

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева
Совет молодых специалистов АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова
UdSU SPE STUDENT CHAPTER

СБОРНИК ТЕЗИСОВ XII МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

15 апреля 2022 г.

СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
БелкамНефть
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



Институт нефти и газа
им. М.С. Гуцериева
ФГБОУ ВО «УдГУ»



Udmurt State University
SPE Student Chapter

Ижевск
2022

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

C232

Составители: В.Г. Миронычев, С.Б. Колесова.

C232 Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции, 15 апреля 2022 г. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2022. – 364 с.

ISBN 978-5-4344-0973-5

В сборнике опубликованы материалы XII Международной научно-практической конференции. Конференция проведена компанией АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова совместно с Институтом нефти и газа им. М. С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» и студенческой секцией UdSU SPE Student Chapter 15 апреля 2022 года для специалистов, бакалавров, магистрантов, аспирантов высших учебных заведений и сотрудников нефтегазодобывающих компаний.

Сборник включает научные работы о современных исследованиях в области геологии и разработки нефтяных месторождений, методов увеличения нефтеотдачи пластов, техники и технологии строительства и ремонта скважин, компьютерных технологий в добыче нефти и газа, а также проблемах экономики нефтяной промышленности. Книга предназначена для специалистов научно-исследовательских институтов, нефтедобывающих предприятий, преподавателей и студентов высших учебных заведений специальностей нефтяной и газовой промышленности.

УДК 622.276(063)

ББК 33.36я431

ISBN 978-5-4344-0973-5

© АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова, 2022

© Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева, 2022

© ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 2022

© Авторы статей, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1

ЭКОНОМИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Термический метод рекультивации земель загрязненных нефтью и нефтепродуктами <i>Ахмадиин Л. И., Вахрушева Н. Д., Поспелова И. Г., Кузьмин В. Н.</i>	11
Информационная модель интеллектуального электронного устройства и протокол GOOSE <i>Бессольцев В. С., Хорьков С. А.</i>	17
Цифровая подстанция: структура, протоколы, архитектура <i>Бессольцев В. С., Хорьков С. А.</i>	23
Модернизация систем управления передвижных газотурбинных электростанций <i>Бизяев А. Д., Хорьков С. А.</i>	28
Проблемы разработки нефтяных месторождений высоковязких нефтей в России <i>Боровых Е. А., Мальшиев А. А., Боткин И. О.</i>	35
Возможность использования микроскопических грибов при восстановлении нефтезагрязненных земель <i>Исупова А. А., Малых В. Е.</i>	39
Автоматизированная система для предупреждения пересечений стволов скважин <i>Костин В. В., Овезов Б. А., Машкова А. М.</i>	45
Анализ и управление параметрами прочности, ресурса и рисками безопасной эксплуатации опасных производственных объектов <i>Курасов О. А.</i>	50
Проблемы обоснования надежности и безопасности при эксплуатации газопроводов <i>Курасов О. А.</i>	53

Моделирование многозабойной скважины с полным вскрытием пласта по вертикальной траектории <i>Майков Д. Н., Борхович С. Ю.</i>	56
Специальный стол для осмотра керна <i>Малых В. Е., Миронычев В. Г., Крюков Д. С.</i>	60
Методы и борьба с отложениями АСПО <i>Мальшев А. А., Боткин И. О.</i>	65
Нефтегазовая промышленность Нигерии: менеджмент неконтролируемых эмиссий <i>Около П. Ч.</i>	71
Организация АСУ ТП с использованием вч-каналов связи <i>Рассохина А. К., Хорьков С. А.</i>	74
Повышение энергоэффективности магистрального транспорта газа за счёт совершенствования систем повышения и редукации давления газа <i>Рудник Р. С.</i>	79
Применение беспилотных летательных аппаратов при проверке трубопроводов <i>Сергеев К. О.</i>	83
Исследование влияния дисперсного армирования на эксплуатационные свойства гипсовой матрицы <i>Тарбеев Г. К., Одинцова М. Р., Петрунин С. М.</i>	86
Автоматизация процесса одоризации ГРС-3 <i>Чаньшев А. Э., Ванчурина А. Н.</i>	90
Автоматизация процесса заправки нефтевозов товарной нефтью на установке подготовки нефти <i>Чирва М. С., Поспелова И. Г., Кузьмин В. Н., Габдрахманов Р. Р.</i>	95
Опытно-промысловые испытания поглотителей сероводорода и меркаптанов на ПСП "Белкамнефть" <i>Низамова Г. Р., Чучалина П. И., Красноперова С. А.</i>	99

Аппроксимация множества результатов определения нормированных относительных фазовых проницаемостей с помощью надстройки «поиск решения» в Microsoft Excel <i>Ширяев Н. В.</i>	104
--	-----

СЕКЦИЯ 2
ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ
В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Повышение качества крепления скважин <i>Абаед М. Г., Аль-хулайфави М. Т., Колесова С. Б., Никитина О. В., Кузьмин В. Н.</i>	110
Усовершенствование технологии заканчивания скважин <i>Абаед М. Г., Кузьмин В. Н., Колесова С. Б., Ал-обауди С. С.</i>	116
Моторизованная роторно управляемая система <i>Аль Саиди А. А., Аль-Задаиви Х. Ф., Колесова С. Б., Кузьмин В. Н.</i>	122
Повышение эффективности очистки бурового раствора <i>Алмусави Х. А., Миловзоров А. Г., Кузьмин В. Н.</i>	126
Состояние переходных зон нефть – вода, нефть – газ, вода – газ <i>Антропов С. А., Епифанов Ю. Г.</i>	135
Усовершенствование технологии изоляции зон поглощения бурового раствора профильным перекрывателем <i>Ахлгребави Р., Алрайхан А. В., Макаров С. С., Кузьмин В. Н.</i>	138
Синтезирование каротажных кривых в межскважинном пространстве <i>Ашкар Г. Х., Гулишов Д. С.</i>	144
Синтезирование и восстановление каротажных кривых внутри скважин <i>Ашкар Г. Х., Гулишов Д. С.</i>	150
Экспериментальное исследование по применению ионной и полимерной жидкости в качестве ингибитора для глинистых пород <i>Даси Э., Ал-Шаргаби М.</i>	156

