитор СНПХ-5301 следует использовать в скважинах со значительным избытком гидрокарбонат-ионов в попутно-добываемой воде в дозировках 20–100 мг/л. Могут использоваться также ингибиторы СНПХ-5311 и СНПХ-5312С. Эффективными ингибиторами солеотложения CaCO_3 для вод с различным содержанием гидрокарбонат-ионов являются реагенты Нарлекс Д 54, Серво-367.

Мероприятия по снижению коррозии нефтепромыслового оборудования

В процессе эксплуатации месторождения внутрискважинное оборудование подвергается коррозии.

Процессы коррозии могут быть обусловлены:

- высокой коррозионной активностью вод, применяемых для заводнения;
- применением высокоагрессивных средств обработки призабойной зоны с целью увеличения продуктивности скважины.

Одним из эффективных и перспективных способов защиты от коррозии является применение ингибиторов коррозии. Введение их в агрессивную среду значительно снижает скорость коррозии.

Ингибиторы коррозии образуют на поверхности металла защитные плёнки, которые препятствуют доступу агрессивной среды.

К основным мерам по предотвращению и защите скважинного оборудования от коррозии относятся:

- подача в скважину ингибиторов коррозии;
- применение оборудования в коррозионно-стойком исполнении;
- НКТ с защитными покрытиями (лакокрасочными, фторполимерными, стеклоэмалевыми), с термомодифузионными муфтами, стеклопластиковые;
- ЭЦН в коррозионно-стойком исполнении заводов АЛНАС, «Борец» и «Новомет» с защитными покрытиями корпусов двигателей и насосов.

Заключение

Применение механизированной добычи для условий Ново-Покурского месторождения является оптимальным способом подъёма жидкости в скважинах. В ходе проделанного анализа можно сделать следующие выводы.

Месторождение в настоящее время эксплуатируется насосным способом – установками ЭЦН и УШГН, как и рекомендовано проектным документом.

По состоянию на 01.01.2017 г. добывающий фонд месторождения составил 294 скважины, из них оборудованных установками ЭЦН – 242 (92 %) скважины. Установки ЭЦН обеспечивают основную добычу нефти (95,5 %) по месторождению.

За 2016 год показатели эксплуатационной надёжности по способу добычи с применением ЭЦН высокие и составили:

- коэффициент эксплуатации – 0,89;
- коэффициент использования – 0,91.

Основная часть скважин (64 %) эксплуатируется в наиболее оптимальных условиях с точки зрения энергетики пласта. В целом по месторождению основной фонд скважин (78,5 %) эксплуатируется с дебитами нефти, не превышающими 10 тонн/сут.

Основной причиной преждевременных отказов УЭЦН на 01.01.2017 г., связанных с эксплуатацией УЭЦН, являются:

- 29,2 % связано с заклиниванием насоса механическими примесями;
- 26,7 % связаны с солеотложениями на рабочих элементах оборудования;
- 11,6 % происходят по причине брака оборудования;
- 11,2 % вызвано коррозионным износом подземного оборудования;
- 10,8 % связано с некачественной работой бригад подземного ремонта скважин.

Проведённый в данной статье анализ разработки Ново-Покурского месторождения позволил:

1) обозначить основные направления дальнейшего развития разработки месторождения;

2) выявить причины преждевременного выхода из строя глубинно-насосного оборудования и обозначить мероприятия необходимые, для значительного увеличения межремонтного периода и наработки на отказ работы скважин, оборудованных УЭЦН.

Так, для снижения вредного влияния механических примесей рекомендуется использовать шламоуловители производства ОАО «Новомет-Пермь», погружной сепаратор механических примесей ПСМ, а также скважинный фильтр-кожух.

Для предупреждения образования солей на поверхности скважинного оборудования рекомендуется производить солянокислотные обработки скважин, а также производить непрерывное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью наземных дозирочных устройств.

Литература:

1. Отчёт по литолого-петрофизическим исследованиям керна пластов Ю₁¹ и Ю₁² Ново-Покурской площади / Г.В. Ведерников, А.П. Базылев и др. – Новосибирск : ОАО «Сибнефтегеофизика», 2000.
2. Отчёт по договору № 456-02 «Физико-химические свойства пластовых флюидов Ново-Покурского месторождения» / Г.М. Ярышев и др. – Тюмень : ОАО «СибНИИ-ИНП», 2002.

3. Переоценка балансовых запасов нефти и растворённого газа продуктивных пластов Ново-Покурского месторождения / Отв. исп. И.Ш. Халиулин, И.Л. Новгородова. – Мегион : ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Славнефть-НПЦ», ЗАО «Сибирская Наука», 2004.
4. Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Ново-Покурского месторождения. – Тюмень : ЗАО «МИНК», 2005.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : 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. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. 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. Анализ применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении (Тюменская область). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ad69a5c53b88421206c26_0.html
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Антониади Д.Г., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
15. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 139–148.
16. 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. – URL : <http://isi-journal.ru/wp-content/uploads/2016/02/ISI-06-p2-web.pdf>
17. 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 // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.
18. 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). – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>
19. 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.

20. 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 : Ареал, 2016. – С. 44–48.

21. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.

22. 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.

23. 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.

24. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.

25. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

26. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

27. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритокков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

28. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Сезар Лину Андре, Джоакуим Моисес Висенте. 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. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-323-331.pdf>

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

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

31. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

32. Сезар Лину Андре, Очередько Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.

33. Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

34. 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).

35. 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.

References:

1. The report on litologo-petrophysical researches Ю₁¹ and Ю₁² Novo-Pokurskaya Square / G.V. Vedernikov, A.P. Bazylev, etc. – Novosibirsk : JSC Sibneftegeofizika, 2000.

2. The report on the contract No. 456-02 «Physical and chemical properties of formation fluids of the New and Pokursky field» / G.M. Yaryshev, etc. – Tyumen : JSC SIBNIINP, 2002.

3. Revaluation of balance reserves of oil and the dissolved gas of productive layers of the New and Pokursky field / executive in charge I.Sh. Haliulin, I.L. Novgorodova. – Megion : JSC Slavneft Oil and Gas Company, JSC Slavneft-Megionneftegaz, LLC Slavneft-NPTs, CJSC Sibirskaya Nauka, 2004.

4. Feasibility study on coefficient of oil recovery of the New and Pokursky field. – Tyumen : CJSC MINK, 2005.

5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 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 : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2001. – T. 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 : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.

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

9. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

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

11. 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. – T. 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. The analysis of application of installations of electrocentrifugal pumps on the New and Pokursky oil field (Tyumen region). – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ad69a5c53b88421206c26_0.html

14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Antoniadi D.G., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – No. 9. – C. 84–86.

15. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 1. – P. 139–148.

16. 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. – URL : <http://isi-journal.ru/wp-content/uploads/2016/02/ISI-06-p2-web.pdf>

17. 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 // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 4/2016. – P. 31–36.

18. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // the Scientific online magazine «Byulleten Nauki I Praktiki». – No. 5 (May). – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

19. 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. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience). The collection of materials of the All-Russian scientific and 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.

20. 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 : the collection of scientific works following the results of the International scientific and practical conference (on June 25, 2016, Krasnodar). – Krasnodar : Area, 2016. – P. 44–48.

21. 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 // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of ecological safety // the Scientific and technical magazine «Oborudovaniye I Tekhnologii Dlya Neftegazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 5. – P. 34–39.

23. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical Environment protection magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

24. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.

25. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multisheeted fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 33–50.

26. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotsny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bultovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on

March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

27.Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

28.Yakovlev A.L., Samoylov A.S., César Lina Andrée, Dzhokuim Moises of Vicente. The analysis of application and the recommendation the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurov-sky field // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 323–331. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-323-331.pdf>

29.Boletus O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 34–61.

30.Boletus 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.

31.Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.

32.César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 208–236.

33.Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

34.Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

35.Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of carrying out the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurovsky oil-gas condensate field // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 4. – P. 16–20.

УДК 622.276.43

**ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
НА УЧАСТКЕ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ**

**CHOICE AND JUSTIFICATION
OF RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE TECHNOLOGY
DURING WELL OPERATION
IN THE EAST MOLDABEK DEPOSIT OF THE KENBAI FIELD**

Аушев Магомед Рустамбекович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
magomed.aushev.93@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

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. Особенностью разработки участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай является использование системы поддержания пластового давления с закачкой воды практически с начала эксплуатации месторождения. Для оценки эффективности системы ППД был проведён анализ технико-экономических показателей разработки месторождения, выполнен расчёт технологических показателей системы ППД для объекта Ю-II и определена экономическая эффективность поддержания пластового давления в условиях участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай. Выполненные расчёты показали, что применение системы ППД снижает себестоимость добываемой продукции на 38129,687 у.е. за счёт дополнительного количества извлекаемой нефти, что позволяет получить годовой экономический эффект 1845022,787 у.е. Сделан вывод о том, что истощение разведанных нефтяных месторождений со временем приведёт к изменению географии нефтедобычи за счёт геологоразведки и разработки месторождений в труднодоступных районах, с добычей нефти повышенной вязкости, что предопределяет изучение и совершенствование систем разработки таких месторождений и поиск более эффективных жидкостей заводнения.

Ключевые слова: слова: система поддержания пластового давления; законтурное заводнение; приконтурное заводнение; внутриконтурное заводнение; площадное заводнение; закачка вод в продуктивные пласты; интенсивность и охват пласта процессом заводнения.

Aushev Magomed Rustambekovich

Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
magomed.aushev.93@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Associate professor, professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Annotation. The peculiarity of the development of the East Moldabek deposit of the Kenbai field is the use of a reservoir pressure maintenance system with injection of water practically from the beginning of field operation. To assess the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system an analysis of the technical and economic indices of the field development was carried out, a calculation of the technological parameters of the reservoir pressure maintenance system for the Yu-II facility was performed and the economic efficiency of maintaining the reservoir pressure was determined in the East Moldabek deposit of the Kenbai field. The performed calculations showed that the use of the reservoir pressure maintenance system reduces the prime cost of the produced products by 38129,687 conventional units due to the additional amount of extracted oil, which allows to obtain an annual economic effect of 1845022,787 conventional units. It is concluded that the depletion of the explored oil fields will eventually lead to a change in the geography of oil production due to geological exploration and development of deposits in hard-to-reach areas, with the production of high viscosity oil, which predetermines the study and improvement of development systems for such deposits and the search for more efficient waterflood fluids.

Keywords: reservoir pressure maintenance system; contour waterflooding; on-water flooding; in-circuit flooding; area flooding; injection of water into reservoirs; intensity and coverage of the formation by the flooding process.

Введение

Участок Восточный Молдабек месторождения Кенбай выявлено сейсмороботами «Эмбанефтегеофизика» в 1986 году. Бурение глубоких поисково-разведочных скважин на поднятии Молдабек начато в 1988 году. Первооткрывательницей залежей нефти и газа в отложениях юры и мела на данном месторождении является скважина № 27.

Нефть участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай высоковязкая, с высоким содержанием песка почти во всех продуктивных пластах, основной способ подъёма таких нефтей на поверхность – с помощью скважинных электровинтовых насосов, но также небольшая часть скважин эксплуатируется ШСНУ. Это объясняется малодебитностью скважин и экономической неэффективностью других способов. Особенностью разработки месторождения является использование системы ППД с закачкой воды практически с начала эксплуатации месторождения.

Необходимость площадного заводнения обосновывается, прежде всего, невысокой гидропроводностью продуктивных пластов и необходимостью ввода в пласт специальных реагентов для увеличения нефтеотдачи пластов.

При любой системе площадного заводнения интенсивность и охват пласта процессом заводнения в каждом из элементов определяется работой единственной нагнетательной скважины и здесь велика роль случайности.

В условиях продуктивных пластов, содержащих газовые шапки различных размеров, площадная система заводнения будет также обеспечивать поддержание давления на всей территории залежи на уровне начального пластового давления, что предотвратит расширение газовых шапок, а, следовательно, перемещение ГНК.

Исходя из важности системы ППД на данном месторождении и поддержании проектных показателей разработки месторождения, большое внимание уделяется определению оптимальных технологических показателей работы нагнетательных скважин.

Общие сведения о месторождении

Участок Восточный Молдабек месторождения Кенбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз-Эмба.

В административном отношении месторождение находится в Кызылкогинском районе Атырауской области

Участок Восточный Молдабек месторождения Кенбай по сложности своего строения относится к объектам второй группы, для которых характерно наличие дизъюнктивных нарушений, высокая неоднородность коллекторов по площади и по разрезу.

Месторождение многопластовое. Геологоразведочными работами установлены промышленные запасы нефти и газа в нижнемеловых и среднеюрских отложениях.

В результате детальной пластовой корреляции с привлечением результатов опробования и разработки месторождения в разрезе меловых отложений установлено 3 продуктивных горизонта (М-I, М-II и М-III), юрских отложений – 7 продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII). Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песчано-алевролитовыми породами различной степени сцементированности.

Общая характеристика системы поддержания пластового давления

Поддержание пластового давления – процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения. Поддержание пластового давления при разработке нефтяной залежи могут осуществлять за счёт естественного активного водонапорного или упруговодонапорного режима, искусственного водонапорного режима, создаваемого в результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, а также при внутриконтурном заводнении. В зависимости от геологических условий и экономических показателей разработки выбирают тот или иной способ поддержания пластового давления или их комбинацию.

Поддержание пластового давления способом внутриконтурного заводнения является наиболее эффективным и экономичным, особенно для больших по площади нефтяных залежей. Его создают путём блокового, ступенчатого осевого, барьерного (для нефтегазовых залежей) площадного, очагового или избирательного способов заводне-

ния. При поддержании пластового давления в нефтяной части залежи через нагнетательные скважины закачивают воду или водогазовую смесь без добавок или с различными добавками, способствующими улучшению её вытесняющих свойств. Если нефтяная залежь имеет ярко выраженный свод, то в него для поддержания пластового давления нагнетают газ или воздух, вследствие чего создаётся напор искусственной газовой шапки. При расчёте процессов нагнетания определяют схему размещения нагнетательных скважин, суммарный объём закачки, приёмистость нагнетательных скважин, их число и давление нагнетания. Подбирается такая схема расположения нагнетательных скважин, которая обеспечивает наиболее эффективную связь между зонами нагнетания и отбора и равномерное вытеснение нефти водой.

При площадном заводнении в зависимости от геологического строения нефтяной залежи и стадии её разработки для поддержания пластового давления применяют рядное, 7-точечное, 9-точечное и другое расположение нагнетательных и добывающих скважин. В размещении скважин по правильной геометрической сетке могут допускаться отклонения, если площадное заводнение проводят дополнительно к ранее внедрённой системе заводнения с учётом её эффективности, геологического строения и состояния разработки пластов-коллекторов. Суммарный объём закачиваемого агента зависит от запроектированного отбора жидкости из залежи, от давления на линии нагнетания и большей частью от коллекторских и упругих свойств пластов. Число нагнетательных скважин при известном объёме закачки зависит от поглотительной способности каждой скважины при данной величине давления нагнетания. Поглотительная способность нагнетательных скважин определяется коэффициентом приёмистости, так же как производительность нефтяной скважины – коэффициентом продуктивности. Максимальное давление нагнетания зависит от типа имеющегося насосного оборудования. Число нагнетательных скважин для каждой залежи нефти определяется отношением заданного объёма закачки воды в сутки к поглотительной способности одной скважины. Об эффективности процесса заводнения судят по увеличению текущей добычи нефти из действующих скважин. Применение поддержания пластового давления резко увеличило темпы отбора нефти, сократило сроки разработки нефтяных залежей, обеспечило высокие конечные коэффициенты нефтеотдачи.

Институтом ОАО «Гипростокнефть» было рекомендовано осуществить по всем пластам участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай площадную 9-точечную систему заводнения с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин, равным 3 (рис. 1).

Необходимость площадного заводнения обосновывается, прежде всего, невысокой гидропроводностью продуктивных пластов и необходимостью ввода в пласт специальных реагентов для увеличения нефтеотдачи пластов. Для маловязких нефтей при квадратной сетке скважин наиболее эффективна 5-точечная система, для вязких нефтей, которые имеются в нашем случае – 9-точечная система, где на каждую нагнетательную скважину приходится 3 добывающих. Имеются и свои недостатки.

При любой системе площадного заводнения интенсивность и охват пласта процессом заводнения в каждом из элементов определяется работой единственной нагнетательной скважины и здесь велика роль случайности.

При 9-точечной системе площадного заводнения добывающие скважины одновременно дренируют 4 элемента системы.

Так как в реальных условиях каждый из элементов, дренируемых скважиной, разрабатывается с различной скоростью асинхронно, то приток жидкости в скважину будет различным. Прорыв нагнетаемой воды из элемента будет наиболее быстрым, и, наоборот, из элемента, скорость разработки которого мала, может длительное время осуществляться приток безводной нефти, но доля этого элемента в общей добыче пограничной скважины будет очень мала.

Описанная асинхронность, неравномерность выработки отдельных элементов системы площадного заводнения обуславливает ухудшения динамики обводнения добывающих скважин.

Указанные недостатки можно избежать, осуществляя необходимое регулирование.

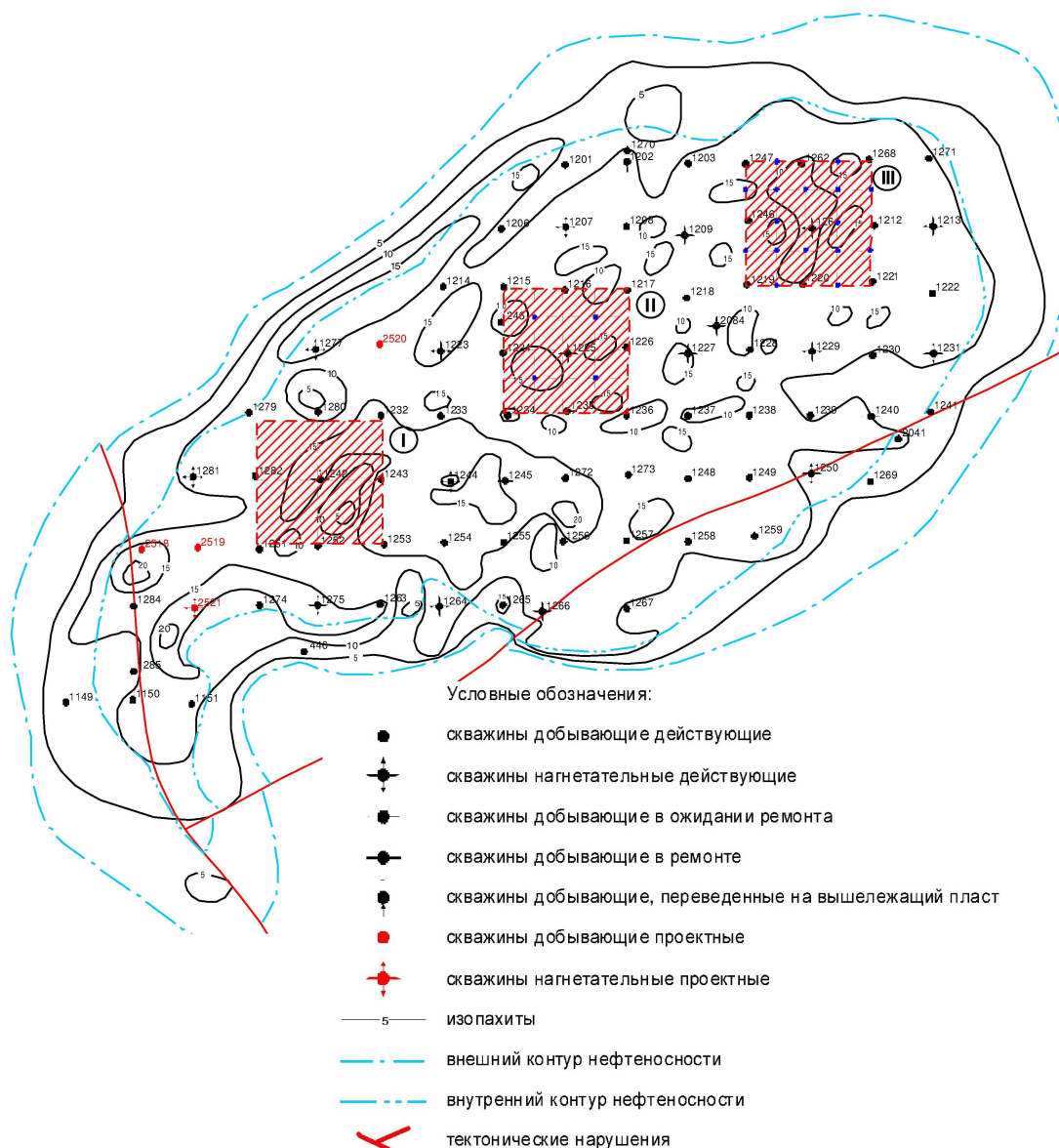


Рисунок 1 – Карта размещения опытных участков с различной плотностью сетки скважин

Для этого нужно стремиться к равноскоростной или синхронной разработке каждого из элементов площадного заводнения.