Зависимость поверхностного натяжения пластовых жидкостей от давления и температуры <i>Зайцева А. И., Епифанов Ю. Г.</i>	164
Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций комплексом геофизических методов <i>Коновалов Н. П., Истомина Н. Г.</i>	170
Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин <i>Косенков А. Д., Соловьев Н. В., Щербакова К. О., Овезов Б. А.</i>	175
Остаточная водонасыщенность и ее роль при разработке и добыче углеводородов <i>Лаптева М. В., Епифанов Ю. Г.</i>	181
Радиальное бурение, как альтернативный метод вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Удмуртской Республики <i>Мингазов А. И., Кузьмин В. Н.</i>	184
Критерии отбраковки проб нефти и газа <i>Миropyчев В. Г., Кузовлев С. С.</i>	189
Глубокая шадящая перфорация скважин <i>Мохаммед М. К., Галикеев И. А., Кузьмин В. Н.</i>	193
Пеногасители для буровых промывочных жидкостей <i>Мохаммед М. К., Кузьмин В. Н., Трефилова Т. В., Барданова О. Н.</i>	198
Ингибиторы сланцевых глин и наночастицы для улучшения свойств буровых растворов <i>Мохаммед М. К., Кузьмин В. Н., Ал-обаиди С. С.</i>	204
Особенности нефтеносности визейских отложений в пределах Удмуртского Прикамья <i>Перевоицкова К. А., Уралова Л. Р.</i>	211
Теоретические аспекты работы вибросит, с практической реализацией при очистке буровых промывочных жидкостей <i>Петрова Р. С., Трефилова Т. В., Кузьмин В. Н.</i>	217

Проблемы поиска сложнопостроенных ловушек на территории Удмуртской Республики <i>Уланова А. А., Истомина Н. Г.</i>	223
Нанотехнологии в системах буровых растворах <i>Хади И. К., Кузьмин В. Н.</i>	228
Этапы развития технологии бурения нефтяных и газовых скважин (ретроспектива и современное состояние) <i>Юхнин И. С., Боткин И. О.</i>	233

СЕКЦИЯ 3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Прогноз добычи нефти с использованием методов машинного обучения <i>Амагада П. У., Икпаби П. Б., Ифенайке А. О.</i>	239
Повышение эффективности тепловой обработки нефти при ее подготовке <i>Байкова Е. А., Миловзоров А. Г., Малых В. А., Борисова Е. М.</i>	242
Анализ эффективности применения тепловых методов на примере Гремихинского месторождения <i>Боровых Е. А., Боткин И. О.</i>	248
Причины неэффективности форсированного способа отбора жидкости из скважин с влиянием газа <i>Бусыгин А. О., Борхович С. Ю.</i>	254
Проблемы разработки нефтяных месторождений на поздней стадии и пути их решения <i>Бусыгин А. О., Борхович С. Ю.</i>	263
Опыт применения гидравлического разрыва пласта на месторождении ООО «Лукойл-Пермь» <i>Горбунова Н. В., Борхович С. Ю.</i>	268
Нанотехнология как метод увеличения нефтеотдачи <i>Даси Э., Ал-Шаргаби М.</i>	274

Изучение совместимости кислотных составов с пластовой нефтью <i>Дмитриев А. П., Миронычев В. Г., Милютинский И. Л., Игумнов И. А.</i>	282
Необходимость сохранения гидрофильности пород при разработке месторождений на территории Удмуртской Республики <i>Епифанов Ю. Г., Дьяконов К. А., Самсонова Д. И.</i>	285
Эффективность применения технологий направленных кислотных обработок на примере месторождений Удмуртии <i>Иванова Е. М., Борхович С. Ю.</i>	291
Эффективность применения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах <i>Кокшин Д. В., Борхович С. Ю.</i>	297
Оценка эффективности МУН <i>Крюков Д. С., Миронычев В. Г., Кузовлев С. С.</i>	307
Анализ методов обработки кривых восстановления давления при гидродинамических исследованиях скважин на примере месторождения Пермского края <i>Куданов Е. А.</i>	313
Оценка эффективности применения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождения Пермского края <i>Куданов Е. А.</i>	316
Применение технологии МГРП Texas Two Step для увеличения добычи нефти на Чутырско-Киенгопском месторождении Удмуртии <i>Лихачева О. В., Кашин Г. Ю., Дубовцев А. В.</i>	318
Определение причин опережающей обводненности визейского объекта Ельниковского месторождения <i>Лукин А. С., Борхович С. Ю.</i>	321
Анализ основных причин снижения эффективности гидроразрыва пласта на примере месторождений Удмуртской Республики <i>Некрасов Г. Ю., Борхович С. Ю.</i>	336
Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи <i>Петина В. А., Соловьев Н. В., Щербакова К. О., Овезов Б. А.</i>	342

Эффективность повышения нефтеотдачи пласта методом закачки сшитых полимерных систем <i>Ренёва О. В., Борхович С. Ю.</i>	347
Совершенствование системы разработки подгазовых залежей за счёт применения пенных систем <i>Шатунова К. К., Борхович С. Ю.</i>	352
Анализ и перспективы методов увлечения нефтеотдачи с использованием углекислого газа <i>Шахвердиев Э. А., Денисов А. В., Мажренова Т. Т.</i>	358

СЕКЦИЯ 1

ЭКОНОМИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

УДК 614.776

ТЕРМИЧЕСКИЙ МЕТОД РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Л. И. Ахмадишин, студент 4 курса бакалавриата,

Н. Д. Вахрушева, студентка 1 курса магистратуры,

И. Г. Поспелова, к.т.н., доцент каф. БНГС, e-mail: pospelovaig@mail.ru,

*В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,
e-mail: yakvn72@yandex.ru,*

*ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт
нефти и газа им. М.С. Гуцериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск,
ул. Университетская 1).*

Аннотация. Статья посвящена проблеме и способам решения загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами. Рассмотрены методы ликвидации нефтяных загрязнений почвы: механический, физико-химический, биологический. Подробно рассмотрен термический метод и установки относящиеся к нему.

Ключевые слова: нефть и нефтепродукты, нефтегазодобыча, окружающая среда, очистка грунта, экология, энергоэффективность, СВЧ нагрев.