В проекте эксплуатации месторождения Кенбай участка Восточный Молдабек запланировано проводить закачку вод в продуктивные пласты с целью повышения эффективности разработки данного месторождения.

В условиях продуктивных пластов, содержащих газовые шапки различных размеров, площадная система заводнения будет также обеспечивать поддержание давления на всей территории залежи на уровне начального пластового давления, что предотвратит расширение газовых шапок, а, следовательно, перемещение ГНК.

Месторождение нуждается в постоянном поддержании пластового давления путём заводнения горизонтов.

Для закачки используются подтоварная вода месторождения Кенбай, вода водозаборных скважин №№ 6 и 7 нижней юры и скважин №№ 3-Г, 4-Г, 1-ВД, 2-В, 3-В, 4-В, 10-ЭЦН, 11-н-РЭ, 12-н-РЭ, 9-РЭ, 18-в-РЭ, 7-РЭ и 8-РЭ верхнеальбского яруса нижнего мела участка Северный Котыртас.

Для нагнетания в 2008 году переведены из эксплуатационного фонда под закачку скважины:

№ 1209 – на нижнемеловой горизонт М-II;

№№ 2094 и 2091 на среднеюрский горизонт Ю-II;

№№ 2113, 284, 264 и 267 на среднеюрский горизонт Ю-II;

№ 624 – на среднеюрский горизонт Ю-VI.

Для системы ППД участка Восточный Молдабек в 2009 году переведены под нагнетание 24 скважины:

№№ 2063 и 299 – Ю-I;

№№ 2093, 2072, 2109, 2080, 243, 249, 263, 233н и 2043н – Ю-II;

№№ 425, 460н, 411н, 421н, 423н, 604н, 447, 449н, 433н и 435н – Ю-IV+V;

№№ 613н, 602н и 626н – Ю-VI + VII.

Из бурения введены 4 скважины:

№№ 2047н, 2069н и 2067н – Ю-I;

№ 617 – Ю-VI.

В 2010 году переведены под нагнетание 12 скважин:

№ 2084 – на нижнемеловой горизонт M-II;

№№ 2016н, 2001н и 2014н – на среднеюрский горизонт Ю-I;

№№ 204н, 218н, 220н, 213н и 208н – на среднеюрский горизонт Ю-II;

№№ 409н и 402н – на среднеюрский горизонт Ю-IV+V.

Из бурения введена скважина № 635н – на среднеюрский горизонт Ю-VI+VII.

В 2011 году введены из бурения и переведены под нагнетание 14 скважин:

№№ 1173н и 1177н – M-I;

№№ 1225н, 1250н, 1223н и 1227н – M-II;

№ 2041н – M-III;

№№ 420н, 2020, 2033, 2007 и 239н – Ю-I;

№№ 206н и 2003н – Ю-II.

В 2012 году по месторождению Восточный Молдабек введены из бурения 14 скважин №№ 1264, 1115, 1275, 1038, 1136, 1012, 1281, 1260, 1277, 1266, 9а, 1113, 1103 и 1048.

В 2013 году из бурения введены 12 нагнетательных скважин №№ 1010н, 1020н, 1036н, 1066н, 1099н, 1144н, 1169н, 1184н, 1188н, 1197н, 1199н и 2066н. Переведены под нагнетание 2 нагнетательные скважины, находящиеся в отработке на нефть, – №№ 1260н и 1272н.

В 2014 году введены из бурения 4 скважины №№ 2508н, 2516н, 2529н и 2522н. Переведены под нагнетание из нефтяного фонда 8 скважин №№ 1278, 407, 1248н, 1015, 400, 457н, 1101 и 1081.

За отчётный 2015 год:

- фактически закачано 1063,5 тыс. м³;
- нарастающая закачка составляет 4791,3 тыс. м³;
- добыто 913,4 тыс. м³ жидкости за год;
- накопленная добыча жидкости 5007,05 тыс. м³;
- текущая компенсация 92,0 %;
- текущая компенсация с начала разработки 95,7 %.

За отчётный 2016 год:

- фактически закачано 1100,0 тыс. м³;
- нарастающая закачка составляет 5891,6 тыс. м³;
- добыто 1006,91 тыс. м³ жидкости за год;
- накопленная добыча жидкости 5882,8889 тыс. м³;
- текущая компенсация 109,2 %;
- текущая компенсация с начала разработки 98,0 %.

За отчётный 2017 год:

- фактически закачано 1110,0 тыс. м³;
- нарастающая закачка составляет 8081,537 тыс. м³;
- добыто 983,878 тыс. м³ жидкости за год;
- накопленная добыча жидкости 8042,999 тыс. м³;
- текущая компенсация 114,3 %;
- текущая компенсация с начала разработки 104,6 %.

На сегодняшний день под закачкой находится 111 нагнетательных скважин, в том числе:

- на I объекте (M-I) – 25 скважин;
- на II объекте (M-II) – 22 скважины;

- на III объекте (М-III + Ю-I) – 17 скважин;
- на IV объекте (Ю-II) – 21 скважина;
- на V объекте (Ю-IV+V) – 15 скважин;
- на VI объекте (Ю-VI+VII) – 9 скважин.

Продуктивный пласт Ю-III пока эксплуатируется без поддержания пластового давления.

На рисунке 2 приведена динамика показателей разработки участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай.

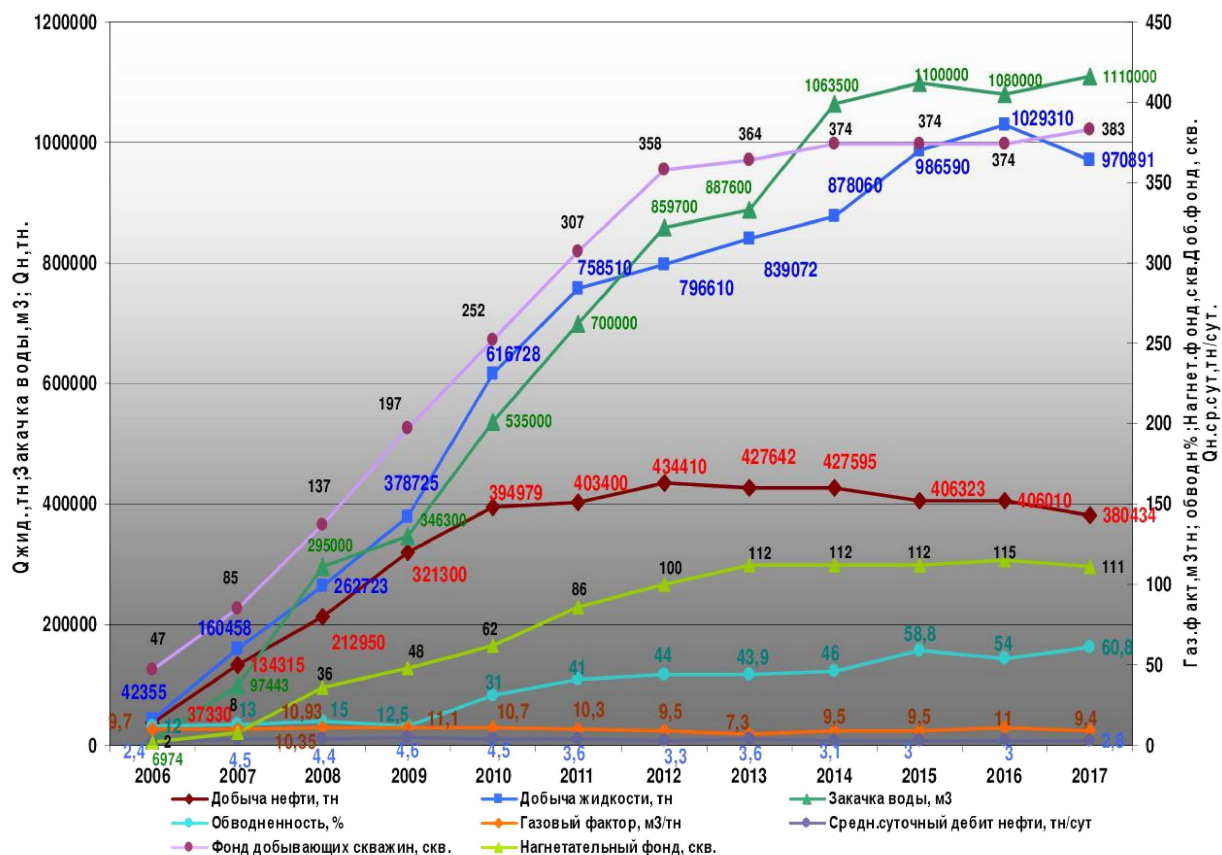


Рисунок 2 – Динамика показателей разработки участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай

Расчёт технологических параметров закачки воды в системе ППД

Поддержание пластового давления – эффективное средство разработки нефтяного месторождения. Процесс проектирования закачки воды с целью поддержания пластового давления представляет сложную технико-экономическую задачу, решаемую на этапе составления технологической схемы или проекта разработки месторождения.

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды.

Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приёмистость.

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П. Крылова:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \cdot \eta}{K_{прм} \cdot 365 \cdot t \cdot W \cdot C_e}} - (P_{см} - \bar{P}_{пл} - P_{мп}), \quad (1)$$

где C_c – стоимость нагнетательной скважины, у.е.; η – КПД насосного агрегата; $K_{прм}$ – коэффициент приёмистости нагнетательной скважины, м³/(сут. · МПа); t – время работы нагнетательной скважины, год; W – энергетические затраты на нагнетание 1 м³ воды при повышении давления на 1 МПа, кВт · ч/(м³ · МПа)

($W = 0,19$); C_e – стоимость 1 кВт · ч электроэнергии, у.е./(кВт · ч) ($C_e \cong 0,04$); $\bar{P}_{пл}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, МПа; $P_{тр}$ – потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа; $P_{см}$ – гидростатическое давление воды в скважине глубиной L_c , МПа:

$$P_{см} = 10^{-6} \cdot \rho_e \cdot g \cdot L_c. \quad (2)$$

Давление на забое нагнетательной скважины

$$P_{заб(н)} = P_{ун} + 10^{-6} \cdot \rho_e \cdot g \cdot L_c - P_{тр}. \quad (3)$$

Величину $P_{тр}$ можно принять равной 1,5 МПа.

Рассчитываем необходимое количество закачиваемой воды V_e :

$$V_e = 1,2 \cdot (V_{н(пл)} + V_{гсв(пл)} + V_{в(пл)}), \quad (4)$$

где $V_{н(пл)}$ – объём добываемой из залежи нефти, приведённой к пластовым условиям, м³/сут.; $V_{гсв(пл)}$ – объём свободного газа в пласте при $\bar{P}_{пл}$ и $T_{пл}$, который добывается вместе с нефтью за сутки, м³/сут.; $V_{в(пл)}$ – объём добываемой из залежи воды, м³/сут.

Объём нефти в пластовых условиях:

$$V_{н(пл)} = 10^3 \cdot \frac{Q_{нд} \cdot b_{н(пл)}}{\rho_{нд}}. \quad (5)$$

Объём свободного газа:

$$V_{гсв(пл)} = \frac{V_{н(пл)} \cdot (G_0 - \alpha \cdot \bar{P}_{пл}) \cdot z \cdot \rho_0 \cdot T_{пл}}{\bar{P}_{пл} \cdot T_{см}}. \quad (6)$$

Объём воды:

$$V_{в(пл)} = 10^3 \cdot \frac{Q_e \cdot b_{в(пл)}}{\rho_e}, \quad (7)$$

где $Q_{нд}$ и Q_e – соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, тонн/сут.; $b_{н(пл)}$ и $b_{в(пл)}$ – соответственно объёмные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях; G_0 – газовый фактор, м³/м³; α – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³ · МПа) ($\alpha = 1,585 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$).

Рассчитать основные показатели процесса закачки воды, если:

- из залежи извлекается нефти $Q_{нд} = 3,4$ тонн/сут. и воды $Q_e = 6,1$ тонн/сут.;
- газовый фактор $G_0 = 11,01 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- среднее пластовое давление меньше давления насыщения $\bar{P}_{пл} = 2,575$ МПа;
- пластовая температура $T_{пл} = 297$ °К;
- температура в стандартных условиях $T_{см} = 293$ °К
- объёмный коэффициент нефти $b_{н(пл)} = 1,09$;
- плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 881,7 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- объёмный коэффициент пластовой воды $b_{в(пл)} = 1,01$;

- стоимость нагнетательной скважины $C_c = 200000$ у.е.;
- коэффициент приёмистости нагнетательной скважины $K_{прм} = 33,6$ м³/(сут. · МПа);
- время работы нагнетательной скважины $t = 12$ лет;
- КПД насосного агрегата $\eta = 0,6$;
- глубина скважины $L_c = 390$ м;
- плотность нагнетаемой воды $\rho_e = 1118$ кг/м³;
- коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 0,87$.

Решение

По формуле (1) вычисляем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \cdot \eta}{K_{прм} \cdot 365 \cdot t \cdot W \cdot C_e}} \cdot (P_{см} - \bar{P}_{пл} - P_{тр}) =$$

$$= \sqrt{\frac{200000 \cdot 0,6}{33,6 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,19 \cdot 0,04}} \cdot (4,28 - 2,575 - 1,5) = 10,358 - 0,205 = 10,1523 \text{ МПа.}$$

При этом гидростатическое давление воды в скважине по формуле (2) равно:

$$P_{см} = 10^{-6} \cdot \rho_e \cdot g \cdot L_c = 10^{-6} \cdot 1118 \cdot 9,81 \cdot 390 = 4,28 \text{ МПа.}$$

Давление на забое нагнетательной скважины находим по формуле (3):

$$P_{заб(н)} = P_{ун} + 10^{-6} \cdot \rho_e \cdot g \cdot L_c - P_{тр} = 10,1523 + 4,28 - 1,5 = 12,9323 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем по формуле (5) объём нефти в пластовых условиях:

$$V_{н(пл)} = 10^3 \cdot \frac{Q_{нд} \cdot b_{н(пл)}}{\rho_{нд}} = 10^3 \cdot \frac{3,4 \cdot 1,09}{881,7} = 4200 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Определяем по формуле (6) объём свободного газа:

$$V_{св(пл)} = \frac{V_{н(пл)} \cdot (G_0 - \alpha \cdot \bar{P}_{пл}) \cdot z \cdot \rho_0 \cdot T_{пл}}{\bar{P}_{пл} \cdot T_{см}} =$$

$$= \frac{4,2 \cdot 10^3 \cdot (11,01 - 1,585 \cdot 2,575) \cdot 0,87 \cdot 0,1 \cdot 297}{2,575 \cdot 293} = 996,61 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Вычисляем по формуле (7) объём воды:

$$V_e = 10^3 \cdot \frac{Q_e \cdot b_{e(пл)}}{\rho_e} = 10^3 \cdot \frac{6,1 \cdot 1,01}{1118} = 5,51 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

По формуле (4) находим суточный объём закачки воды:

$$V_e = 1,2 \cdot (V_{н(пл)} + V_{св(пл)} + V_{e(пл)}) = 1,2 \cdot (4200 + 996,61 + 5,51) = 6242,544 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, для заданных условий суточный объём закачки составляет 6242,544 м³/сут. при давлении на устье нагнетательной скважины $P_{ун} = 10,1523$ МПа.

Расчёт числа нагнетательных скважин

Объём закачки воды в одну нагнетательную скважину определяется по формуле:

$$q_{вн} = K_{прм} \cdot (P_{заб(н)} - \bar{P}_{пл}). \quad (8)$$

Тогда число нагнетательных скважин:

$$n = \frac{V_e}{q_{вн}}. \quad (9)$$

Для условий предыдущей задачи рассчитать число нагнетательных скважин, если коэффициент приёмистости их одинаков.

Решение

Рассчитываем приёмистость одной скважины:

$$q_{вн} = K_{прм} \cdot (P_{заб(н)} - \bar{P}_{пл}) = 33,6 \cdot (12,9323 - 2,575) = 348 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Число нагнетательных скважин:

$$n = \frac{V_{е}}{q_{вн}} = \frac{6242,544}{348} = 18.$$

Технико-экономические показатели разработки участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай

Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объёмными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- капитальный ремонт скважин;
- амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объёма механизированной добычи жидкости. При расчёте этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и её удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объёма добываемой жидкости без учёта амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объёма закачиваемой в пласт воды, её стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Выбор варианта, рекомендуемого к реализации

Конечной целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи.

Нами анализируются технико-экономические показатели вариантов разработки участка Молдабек Восточный и рассматривается экономическая эффективность применения метода поддержания пластового давления.

Оценка эффективности разработки определена с учётом реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках. Выручка от реализации определялась с учётом 1 процента потерь нефти.

Существует три базовых элемента или три группы исходных параметров, необходимых, как для определения экономических показателей, так и определения доходов государства Республики Казахстан и ТОО «Казахойл-Эмба»:

- характеристика добычи;
- финансовые показатели;
- эксплуатационные расходы.

Характеристика добычи

По I варианту предусмотрено бурение 17 новых и расконсервация 9 разведочных скважин. Фонд добывающих скважин – 28 ед. Максимальные среднегодовые дебиты по нефти на проектный период составляют 4,59 тонн/сут., по жидкости – 14,94 тонн/сут. Проектный уровень добычи нефти составляет 36,88 тыс. тонн, жидкости 119,95 тыс. тонн. За проектный срок разработки отбирается 77,64 тыс. тонн нефти и 244,72 тыс. тонн жидкости. В конце опытно-промышленной разработки нефтеотдача достигает 10,13 %.