Основными источниками загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами являются:

- разливы, произошедшие в результате утечки из трубопроводов;
- нефтегазодобывающие предприятия – возникновение газовых и нефтяных утечек, самовозгорание газа, выбросы подземных высокоминерализованных вод, сброс загрязненных сточных вод на рельеф, разлив буровой жидкости, ликвидация амбаров, разлив метанола, поступающего от установки регенерации, складирование шламообразных отходов, диффузная миграция газа, излив пластовой смеси, выброс продуктов сгорания топлива и т. д;
- нефте- и газотранспортные предприятия – разлив углеводородного конденсата, ингибиторов коррозии, газопроводов, разлив турбинного топлива, метанола, органических кислот, поверхностно-активных веществ, смазочных компрессорных масел;
- нефтегазоперерабатывающие предприятия – разлив и утечки конденсата и смазочных масел, а также химреагентов (метанола, диэтиленгликоля, диэтанолamina и др.) [1].

Целью работы является исследование проблем и путей решения загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами.

На сегодняшний день существуют следующие методы устранения нефтяных загрязнений почвы – механические, физико-химические, биологические.

При механическом методе производят замену почвы, обвалку пятна, откачку нефти в ёмкости.

Физико-химическим методом ликвидируют загрязнения сжиганием, предотвращением возгорания, промывкой почвы, экстракцией растворителями, сорбцией, термической десорбцией.

Биологическим методом решают проблему загрязнения фиторемедиацией и биоремедиацией.

Рассмотрим физико-химический метод удаления нефти и нефтепродуктов из почвы, а именно термическим выжиганием. Для реализации этого метода разработаны энерго- ресурсосберегающие установки для рекультивации земель загрязненных нефтью и нефтепродуктами [1].

На рисунке 1 представлено устройство для очистки почвы от нефтепродуктов [2]. В приемный бункер 1 ковшом погрузчика загружается загрязненная нефтепродуктами почва. Приемный бункер встроен в верхнюю часть дробилки 2, где происходит дробление и измельчение загрязненной почвы. Винтовым конвейером 3 почва подается в бункер 4 перемешивающего устройства 5, выполненного в виде шнековой мешалки. В мешалку дозатором 6 загружается сорбент. В перемешивающем устройстве загрязненная почва нефтепродуктами и сорбент смешиваются. При этом происходит адсорбция – нефть из почвы поглощается активным углем. Далее через винтовой конвейер вся смесь перемещается в бункер 7 сушилки 11. Откуда смесь попадает на верхний ленточный конвейер 8, по которому она движется вдоль сушильной камеры и сыпается на средний конвейер, а затем на нижний. Лента конвейера натянута между ведущим 9 и ведомым 10 роликами. В горелках 14, установленных в сушилке, при сжигании газа образуется горючий газ, который пронизывает слои смеси почвы и сорбента на трех ярусах ленточного конвейера. В сушилку для поддержания горения через вентилятор 15 подается воздух. Вибрирование слоя материала на верхних ветвях бесконечной ленты конвейера создается с помощью роликовых эксцентриков 12 вибратора 13. В сушилке сорбент с адсорбируемыми нефтепродуктами сгорает и превращается в отработанные газы, которые собираются в камере 16 сушилки. Отработанные газы поступают в циклон 17, а затем в абсорбер 18, где происходит их очистка дымососом 19 и выбрасываются в атмосферу. При

открывании шибера 20, закрывающего отверстие 22, очищенная почва отгружается из сушилки через отводной канал 21 в контейнер или автотранспорт. Отработанные газы могут быть использованы повторно для рекуперации сушилки.

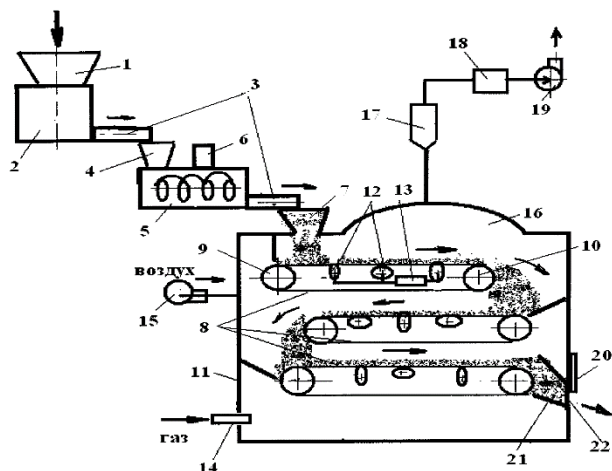


Рис. 1. Устройство для очистки почвы от нефтепродуктов:

- 1 - приемный бункер; 2 – дробилка; 3 – винтовой конвейер;
- 4 – бункер перемешивающего устройства; 5 – перемешивающее устройство; 6 – дозатор для гранулированного сорбента; 7 – бункер;
- 8 – ленточный конвейер; 9 – ведущий и 10 – ведомый ролики; 11 – сушилка туннельного типа; 12 – роликовые эксцентрики;
- 13 – вибратор; 14 – газовая горелка; 15 – вентилятор для подачи воздуха в сушилку; 16 – камера для сбора отработанных газов;
- 17 – циклон; 18 – абсорбер; 19 – дымосос; 20 – шибер;
- 21 – отводной канал; 22 – отверстие

Данное устройство позволяет повысить интенсивность очистки почвы от нефтепродуктов, а также снизить экономические затраты на дополнительные операции очистки [2].

На рисунке 2 представлен еще один термический способ рекультивации земель загрязненных нефтью и нефтепродуктами и устройство для его реализации [3]. Почва, загрязненная нефтью и нефтепродуктами снимается и

загружается в первый бункер 1, в котором загрязненная земля перемещается на транспортере 4 и разогревается до температуры 200 °С СВЧ излучателями 2, расположенными над транспортером. Применение СВЧ нагрева в первом бункере устройства обеспечивает объёмное проникновение электромагнитных волн в загрязненную землю и, следовательно, лучше удаляет легко воспламеняющиеся фракции нефтяных загрязнений. Легколетучие фракции нефтепродуктов испаряются и конденсируются в охладителе 8. Собранный конденсат в охладителе в виде нефти используется в качестве топлива для поддержания работы следующей части установки – во втором бункере 5, в котором выжигаются оставшиеся нефтепродукты. Во втором бункере происходит выжигание оставшейся части нефтяных загрязнений многотопливной горелкой 6. Для более качественного удаления нефтяных загрязнений, облегчения этого процесса и увеличения площади испарения из почвы в первом и втором бункерах размещены барабанные разрыхлители 3, которые перемешивают землю. Тепло выделяемое в процессе выжигания во втором бункере используется для работы генератора 7 абсорбционной холодильной установки для охлаждения паров нефти после СВЧ нагрева. Далее очищенная земля остывает, смешивается с торфяной смесью и возвращается на прежнее место.

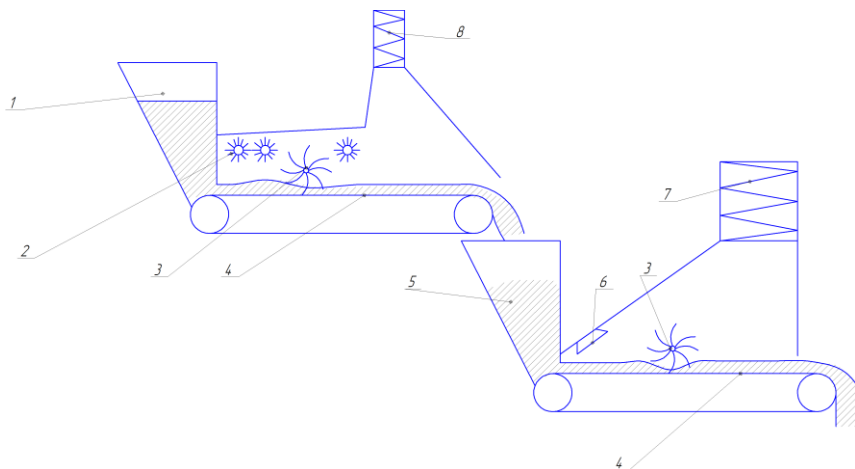


Рис. 2. Общий вид установки для рекультивации земель загрязненных нефтью и нефтепродуктами:

- 1 и 5 – бункеры; 2 – СВЧ излучатели; 3 – два барабанных разрыхлителя; 4 – транспортер; 6 – многотопливную горелку; 7 – генератор абсорбционной холодильной установки; 8 – охладитель

В данном устройстве для конденсации паров нефти и нефтепродуктов используется охладитель 8, работу которого поддерживает абсорбционная холодильная установка[2].

Таким образом, вышеприведенные установки, относящиеся к термическому методу рекультивации земель загрязненных нефтью и нефтепродуктами, позволяют качественно и интенсивно проводить очистку почвы. Причем обе установки используют в своей работе отходы, полученные при очистке почвы, для нужд этих установок повторно, тем самым повышая их энергоэффективность.

Список использованной литературы

1. Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д. Экологические проблемы при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений восточной Сибири. Горная Промышленность №3 (121) 2015, стр.88.
2. Патент № 2517222 С1 Российская Федерация, МПК В09С 1/00. Устройство для очистки почвы от нефтепродуктов : № 2012142940/13 : заявл. 08.10.2012 : опубл. 27.05.2014 / В. В. Старших, Е. А. Максимов ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Челябинская государственная агроинженерная академия».
3. Поспелова И.Г., Возмищев И.В., Кузьмин В.Н. Термические методы удаления нефти и нефтепродуктов из почвы. Нефтяная провинция. – 2021. – № 2(26). – С. 154-162.

THERMAL METHOD OF LAND RECLAMATION POLLUTED WITH OIL AND PETROLEUM PRODUCTS

L. I. Akhmadshin, 4th year student bachelor's degree

N.D. Vakhrusheva, 1st year master's student

*I. G. Pospelova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the
BNGS Faculty, e-mail: pospelovaig@mail.ru.*

*V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS
Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.*

*Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S.
Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).*

Abstract. The article is devoted to the problem and ways to solve land pollution by oil and oil products. The methods of elimination of oil pollution of the

soil are considered: mechanical, physico-chemical, biological. The thermal method and installations related to it are considered in detail.

Keywords: oil and oil products, oil and gas production, environment, soil cleaning, ecology, energy efficiency, microwave heating.

References

1. Vasiliev S.I., Miloserdov E.E., Bulchaev N.D. Environmental problems in the development and operation of oil and gas fields in Eastern Siberia. Mining Industry No. 3 (121) 2015, p. 88.
2. Pospelova I.G., Vozmishchev I.V., Kuzmin V.N. Thermal methods for removing oil and oil products from the soil. Oil province. - 2021. - No. 2(26). - S. 154-162.
3. Patent No. 2517222 C1 Russian Federation, IPC B09C 1/00. Device for cleaning the soil from oil products: No. 2012142940/13: Appl. 10/08/2012 : publ. May 27, 2014 / V. V. Elder, E. A. Maksimov; applicant Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Chelyabinsk State Agroengineering Academy».

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОННОГО УСТРОЙСТВА И ПРОТОКОЛ GOOSE

В. С. Бессольцев, магистрант 2 курса

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ,
426034, Россия, г. Ижевск ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: bessolcea@bk.ru

С. А. Хорьков, доцент кафедры теплоэнергетики

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ,
426034, Россия, г. Ижевск ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: horkov_07@mail.ru

Аннотация. Информационная модель интеллектуального электронно-устройства определяет иерархическую структуру хранения данных внутри устройства и способы обращения к ним. Протокол GOOSE предназначен для обмена дискретных сигналов между устройствами релейной защиты и автоматики в цифровом виде. Данные формируются, упаковываются и отправляются с использованием технологии протокола GOOSE. Применение данного протокола позволяет отказаться от цепей с медными проводниками и повысить эксплуатационные качества подстанции.

Ключевые слова: Информационная модель, интеллектуальное электронное устройство, протокол GOOSE.