По II варианту предусмотрено бурение 17 новых, расконсервация 9 разведочных скважин, и перевод 3 скважин под закачку. Фонд добывающих скважин – 25, нагнетательных – 3 единицы. Максимальные среднегодовые дебиты по нефти за проектный период – 5,0 тонн/сут., по жидкости – 17,99 тонн/сут., приёмистость нагнетательных скважин – 94,16 м³/сут. Проектный уровень добычи нефти составляет 37,42 тыс. тонн, жидкости – 137,55 тыс. тонн, закачка воды – 92,79 тыс. м³. За проектный срок разработки отбирается 82,4 тыс. тонн нефти и 306,26 тыс. тонн жидкости. Суммарный объём закачки воды составит 134,1 тыс. м³. Конечная нефтеотдача достигает 10,48 %.

По III варианту предусмотрено бурение 14 добывающих и 3 нагнетательных, расконсервация 9 разведочных скважин, а также перевод одной скважины по закачку. Фонд добывающих скважин – 24, нагнетательных – 4 единицы. Максимальные среднегодовые дебиты по нефти за проектный период – 5,67 тонн/сут., по жидкости – 18,81 тонн/сут, приёмистость нагнетательных скважин – 73,39 м³/сут. Проектный уровень добычи нефти составляет 38,26 тыс. тонн, жидкости – 130,94 тыс. тонн, закачка воды – 83,33 тыс. м³. За проектный срок разработки отбирается 84,98 тыс. тонн нефти и 274,19 тыс. тонн жидкости. Суммарный объём закачки воды составит 160,35 тыс. м³. Конечная нефтеотдача достигает 10,67 %.

Финансовые показатели

Рассматриваются долговременные цены на продукты и стоимость транспортировки всех продуктов. Из остальных основных экономических показателей рассматриваются дата начала оценки, пределы экономической целесообразности, налоги, амортизация.

Общие административные расходы

В фиксированные расходы также включаются общие административные расходы, как обеспечение штата компании, договорные услуги, обучение персонала, так и расходы на содержание офиса, прочих объектов и т.п. Тем не менее, по мере падения добычи, происходит снижение затрат для поддержания финансовой эффективности. Переменные эксплуатационные расходы включают в себя расходы на химреагенты и другие расходные материалы, которые являются функцией от объёма нефти, добытой на существующем оборудовании. Эксплуатационные расходы включают в себя расходы на обслуживание скважин, связанные с капитальным восстановительным ремонтом добывающих скважин.

Как и для существующего оборудования и объектов, эксплуатационные расходы на новое оборудование и объекты включают фиксированные и переменные расходы. В свою очередь, фиксированные и переменные расходы подразделяются на расходы, относимые на оборудование по переработке нефти. Цель учёта фиксированных и переменных расходов заключается в том, чтобы наиболее точно определить расходы, на момент, когда наступает истощение месторождения или когда оборудование начинает

производить меньше, чем позволяют его производственные мощности. Переменные расходы относятся на расходы по эксплуатации, связанные непосредственно с фактической пропускной способностью. Также хотелось бы заметить, что для случаев закачки воды эксплуатационные расходы по составляющим, таким как приобретение воды, её обработка, затраты на электроэнергию, являются дополнительными для эксплуатационных расходов, которые приходятся на существующие расходы для оборудования.

Расчёт экономической эффективности системы ППД

Эффективность применения методов поддержания пластового давления определяется за квартал, год или с начала разработки месторождения, и измеряется:

- увеличением добычи нефти;
- повышением производительности труда рабочих на промыслах;
- снижением себестоимости добытой нефти;
- экономией капитальных вложений.

Эффективность применения указанных методов оценивается путём сравнения показателей разработки нефтяного месторождения с поддержанием и без поддержания пластового давления.

При расчёте эффективности используются следующие исходные данные:

- фактическая добыча нефти при поддержании пластового давления;
- возможная добыча нефти без поддержания пластового давления;
- численность рабочих на промыслах;
- добыча нефти на одного рабочего при поддержании пластового давления;
- удельная численность промысловых рабочих на одну скважину;
- фактические эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- фактическая себестоимость 1 тонны нефти;
- капитальные вложения в промысловое хозяйство;
- стоимость строительства одной скважины;
- стоимость промыслового обустройства одной скважины;
- стоимость капитальных вложений для поддержания пластового давления;
- число отработанных скважино-месяцев;
- средний коэффициент эксплуатации скважин;
- стоимость разведки на одну эксплуатационную скважину.

Среднесуточная добыча нефти без поддержания пластового давления и темп её снижения определяются при помощи гидродинамических методов расчёта или по кривым падения добычи нефти.

Прежде чем определить уровень производительности труда рабочих на промысле, необходимо из общей численности рабочих исключить то число их, которое занято в конторе (цехе) поддержания пластового давления, а также на транспорте, хранении и деэмульсации нефти, добытой за счёт поддержания давления.

Производительность труда без поддержания пластового давления определится делением годовой добычи нефти без поддержания давления на соответствующую этой добыче численность рабочих.

Путём сопоставления найденной производительности одного рабочего в год без поддержания давления с фактической производительностью его при поддержании давления находят процент повышения производительности труда.

Кроме того, в результате поддержания пластового давления сократится потребность в рабочей силе, так как при этом уменьшится необходимый фонд эксплуатационных скважин. Число рабочих, на которое уменьшится потребность в рабочей силе, определяется путём умножения удельной численности промысловых рабочих на одну скважину без поддержания давления на число дополнительных скважин, необходимых для получения прироста добычи нефти, равного количеству её, полученному за счёт поддержания пластового давления.

Для определения себестоимости добычи нефти без поддержания пластового давления надо предварительно определить эксплуатационные затраты без поддержания давления, которые вычисляются как разность между общими эксплуатационными затратами и затратами, связанными с поддержанием пластового давления. Путём де-

ления эксплуатационных затрат без поддержания пластового давления на рассчитанную годовую добычу находят себестоимость 1 тонны нефти без поддержания давления.

Фактическая себестоимость 1 тонны нефти с поддержанием давления известна. По разности находят экономию от снижения себестоимости 1 тонны нефти, а путём умножения полученной разницы на общую годовую добычу определяют общую экономию эксплуатационных затрат.

Для расчёта экономии капитальных вложений находят средний дебит на скважину-месяц путём деления годовой добычи нефти без поддержания пластового давления на количество отработанных скважино-месяцев. Делением дополнительно полученной за год нефти за счёт поддержания давления на средний дебит за скважино-месяц и на средний коэффициент эксплуатации определяют число скважин, которое необходимо было бы пробурить для получения дополнительной добычи нефти без поддержания пластового давления.

Далее находят дополнительные капитальные вложения в разведку, бурение и обустройство этих скважин путём умножения стоимости этих вложений на одну скважину на найденное по расчёту число скважин.

Сумма капитальных вложений в промысловое хозяйство и указанных дополнительных капитальных вложений определит общий объём капитальных вложений без поддержания давления.

По разности между этим общим объёмом капитальных вложений и капитальными вложениями в промысловое хозяйство при поддержании давления находят экономию средств, полученную за счёт поддержания пластового давления.

1. *Увеличение добычи нефти.* Фактическая добыча нефти при поддержании пластового давления составляет 380434 тонн в год.

Возможную добычу нефти без поддержания пластового давления находят по графику (рис. 3). Кривая 1 характеризует изменение добычи нефти с поддержанием пластового давления, а кривая 2 – темп падения добычи нефти без поддержания пластового давления (строится по фактической добыче за время, предшествующее поддержанию давления, или при помощи корреляционной таблицы по среднему коэффициенту падения добычи).

Заштрихованная площадь выражает прирост добычи нефти за всё время эффективности процесса поддержания давления.

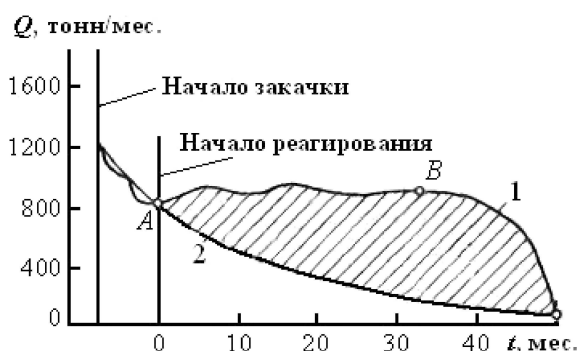


Рисунок 3 – График для определения эффективности методов поддержания пластового давления:
 добыча нефти: 1 – с поддержанием пластового давления;
 2 – теоретическая кривая без поддержания пластового давления

Для определения общего прироста добычи нефти пользуются планиметром. Замеренная заштрихованная область ABC равна 1500 мм^2 , что в принятых масштабах

Q и t соответствует 1500 тыс. тонн за весь период или $\frac{1500 \cdot 10^3 \cdot 12}{50} = 360 \cdot 10^3$

тонн/год, где 50 мес. – общая продолжительность эффекта. Следовательно, годовой эффект составит $\frac{360 \cdot 10^3 \cdot 100}{380 \ 434} = 94,63 \%$ фактической добычи нефти.

2. *Повышение производительности труда рабочих.* Допустим, численность рабочих на промыслах составляет 320 человек, в том числе занято на транспорте, хранении и деэмульсации нефти 50 человек.

Добыча нефти, приходящаяся на одного рабочего при разработке с поддержанием пластового давления: $\frac{380\,434}{320} = 1189$ тонн.

Удельная численность промысловых рабочих на одну скважину без цеха поддержания пластового давления (ППД) 3 чел.

Для определения производительности труда необходимо найти численность рабочих при работе без поддержания пластового давления. Для этого следует из общей численности рабочих исключить то число их, которое занято транспортом, хранением и деэмульсацией нефти, дополнительно полученной за счёт поддержания давления. В данном случае следует исключить 50 чел. $\times 0,95 = 48$ чел.

Следовательно, численность рабочих при разработке месторождения без поддержания пластового давления составит: $320 - 48 = 272$ чел., а производительность труда $\frac{380\,434 - 360 \cdot 10^3}{272} = 75,125$ тонн на 1 чел. в год.

Таким образом, производительность труда при поддержании пластового давления будет выше на $\frac{(1189 - 67,66) \cdot 100}{1189} = 94,3$ %.

Кроме того, в результате поддержания пластового давления будет сокращена численность рабочих в размере, необходимом для обслуживания дополнительно пробуренных скважин, которые потребовались бы для получения такого же прироста добычи нефти без поддержания пластового давления: 3 чел. $\times 111 = 333$ чел.

3. *Снижение себестоимости добычи нефти.* Фактические эксплуатационные затраты на добычу нефти составляют 26835980 у.е. в год, в том числе:

а) на закачку воды в пласт 402543,4 у.е.;

б) на транспорт, хранение и деэмульсацию всей нефти 1423475 у.е.

Зададимся продолжительностью эффекта $T_3 = 1$ год, в течение которого скважина работает со стабильным повышенным дебитом $q_2 = 2,8$ тонн/сут. Дебит скважины до внедрения составляет $q_1 = 1,1$ тонн/сут. Коэффициент эксплуатации скважины составляет $K_3 = 0,95$.

Количество нефти, полученной за один год, после использования системы ППД для одной скважины определим по формуле:

$$Q_2 = q_2 \cdot T_3 \cdot K_3; \quad (9)$$

$$Q_2 = 2,8 \cdot 365 \cdot 0,95 = 970,9 \text{ тонн/год.}$$

Дебит за то же время без использования системы ППД составил бы:

$$Q_1 = q_1 \cdot T_3 \cdot K_3; \quad (10)$$

$$Q_1 = 1,1 \cdot 365 \cdot 0,95 = 381,425 \text{ тонн/год.}$$

Определим общий прирост добычи нефти, полученной в результате обработки по формуле:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1; \quad (11)$$

$$\Delta Q = 970,9 - 381,425 = 589,475 \text{ тонн/год.}$$

Фактическая себестоимость 1 тонны нефти с поддержанием пластового давления:

$$C_2 = \frac{Z_e}{Q_2}; \quad (12)$$

$$C_2 = \frac{26\,835\,980}{970,9} = 27\,640,313 \text{ у.е.}$$

Для определения эксплуатационных затрат на добычу нефти без поддержания пластового давления надо исключить из фактических эксплуатационных затрат те затраты, которые связаны с закачкой воды, а также затраты по транспортировке, хранению и деэмульсации нефти в той доле, которая связана с поддержанием пластового давления, т.е.: $1423475 \cdot 0,9463 = 1347034$ у.е.

Таким образом, на добычу без поддержания пластового давления относятся затраты: $26835980 - (402543,4 + 1347034) = 25086403$ у.е.

Поэтому себестоимость добычи 1 тонны нефти без поддержания пластового давления будет:

$$\frac{25\,086\,403}{381,425} = 65770 \text{ у.е.}$$

Экономия от снижения себестоимости 1 тонны нефти составит:

$$65770 - 27640,313 = 38129,687 \text{ у.е.}$$

Общая экономия эксплуатационных затрат на всю добычу будет:

$$38129,687 \cdot 970,9 = 37020113,1 \text{ у.е.}$$

Ниже приведены годовые эксплуатационные затраты после использования системы ППД (табл. 1) и годовые эксплуатационные затраты до использования системы ППД (табл. 2).

Таблица 1 – Годовые эксплуатационные затраты после использования системы ППД

Наименование статей калькуляции	Сумма, у.е.
Электроэнергия	497986,22
Затраты на ППД	402543,4
Фонд оплаты труда	4778256,2
Социальные отчисления (31 %)	1433476,86
Амортизация скважины	7245980
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	1423475
Текущий ремонт	3556290
Общепроизводственные расходы	6907998
Внепроизводственные расходы	158205
Итого	26835980

Таблица 2 – Годовые эксплуатационные затраты до использования системы ППД

Наименование статей калькуляции	Сумма, у.е.
Электроэнергия	412486,22
Фонд оплаты труда	4118256,2
Социальные отчисления (31 %)	1235476,86
Амортизация скважины	7245980
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	1365935
Текущий ремонт	3556290
Общепроизводственные расходы	6504690
Внепроизводственные расходы	158205
Итого	25086403

Результаты по расчётам экономической эффективности системы ППД для участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности от внедрения системы ППД

Наименование статей калькуляции	Эксплуатационные затраты до использования системы ППД, у.е.	Эксплуатационные затраты после использования системы ППД, у.е.	Изменение затрат
Электроэнергия, у.е.	412486,22	497986,22	85500
Затраты на ППД, у.е.		402543,4	402543,4
Фонд оплаты труда, у.е.	4118 256,2	4778256,2	660000
Социальные отчисления (31 %), у.е.	1235476,86	1433476,86	198000
Амортизация скважины, у.е.	7245980	7245980	0
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, у.е.	1365935	1423475	57540
Текущий ремонт, у.е.	3556290	3556290	0
Общепроизводственные расходы, у.е.	6504690	6907998	403308
Внепроизводственные расходы, у.е.	158205	158205	0
Добыча нефти, тонн/сут.	1,1	2,8	1,7
Себестоимость, у.е.	65770	27640,313	38129,687
Годовой экономический эффект, у.е.	1845022,787		

Ожидаемый экономический эффект от использования системы ППД можно вычислить по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = E_n \cdot (C_1 - C_2) \cdot Q, \quad (13)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,15$); Q – количество дополнительно добываемой нефти в год.

$$\mathcal{E} = 0,15 \cdot (65\,770 - 27\,640,313) \cdot 1,7 = 1\,845\,022,787 \text{ у.е.}$$

Из расчётов видно, что годовой экономический эффект при проведении мероприятия на одну скважину составляет 1845022,787 у.е.

Заключение

Участок Восточный Молдабек месторождения Кенбай введено в эксплуатацию в 1999 году, продукция которого характеризуется высоковязкой нефтью, основной способ подъёма таких нефтей на поверхность – с помощью скважинных электровинтовых насосов. Следует отметить, что дебит относится к категории средних, поэтому использование других методов просто экономически невыгодно.

Особенностью разработки месторождения является использование системы ППД с закачкой воды практически с начала эксплуатации месторождения.

Для оценки эффективности системы ППД был проведён анализ технико-экономических показателей разработки месторождения, выполнен расчёт технологических показателей системы ППД для объекта Ю-II и определена экономическая эффективность поддержания пластового давления в условиях участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай.

Выполненные расчёты показали, что применение системы ППД снижает себестоимость добываемой продукции на 38129,687 у.е. за счёт дополнительного количества извлекаемой нефти, что позволяет получить годовой экономический эффект 1845022,787 у.е.

Подводя общий итог, можно сделать вывод: истощение разведанных нефтяных месторождений в первой половине XXI века приведёт к изменению географии нефтедобычи за счёт геологоразведки и разработки месторождений в труднодоступных районах, с добычей нефти повышенной вязкости, что предопределяет изучение и совершенствование систем разработки таких месторождений и поиск более эффективных жидкостей заводнения.

Литература:

1. Отчёт по авторскому надзору за реализацией проекта пробной эксплуатацией месторождения Восточный Молдабек в Атырауской области. – Алматы : Кайнармунайгаз, 2011.
2. Геологический отчёт по месторождению Восточный Молдабек. – Атырау : «Кайнармунайгаз» служба геологии и разработки нефтяных месторождений, 2011.
3. Проект разработки месторождения Восточный Молдабек. – Атырау : «Кайнармунайгаз» служба геологии и разработки нефтяных месторождений, 2011.
4. Пересчёт запасов нефти и газа месторождения Восточный Молдабек Атырауской области РК. – ТЭО КИН, 2011. – К. 2.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Выбор и обоснование технологии поддержания пластового давления при эксплуатации скважин на месторождении Восточный Молдабек. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b5635b3ad78a4d43b89421206d26_0.html
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар : Издательство ЗАО НИПИ «ИнжГео», 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
13. 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.
14. 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.
15. Скуба Д.А., Пегов Е.Н., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 7. – С. 10–14.
16. 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.

17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

18. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

19. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Barambonye Solange, Kusov G.V. Cleaning returnable wastewater from Dysh deposit located in Krasnodar territory // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf

21. Пахлян И.А., Савенок О.В., Селезнев А.В., Татаринцев А.А. База данных: электронно-методический комплекс по дисциплине «Процессы, протекающие в призабойной зоне скважины». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620393. Заявка № 2014621973. Дата поступления 30 декабря 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 27 февраля 2015 г.

22. Четвериков В.В., Пахлян И.А., Савенок О.В., Антониади Д.Г. База данных «Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621535. Заявка № 2015621098. Дата поступления 25 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 09 октября 2015 г.

23. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.

24. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.

25. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.

26. 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.

27. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Системы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2016. – 43 с.