В трехуровневой цифровой подстанции (ЦПС) информационный обмен осуществляют на основе стандарта МЭК 61850, объединяющего протоколы MMS, GOOSE, SV. Протокол MMS (Manufacturing Message Specification) применяют для обмена данных по шине подстанции по технологии «клиент-сервер». Он описан в МЭК 61850-8-1. Протокол SV (Sampled Values) применяют для передачи мгновенных значений тока и напряжения от измерительных трансформаторов по шине процесса. Он описан в МЭК 61850-9-2. Протокол GOOSE (Generic Object Oriented Substation Even) предназначен для обмена дискретных сигналов между устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) в цифровом виде. Он описан в МЭК 61850-8-1. Протокол GOOSE применяют на уровне шины подстанции.

Рассмотрим протокол GOOSE и его применение на ЦПС.

Однако прежде **рассмотрим информационную модель интеллектуального электронного устройства (ИЭУ)**, т.е. такую модель, на основе которой осуществляют информационный обмен между устройствами. Такая

информационная модель определяет иерархическую структуру хранения данных внутри устройства и, следовательно, способы обращения к ним.

Для понимания архитектуры информационной модели ИЭУ начнем рассмотрение с её логических узлов (ЛУ). ЛУ является наименьшим элементом, способным обмениваться данными. Описание ЛУ дано в МЭК 61850-7-2, а описание перечня всех ЛУ, – в МЭК 61850-7-4 [1]. ЛУ рассматривают как одну из составных функций устройства. Выделяют классы ЛУ, например, ЛУ для описания максимальной токовой защиты и её модификаций. ЛУ характеризуют атрибутами – неотъемлемыми признаками, присущими узлам определенных типов. Имя ЛУ включает: префикс, наименование класса логического узла, номер экземпляра.

Удобно считать, что внутри физического ИЭУ реализован некий сервер МЭК 61850, который отвечает за организацию внешних коммуникаций устройства с другими устройствами. Сервер включает несколько логических устройств, объединяющих, в свою очередь несколько, ЛУ. Внутри физического устройства, может быть, несколько логических устройств. Их количество определяет производитель. Примерами информационной модели ИЭУ, реализующей функции защиты и управления, является модель, включающая логические устройства защиты и управления. Эти устройства расположены в физическом устройстве. «Защита» представляет собой логическое устройство, объединяющее ЛУ. «Управление» представляет собой второе логическое устройство, включающее ЛУ, которые содержат элементы данных, характеризующиеся атрибутами.

Набор данных (НД) представляет собой набор ссылок на данные внутри информационной модели ИЭУ. В НД могут быть включены как отдельные атрибуты данных, так и ЛУ целиком [2]. ИЭУ может осуществлять работу с большим и разным количеством НД, которые могут быть фиксированными или конфигурируемыми. Также имеется возможность варьировать конфигурации НД, т.е. изменять данные, изменять их наименование и т.п. Информацию о свободе конфигурации, размещении НД и месте хранения обычно указывают в сопроводительной документации к ИЭУ. Примером НД может служить Dataset с наименованием, например, SwitchPositions, включающий в себя элементы данных Pos каждого из указанных ЛУ [2]. В дальнейшем НД может быть применен для сохранения событий в журнале при каждом изменении положения коммутационного аппарата, отправки отчета о событии или быстрого сообщения о событии.

Сущность стандарта МЭК 61850 заключается в организации системы передачи данных между ИЭУ, но не в структурировании функционала микропроцессорных устройств РЗ. Поэтому стандарт не описывает требования по составу и распределению ЛУ между устройствами, но – дает инструменты для организации связей между ними, как бы они ни были распределены.

Протокол GOOSE является одним из наиболее широко известных протоколов стандарта МЭК 61850 [3]. На практике его удобнее и проще воспринимать как социальную сеть, в которой общаются ИЭУ. Технология GOOSE определяет отправку информационных пакетов ИЭУ. Перед отправкой GOOSE-сообщения указывается ссылка на НД. При этом ИЭУ само выбирает данные необходимые для отправки.

GOOSE-сообщение может нести в себе одно значение, например срабатывание пусковых органов токовых защит, так и – одновременно несколько значений, например срабатывание пусковых органов токовых защит, логических защит и т. д. Микропроцессорное устройство-получатель видит и обрабатывает только те сообщения, которые адресованы ему.

Информационный комплект GOOSE-сообщения имеет в себе все необходимые атрибуты информации. При изменении любого значения атрибута, ИЭУ немедленно осуществляет отправку нового GOOSE-сообщения с обновленными атрибутами. По своему назначению GOOSE-сообщение призвано заменить передачу дискретных сигналов по сети оперативного тока.

К протоколу передачи данных предъявляют требования: по скорости передачи данных, по отправке информации по нескольким адресам, по гарантированной доставке сообщений и контролю состояния канала доставки.

В цифровых сетях передачи данных основную задержку вносит обработка сигнала внутри ИЭУ. Передачу данных в микропроцессорных устройствах производят в соответствии с уровнями концептуальной модели сетевого взаимодействия. Эта модель имеет всего семь уровней: физический, канальный, сетевой, транспортный, сеансовый, представительский и прикладной уровни. Протоколы передачи данных, реализуемые в ИЭУ, могут использовать не все, а только некоторые уровни концептуальной модели [3].

С целью уменьшения задержек в передаче данных используют также сеть Ethernet с канальным методом передачи сообщений. Быстрая передача GOOSE сообщений происходит благодаря механизмам определяющим приоритетность в передаче сообщений. Для передачи GOOSE - сообщений применяется отдельный идентификатор сообщения Ethernet – EtherType. Этот идентификатор имеет гораздо более высокую приоритетность в передаче сообщений между ИЭУ в отличие от других протоколов.

Ethernet позволяет осуществлять групповую рассылку сообщений (Multicast) [1]. Адресами являются MAC - адреса, которые представляют собой индивидуальный физический адрес ИЭУ – номер, состоящий из двенадцати букв и цифр. Он занимает шесть байт (48 бит) в памяти электронного аппарата. MAC-адрес может быть использован и для организации фильтрации сообщений на сетевых коммутаторах (MAC-фильтрации). Этот адрес может служить в качестве идентификатора, на который могут быть настроены принимающие устройства. Передачу GOOSE-сообщений сравнивают с

радиотрансляцией. Сообщение передается всем устройствам в сети, но для его получения приемник должен быть настроен на получение именно этого сообщения.

Для гарантированной доставки GOOSE-сообщений и контроля состояния канала реализован специальный механизм, обеспечивающий высокую вероятность доставки данных. Сообщения передают циклически через установленный пользователем интервал времени. Цикличность передачи данных позволяет контролировать целостность канала связи Ethernet. Если сообщение не пришло в течение периода ожидания, принимающее ИЭУ может сформировать сигнал о неисправности в информационной сети. При изменении одного из атрибутов передаваемого набора данных, формируется новый пакет, который содержит обновленные данные. Отправку GOOSE-сообщений в сеть осуществляют и повторяют множество раз. Интервал времени между повторами увеличивают до максимального, а затем возвращают к минимальному, тем самым осуществляют цикличность передачи GOOSE-сообщений.

Наладка систем РЗА на основе GOOSE-сообщений заключается в правильной организации локальной сети Ethernet на всех уровнях ЦПС. Для проведения наладки и настройки терминалов применяют персональные компьютеры с необходимым для этого программным обеспечением и интерфейсом. При этом используют специализированные проверочные установки, например РЕТОМ 61850.

Поскольку обмен данными производится по сети Ethernet, то все проверки производят, не нарушая установленные соединения между устройствами РЗА. При обмене дискретными сигналами между ними традиционным способом, часто требуется разрывать соединения между вторичным оборудованием.

Выводы:

Информационная модель ИЭУ определяет иерархическую структуру хранения данных внутри устройства и способы обращения к ним. Модель включает логические узлы и логические устройства. Набор данных представляет собой набор ссылок на данные внутри информационной модели ИЭУ. В набор данных включают отдельные атрибуты данных, так и атрибуты логических узлов. Набор данных можно конфигурировать. На основе модели ИЭУ осуществляют обмен между устройствами ЦПС.

Протокол GOOSE сочетает в себе комплекс технологических и информационно-технических решений, обеспечивающих высокую надежность и быстроедействие при передаче сообщений между устройствами ЦПС. К протоколу GOOSE предъявляют требования по скорости передачи данных и отправке информации по нескольким адресам, по гарантированной доставке

сообщений и по контролю состояния канала доставки. Применение данного протокола позволяет отказаться от цепей с медными проводниками.

Список использованной литературы

1. Цифровая подстанция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2012/12/10/informatsionnaya-model-ustrojstva-v-s/>. – Дата доступа: 06.04.2022.
2. Цифровая подстанция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/13/protokol-obmena-danny-mi-goose/>. – Дата доступа: 06.04.2022.
3. Втюрин А.В. Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «Studnet»//Структура цифровых потоков данных в протоколе МЭК 61850. 2020. – С. 539-544.
4. vk-spy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vk-spy.ru/money/principy-mek-sobytiinye-protokoly-obzor-konfiguracii-podstancii/>. – Дата доступа: 10.04.2022.

INFORMATION MODEL OF AN INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICE AND PROTOCOL GOOSE

V. S. Bessoltsev, 2nd year Master's student
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdGU,
426034, Russia, Izhevsk str. Universitetskaya, 1, building 7,
e-mail: bessolcea@bk.ru

S. A. Horkov, Associate Professor of the Department of Thermal Power Engineering

M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdGU,
426034, Russia, Izhevsk str. University, 1, building 7.
e-mail: horkov_07@mail.ru

Abstract. The information model of an intelligent electronic device defines the hierarchical structure of data storage inside the device and how to access them. GOOSE protocol is designed for digital exchange of discrete signals between relay protection and automation devices. The data sets of the information model are used to group the data that will be sent using the GOOSE message mechanism. The use of this protocol makes it possible to abandon circuits with copper conductors and improve the operational qualities of the substation.

Keywords. Information model, intelligent electronic device, GOOSE protocol.

References

1. Digital substation [Electronic resource]. – Access mode: <http://digitalsubstation.com/blog/2012/12/10/informatsionnaya-model-ustrojstva-v-s/>. – Date of access: 06.04.2022.
2. Digital substation [Electronic resource]. – Access mode: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/13/protokol-obmena-danny-mi-goose/>. – Date of access: 06.04.2022.
3. Vtyurin A.V. Scientific and educational journal for students and teachers "Student-net"//The structure of digital data streams in the IEC 61850. 2020 protocol. – pp. 539-544.
4. vk-spy [Electronic resource]. – Access mode: <https://vk-spy.ru/money/principy-mek-sobytiinye-protokoly-obzor-konfiguracii-podstancii/>. – Access date: 10.04.2022.

УДК 621.311

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ: СТРУКТУРА, ПРОТОКОЛЫ, АРХИТЕКТУРА

В. С. Бессольцев, магистрант 2 курса
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ,
426034, Россия, г. Ижевск ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: bessolcea@bk.ru

С. А. Хорьков, доцент кафедры теплоэнергетики
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ,
426034, Россия, г. Ижевск ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: horkov_07@mail.ru

Аннотация. Термин «цифровая подстанция» используют по отношению микропроцессорным терминалам подстанций, а также к цифровому обмену данными между этими устройствами. Применение технологии цифровой подстанции позволяет оперировать большим количеством данных, что обеспечивает более эффективную работу как первичного, так и вторичного оборудования подстанции. Цифровую подстанцию характеризуют структурные уровни, протоколы передачи информации, архитектура. Работу цифровой подстанции обеспечивают протоколы MMS, GOOSE, SV из МЭК 61850.

Ключевые слова: Цифровая подстанция, МЭК 61850.

Одной из важнейших технологических составляющих цифровой трансформации электросетевого комплекса организаций нефтегазового профиля является цифровая подстанция (ЦПС).

ЦПС – это подстанция с широким внедрением микропроцессорных систем автоматизации, цифровых коммуникационных систем, построенных на базе открытых протоколов международного стандарта МЭК 61850, взаимодействующих в режиме единого времени, и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала.

Переход на микропроцессорную элементную базу и единый цифровой стандарт в рамках электроэнергетического объекта позволяет осуществить переход на принципиально новый уровень коммуникаций между оборудованием ЦПС.