References:

1. The report on architectural supervision of implementation of the project trial operation of the field East Moldabek in the Atyrau region. – Almaty : Kaynarmu-naygaz, 2011.
2. Geological report on the field East Moldabek. – Atyrau : Kaynarmunaygaz service of geology and development of oil fields, 2011.
3. Project of mining East Moldabek. – Atyrau : Kai-narmunaygaz service of geology and development of oil fields, 2011.
4. Recalculation of reserves of oil and gas of the field East Moldabek of the RK Atyrau area. – Feasibility study for KIN, 2011. – B. 2.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.
7. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
9. 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. – T. 1–4.
10. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields: manual. – Novocheerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
11. The choice and justification of technology of maintenance of reservoir pressure at operation of wells on the field East Moldabek. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b3ad78a4d43b89421206d26_0.html
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of the modern methods and technologies accepted on a closing stage of operation of gas fields // the Analytical scientific and technical magazine «Geoinzhiniring». – Krasnodar : CJSC NIPI Inzhgeo publishing house, 2014. – No. 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
13. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar Krai / Technology 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.
14. 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 Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 280–282.
15. Skuba D.A., Pegov E.N., Savenok O.V., Solovyova V.N. High efficiency of cyclic pumping water on fields with a flishevy structure of collectors (results of an industrial experiment on a deposit of the kumsky horizon Novodmitriyevsky field fields)//the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNII OENG, 2016. – No. 7. – P. 10–14.
16. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Zashchita Okruzhayushchey Sredy V Neftegazovom Komplekse». – M. : VNII OENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.
17. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multisheeted fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 33–50.
18. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of

Sakhalin // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

19.Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

20.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) of ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13462–13470. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_61.pdf

21.Pakhlyan I.A., Savenok O.V., Seleznyov A.V., Tatarintsev A.A. Database: an electronic and methodical complex on discipline «The processes proceeding in a bottomhole zone of the well». Certificate on the state registration of the database No. 2015620393. Application No. 2014621973. Date of receipt on December 30, 2014 Date of the state registration in the Register of databases on February 27, 2015.

22.Chetverikov V.V., Pakhlyan I.A., Savenok O.V., Antoniadi D.G. «Development of oil fields with hardly removable stocks» database. Certificate on the state registration of the database No. 2015621535. Application No. 2015621098. Date of receipt on August 25, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on October 09, 2015.

23.Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2015. – 39 p.

24.Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotin D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.

25.Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotin D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» 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. – 44 p.

26.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.

27.Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Systems of development and operation of oil and gas fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Drilling of Oil and Gas Wells» profile). – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2016. – 43 p.

УДК 656.073

**КАРДИНАЛЬНОЕ ОБНОВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ
ОТЕЧЕСТВЕННОГО ТРАНСПОРТНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ,
УСИЛЕНИЕ РОЛИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
В РАЗВИТИИ ТРАНСПОРТНОЙ ОТРАСЛИ**

**MAJOR RENOVATION OF TRANSPORT AND TECHNICAL MEANS IN VIEW
OF DEVELOPMENT OF DOMESTIC TRANSPORT MACHINE-BUILDING,
THE STRENGTHENING OF THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL SUPPORT
IN THE DEVELOPMENT OF THE TRANSPORT INDUSTRY**

Надирян София Леоновна
Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Зайкова Лидия Григорьевна
Кубанский государственный
технологический университет

Горохова Анна Алексеевна
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы о вариантах развития транспортной системы РФ, которые позволят сделать экономику страны более разноплановой и менее зависимой от международной обстановки. Для этого необходимо придерживаться пути развития транспортной системы по инновационному варианту. Инновационный вариант строится на ускоренном и сбалансированном развитии транспортного комплекса России, что поможет в будущем обеспечить условия для роста экономики, перехода к полицентрической модели пространственного развития страны, а также улучшения качества жизни населения.

Ключевые слова: варианты развития транспортной системы, инновационный вариант, улучшение качества жизни.

Nadiryana Sofia Levonovna
Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Zaikova Lydiya Gregorevna
Kuban state technological university

Gorokhova Anna Alekseevna
Kuban state technological university

Annotation. In the article the questions on options for the development of the transport system of the Russian Federation, which will make the economy more diverse and less dependent on the international situation. To do this, follow the development of the transport system for the innovative option. An innovative option is based on the accelerated and balanced development of transport complex of Russia, which will help in the future to provide the conditions for economic growth, the transition to a polycentric model of spatial development of the country and improve the quality of life of the population.

Keywords: options for the development of the transport system, an innovative option, improving the quality of life.

Экономика Российской Федерации в наше время столкнулась перед чередой вызовов, качество и характер которых зависят от сочетаний трёх фундаментальных факторов, а именно:

- усиление мировой конкуренции, которая охватывает обширные рынки товаров, капитала и услуг;
- увеличение роли человеческого капитала в социально-экономическом развитии страны;
- исчерпание источников экспортно-сырьевого типа развития, базирующихся на интенсивном наращивании топливного и сырьевого экспорта.

Основными системными проблемами развития транспортной отрасли РФ являются:

- территориальные и структурные диспропорции в развитии транспортной инфраструктуры страны;
- слабый уровень мобильности населения и доступности транспортных услуг;
- низкое качество оказания транспортных услуг;
- недостаточный рост экспорта транспортных услуг, и соответственно использования транзитного потенциала страны;

- низкий уровень обеспечения транспортной безопасности;
- постоянный рост отрицательного влияния транспорта на экологическую обстановку [1].

Существует два варианта развития транспортной системы РФ – это базовый (консервативный) и инновационный.

Базовый (консервативный) вариант строится на ускоренном росте транспортной инфраструктуры страны, преимущественно для транспортного обеспечения, а также освоения новых месторождений полезных ископаемых и увеличение топливно-сырьевого экспорта, осуществление преимущественного потенциала страны в сфере транспорта и роста экспорта транспортных услуг.

Особенности данного варианта состоят в:

- диверсификации направлений экспортных поставок российских углеводородов, в том числе в Китай, и строительство соответствующей инфраструктуры;
- реализации крупномасштабных транспортных проектов, обеспечивающих разработку месторождений полезных ископаемых в новых районах добычи, а именно на континентальном шельфе, в Сибири и на Дальнем Востоке»;
- росте экспортного потенциала сжиженного природного газа до 60 млрд куб. метров в 2030 году;
- развитии транспортной инфраструктуры, позволяющей обеспечивать транзитный потенциал страны;
- росте потребления, и соответственно внутригосударственных перевозок угля;
- низком росте объема экспортных перевозок и резком увеличении объема импортных перевозок товаров с высокой степенью обработки, а именно продукции высокотехнологичных секторов экономики;
- увеличении объемов перевозок как пассажирских, так и грузовых, и разнообразия продуктов переработки сырья и топлива, а также продукции машиностроения;
- неспадающих темпах роста численности парка личных транспортных средств при более высоких темпах роста объемов перевозок пассажиров транспортом общего пользования;
- увеличении потребности в реконструкции и строительстве транспортной сети, соединяющей новые и старые жилые районы в крупных городах и пригородные зоны городов с местами приложения рабочей силы [2, 7, 8].

В ходе реализации данного варианта развитие транспортной системы страны будет осуществляться в основном в мегаполисах и прилегающей к ней территории, и в регионах с постоянными темпами роста – это юг страны, Сибирь и Дальний Восток.

Базовый (консервативный) вариант имеет ряд негативных последствий для будущего социально-экономического развития страны и обеспечения общенациональной безопасности, а именно:

- потребность в создании больших запасов пропускной способности транспортной сети на ключевых направлениях из-за вероятно резких колебаний спроса на перевозки экспортных массовых грузов по объемам, номенклатуре и направлениям в связи с изменением конъюнктуры на мировых рынках сырьевых и топливных товаров;
- существенное уменьшение показателей экономической эффективности перевозок из-за роста неуравновешенности в экспортно-импортных грузовых потоках;
- недостаточный рост мобильности населения страны, что является одной из причин недостаточного роста качества человеческого капитала в РФ;
- доступность транспортных услуг для регионов страны и населения будет значительно различаться;
- увеличение нагрузки на бюджет страны, в связи с финансированием ремонта и строительства автомобильных дорог, а также их содержанием.

Инновационный вариант строится на ускоренном и сбалансированном развитии транспортного комплекса России, что позволит в будущем обеспечить условия для роста экономики, перехода к полицентрической модели пространственного развития страны, а также улучшения качества жизни населения.

Отличительные особенности развития транспортной системы по инновационному варианту от базового:

- резкий рост экспортных перевозок товаров высокой степени обработки, темпы роста которых будут в два с половиной раза выше темпов роста перевозок аналогичных импортных грузов;

- соответствующий базовому (консервативному) варианту объем экспорта сжиженного природного газа;
- усиление роли транспортно-логистической инфраструктуры в организации движения товаров;
- увеличение пользования общественного транспорта населением страны;
- потребность в строительстве и реконструкции транспортной сети страны;
- увеличение зависимости экономики и населения страны от скорости и времени доставки пассажиров и грузов [3, 5, 6].

В ходе освоения данного варианта, развитие транспортной системы РФ наряду со столичными агломерациями будет сосредоточено также в городах, где имеются мощный человеческий и инновационный капитал.

Инновационный вариант характеризуется значительным увеличением расходов на развитие транспортной инфраструктуры страны. Он предполагает намного более сложную модель, предназначенную для управления и развития транспорта как для бизнеса, так для государства, связанную с инвестициями в высокотехнологичные проекты. Но в большей части основные барьеры вызваны не проблемами недостаточной доходности, а дефицитом конкурентоспособных по мировым меркам профессиональных кадров на уровне государства и на уровне корпораций, а также неэффективностью механизмов координации усилий.

Освоение инновационного варианта даст возможность решить основные задачи, которые стоящие перед РФ, а именно:

- мобильность населения страны будет на уровне развитых стран, что станет важнейшим фактором улучшения качества человеческого капитала в России. Транспортная мобильность социальных групп будет увеличиваться опережающими темпами по сравнению с ростом внутреннего валового продукта и составит в 2030 году 15,5 тыс. пасс.-км на одного человека (223 процента к уровню 2011 года);
- усилится конкурентоспособность российских услуг и товаров на мировых рынках из-за равномерного развития транспортной системы страны. Посредством опережающего роста высокотехнологичных, а также других секторов экономики при дальнейшем увеличении объемов перевозок грузов и пассажиров, а доля транспорта в структуре добавленной стоимости сократится с 6,2 процента в 2010 году до 4–4,5 процента внутреннего валового продукта в 2030 году, что означает относительное снижение транспортных издержек;
- уменьшится различие в доступности услуг транспорта для регионов и населения страны;
- оптимизация транспортных издержек экономики, посредством роста экономической эффективности грузовых и пассажирских перевозок и повышение доступности транспортных услуг для граждан.

При переходе к инновационному варианту развития транспортной системы необходимо обеспечить:

- честную конкуренцию рынка транспортных услуг;
- доступность транспортных услуг для граждан;
- рост количества внутригосударственных перевозок и перевозок готовой продукции в общем транспортном балансе России;
- разнообразие и улучшение качества транспортных услуг с помощью применения современных логистических, транспортных, а также информационно-телекоммуникационных технологий, использование передовых форм организации транспортного процесса и взаимодействия между видами транспорта;
- рост производительности труда, а также энергоэффективности транспортно-го комплекса;
- превращение РФ в лидера по экспортеру транспортных услуг;
- интеграцию транспортной системы страны в евразийское транспортное пространство, развитие многовекторных транспортных связей с мировыми экономическими центрами;
- высокую мобильность населения;

- заинтересованность транспортных компаний в инновационной активности, замена на современные технических и транспортных средств с учетом развития российского автопрома;
- улучшение профессионализма и квалификации работников, участвующих в транспортной деятельности, улучшение их социального и материального обеспечения, а также создание безопасных условий труда;
- рост надежности и безопасности транспортной системы, за счет улучшения экологии, снижения количества катастроф и аварий, травм и смертности в ДТП;
- создание и применение эффективных механизмов государственного регулирования функционирования и развития транспорта;
- привлечение больших инвестиций в транспортную отрасль [2, 3, 4].

Главными приоритетами Транспортной стратегии в отношении видов транспортной деятельности являются:

- 1) общесоциальные:
 - высокая доступность транспортных услуг, а также мобильность населения страны;
 - снижение ДТП, повышение безопасности транспорта;
 - улучшение экологической обстановки в стране, посредством снижения загрязнения транспортом окружающей среды;
- 2) общеэкономические:
 - осуществление транспортной отраслью, в полной мере, высококачественных транспортных услуг, позволяющих обеспечить запланированные темпы роста ВВП страны;
 - максимально возможное сокращение удельных транспортных издержек, входящих в конечную цену продукции;
 - рост ритмичности и скорости продвижения партий товаров;
 - применение новых технологий в строительстве и содержании транспортной инфраструктуры;
 - проведение новой эффективной тарифной политики государством;
 - применение передовых механизмов развития экономической конкурентной среды, не исключая государственно-частное партнерство;
 - координация со стратегиями и программами развития смежных отраслей;
- 3) общетранспортные:
 - выход в рентабельность транспортных систем;
 - применение инновационных товаротранспортных технологий, которые будут соответствовать лучшим мировым достижениям;
 - подготовка к обеспечению перевозок высокотехнологичной продукции;
 - рост производительности, так и качества труда на транспорте;
 - создание приоритетных конкурентных условий для национальных перевозчиков и повышение их конкурентоспособности;
 - снижение энергоемкости;
 - создание инвестиционных условий для транспортной отрасли страны, что обеспечит ее развитие высоким темпом;
 - повышение фондоотдачи инфраструктуры транспорта страны;
 - развитие отечественного машиностроения и отраслей до уровня, который будет необходим для плановой реализации Транспортной стратегии страны [1, 8].

Для превращения Российской Федерации из экспортёра углеводородов в экспортёра высокотехнологичной и глубоко переработанной продукции необходимо придерживаться пути развития транспортной системы по инновационному варианту. Что позволит сделать экономику страны более разноплановой и менее зависимой от международной обстановки. Но реализация данной стратегии потребует большое количество как денежных, так и человеческих ресурсов.

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. Izyumsky A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in branch. – Krasnodar, 2014.
2. Izyumsky A.A., Nadiryayn S.L., Senin I.S. The main directions of prevention of children's traumatism on roads // the Bulletin of the Saratov state technical university. – 2013. – Т. 2. – No. 2 (71). – P. 282–285.
3. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L., Nedashkovsky A.O. Metodika of the choice of system of transport service of manufacturing enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2015. – No. 11–2. – P. 38–40.
4. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L. The directions of increase in safety at the enterprises of the motor transport // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – No. 4. – P. 78–79.
5. Konovalova T.V., Nadiryayn S.L. Ways of increase in system effectiveness of safety of the movement on the motor transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 4. – P. 431–441.
6. Kuzmina M.A., Nadiryayn S.L., Chernobrivets E.O. Main concepts of development of technologies of multimodal transportations // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 6. – P. 68–72.
7. Nadiryayn S.L., Izyumsky A.A. The main directions in the field of transport safety : in the collection: Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 236–239.
8. Nadiryayn S.L., Izyumsky A.A., Kiry K.A. Transport safety as factor of development of automobile branch // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – No. 3. – P. 69–71.

УДК 656.073

**ПРЕВРАЩЕНИЕ РОССИИ
В КРУПНЕЙШЕГО ЭКСПОРТЕРА ТРАНСПОРТНЫХ УСЛУГ**

**THE TRANSFORMATION OF RUSSIA
IN TO A MAJOR EXPORTER OF TRANSPORT SERVICES**

Надирян София Леоновна
Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Гусикова Амалия Федоровна
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос о превращении России в крупнейший транспортный узел. Выявленная мировым экономическим кризисом ограниченность экспортно-сырьевой модели экономики России, показала совершенно другой уровень требований к гибкости и мобильности экономики. Нужно понимать, что значительными препятствиями для выхода российской экономики из экономического кризиса и дальнейшего устойчивого роста являются низкий уровень развития, как инфраструктуры транспорта, так и транспортной системы РФ в целом. Прежде всего, данные ограничения связаны с наличием структурных и территориальных диспропорций. в развитии транспортной инфраструктуры, низким уровнем доступности транспортных услуг для населения, недостаточной подвижностью и мобильностью основных факторов производства, низким уровнем экспорта транспортных услуг и использования транзитного потенциала как конкурентного преимущества.

Ключевые слова: варианты развития транспортной системы, инновационный вариант, улучшение качества жизни.

Nadiryana Sofia Levonovna
Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Gusikova Amaliya Fyodorovna
Kuban state technological university

Annotation. In the article the questions of transformation of Russia into a major exporter of transport services. Identified the global economic crisis, the limitations of raw materials export model of the Russian economy, showed a completely different level of requirements for flexibility and mobility of the economy. You need to understand that significant barriers for entering the Russian economy from the economic crisis and further sustainable growth is the low level of development of transport infrastructure and transport system of the Russian Federation as a whole. First of all, the data constraints associated with structural and territorial imbalances. in the development of transport infrastructure, low availability of transport services for the population, insufficient mobility and mobility of factors of production, low level of transport services export and use of the transit potential as a competitive advantage.

Keywords: options for the development of the transport system, an innovative option, improving the quality of life.

Выявленная мировым экономическим кризисом ограниченность экспортно-сырьевой модели экономики России, показала совершенно другой уровень требований к гибкости и мобильности экономики.

Нужно понимать, что значительными препятствиями для выхода российской экономики из экономического кризиса и дальнейшего устойчивого роста являются низкий уровень развития, как инфраструктуры транспорта, так и транспортной системы РФ в целом. Прежде всего, данные ограничения связаны с наличием структурных и территориальных диспропорций. в развитии транспортной инфраструктуры, низким уровнем доступности транспортных услуг для населения, недостаточной подвижностью и мобильностью основных факторов производства, низким уровнем экспорта транспортных услуг и использования транзитного потенциала как конкурентного преимущества.

Главной идеей в Транспортной стратегии РФ на период до 2030 г. является то, что транспортная система России, особенно в современных условиях, не должна замедлять темпы роста экономики. «Одним из приоритетных направлений развития транспортного комплекса является интеграция в мировой рынок транспортных услуг и развитие транзитного потенциала» [1, 3].

Поэтому одной из целей развития транспортной системы России является интеграция в мировое транспортное пространство и реализация транзитного потенциала страны.

Выполнение данной цели позволит сформировать основу для интеграции России в мировую транспортную систему, распространения доступа российских поставщиков транспортных услуг на иностранные рынки, усиления роли России в формировании международной транспортной политики и превращение экспорта транспортных услуг в один из крупнейших источников доходов страны.

Реализация поставленной цели означает, прежде всего развитие технологических и технических параметров международных транспортных коридоров (МТК), которые обеспечивают их конкурентоспособность на уровне зарубежных аналогов [2, 4]. Для этого следует проводить мониторинг рынка экспорта транспортной продукции, исследовать преимущества конкурентов, разработать комплекс мероприятий по улучшению технологических и технических параметров МТК, прогнозирование их развития и согласование в рамках международного сотрудничества по транспортным коридорам.

Для того чтобы увеличить долю участия российских транспортных компаний-перевозчиков в перевозках отечественных импортных и экспортных грузов, а также грузов между третьими странами, необходима разработка и реализация соответствующих законодательных и других методов регулирования, которые позволят не только поддержать, но и повысить конкурентоспособность российского транспорта. С целью увеличения доходов валютных средств от экспорта транспортной продукции, учитывая зарубежный опыт и интересы экономики по защите транспортных услуг на отечественном и международном рынках, следует внести изменения в нормативно-правовую базу.

Одними из основных задач Транспортной стратегии РФ являются повышение конкурентоспособности российских поставщиков транспортной продукции на зарубежных рынках и увеличение экспорта транспортных услуг. Развитие экспорта сферы транспортных услуг также является важной составляющей национального продукта РФ, как и экспорт товаров. Безусловным лидером по экспорту транспортной продукции являются Соединённые Штаты Америки, доля которых в 2004 г. составляла почти 12 % мирового экспорта транспортной продукции, а в 2010 г. – 9,07 % (Рассчитано на основе данных: URL : <http://stat.wto.org/StatisticalProgram/WSDDBViewData>). Нельзя не обратить внимание на лидирующую роль таких стран, как Дания, Япония, Германия, Корея, общая доля которых составляет более 25 %. Доля России на мировом рынке транспортных услуг устойчива и составляет 1,6–1,9%. Значительная часть российского экспорта транспортных услуг приходится на воздушный транспорт (43,9 % в 2009 г. и 49,2 % в 2010 г.), на долю водного транспорта приходится 25,2 % и 22,6 %, соответственно, а на железнодорожный и автомобильный транспорт приходится 31 % и 28,2 %.

Распределение перевозок российских внешнеторговых и международных грузов между видами транспорта на момент 2010 г. показывает, что роль железнодорожного транспорта сокращается, но усиливается значение автомобильного и морского видов транспорта в доставке внешнеторговых и международных грузов, при этом большая часть экспорта транспортной продукции (40,8 % в 2009 г. и 38,5 % в 2010 г.) приходится на грузовые перевозки, что так или иначе связано с обслуживанием транспортом российского экспорта энергоносителей и сырья.

Основными партнерами по экспорту российских услуг (с годовым объемом выше 1 млрд долл.), как показывают данные об объемах экспорта/импорта транспортных услуг, являются США, Великобритания, Швейцария, Германия, Кипр. Турция, Финляндия, Германия, США, Великобритания являются главными партнёрами России по импорту (с годовым объемом выше 2 млрд долл.). Более 50 % объема торговли услугами приходится на 12 стран, у которых стоимость годового потребления российского экспорта превышает рубеж в 500 млн долл., а предоставление услуг Россией – 800 млн долларов. Кипр, Швейцария и Германия являются лидерами среди стран-потребителей российских транспортных услуг. В том числе, по потреблению услуг водного транспорта – Кипр, Швейцария, Виргинские острова, услуг воздушного транспорта – Германия, Китай, Великобритания. Лидирующие позиции Кипра, Швейцарии и Виргинских островов главным образом можно объяснить тем, что именно там располагаются посреднические структуры, оплачивающие перевозку российскими судами грузов иностранных фрахтователей. В общей стоимости транспортных услуг в 2010г. страны дальнего зарубежья по экспорту занимали 84,5 %, по импорту – 85,65 %. Соот-

ветствующие цифры по услугам водного транспорта – 97,7 % и 98,4 %, воздушного транспорта – 87,7 % и 89,8 %, автомобильного транспорта – 82,4 и 61,9 %.

Услуги железнодорожного транспорта являются исключением. В этом секторе доля стран СНГ по импорту превышает долю стран дальнего зарубежья, что объясняется их географической близостью к нашей стране и конкурентным преимуществом железнодорожного транспорта как более дешёвого вида транспорта. Экспорт транспортной продукции в страны СНГ в 2010 г. достигал 41% от общей стоимости услуг железнодорожного транспорта, импорт из этих стран – 67,9%. В 2030 году ожидается увеличение экспорта транспортных услуг в стоимостном выражении в 6,8 раза (до 80 млрд долл. США) в сравнении с 2008 годом. Прирост объемов экспорта транспортных услуг должен происходить как за счет увеличения физических объемов пассажирских и грузовых перевозок российскими компаниями-перевозчиками, так и за счет повышения их конкурентоспособности на внешнем и внутреннем рынках транспортных услуг и увеличения доли перевозок пассажиров и грузов между третьими странами [7,8].

Такой показатель как удельный вес участия российских перевозчиков в доставке экспортных грузов на зарубежные рынки, транзитных, импортных грузов, а также грузов третьих стран и зарубежных фрахтователей относится к числу показателей, демонстрирующих изменение конкурентоспособности российских транспортных компаний-перевозчиков и в целом экспортного потенциала национальной транспортной системы.

Реализация транзитного потенциала страны является одним из важнейших геополитических и экономических достоинств РФ, не использованных в полной мере, включающая привлечение для перевозок по наземным транспортным коммуникациям (автомобильные и железные дороги) грузов между государствами Европы и Азии, прежде всего по евро-азиатским международным транспортным коридорам «Север – Юг» и «Восток – Запад»; интеграцию внутренних водных путей в систему грузовых перевозок между государствами Центральной и Южной Азии, Республикой Казахстан, с одной стороны, и европейскими государствами, с другой; развитие транзитных грузо- и пассажиропотоков через международные узловые аэропорты страны.

Следует проделать огромную работу по присоединению ко многим международным конвенциям и соглашениям, которые во многом определяют современный облик безопасной и эффективной мировой транспортной системы [2]. Неучастие в них может угрожать изоляцией и снижением уровня конкурентоспособности российских транспортных коммуникаций и компаний-перевозчиков на мировом рынке транспортных услуг.

Защита интересов России в отношении участия в деятельности международных организаций и многостороннее взаимодействие являются наиболее эффективными механизмами в области решения проблем и выработки соответствующей политики в транспортной сфере на мировом уровне. В пределах международных организаций происходит осуществление и организация многостороннего взаимодействия в сфере транспорта, разрабатываются и принимаются международные конвенции и соглашения, поэтому активная позиция России в этих организациях, содействует наиболее эффективному отстаиванию и продвижению интересов национальной транспортной системы и российских компаний-перевозчиков.

Многостороннее взаимодействие РФ в сфере транспорта реализуется в пределах органов регионального сотрудничества в области транспорта; международных неправительственных организаций; международных специализированных и универсальных межправительственных организаций.

Особое значение имеет принятие активного участия РФ в работе таких международных организаций, как Комитет по внутреннему транспорту Европейской экономической комиссии. ООН, Международная организация гражданской авиации, Международная морская организация, Экономическая и социальная Комиссия. ООН для Азии и Тихого Океана, Международный транспортный форум – орган Организации экономического сотрудничества и развития, Межправительственный совет дорожников государств СНГ, Организация сотрудничества железных дорог.

Крупнейшие российские транспортные организации и их ассоциации принимают активное участие в работе международных неправительственных организаций, поэтому их основа служит для осуществления стратегии расширения доступа российских

компаний-перевозчиков на зарубежные рынки и роста экспортного потенциала. С этой стороны наиболее весомыми для интересов России будут являться Международный союз автомобильного транспорта, Международный совет аэропортов, Международная ассоциация воздушного транспорта, Международный союз железных дорог, Международная федерация экспедиторских ассоциаций и другие международные неправительственные организации.

Эффективность многостороннего взаимодействия в транспортной сфере в пределах международных организаций будет определяться не только конкретными достижениями в интересах отечественной транспортной системы, но и повышением престижа РФ в мире как великой транспортной державы.

Предполагается повышение двустороннего взаимодействия в транспортной сфере между РФ и иностранными государствами, залогом которого являются соглашения между Россией и иностранными государствами, в особенности соглашения о морском судоходстве, автомобильном сообщении и воздушном сообщении. Использование преференциальных режимов перевозок, предоставляемых в соответствии с этими соглашениями, по-прежнему будет являться главным достоинством для российских транспортных перевозчиков. Для более устойчивого и быстрого развития транспортной системы, а, следовательно, и экономики России, требуется комплексное совершенствование систем всех видов транспорта, касающихся сотрудничества с иностранными государствами.

В сфере международных автотранспортных перевозок модернизация системы двусторонних межправительственных соглашений будет основана на закреплении норм, которые будут способствовать реализации преимуществ автомобильного транспорта в области международных грузовых и пассажирских перевозок (устранение квотирования количества выдаваемых разрешений, обеспечение свободы транзита и т.д.).

В сфере гражданской авиации следует продолжать работу по улучшению системы межправительственных соглашений о международном воздушном сообщении, приведение её в соответствие с тенденциями современного этапа развития мирового авиа рынка, стандартами и рекомендуемой практикой Международной организации гражданской авиации. Необходимо начать работу по заключению договоров об открытом небе, которые смогут предоставить определённым авиаперевозчикам дополнительные коммерческие права на осуществление международных воздушных сообщений.

В сфере международного морского торгового судоходства также ведётся работа по заключению новых двусторонних межправительственных соглашений. Работа по расширению системы двусторонних межправительственных соглашений должна вестись в согласовании с многосторонним переговорным процессом по либерализации международного морского транспорта в пределах Всемирной торговой организации.

Необходимо существенно усовершенствовать систему международных соглашений в области использования внутреннего водного транспорта, в частности о плавании по внутренним водным путям, главным образом в условиях открытия отдельных участков внутренних водных путей России для допуска судов под иностранным флагом. Разрабатывать и заключать новые двусторонние соглашения следует с теми странами, с которыми возможно осуществление прямых грузовых и пассажирских перевозок по внутренним водным путям. В них должны быть условия и порядок взаимного доступа судов под флагом государств – сторон по соглашению на внутренние водные пути и в речные порты, порядок выдачи разрешений и коммерческие права судоходных компаний.

Также необходимо усовершенствовать систему двусторонних межправительственных соглашений в области железнодорожного сообщения, сформированную в годы СССР. Далее после определения целесообразности, соглашения о железнодорожном сообщении должны быть перезаключены с отдельными государствами, с которыми существует наиболее интенсивный грузо- и пассажирообмен.

В заключение можно сказать, что, с одной стороны, экономика РФ обладает достаточно высоким потенциалом экспорта транспортных услуг. Об этом говорит тот факт, что доля российской экономики на мировом рынке транспортных услуг стабильна и составляет 1,6–1,9 %, а вклад экспорта транспортных услуг в прирост ВВП страны равен 1,7 %.

С другой стороны, развитие экспортного потенциала РФ упирается в ряд существенных ограничений, важнейшими из которых являются: изношенность основных производственных фондов, неразвитость транспортной инфраструктуры, сильная региональная дифференциация, институциональные ограничения в форме российской внешнеэкономической поддержки экспорта.

Прогноз международных перевозок грузов российскими перевозчиками (экспорт, импорт, транзит, перевозки за рубежом) по инновационному варианту, млн тонн

Вид транспорта	2030 год	2020 год	2015 год	2010 год	2007 год	2006 год	2005 год
Всего	627,4	498,1	428,2	370,2	382,7	319,2	237,4
Железнодорожный (через сухопутные пограничные переходы)	270	276	285	294	322,5	255,9	188,3
Автомобильный	60,5	42,5	31,2	21	16,5	13,1	6,5
Морской (судами под российским флагом)	234	128	75,8	29,5	22	20,5	22,2
Внутренний водный (судами под российским флагом)	60	50	35	25	21,2	29,3	20,1
Воздушный	2,9	1,6	1,2	0,7	0,5	0,4	0,3

Прогноз объемов международных перевозок пассажиров на период до 2030 года всеми видами магистрального транспорта по инновационному варианту, млн человек

Направление перевозок	2030 год	2020 год	2015 год	2010 год	2007 год	2006 год	2005 год
Перевозки между Россией и зарубежными странами, всего	240	160	125	100	85	78,8	75,7
в том числе:							
выезд российских граждан в зарубежные страны	167,1	114,2	89,6	70,6	58,6	53,8	50,8
из них:							
страны дальнего зарубежья	106,3	70	54,6	42,6	35,1	31,3	29,7
страны СНГ	60,8	44,2	35	28	23,5	22,5	21,1
въезд в Россию иностранных граждан	72,9	45,8	35,4	29,4	26,4	25	24,9
из них:							
страны дальнего зарубежья	52,4	33	26,7	22,7	21,9	20,6	20,8
страны СНГ	20,5	12,8	8,7	6,7	4,5	4,4	4,1
Перевозки между пунктами, расположенными в третьих странах	22,22	2,14	0,61	0,29	0,18	0,18	0,18

Прогноз объемов международных перевозок пассажиров по видам транспорта России на период до 2030 года по инновационному варианту, млн. человек

Вид транспорта	2030 год	2020 год	2015 год	2010 год	2007 год	2006 год	2005 год
1	2	3	4	5	6	7	8
Перевозки пассажиров между Россией и зарубежными странами							
Железнодорожный	45	35	32	28	25,7	25,3	22
Автобусный	30	20	16	12,5	11,4	11,2	11
в том числе российскими автоперевозчиками	15	10	8	6,5	5,4	5,1	4,9
Морской	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
Внутренний водный	0,16	0,15	0,15	0,15	0,1	0,1	0,1
Воздушный транспорт	145,5	75,8	55,5	39,7	30,8	25,6	23,2
в том числе российскими авиаперевозчиками	80	45,5	35	26,2	20,9	17,3	15,9
Личные автомобили	64,8	46,8	32,6	25,3	20,3	20	19,9
Итого	285,5	177,8	136,3	105,6	87,6	82,2	76,2
Транзитные перевозки пассажиров							
Автобусный	0,22	0,14	0,11	0,09	0,08	0,08	0,08
Воздушный транспорт	20	1	0	0	0	0	0
Личные автомобили	2	1	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Итого	22,22	2,14	0,61	0,29	0,18	0,18	0,18

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. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in branch. – Krasnodar, 2014.
2. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. The main directions of prevention of children's traumatism on roads // the Bulletin of the Saratov state technical university. – 2013. – Т. 2. – No. 2 (71). – P. 282–285.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovsky A.O. Metodika of the choice of system of transport service of manufacturing enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2015. – No. 11–2. – P. 38–40.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. The directions of increase in safety at the enterprises of the motor transport // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – No. 4. – P. 78–79.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Ways of increase in system effectiveness of safety of the movement on the motor transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 4. – P. 431–441.

6. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Chernobrivets E.O. Main concepts of development of technologies of multimodal transportations // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 6. – P. 68–72.

7. Nadiryan S.L., Izyumsky A.A. The main directions in the field of transport safety : in the collection: Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 236–239.

8. Nadiryan S.L., Izyumsky A.A., Kiry K.A. Transport safety as factor of development of automobile branch // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – No. 3. – P. 69–71.

УДК 69.07

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА ФУНДАМЕНТОВ НА СКЛОНЕ

FEATURES OF THE FOUNDATION ON THE SLOPE

Вавулина Евгения Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
dr-tink@list.ru

Vavulina Evgenia Alexandrovna
Student,
Kuban state technological university
dr-tink@list.ru

Аннотация. Статья обзорно рассказывает об особенностях возведения фундаментов в горной местности на участках с разностью высот. Поясняет некоторые нюансы земляных работ с учетом уклона участка и скального грунта.

Annotation. The article gives an overview of the features of erecting foundations in mountainous terrain on sections with a difference in altitude. Explains some of the nuances of excavation, taking into account the slope of the site and rocky ground.

Ключевые слова: фундамент, склон, укрепление грунта, строительство, ленточный фундамент, столбчатый фундамент, свайный фундамент, скала, скальный грунт, бетон.

Keywords: foundation, slope, soil consolidation, construction, strip foundation, column foundation, pile foundation, rock, rocky ground, concrete.

Фундамент – это основа всей будущей конструкции здания. Он должен обладать крепостью, прочностью и долговечностью. Фундамент защищает здание от растрескивания и обрушений, которые происходят из-за движения почвы. При возведении фундамента можно столкнуться с различными трудностями, такими как подземные воды, неустойчивые породы и уклон участка.

Проблема участков на склоне чаще всего встречается в горной местности. Там будет сложно найти ровную площадь под строительство и поэтому необходимо возводить сооружения прямо на склонах. Это не значит, что нельзя построить крепкое сооружение в сложном месте.

Подготовка участка под строительство

Процесс возведения строения на откосе связан с определенными затруднениями, обусловленными неустойчивостью грунта на подобных участках. Если уклон участка более 10° , то без укрепления грунт может потерять свою прочность, а это может крайне негативно повлиять на все сооружение в целом.

Целостность почвы может быть нарушена в результате следующих явлений:

- раскалывание из-за разрушения основания откоса;
- сползание по кривой либо по породе;
- разжижение из-за высокой влажности [1].

Перед возведением фундамента необходимо исключить все эти неприятные для сооружения явления. Каждое из них напрямую зависит от воды, которая стекает с гор после дождей или таяния снегов. Именно поэтому необходимо сначала обустроить хорошую дренажную систему, чтобы увести воду подальше от участка строительства. Это делает породы более прочными.

Дренаж можно выполнить с помощью небольших открытых каналов, по которым вода будет двигаться, не затрагивая участок земли под будущим домом. Если выполнить такие каналы по всему земельному участку, то также можно уберечь и будущий двор от лишней воды. Укрепить каналы можно щебнем или специальными лотками [9].

После того как дренаж будет готов, необходимо укрепить грунт непосредственно под будущим зданием. Укрепление производится за счет установки подпорных стенок в траншеи, вырытой под фундамент. Такие стенки исключают обсыпание грунта.

Также можно выполнить укрепление с помощью земляной насыпи из плотных пород, которая выровняет участок. Для этого возводится ограждение (рис. 1) на откосе, которое сдержит разрушение насыпи. Такое сооружение повышает массу грунта и предупреждает его сползание.



Рисунок 1 – Шпунтованное ограждение на откосе

Главной задачей любого способа укрепления земли на склоне является обустройство особого барьера, который смог бы максимально эффективно препятствовать сползанию либо сдвигу основания постройки при ее эксплуатации [3].

Типы фундаментов, используемых на склоне

Для наклонного участка более подходящими являются 3 типа фундаментов:

- 1) ленточный;
- 2) столбчатый;
- 3) свайный.

Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки и используется в определенных условиях [8].

Ленточный фундамент идеален для откосов с относительно небольшим углом наклона. Его даже допускается закладывать не очень глубоко, если почва на участке не подвержена осыпанию, а грунтовые воды залегают на большой глубине [1].

Под такой фундамент траншея вырывается, с учетом особенностей грунта, в разных участках на разную глубину. Устройство опалубки также вызывает трудности из-за перепада высот. Опалубка в самой низкой точке должна быть выше, чем в самой высокой, при этом верхняя ее часть обязана быть строго горизонтальной. Главной особенностью такого основания является то, что бетон нужно заливать весь сразу, иначе фундамент начнет слоиться [10].

В ряде случаев на откосах возводят *столбчатый фундамент* (рис. 2). Технология его строительства аналогична обустройству основания из столбов-опор на ровной местности. Нюанс состоит лишь в том, что сначала необходимо выровнять площадку земли, а затем ограничить ее двумя стенками [1].



Рисунок 2 – Уплотнение грунта для столбчатой конструкции основания дома

По такой технологии фундаменты возводятся на крутых склонах, где перепад высот составляет около метра. При этом возводится ступенчатая конструкция, ступени которой характеризуются одинаковой глубиной залегания и разной высотой. Этот фундамент позволяет выполнить под домом погреб, гараж или другое необходимое помещение [5].