Преимуществами ЦПС перед традиционной подстанцией является: уменьшение количества межшкафных связей, сокращение сроков проектирования, монтажа и пусконаладочных работ, типизация схем вторичных цепей, повышение уровня управляемости и наблюдаемости, уменьшение затрат на мониторинг и самодиагностику вторичных связей, выявление причин отказов оборудования.

ЦПС позволяет более эффективно и экономически целесообразно организовать следующие виды релейных защит, измерений и автоматики: дифференциальную защиту трансформатора, дуговую защиту шин, логическую

защиту шин, устройство резервирования отказа выключателя, автоматический ввод резерва, оперативные блокировки и пр.

Рассмотрим структурные уровни, протоколы передачи, уровни ответственности, информационную безопасность и архитектуру ЦПС напряжением 110/35/10 (6) кВ и 35/10 (6) кВ.

Структурные уровни ЦПС. В комплексе технических средств ЦПС выделяются три структурных уровня: уровень процесса, уровень присоединения, уровень подстанции.

Структурные уровни объединяют посредством сегментов локальной вычислительной сети Ethernet со скоростью до 10 Гбит/с и суперпроизводительной оптической шиной процесса с пропускной способностью более 1000 Гбит/с в соответствии с рекомендациями МЭК 61850-9-1. Данная технология позволяет добиться 100 % гарантии кибербезопасности [1]. Её сегменты образуют шину процесса, которая интегрирует уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, которая сопрягает уровень присоединения и уровень подстанции.

На всех структурных уровнях функционируют следующие подсистемы общего назначения: подсистема электропитания; подсистема единого точного времени; подсистема обеспечения информационной безопасности; подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС.

Уровень процесса включает технические средства цифрового интерфейса, которые подключены к шине процесса. Цифровой интерфейс может быть изначально интегрирован в основное оборудование или сформирован устройством сопряжения с объектом при помощи аналоговых и дискретных преобразователей.

В задачи уровня процесса входит сбор, преобразование и передача на уровень присоединения информации о режиме работы оборудования ЦПС, а затем и передача оборудованию ЦПС команд управления, которые получены от технических средств уровня присоединения.

Преобразователи аналоговых сигналов осуществляют преобразование сигналов от электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения в потоки выборочных цифровых значений измеряемых электрических величин (SV-потоки). Передача этих данных осуществляют по протоколу МЭК 61850-9-2.

Преобразователи дискретных сигналов предназначены для преобразования в цифровой вид и передачи на уровень присоединения и уровень подстанции данных о состоянии оборудования, а также выполнения команд управления, полученных от технических средств уровня присоединения. Обмен данными выполняется с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, МЭК 61850-8-1 MMS.

Уровень присоединения реализует функции релейной защиты и противоаварийной автоматики. Этот уровень реализуют на основе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ). По сути дела этот уровень является основным для ЦПС, поскольку он сопрягает устройства уровня процесса и

уровня подстанции. Иногда устройства этого уровня называют устройствами ПРЦ (преобразователь релейный цифровой)

Уровень подстанции включает программно-технические средства, выполняющие функции в рамках подстанции в целом, с консолидацией информации получаемой от уровня присоединения. Программно-технические средства этого уровня подстанции включают блоки РЗА, системы ЦПС, регистраторы режимов, сервера АСУ ТП. На этапе исследования, создания и отработки технологии построения ЦПС устройства уровня подстанции называют ЦЦЗ (центр цифровой защиты) или ЦРЗ (центр резервной защиты).

Протоколы (стандарты) ЦПС. Информационная модель коммуникации для управления большим количеством устройств и связей между различными устройствами разработана как стандарт МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях», описывающий форматы потоков данных, виды информации, правила описания элементов ЦПС. Ключевыми протоколами МЭК 61850 являются MMS: Manufacturing Message Specification, GOOSE: Generic Object Oriented Substation Even, SV: Sampled Values.

MMS протокол по МЭК 61850-8-1 применяют для передачи данных по технологии «клиент-сервер», используют для обмена данными, результатами измерений, диагностическими сообщениями, а также для передачи команд управления и других целей. GOOSE протокол по МЭК 61850-8-1 применяют для передачи данных по технологии «клиент-сервер», он предназначен для передачи широковещательных сообщений (дискретных сигналов) о событиях на подстанции; SV протокол по МЭК 61850-9-2 применяют для передачи оцифрованных мгновенных величин электрической системы, он неразрывно связан с «шиной процесса», к которой подключены коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы ЦПС.

Все устройства уровня процесса и уровня присоединений объединены по шине процесса (протокол МЭК61850-8-1, МЭК 61850-9-2), ИЭУ уровня присоединений и уровня подстанции объединены по шине подстанции (протокол МЭК61850-8-1).

Сравнение подстанции предыдущего поколения и ЦПС показывает, что цепи телемеханики общей информационной шины подстанции заменяет протокол MMS, передачу дискретных сигналов – протокол GOOSE, передачу аналоговых сигналов – протокол Sampled Values. Если раньше метка, позволяющая достоверно следить за временем создания и модификации события (документа) выставлялась только на верхнем уровне управления подстанции, то в ЦПС она может выставляться на уровне каждого интеллектуального устройства, т.е. и на уровне присоединения, и на уровне подстанции.

Опыт эксплуатации первых ЦПС показывает, что приборы и оборудование на уровнях процесса и присоединения, шину процесса и шину подстанции обслуживает служба релейной защиты и автоматики (РЗА), при необходимости она привлекает службу телемеханики. Уровень подстанции обслуживает служба телемеханики.

Вопросы безопасности стандартов МЭК 61850 регламентирует серия стандартов МЭК 62351. Требования по информационной безопасности для ИЭУ содержит стандарт IEEE 1686-2007. Информационная безопасность

локальных сетей обеспечивает: организацию виртуальных сетей (VLAN); аутентификацию (авторизацию) перед входом в ИЭУ (РЗА и АСУ); цифровую подпись, цифровые сертификаты; шифрование данных с использованием специализированных функций и алгоритмов; многоуровневую фильтрация сетевого трафика.

Архитектура ЦПС. Известны три типовые архитектуры ЦПС. Первая архитектура обеспечивает обмен информацией между уровнем ЦПС и ИЭУ только по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1. Во второй архитектуре взаимодействие между ИЭУ происходит по GOOSE протоколу, обмен информацией между верхним уровнем ЦПС и уровне ИЭУ осуществляют по протоколу MMS. В третьей архитектуре созданы условия для применения не только протоколов GOOSE и MMS, но и для протокола SV, обеспечивающего получение информации в цифровом виде от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) [2].