Считается, что для строительства на склоне *свайный тип фундамента* подходит больше всего. Его возведение не требует сложных расчетов и масштабных земляных работ. Достаточно вбить сваи на нужную глубину и выровнять их верхние части горизонтально по уровню. Затем возводится ростверк и перевязывается каркас.

Привязка (рис. 3) предполагает стыковку используемых крепежных элементов и их приварку к сваям, а также установку раскосов. Геометрические параметры последних зависят от величины уклона [1].



Рисунок 3 – Приварка перевязки свайного фундамента на откосе

Особенности возведения фундамента на скале

При возведении фундамента на склоне и подготовке участка чаще всего приходится иметь дело со скальными породами. Они бывают монолитными или слоистыми.

Во всех случаях скала считается самым прочным грунтом. Она выдерживает высокое давление, не деформируется, не размывается и не увеличивается при замораживании. Все это делает ее лучшим основанием под здание [6].

Также скальный грунт имеет и недостатки. Он плохо разрабатывается. А в условиях участка на склоне и сейсмичности горной местности делает устройство фундамента достаточно трудоемким.

На склоне устраиваются сложные фундаменты, компенсирующие перепады высот «ступенями». Каждая «ступень» представляет собой армированную железобетонную ленту. Каркасы всех «ступенек» должны соединяться между собой наклонными связями из той же арматуры. Затем на эти «ступени» выкладывается цоколь, который и выводится на один уровень [7].

Частично проблему сейсмичности можно решить «жесткой» привязкой к скальному основанию при помощи анкеров. В скале бурятся отверстия, в нее на эпоксидный или аналогичный клей вставляются анкера с расчетом, чтобы они торчали на 20–30 см над поверхностью. Армирующий пояс будущего фундамента «привязывается» к этим анкерам. Кроме того, нелишним будет предусмотреть в конструкции дома антисейсмические пояса и швы [2].

Бетон для фундамента на склоне

Бетонная смесь, которой заливают фундамент, не зависит от наклона участка. Ее подбирают с учетом будущих нагрузок и особенностей грунта. Сюда подойдет любой бетон, начиная от М300, например бетон В35, F300, W8 [10].

Выполнение фундамента на склоне имеет свои нюансы и особенности, но его возведение может произвести как профессионал, так и любитель. Уклон местности не является ограничением для выбора самого бетона для фундамента и материала, из которого будет выстроено само здание. Здесь имеет место и дерево, и кирпичи и даже объемный блок типа «колпак» [4].

Литература:

1. URL : <http://remoskop.ru/fundament-sklone-svoimi-rukami.html> (дата обращения 15.11.2017).
2. URL : <http://semidelov.ru/mar/fundamenty-na-skale/> (дата обращения 15.11.2017).
3. Дараган Н.С., Турдаков С.В. Энергосбережение при производстве асфальто-бетонной смеси на АБЗ : в сборнике: Новое в архитектуре, проектировании строительных конструкций и реконструкции / Материалы VIII Всероссийской (II Международной) конференции; редакционная коллегия: Н.С. Соколов (отв. редактор), Д.Л. Кузьмин (отв. секретарь), А.Н. Плотников, Л.А. Сакмарова, А.Г. Лукин, В.Ф. Богданов, В.И. Тарасов. – 2014. – С. 460–463.
4. Тамов М.А., Тамов М.М., Усанов С.В., Табагуа Г.Р. Прочность и трещиностойкость объемного блока типа «колпак» без панели пола // Инженерный вестник Дона. – 2015. – Т. 37. – № 3. – С. 96.
5. Чапидзе О.Д., Снисаренко С.Н. Инновационный аэропорт : в сборнике: Актуальные вопросы городского строительства, архитектуры и дизайна в курортных регионах / Материалы Третьей Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых. – 2016. – С. 141–143.
6. Горин В.А., Клименко В.В., Сенан А.М.М. Звукоизоляция междуэтажных перекрытий с прослойками из сыпучих материалов. – Краснодар, 2016.
7. Дунаев В.И., Георгияди В.Г., Попов В.В., Тугуз Т.К. О хрупком разрушении твердых тел при образовании «узкого» изолированного дефекта // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2015. – № 111. – С. 1109–1122.
8. Починок В.П., Крамской В.П., Починок Ю.В. Определение прогибов железобетонных балок по деформационной модели // Труды Кубанского государственного технологического университета. – 2005. – Т. 24. – № 2. – С. 5.
9. Кнышов А.А., Мелехина О.В., Корневская О.В. Влияние улучшения дорожных условий на уровни шума и загрязнение окружающей среды автотранспортом : в сборнике: Проблемы качества и эксплуатации автотранспортных средств / Материалы XIII международной заочной научно-технической конференции; под общей редакцией Э.Р. Домке. – 2017. – С. 172–176.
10. Божков В.И., Дизенко С.И., Педан О.А., Хорошев А.А. Испытание моста через реку сочи // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2017. – № 3. – С. 83–89.

References:

1. URL : <http://remoskop.ru/fundament-sklone-svoimi-rukami.html> (date of the address 11/15/2017).
2. URL : <http://semidelov.ru/mar/fundamenty-na-skale/> (date of the address 11/15/2017).
3. Daragan N.S., Turdakov S.V. Energy saving by production of asphalt concrete mix on ABZ : in the collection: New in architecture, design of building constructions and Reconstruction / Materials VIII All-Russian (the II International) conferences; editorial board: N.S. Sokolov (отв. editor), D.L. Kuzmin (отв. secretary), A.N. Plotnikov, L.A. Sakmarova, A.G. Lukin, V.F. Bogdanov, V.I. Tarasov. – 2014. – P. 460–463.
4. Tamov M.A., Tamov M.M., Usanov S.V., Tabagua G.R. Prochnost and crack resistance of the volume «cap» block without floor panel // the Engineering bulletin of Don. – 2015. – Т. 37. – No. 3. – P. 96.

5. Chapidze O.D., Snisarenko S.N. Innovative airport : in the collection: Topical issues of city construction, architecture and design in resort regions / Materials of the Third All-Russian scientific and practical conference of young scientists. – 2016. – P. 141–143.

6. Gorin V.A., Klimenko V.V., Senan A.M.M. Sound insulation of interfloor overlappings with layers from bulks. – Krasnodar, 2016.

7. Dunayev V.I., Georgiyadi V.G., Popov V.V., Tuguz T. K. About fragile destruction of solid bodies at formation of the «narrow» isolated defect // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university. – 2015. – No. 111. – P. 1109–1122.

8. Pochinok V.P., Kramskoy V.P., Pochinok Yu.V. Definition of deflections of reinforced concrete beams on deformation model // Works of the Kuban state technological university. – 2005. – T. 24. – No. 2. – P. 5.

9. Knyshov A.A., Melekhina O.V., Korenevskaya O.V. Influence of improvement of road conditions on noise levels and environmental pollution by motor transport : in the collection: Problems of quality and operation Vehicles / Materials XIII of the international correspondence scientific and technical conference; under the general edition of E.R. Domke. – 2017. – P. 172–176.

10. Bozhkov V.I., Dizenko S.I., Pedan O.A., Horoshev A.A. Test of the bridge through the river of Sochi // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2017. – No. 3. – P. 83–89.

УДК 62.83.52:62.503.56

**РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММ
ДЛЯ МАЛЫХ ИЗМЕНЕНИЙ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА**

**DEVELOPMENT TIME-OPTIMAL CHARTS
FOR SMALL CHANGES IN THE ANGULAR VELOCITY
OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
itstimetoprivod@yahoo.com

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ, ООО «Прогресс»

Овсиенко Виктория Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
alexandrovnav32@mail.ru

Цыганов Дмитрий Юрьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Щигринов Евгений Сергеевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода разработаны двухэтапные оптимальные по быстродействию диаграммы. Получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры двухэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Ключевые слова: двухэтапная оптимальная по быстродействию диаграмма, малые изменения угловой скорости, исполнительный орган электропривода.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university
itstimetoprivod@yahoo.com

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU, LLCProgress

Ovsiyenko Victoria Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university
alexandrovnav32@mail.ru

Tsyganov Dmitry Yuryevich

Student,
Kuban state technological university

Shchigrinov Evgeny Sergeyevich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. For small changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive developed a two-stage time-optimal charts. Received mathematical support, allowing to define the parameters of the two-stage time-optimal charts for small changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive.

Keywords: two-stage time-optimal charts, large changes in the angular velocity, executive body of the electric drive.

Математическая модель силовой части электрического привода постоянного тока:

$$U(t) = C_e \cdot \omega(t) + R_{\text{я}} \cdot I_{\text{я}}(t) + L_{\text{я}} \cdot I_{\text{я}}^{(1)}(t);$$

$$C_M \cdot I_{\text{я}}(t) = M_C(t) + J \cdot \omega^{(1)}(t);$$

$$M_C(t) = M_{C0} = \text{const};$$

где U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, B ; C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС электродвигателя,

$\frac{B \cdot c}{\text{рад}}$; ω – угловая скорость электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; $R_{\text{я}}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом; $I_{\text{я}}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А; $L_{\text{я}}$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн; C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В · с; M_C – момент сопротивления электропривода, Н·м; J – момент инерции электропривода, кг·м².

Критерий оптимизации:

$$\int_0^{T_{\text{ц}}} dt = \min ,$$

где $T_{\text{ц}}$ – длительность цикла, с.

По технологическим и техническим требованиям на координаты электропривода накладываются ограничения:

$$-U_{\text{доп}} \leq U(t) \leq U_{\text{доп}} ;$$

$$-I_{\text{доп}} \leq I_{\text{я}}(t) \leq I_{\text{доп}} ;$$

$$-\omega_{\text{доп}} \leq \omega(t) \leq \omega_{\text{доп}}$$

где $U_{\text{доп}}$ – максимально допустимое значение напряжения, приложенного к якорной цепи электродвигателя, В; $I_{\text{доп}}$ – максимально допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А; $\omega_{\text{доп}}$ – максимально допустимое значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Начальное значение контролируемых координат:

$$U(0) = C_e \cdot \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} ;$$

$$I_{\text{я}}(0) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} ;$$

$$\omega(0) = \omega_{\text{нач}} ,$$

где $\omega_{\text{нач}}$ – начальное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Конечное значение контролируемых координат:

$$U(T) = C_e \cdot \omega_{\text{нач}} + \frac{R_{\text{я}}}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} ;$$

$$I_{\text{я}}(T) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} ;$$

$$\omega(T) = \omega_{\text{нач}} ,$$

где $\omega_{\text{кон}}$ – конечное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Характеристическое уравнение системы имеет вид:

$$\frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M} > 4 \cdot \frac{L_{\text{я}}}{R_{\text{я}}} .$$

Анализ характеристического уравнения показывает, что возможны три расклада его корней и соответственно три вида переходных процессов.

При выполнении условия:

$$\frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}} > 4 \cdot \frac{L_{\text{я}}}{R_{\text{я}}},$$

характеристическое уравнение системы имеет вид первый:

$$(T_1 p + 1) \cdot (T_2 p + 1) = 0,$$

$$\text{Где } T_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}} + \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot J^2}{C_{\text{е}}^2 C_{\text{М}}^2} - \frac{L_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}}}; \quad T_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}} - \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \frac{R_{\text{я}}^2 \cdot J^2}{C_{\text{е}}^2 C_{\text{М}}^2} - \frac{L_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}}}.$$

При выполнении условия:

$$\frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}} = 4 \cdot \frac{L_{\text{я}}}{R_{\text{я}}},$$

характеристическое уравнение системы имеет вид второй:

$$(Tp + 1)^2 = 0,$$

$$\text{где } T = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}}.$$

При выполнении условия:

$$\frac{R_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}} < 4 \cdot \frac{L_{\text{я}}}{R_{\text{я}}}.$$

характеристическое уравнение системы имеет вид третий:

$$(T^2 p^2 + 2\varepsilon Tp + 1) = 0,$$

$$\text{где } T = \sqrt{\frac{L_{\text{я}}J}{C_{\text{е}}C_{\text{М}}}}; \quad \xi = \frac{1}{2} R_{\text{я}} \cdot \sqrt{\frac{J}{L_{\text{я}}C_{\text{е}}C_{\text{М}}}}, \text{ при этом } \xi < 1.$$

Таким образом, в зависимости от заданного значения изменения угловой скорости исполнительного органа электропривода, возможны две различные оптимальные по быстродействию диаграммы соответственно для малых и для больших изменений угловой скорости электропривода. При этом в зависимости от соотношения параметров электропривода возможны три вида диаграмм.

Оптимальная по быстродействию диаграмма первого вида для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{\frac{t}{T_1}} + B_1 \cdot e^{\frac{t}{T_2}} + C_1;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_{\text{М}}} \cdot M_{\text{с0}} - \frac{J}{C_{\text{М}}} \cdot \left(\frac{A_1}{T_1} \cdot e^{\frac{t}{T_1}} + \frac{B_1}{T_2} \cdot e^{\frac{t}{T_2}} \right).$$

$$\text{где } A_1 = -\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right); \quad B_1 = -\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right);$$

$$C_1 = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$;

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_2 \cdot e^{\frac{t-t_1}{T_1}} + B_2 \cdot e^{\frac{t-t_1}{T_2}} + C_2;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_2}{T_1} \cdot e^{\frac{t-t_1}{T_1}} + \frac{B_2}{T_2} \cdot e^{\frac{t-t_1}{T_2}} \right).$$

$$\text{где } A_2 = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t}{T_1}} \right];$$

$$B_2 = \frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t}{T_2}} \right];$$

$$C_2 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительности этапов t_1 и t_2 определяются из системы уравнений:

$$\left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_1}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T_1}} = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right);$$

$$\left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_2}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T_2}} = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right)$$

Длительность цикла равна:

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2.$$

Если ток в конце первого этапа равен максимально допустимому току, то:
 $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{ер}}$.

При этом длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (T_1 - T_2) = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \left(e^{\frac{t_1}{T_1}} - e^{\frac{t_1}{T_2}} \right).$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_2}}}{2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_1}}}.$$

Граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода равно:

$$\omega_{\text{зр}} = \left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{нач}}.$$

Оптимальная по быстродействию диаграмма второго вида для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{\frac{t}{T}} + B_1 \cdot t \cdot e^{\frac{t}{T}} + C_1;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_1}{T} \cdot e^{\frac{t}{T}} - B_1 \cdot e^{\frac{t}{T}} + B_1 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{\frac{t}{T}} \right).$$

где $A_1 = - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$; $B_1 = - \frac{1}{T} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$;

$$C_1 = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_2 \cdot e^{\frac{t-t_1}{T}} + B_2 \cdot (t-t_1) \cdot e^{\frac{t-t_1}{T}} + C_2;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_2}{T} \cdot e^{\frac{t-t_1}{T}} - B_2 \cdot e^{\frac{t-t_1}{T}} + B_2 \cdot \frac{t-t_1}{T} \cdot e^{\frac{t-t_1}{T}} \right).$$

где $A_2 = 2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \left(1 + \frac{t_1}{T} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}}$;

$$B_2 = \frac{2}{T} \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{1}{T} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}};$$

$$C_2 = - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительности этапов t_1 и t_2 определяются из системы уравнений:

$$\left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \left(1 + \frac{t_1}{T} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T}} = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right) \cdot \left(1 - \frac{t_2}{T} \right);$$

$$\left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T}} = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right)$$

Длительность цикла равна:

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2$$

Если ток в конце первого этапа равен максимально допустимому току, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{зр}}$.

При этом длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot T = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \frac{t_1}{T} \cdot e^{\frac{t_1}{T}}.$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}}}{2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}}} \cdot t_1.$$

Граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода равно:

$$\omega_{\text{зр}} = \left[2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \right] \cdot e^{\frac{t_2}{T}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{нач}}.$$

Оптимальная по быстродействию диаграмматретьеговида для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + B_1 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + C_1;$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{CO} - \frac{J}{C_M} \cdot \left[\xi \cdot \frac{A_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{A_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \xi \cdot \frac{B_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{B_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) \right],$$

$$\text{где } A_1 = -\frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right); \quad B_1 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right);$$

$$C_1 = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_2 \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) + B_2 \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) + C_2;$$

$$I_{\text{Я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{CO} - \frac{J}{C_M} \cdot \left[\xi \cdot \frac{A_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{A_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) + \xi \cdot \frac{B_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) + \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{B_2}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1}{T}\right) \right],$$

$$\begin{aligned} \text{где } A_2 &= 2 \cdot \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) + \\ &+ \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right); \\ B_2 &= 2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) - \\ &- \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right); \\ C_1 &= - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right). \end{aligned}$$

Длительности этапов t_1 и t_2 определяются из системы уравнений:

$$\begin{aligned} &\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) = \\ &= \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_2}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_2}{T}\right); \\ &2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) = \\ &= \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_2}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_2}{T}\right). \end{aligned}$$

Длительность цикла равна:

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2$$

Если ток в конце первого этапа равен максимально допустимому току, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{эр}}$.

При этом длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T = \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right).$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} = \operatorname{arctg} \frac{\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right)}{2 \cdot \frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right)}.$$

Граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода равно:

$$\omega_{\text{эр}} = \left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) \right] \cdot e^{-\xi \frac{t_2}{T}} \cdot \frac{1}{\sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_2}{T}\right)} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{Я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{нач}}.$$

Выводы

Таким образом, разработаны три вида двухэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Получен алгоритм для определения длительностей этапов двухэтапных оптимальных по быстрдействию диаграмм для малых изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

УДК 62.83.52:62.503.56

**РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММ
ДЛЯ БОЛЬШИХ ИЗМЕНЕНИЙ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА**

**DEVELOPMENT TIME-OPTIMAL CHARTS
FOR LARGE CHANGES IN THE ANGULAR VELOCITY
OF THE EXECUTIVE BODY OF THE ELECTRIC DRIVE**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
itstimetoprivod@yahoo.com

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ, ООО «Прогресс»

Овсиенко Виктория Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
alexandrovnav32@mail.ru.

Ковалев Роман Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Щигринов Евгений Сергеевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода разработаны трехэтапные оптимальные по быстродействию диаграммы. Получен алгоритм, позволяющий определить длительности этапов трехэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

Ключевые слова: трехэтапные оптимальные по быстродействию диаграммы, большие изменения угловой скорости, исполнительный орган электропривода.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university
itstimetoprivod@yahoo.com

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU, LLCProgress

Ovsiyenko Victoria Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university
alexandrovnav32@mail.ru.

Kovalyov Roman Vladimirovich

Student,
Kuban state technological university

Shchigrinov Evgeny Sergeyeovich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. For large changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive developed a three-stage time-optimal charts. The resulting algorithm, allowing to determine the duration of stages three-stage time-optimal charts for large changes in the angular velocity of the executive body of the electric drive.

Keywords: three-stage time-optimal charts, large changes in the angular velocity, executive body of the electric drive.

Математическая модель силовой части электрического привода постоянного тока, обозначения параметров силовой части электрического привода постоянного тока, критерий оптимизации, начальное и конечное значения контролируемых координат, характеристическое уравнение и его корни представлены в предыдущей статье.

Оптимальная по быстродействию диаграмма первого вида для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{дон}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{\frac{t}{T_1}} + B_1 \cdot e^{\frac{t}{T_2}} + C_1;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_1}{T_1} \cdot e^{\frac{t}{T_1}} + \frac{B_1}{T_2} \cdot e^{\frac{t}{T_2}} \right).$$

где $A_1 = -\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$; $B_1 = -\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$;

$$C_1 = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (T_1 - T_2) = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \left(e^{\frac{t_1}{T_1}} - e^{\frac{t_1}{T_2}} \right)$$

Значение угловой скорости исполнительного органа электропривода в конце первого этапа:

$$\omega_1 = -\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_1}} + \frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T_2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$I_{\text{я}}(t) = I_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1);$$

$$U(t) = C_e \cdot \omega_1 + C_e \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1) + R_{\text{я}} I_{\text{доп}}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_3 \cdot e^{\frac{t-t_1-t_2}{T_1}} + B_3 \cdot e^{\frac{t-t_1-t_2}{T_2}} + C_3;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_3}{T_1} \cdot e^{\frac{t-t_1-t_2}{T_1}} + \frac{B_3}{T_2} \cdot e^{\frac{t-t_1-t_2}{T_2}} \right);$$

где $A_3 = -\frac{T_1}{T_1 - T_2} \cdot \left[\omega_1 + T_2 \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot t_2 \right]$;

$$B_3 = -\frac{T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left[\omega_1 + T_1 \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot t_2 \right];$$

$$C_3 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительность третьего этапа t_3 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot (T_1 - T_2) = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \left(e^{\frac{t_3}{T_2}} - e^{\frac{t_3}{T_1}} \right).$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_3}{T_1}} - \omega_1 - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right) - T_2.$$

Длительность цикла равна:

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2 + t_3.$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{зр}}$.

При этом длительность третьего этапа t_3 вычисляется по формуле:

$$t_3 = \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot T_1 + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right)}{\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot T_2 + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right)}.$$

Граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода равно:

$$\omega_{\text{зр}} = \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot T_2 + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right) \cdot e^{\frac{t_3}{T_1}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{нач}}.$$

Оптимальная по быстродействию диаграмма второго вида для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{\frac{t}{T}} + B_1 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + C_1;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{CO} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_1}{T_1} \cdot e^{-\frac{t}{T}} - B_1 \cdot e^{-\frac{t}{T}} + B_1 \cdot \frac{t}{T} \cdot e^{-\frac{t}{T}} \right).$$

где $A_1 = - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$; $B_1 = - \frac{1}{T} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right)$;

$$C_1 = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right).$$

Длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{CO}}{J} \cdot T = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \frac{t_1}{T} \cdot e^{\frac{t_1}{T}}$$

Значение угловой скорости исполнительного органа электропривода в конце первого этапа:

$$\omega_1 = - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{\frac{t_1}{T}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot \frac{t_1}{T} \cdot e^{\frac{t_1}{T}} + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{CO}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$I_{\text{я}}(t) = I_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1);$$

$$U(t) = C_e \cdot \omega_1 + C_e \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1) + R_{\text{я}} I_{\text{доп}}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_3 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2}{T}} + B_3 \cdot (t - t_1 - t_2) \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2}{T}} + C_3;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left(\frac{A_3}{T} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2}{T}} - B_3 \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2}{T}} + B_3 \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T} \cdot e^{-\frac{t-t_1-t_2}{T}} \right);$$

где $A_3 = \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot t_2 + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right);$

$$B_3 = -\frac{1}{T} \cdot \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot \frac{t_2}{T} + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} + \frac{1}{T} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right);$$

$$C_3 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительность третьего этапа t_3 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T = \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right) \cdot \frac{t_3}{T} \cdot e^{\frac{t_3}{T}}.$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{J}{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}} \cdot \left[\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} + \omega_{\text{кон}} \right) \cdot e^{\frac{t_3}{T}} - \omega_1 - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) \right] - T.$$

Длительность цикла равна:

$$T_{\text{ц}} = t_1 + t_2 + t_3.$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{\text{кон}} - \omega_{\text{нач}}) = \omega_{\text{эр}}$.

При этом длительность третьего этапа t_3 вычисляется по формуле:

$$t_3 = \frac{\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T}{\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right)}.$$

Граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода равно:

$$\omega_{\text{эр}} = \left[\omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) \right] \cdot e^{\frac{t_3}{T}} - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right) - \omega_{\text{нач}}$$

Оптимальная по быстродействию диаграмматретьего вида для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода

Этап 1. В интервале времени $0 \leq t \leq t_1$:

$$U(t) = U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_1 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + B_1 \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + C_1;$$

$$I_{\text{я}}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{\text{CO}} - \frac{J}{C_M} \cdot \left[\xi \cdot \frac{A_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{A_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \xi \cdot \frac{B_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) + \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{B_1}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t}{T}\right) \right],$$

$$\text{где } A_1 = -\frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right);$$

$$B_1 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right);$$

$$C_1 = -\left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Длительность первого этапа t_1 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot T = \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right).$$

Значение угловой скорости исполнительного органа электропривода в конце первого этапа:

$$\omega_1 = -\frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) - \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} - \omega_{\text{нач}} \right) \cdot e^{-\xi \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) + \left(\frac{U_{\text{доп}}}{C_e} - \frac{R_{\text{я}} M_{\text{CO}}}{C_e C_M} \right).$$

Этап 2. В интервале времени $0 \leq t \leq (t_1 + t_2)$:

$$I_{\text{я}}(t) = I_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = \omega_1 + \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1);$$

$$U(t) = C_e \cdot \omega_1 + C_e \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{CO}}}{J} \cdot (t - t_1) + R_{\text{я}} I_{\text{доп}}.$$

Этап 3. В интервале времени $(t_1 + t_2) \leq t \leq (t_1 + t_2 + t_3)$:

$$U(t) = -U_{\text{доп}};$$

$$\omega(t) = A_3 \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) + B_3 \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) + C_3;$$

$$I_{Я}(t) = \frac{1}{C_M} \cdot M_{CO} - \frac{J}{C_M} \cdot \left[\xi \cdot \frac{A_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) - \right. \\ \left. - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{A_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) + \xi \frac{B_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) + \right. \\ \left. + \sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{B_3}{T} \cdot e^{-\xi \frac{t-t_1-t_2}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t-t_1-t_2}{T}\right) \right].$$

где $A_3 = \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \omega_1 + \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J} \cdot t_2 + \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J} \cdot T +$
 $+ \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} - \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right);$
 $B_3 = \omega_1 + \frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J} \cdot t_2 + \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right);$
 $C_3 = - \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right).$

Длительность третьего этапа t_3 определяется из уравнения:

$$\frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J} \cdot T = \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{кон} \right) \cdot e^{\xi \frac{t_3}{T}} \cdot \sin\left(\frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{t_3}{T}\right).$$

Длительность второго этапа t_2 вычисляется по формуле:

$$t_2 = \frac{J}{C_M I_{доп} - M_{CO}} \cdot \left[\left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{кон} \right) \cdot e^{\xi \frac{t_3}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T}\right) - \right. \\ \left. - \sqrt{1-\xi^2} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{кон} \right) \cdot e^{\xi \frac{t_3}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T}\right) - \omega_1 - \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right) \right].$$

Длительность цикла равна:

$$T_{ц} = t_1 + t_2 + t_3$$

Если $t_2 = 0$, то $(\omega_{кон} - \omega_{нач}) = \omega_{зр}$.

При этом длительность третьего этапа t_3 и граничное значение угловой скорости исполнительного органа электропривода $\omega_{зр}$ определяются из системы уравнение:

$$\left[\frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \omega_1 + \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{C_M I_{доп} - M_{CO}}{J} \cdot T + \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right) \right] \cdot e^{-\xi \frac{t_3}{T}} = \\ = \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{зр} + \omega_{нач} \right) \cdot \sin\left(\frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{t_3}{T}\right) + \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \times \\ \times \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{зр} + \omega_{нач} \right) \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T}\right); \\ \left[\omega_1 + \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} \right) \right] \cdot e^{-\xi \frac{t_3}{T}} = \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{зр} + \omega_{нач} \right) \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T}\right) - \\ - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left(\frac{U_{доп}}{C_e} + \frac{R_{Я} M_{CO}}{C_e C_M} + \omega_{зр} + \omega_{нач} \right) \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T}\right).$$

Выводы

Таким образом, для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода разработаны три вида трехэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм.

Получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры трехэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для больших изменений угловой скорости исполнительного органа электропривода.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ



TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

УДК 61.001

**К ВОПРОСУ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ
МАГНИТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ТОМОГРАФИИ В СОВРЕМЕННОЙ МЕДИЦИНЕ**

**TO A QUESTION OF USE OF MAGNETIC RESONANCE IMAGING
IN MODERN MEDICINE**

Надирян София Леоновна
Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Арутюнян Эмма Вардановна
Кубанский государственный
технологический университет

Авакян Элина Вигеновна
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы об использовании магнитно-резонансной томографии в современной медицине. Магнитно-резонансная томография (МРТ) является эффективнейшей диагностической методикой в медицине, которая позволяет выявить патологию и ее степень развития в организме человека. Современные технологии и внедрение компьютерной техники обусловили возникновение такого метода, как виртуальная эндоскопия, который позволяет выполнить трёхмерное моделирование структур, визуализированных посредством КТ или МРТ. Данный метод является информативным при невозможности провести эндоскопическое исследование, например при тяжёлой патологии сердечно-сосудистой и дыхательной систем. Метод виртуальной эндоскопии нашёл применение в ангиологии, онкологии, урологии и других областях медицины. Важность изобретения данной методики исследования организма невозможно переоценить. Открытие МРТ приравнивают к открытию лучей рентгена. В наше время сложно представить медицину без МРТ. Сразу после открытия такой вид томографии использовали исключительно для диагностики болезней ЦНС. Сейчас этот метод используют не только во многих областях медицины, но и в научных исследованиях.

Ключевые слова: магнитно-резонансная томография, медицина, улучшение качества жизни, современные технологии.

Nadiryana Sofia Levonovna
Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Harutyunyan Emma Vardanovna
Kuban state technological university

Elina Avakian Vilenovna
Kuban state technological university

Annotation. In the article the questions about the use of magnetic resonance imaging in modern medicine. Magnetic resonance imaging (MRI) is the most effective diagnostic technique in medicine that allows to identify the pathology and its degree of development in the human body. Modern technology and the introduction of computer technology led to the emergence of such a method of virtual endoscopy, which allows three-dimensional modeling of structures visualized by CT or MRI. This method is informative if it is impossible to conduct an endoscopic examination, for example, in severe pathology of the cardiovascular and respiratory systems. Method of virtual endoscopy has found application in angiology, Oncology, urology and other medical fields. The importance of the invention of this technique for studying the organism cannot be overemphasized. Open MRI equate to the discovery of x-rays. In our time it is difficult to imagine medicine without an MRI. Immediately after opening this type of imaging used exclusively for the diagnosis of diseases of the Central nervous system. Now this method is used not only in many fields of medicine but also in scientific research.

Keywords: magnetic resonance imaging, medicine, improving the quality of life, modern technology.

Годом основания магнитно-резонансной томографии принято считать 1973, когда профессор химии Пол Лотербур опубликовал в журнале Nature статью «Создание изображения с помощью индуцированного локального взаимодействия; примеры на основе магнитного резонанса». Позже Питер Мэнсфилд усовершенствовал математические алгоритмы получения изображения.

Некоторое время существовал термин ЯМР-томография, который был заменён на МРТ в 1986 году в связи с развитием радиофобии у людей после Чернобыльской аварии. В новом термине исчезло упоминание на «ядерность» происхождения метода,

что и позволило ему достаточно безболезненно войти в повседневную медицинскую практику, однако и первоначальное название также имеет хождение.

За изобретение метода МРТ в 2003 Питер Мэнсфилд и Пол Лотербур получили Нобелевскую премию в области медицины. В создание магнитно-резонансной томографии известный вклад внёс также Реймонд Дамадьян, один из первых исследователей принципов МРТ, держатель патента на МРТ и создатель первого коммерческого МРТ-сканера.

Томография позволяет визуализировать с высоким качеством головной, спинной мозг и другие внутренние органы. Современные методики МРТ делают возможным неинвазивно (без вмешательства) исследовать функцию органов – измерять скорость кровотока, тока спинномозговой жидкости, определять уровень диффузии в тканях, видеть активацию коры головного мозга при функционировании органов, за которые отвечает данный участок коры (функциональная МРТ).

Метод ядерного магнитного резонанса позволяет изучать организм человека на основе насыщенности тканей организма водородом и особенностей их магнитных свойств, связанных с нахождением в окружении разных атомов и молекул. Ядро водорода состоит из одного протона, который имеет магнитный момент (спин) и меняет свою пространственную ориентацию в мощном магнитном поле, а также при воздействии дополнительных полей, называемых градиентными, и внешних радиочастотных импульсов, подаваемых на специфической для протона при данном магнитном поле резонансной частоте. На основе параметров протона (спинов) и их векторном направлении, которые могут находиться только в двух противоположных фазах, а также их привязанности к магнитному моменту протона можно установить, в каких именно тканях находится тот или иной атом водорода.

Если поместить протон во внешнее магнитное поле, то его магнитный момент будет либо сонаправлен, либо противоположно направлен магнитному моменту поля, причём во втором случае его энергия будет выше. При воздействии на исследуемую область электромагнитным излучением определённой частоты, часть протонов поменяют свой магнитный момент на противоположный, а потом вернуться в исходное положение. При этом системой сбора данных томографа регистрируется выделение энергии во время «расслабления», или релаксации предварительно возбужденных протонов.

Первые томографы имели индукцию магнитного поля 0,005 Т, однако качество изображений, полученных на них, было низким. Современные томографы имеют мощные источники сильного магнитного поля. В качестве таких источников применяются как электромагниты (до 9,4 Т), так и постоянные магниты (до 0,7 Т). При этом, так как поле должно быть весьма сильным, применяются сверхпроводящие электромагниты, работающие в жидком гелии, а постоянные магниты пригодны только очень мощные, неодимовые. Магнитно-резонансный «отклик» тканей в МР-томографах на постоянных магнитах слабее, чем у электромагнитных, поэтому область применения постоянных магнитов ограничена. Однако, постоянные магниты могут быть так называемой «открытой» конфигурации, что позволяет проводить исследования в движении, в положении стоя, а также осуществлять доступ врачей к пациенту во время исследования и проведение манипуляций (диагностических, лечебных) под контролем МРТ – так называемая интервенционная МРТ [1, 2].

Современные технологии и внедрение компьютерной техники обусловили возникновение такого метода, как виртуальная эндоскопия, который позволяет выполнить трёхмерное моделирование структур, визуализированных посредством КТ или МРТ. Данный метод является информативным при невозможности провести эндоскопическое исследование, например при тяжёлой патологии сердечно-сосудистой и дыхательной систем. Метод виртуальной эндоскопии нашёл применение в ангиологии, онкологии, урологии и других областях медицины.

Магнитно-резонансная томография (МРТ) является эффективнейшей диагностической методикой в медицине, которая позволяет выявить патологию и ее степень развития в организме человека. При назначении лечащим врачом прохождения МРТ, пациенту необходимо обратить внимание на виды томографов, стоимость процедуры,

характеристики и т.д. Необходимо учитывать некоторые ограничения, установленные для прохождения данной процедуры. Здесь следует говорить о типичных факторах, при наличии которых прохождение МРТ проводится при выполнении дополнительных условий (лишний вес, беременность и т.д.) или не проводится в принципе (присутствие встроенного кардиостимулятора). Правильный выбор томографа обеспечит пациенту качество и эффективность полученных результатов, а, следовательно, и безопасность его здоровья.

Для улучшения изображения используют объемные радиочастотные катушки, устанавливаемые в области интереса. Существуют катушки:

- головная (по типу «птичьей клетки»);
- шейная;
- плечевая;
- седлообразная коленная;
- катушки для сканирования молочных желез;
- катушка для исследования органов малого таза;
- интракавитальные катушки (интаректальные, интравлагинальные);
- брюшная катушка.

Задача таких катушек – снижение нежелательных связей во время сканирования между областью интереса с окружающими областями; избежание чрезмерных радиочастотных потерь; делает соотношение сигнал/шум и разрешение усредненными, что значительно уменьшает время сканирования.

В зависимости от типа источника основного магнитного поля различают томографы:

- постоянные;
- резистивные;
- сверхпроводящие;
- комбинированные.

Аппараты с *постоянным* магнитом самые доступные, так как не требуют дополнительных затрат на электроэнергию и охлаждение. Их сила индукции не превышает 0,35 Тл. Томографы с *резистивными* магнитами более дорогие в обслуживании, однако их мощность не на много превышает таковую у аппаратов с постоянным магнитом – максимум 0,6 Тл. Современные аппараты содержат в себе сверхпроводящие магниты, они наиболее затратные в обслуживании (следовательно, цена на исследование в них больше), их сила индукции минимум 0,5 Тл.

В зависимости от напряженности магнитного поля томографы бывают:

- сверхнизкими (менее 0,1 Тесла);
- низкочастотными (0,1–0,4 Тесла);
- среднечастотными (0,5–1,5 Тесла);
- высокочастотными (1,5–3 Тесла);
- сверхвысокочастотными (более 3 Тл, не используют для диагностики).

Низкочастотные аппараты используют постоянные или резистивные магниты, к ним же относят сидячие аппараты МРТ для исследования конечностей. Достоинством таких томографов является то, что они открытые, а, следовательно, более комфортные для пациента. Недостатком является низкое соотношение сигнал/шум (низкое качество снимков), а также большая длительность сканирования [3, 4].

Оптимальная мощность аппарата МРТ колеблется в диапазоне от 1 до 3 Тл. Такая мощность обеспечивает оптимальное соотношение сигнал/шум для обеспечения достаточного качества изображений.

Разрешение МРТ аппаратов зависит от их мощности (силы индукции). Чем больше эта сила (измеряется в Тесла), тем выше соотношение сигнал/шум и тем быстрее проходит обследование. Оптимальное соотношение сигнал/шум обеспечивают высокую контрастность между разными по плотности тканями, такое условие выполняется при использовании устройств с мощностью не менее 1,5 Тесла. При этом значительных отличий снимков МРТ 1,5 и 3 тесла Вы не увидите; главная причина, почему применяются 3-тесловые томографы – это относительно высокая скорость сканирова-

ния и возможность проведения специализированных методов МР-диагностики (например, диффузионная тензорная томография, функциональная МРТ).

Низкопольные сканеры, имея небольшую мощность, проигрывают в четкости изображений, однако, это также является их плюсом. Дело в том, что использование высокопольных сканеров невозможно при наличии в организме ферромагнитных (способных к намагничиванию) элементов, они будут значительно нагреваться и стремиться к источнику магнита. Низкопольные же томографы такого эффекта не вызывают, единственная возможная помеха – если металл будет находиться непосредственно в области сканирования, то, возможно, даст незначительные артефакты на изображении. Если же металлический элемент находится далеко от области интереса, то на сканировании это никак не отразится.



Рисунок 1- Современный аппарат МРТ

В настоящий момент максимальной мощностью обладает МРТ аппарат с полем 3 Тл, аппараты с большей мощностью используют только в исследовательских лабораториях (их не используют для изучения патологий не потому что, они опасны, а потому, что они чрезвычайно затратны, а качество снимков при этом не отличается от полученных на высокопольных машинах).

Основная разница МРТ закрытого и открытого типа – это мощность таких аппаратов. Открытые томографы являются низкопольными, обычно напряженность их поля не превышает 0,6 Тесла. Это несомненно влияет на качество снимков – контрастность исследуемых тканей будет ниже, чем на снимках, полученных на сканерах мощностью 1,5 Тесла.

Преимуществом открытых сканеров является то, что это МРТ без ограничения по весу, в то время как допустимый вес при МРТ на закрытом аппарате обычно не должен превышать 130 кг (стоит отметить, что сейчас широко используются новые аппараты МРТ закрытого типа с расширенной апертурой, позволяющие обследовать пациентов, имеющих избыточный вес до 200 кг).

Кроме этого, в отличие от высокопольных закрытых сканеров, в открытых низкопольных допускается сканирование с металлическими объектами в теле; они намагничиваются незначительно и не влияют на сканирование, могут только вызвать артефакты, если находятся непосредственно в зоне интереса.

Томографы закрытого типа представляют из себя трубу в виде туннеля. Пациент помещается на стол, после чего перемещается в апертуру аппарата. Их внутреннее ограниченное пространство может стать проблемой для пациентов, страдающих клаустрофобией и имеющих значительный лишний вес.

Открытые томографы имеют широкий открытый дизайн, например, С-образные сканеры с двумя большими дисками, между которыми помещается обследуемый. В

них комфортно проводить МРТ для людей любой комплекции. Возможно также сканирование пациентов в вертикальном положении (Upright™).

Редко можно встретить и полуоткрытые томографы с короткой длиной туннеля и расширяющимися концами.

МРТ на открытом томографе в СПб, также как и в закрытом, осуществляется несколькими десятками клиник, в том числе государственными. Помните, что выбор типа томографа должен основываться на показаниях. Обычные (рутинные) обследования допустимо проводить на низкопольных открытых сканерах, высокоточные исследования - на высокопольных закрытых в 1,5 Тесла, высокоточные специализированные виды сканирования должны проводиться на аппаратах МРТ 3 Тесла – в Санкт Петербурге данные аппараты представлены ведущими фирмами-производителями.

Акустический шум объясняется тем, как работает аппарат МРТ. Он возникает при взаимодействии магнитного поля градиентной катушки с главным магнитным полем. Уровень шума зависит от мощности сканера - чем она выше, тем громче шум. Все современные сканеры оборудованы системой шумоподавления, обеспечивающей вполне приемлемые условия для пациента.

Показания определяют то, какой выбрать МРТ аппарат и сколько Тесла должно быть в нем. Для исследования дегенеративных заболеваний, изменений оси позвоночника достаточно мощности открытого томографа. При инфекционных, воспалительных, травматических поражениях стоит выбрать закрытый высокопольный в 1,5 Тл. Исследование спинного мозга, сосудов, опухолей и метастазов нужно проводить на мощных МРТ аппаратах в 3 Тл.

Абсолютным противопоказанием является наличие ардиостимуляторов, ферромагнитных и электронных имплантов с силой индукции более 5 Гаусс. При наличии водителя ритма магнитное поле томографа индуцирует токи в его цепях, из-за чего тот прекращает работать. Если в теле присутствует ферромагнитный сплав (клипированные сосуды, осколки, пули, импланты среднего уха, эндопротезы, стенты и прочие), то под действием поля они могут сместиться, причинив тяжелую травму пациенту. Также в комнате с магнитом не должны присутствовать аппараты ИВЛ, кислородные баллоны и тд. При сканировании на низкопольном аппарате присутствие металла допускается.

Также МРТ противопоказана (или время обследования должно быть значительно сокращено) при наличии татуировок, выполненных с помощью красителей с содержанием металлических соединений. Широко используемый в протезировании титан не является ферромагнетиком и практически безопасен при МРТ; исключение – наличие татуировок, выполненных с помощью красителей на основе соединений титана (например, на основе диоксида титана) [5].

Дополнительным противопоказанием для МРТ является наличие кохлеарного импланта – протезов внутреннего уха. МРТ противопоказана при некоторых видах протезов внутреннего уха, так как в кохлеарном импланте есть металлические части, которые содержат ферромагнитные материалы.

Важность изобретения данной методики исследования организма невозможно переоценить. Открытие МРТ приравнивают к открытию лучей рентгена. В наше время сложно представить медицину без МРТ. Сразу после открытия такой вид томографии использовали исключительно для диагностики болезней ЦНС. Сейчас этот метод используют не только во многих областях медицины, но и в научных исследованиях.

Литература:

1. Хорнак Дж. П. Основы МРТ. – 1996–1999.
2. Lauterbur P.C. All science is interdisciplinary – from magnetic moments to molecules to men // Les Prix Nobel. The Nobel Prizes 2003. – Nobel Foundation, 2004. – P. 245–251.
3. Mansfield P. Snap-shot MRI // Les Prix Nobel. The Nobel Prizes 2003. – Nobel Foundation, 2004. – P. 266–283.
4. Мэнсфилд П. Быстрая магнитно-резонансная томография // Успехи физических наук. – 2005. – Т. 175. – № 10. – С. 1044–1052 (перевод на русский).
5. Журнал Популярная механика. – 2008 – № 2 (64) – стр. 54–58.

References:

1. Hornak J. P. MRT bases. – 1996–1999.
2. Lauterbur P.C. All science is interdisciplinary – from magnetic moments to molecules to men // Les Prix Nobel. The Nobel Prizes 2003. – Nobel Foundation, 2004. – P. 245–251.
3. Mansfield P. Snap-shot MRI // Les Prix Nobel. The Nobel Prizes 2003. – Nobel Foundation, 2004. – P. 266–283.
4. Mansfield P. Fast magnetic resonance imaging // Achievements of physical sciences. – 2005. – T. 175. – No. 10. – P. 1044–1052 (translation into Russian).
5. The magazine Popular mechanics. – 2008 – No. 2 (64) – p. 54-58.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 378.147:378.018.43

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ВЗАИМОСВЯЗИ ОПЕРАЦИОННОГО И ПОВЕДЕНЧЕСКОГО КОМПОНЕНТОВ КОМПЕТЕНЦИЙ

MODERN ASSESSMENT METHODS OF INTERRELATION BETWEEN OPERATING AND BEHAVIOR COMPONENTS IN COMPETENCIES

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Савченко Владислав Геннадьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Известно, что компетенции и личностно-профессиональные качества – неотъемлемые составляющие социально-профессиональной компетентности индивида, включающие соответствующие знания, умения, мотивы и личный опыт в соответствующей деятельности. Все функциональные компоненты у любой компетенции взаимосвязаны; особую роль играет взаимосвязь операционного и поведенческого компонентов: поведенческий компонент является ведущим, а без знаний и умений невозможен личный опыт в соответствующей деятельности. Основываясь на известных универсальных параметрах взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов, авторы настоящей статьи выделили и охарактеризовали уровни такой взаимосвязи.

Ключевые слова: компетенции, компоненты, взаимосвязь, диагностика, уровень.

Romanova Marina Leonidovna

Candidate of pedagogical sciences,
Associate professor, department
of physics, Associate professor,
Kuban state university technology

Savchenko Vladislav Gennadyevich

Student,
Kuban state technological university

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban state technological university

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. It is known, that the competencies and personally-professional abilities are obligatory parts of persona socially-professional competence, including according knowledge's, skills, motives and personal experience in according activity. All functional components in every competence are interrelated; the most important significance has the interrelation between operating and behavior components: the behavior component is leading, but the personal experience in according activity is impossible without knowledge's and skills. Based on well-known universal parameters of interrelation between operating and behavior components, the authors of current paper selected and described the levels of this interrelation.

Keywords: competencies, components, interrelation, assessment, level.

Введение

Известно, что компетенции и личностно-профессиональные качества – неотъемлемые составляющие социально-профессиональной компетентности индивида, которая, в свою очередь, является важнейшим фактором его конкурентоспособности [1–14]. Согласно современным воззрениям, все компетенции включают соответствующие знания, умения, мотивы и личный опыт в соответствующей деятельности, т.е. операционный, мотивационный и поведенческий компоненты [1, 4–7, 11–14]. У любой компетенции все функциональные компоненты взаимосвязаны; особую роль играет взаимосвязь операционного и поведенческого компонентов: поведенческий компонент является ведущим, а без знаний и умений невозможен личный опыт в соответствующей деятельности; с другой стороны, личный опыт соответствующей деятельности – важный механизм становления соответствующих знаний и умений.

Современными специалистами выделены универсальные количественные критерии взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов компетенций (т.е. параметры, инвариантные по отношению к компетенциям), однако по-прежнему не выделены и не охарактеризованы уровни такой взаимосвязи [10, 11].

Проблема исследования

Вопрос: каковы уровни взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов компетенций, и в чём их отличие друг от друга?

Цель исследования

Разработка метода интегративной диагностики взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов компетенций.

Результаты исследования

С точки зрения авторов настоящей статьи, существуют семь уровней взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов любой компетенции – низший, низкий, средний, выше среднего, высокий, очень высокий и высший. Охарактеризуем их.

Для низшего уровня характерен низкий уровень поведенческого компонента (личного опыта в соответствующей деятельности), что не позволяет широкого и интенсивно применять соответствующие знания и умения (операционный компонент). В личном опыте соответствующей деятельности стабильно (систематически) применяется очень мало порций знаний и умений, т.е. деятельность не отличается разнообразием применения знаний и умений; безусловно, не имеет места совершенствование собственной деятельности. Например, бухгалтер может в течение длительного периода профессиональной деятельности решать на ЭВМ узкий круг однотипных задач. Владение компетенцией – не выше, чем на уровне выживания. Вероятность успешного применения даже наиболее часто используемых знаний и умений невелика, т.е. эффективность управления даже сложившимися (устоявшимся) знаниями и умениями низкая.

Низкий уровень отличается от предыдущего более высоким уровнем освоенности знаний и умений (научаемостью), т.е. должно быть вероятность их успешного применения при решении различных задач. Однако по-прежнему остаются на низком уровне всевозможные параметры, отражающие охват знаний и умений личным опытом соответствующей деятельности. Уровень владения компетенцией – чаще всего, на уровне выживания, в редких случаях – предпороговый.

Средний уровень характеризуется достаточным уровнем развития поведенческого компонента компетенции, а также должным уровнем коэффициента охвата знаний и умений *успешным* решением всевозможных задач. Однако индекс разнообразия применяемых знаний и умений по-прежнему остаётся низким. Уровень владения компетенцией – чаще всего, предпороговый, в редких случаях – пороговый.

Уровень выше среднего характеризуется высокой вероятностью успешного применения сложившихся знаний и умений при решении всевозможных задач (т.е. освоенностью, или научаемостью); высокий уровень коэффициентов охвата знаний и умений при решении всевозможных задач, а также должный уровень индекса разнообразия их использования. Уровень владения компетенцией – пороговый.

Высокий уровень характеризуется тем, что на нём начинается взаимное (а не одностороннее) влияние операционного и поведенческого компонентов компетенции: не только знания и умения являются фактором успешного личного опыта соответствующей деятельности (успешного решения всевозможных задач), но и соответствующая деятельность становится значимым фактором развития операционного компонента, т.е. пополнения системы знаний и умений. Уровень владения компетенцией – чаще всего, пороговый продвинутый, в редких случаях – профессиональное владение.

Очень высокий уровень характеризуется не только высоким индексом разнообразия успешного применения знаний и умений в опыте соответствующей деятельности (решении соответствующих жизненных, профессиональных, творческих или учебных задач), но также высоким индексом взаимосвязи анализируемой компетенции с иными. Иначе говоря, в личном опыте соответствующей деятельности имеет место совмест-

ное применение операционного компонента данной компетенции со знаниями и умениями, соответствующим иным компетенциям. Уровень владения компетенцией – профессиональный.

Высший уровень характеризуется тем, что благодаря теснейшей взаимосвязи операционного и поведенческого компонентов индивид владеет данной компетенцией в совершенстве. Применение знаний и умений, соответствующих компетенции, включено в общую направленность жизнедеятельности и личностно-профессионального развития индивида; при решении всевозможных задач постоянно происходит совместное применение операционного компонента данной компетенции со знаниями и умениями, соответствующими иным компетенциям. Например, индивид расширяет личный опыт общения на иностранном языке благодаря постоянному расширению социальных контактов с носителями языка (а это требует толерантности, помимо иноязычной компетенции). Иначе говоря, эффективное применение знаний и умений, соответствующих данной компетенции, становится значимым фактором развития иных компетенций, как операционных, так и поведенческих компонентов.

Заключение

Выделенные уровни, безусловно, нуждаются в уточнении. Но на данном этапе очевидно, что именно взаимосвязь операционного и поведенческого компонентов компетенций детерминируют, в первую очередь, их целостность, а также конкурентоспособность индивида.

Литература:

1. Ворошилова И.С. Зрелость социально-педагогических систем / И.С. Ворошилова, М.Л. Романова, З.А. Батчаева, Г.П. Кувшинова, З.Н. Чеккуева // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 11. – С. 249–265.
2. Изотова Л.Е. Модели зрелости педагогических систем / Л.Е. Изотова, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2014. – № 9 (115). – С. 51–55.
3. Киселева Е.С. Образовательный процесс в информационно-вероятностной интерпретации / Е.С. Киселева, Л.Н. Караванская, М.Л. Романова, Р.В. Терюха // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2013. – № 2 (96). – С. 72–77.
4. Романов Д.А. Современные модели толерантности обучающихся / Д.А. Романов, И.Ю. Глухенький, Р.В. Терюха // Среднее профессиональное образование. – 2013. – № 12. – С. 28–30.
5. Романов Д.А. Математические модели формирования личностно-профессиональных качеств студентов / Д.А. Романов, А.А. Ковтун, Е.С. Киселёва, Л.Н. Караванская // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 3. – С. 106–120.
6. Сутокский В.Г. Формирование физической культуры личности студентов технического колледжа / В.Г. Сутокский, Д.А. Романов, Т.В. Тихомирова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2009. – № 6. – С. 74–80.
7. Шапошников В.Л. Взаимосвязь становления исследовательской и информационной компетентности студентов в условиях информатизации образования / В.Л. Шапошников, Т.Л. Шапошникова, А.Е. Карасева, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2017. – № 1. – С. 37–41.
8. Шапошникова Т.Л. Современные модели поддержки обучающегося в личностно-профессиональном самоопределении / Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова, О.Н. Подольская, И.П. Пастухова // Среднее профессиональное образование. – 2014. – № 9. – С. 3–8.
9. 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.
10. 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.

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. Шлюбуль Е.Ю. Квалиметрическая оценка дисциплинированности студентов вуза / Е.Ю. Шлюбуль, Н.А. Синельникова, М.Л. Романова, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 7 (89). – С. 145–150.

13. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L., Hlopova T.P. and Tarasenko N.A. Interrelation of Tolerance Formation and Social Experience: Life Science Journal, 10 (12s), 2013. – pp. 158–162.

14. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L. and Tarasenko N.A. Conditions to Inculcate Tolerance in Students: Life Science Journal, 10 (11s), 2013. – pp. 325–330.

References:

1. Voroshilova I.S. Maturity of social and pedagogical systems / I.S. Voroshilova, M.L. Romanova, Z.A. Batchayeva, G.P. Kuvshinova, Z.N. Chekkuyeva // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 11. – P. 249–265.

2. Izotova L.E. Models of a maturity of pedagogical systems / L.E. Izotova, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2014. – No. 9 (115). – P. 51–55.

3. Kiselyova E.S. Educational process in information and probabilistic interpretation / E.S. Kiselyova, L.N. Karavanskaya, M.L. Romanova, R.V. Teryukh // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2013. – No. 2 (96). – P. 72–77.

4. Romanov D.A. Modern models of tolerance of students / D.A. Romanov, I.Yu. Glukhenky, R.V. Teryukh // Secondary professional education. – 2013. – No. 12. – P. 28–30.

5. Romanov D.A. Mathematical models of formation lichnostno-professionalnykh of qualities of students / D.A. Romanov, A.A. Kovtun, E.S. Kiselyova, L.N. Karavanskaya // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – No. 3. – P. 106–120.

6. Sutoksky V.G. Formation of physical culture of the identity of students of technical college / V.G. Sutoksky, D.A. Romanov, T.V. Tikhomirova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2009. – No. 6. – P. 74–80.

7. Shaposhnikov V.L. Interrelation of formation of research and information competence of students in the conditions of education informatization / V.L. Shaposhnikov, T.L. Shaposhnikova, A.E. Karasyova, M.L. Romanova // Average professional education. – 2017. – No. 1. – P. 37–41.

8. Shaposhnikova T.L. Modern models of support of the student in a personal stno-professional self-determination / T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Secondary professional education. – 2014. – No. 9. – P. 3–8.

9. Shaposhnikova T.L. A sample technology of distance learning in educational and experimental activity of students / T.L. Shaposhnikova, E.A. Kotlyarova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2016. – No. 10. – P. 16–19.

10. Shaposhnikova T.L. Theory of counts as mathematical basis of the solution of sotsialno-pedagogical tasks / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 370–384.

11. Shaposhnikova T.L. Modern models and methods of diagnostics of competitiveness of the university graduate / T.L. Shaposhnikova, O.N. Podolskaya, I.P. Pastukhova // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 8. – P. 385–398.

12. Shlyubul E.Yu. Qualimetrical assessment of discipline of students of higher education institution / E.Yu. Shlyubul, N.A. Sinelnikova, M.L. Romanova, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 7 (89). – P. 145–150.

13. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L., Hlopova T.P. and Tarasenko N.A. Interrelation of Tolerance Formation and Social Experience: Life Science Journal, 10 (12s), 2013. – pp. 158–162.

14. Shaposhnikova T.L., Romanova M.L. and Tarasenko N.A. Conditions to Inculcate Tolerance in Students: Life Science Journal, 10 (11s), 2013. – pp. 325–330.

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 2017 г.

№ журнала	Прием статей до:	Выход журнала:
1	31 марта	14 апреля
2	30 июня	14 июля
3	29 сентября	13 октября
4	22 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2017, № 4

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2017, № 4

www.id-yug.com

Редактор — А.С. Семенов

Editor — A.S. Semenov

Оригинал-макет — Н.Р. Исаян

Dummy — N.R. Isayan

Дизайн обложки — Н.Р. Исаян

Design of a cover — N.R. Isayan

Сдано в набор 27.12.2017.
Подписано в печать 29.12.2017.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 19,0.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 27.12.2017.
It is sent for the press 29.12.2017.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 16,9.
Circulation is 500 pieces.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская 9, литер «Г», оф. 41/3

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»
Russia, 350072, Krasnodar,
Zipovskaya St., 9, letters «G», office 41/3

Заказ № 1834

Order No. 1834

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