На ПС 35/10 кВ Никольское в Белгородской области реализована архитектура №3 построения ЦПС с распределенной система релейной защиты и автоматики совместно с АСУ ТП. Обмен информацией между всеми ИЭУ выполняют по шине подстанции и шине процесса с применением протоколов МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE сообщения) и МЭК 61850-9-2 (SV-потоки).

На подстанции филиала «Удмуртэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» ПС 35/6 кВ Аэропорт реализована Архитектура №2 с применением протоколов МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE сообщения).

Все ИЭУ присоединений 35 кВ и 10 (6) кВ объединены по шине подстанции (протокол МЭК61850-8-1) и по шине процесса (протокол МЭК61850-9-2, МЭК61850-8-1);

Источниками сигналов являются ТТ и ТН. Преобразование аналоговых величин от ТТ и ТН в цифровую форму осуществляют устройства, преобразующие мгновенные значения токов и напряжений в цифровой формат. ИЭУ установлены в ячейки распределительных устройств. На ПС 35/10 кВ Никольское оборудование уровня шины процесса соединено по волоконно-оптическим линиям связи, на ПС 35/6 кВ Аэропорт – соединение выполнено традиционно, медными проводами.

По шине процесса происходит обмен информацией между преобразователями дискретных сигналов и терминалами РЗА (протокол МЭК61850-8-1).

Источниками дискретных сигналов являются блок-контакты аппаратов, газовые реле, концевые выключатели приводов РПН и т.д.

Через шину подстанции осуществляют обмен информацией с верхним уровнем АСУ ТП (SCADA) в виде MMS сообщений в соответствии с требованиями МЭК 61850-8-1.

Выводы:

Структура ЦПС имеет *уровень процесса*, включающий технические средства получения первичных данных, *уровень присоединения*, объединяющий микропроцессорные устройства РЗА, *уровень подстанции*, включающий сервера АСУ ТП. Структурные уровни образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, объединяющую уровень присоединения и уровень подстанции.

Для обеспечения коммуникации между устройствами применяют протоколы МЭК 61850: MMS, GOOSE, SV.

ЦПС имеет три типа архитектуры. Архитектура №1 позволяет осуществлять обмен данными по протоколу MMS, архитектура №2 – по протоколу MMS и GOOSE, архитектура №3 – по протоколу MMS, GOOSE и SV.

Список использованной литературы

1. Кибербезопасная цифровая подстанция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/10/15/kiberbezopasnaya-tsifrovaya-podstantsiya/>. – Дата доступа: 05.04.2022.
2. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020 Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации. Дата введения: 05.10.2020 ПАО «ФСК ЕЭС» 2020.

DIGITAL SUBSTATION: STRUCTURE, PROTOCOLS, ARCHITECTURE

V.S. Bessoltsev, 2nd year Master's student
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdGU,
426034, Russia, Izhevsk str. Universitetskaya, 1, building 7,
e-mail: bessolcea@bk.ru

S.A. Horkov, Associate Professor of the Department of Thermal Power Engineering
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdGU,
426034, Russia, Izhevsk str. University, 1, building 7.
e-mail: horkov_07@mail.ru

Abstract. The term "digital substation" is used in relation to microprocessor terminals of substations, as well as to digital data exchange between these devices. The use of digital substation technology allows you to operate with a large amount of data, which ensures more efficient operation of both primary and secondary substation equipment. A digital substation is characterized by structural levels, information transmission protocols, and architecture. The operation of the digital substation is provided by the protocols MMS, GOOSE, SV from IEC 61850.

Keywords. Digital substation, IEC 61850.

References

1. Cyber secure digital substation [Electronic resource]. – Access mode: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/10/15/kiberbezopasnaya-tsifrovaya-podstantsiya/>. – Access date: 05.04.2022.
2. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020 Corporate profile IEC 61850 of PJSC FGC UES. The standard of the organization. Date of introduction: 05.10.2020 PJSC FGC UES 2020.

УДК 623.6

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕДВИЖНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А. Д. Бизяев, студент 2 курса магистратуры, ar.bizyaev.1999@gmail.com
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ
Адрес: 426034, Удмуртская республика, Ижевск, ул. Университетская, 1,
корп. VII, ауд. 217

С. А. Хорьков, доцент каф. ТЭ, horkov_07@mail.ru
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ
Адрес: 426034, Удмуртская республика, Ижевск, ул. Университетская, 1,
корп. VII, ауд. 217

Аннотация. В качестве источников автономного электроснабжения нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений давно и широко применяют передвижные автоматизированные электростанции ПАЭС-2500 на базе газотурбинного двигателя АИ-20. При электроснабжении месторождений от стационарных сетей 10 (6) кВ их применяют в качестве резервных источников электроэнергии. Поскольку парк таких электростанций характеризуется значительной наработкой, то с целью улучшения эксплуатационных характеристик газотурбинного источника электрической энергии требуется модернизировать морально устаревшие и выработавшие свой ресурс системы управления этих станций. Модернизация систем управления ПАЭС-2500 направлена на управление возбуждением генераторов, синхронизацию станций при включении их на параллельную работу, оцифровку аналоговых сигналов датчиков, установленных на двигателе, управление нагрузкой станции и заключается в установке трех микроконтроллеров. Модернизация позволяет повысить эксплуатационные характеристики ПАЭС-2500.

Ключевые слова: Передвижная автоматизированная электростанция, модернизация, система управления.

В процессе разведки и подготовки, для последующего освоения, месторождений нефти или газа, их обеспечение электроэнергией осуществляют за счёт применения мобильных дизельных электростанций на жидком топливе. Однако, очень часто мощностей этих электростанций уже недостаточно. Поэтому, для ввода в эксплуатацию электрического оборудования месторождений необходимо электроснабжение от сетей 6(10) кВ. Из-за большой удалённости месторождений из-за сложного рельефа местности и климатических условий провести сети 6(10) кВ от единой энергосистемы не всегда представляется возможным.

В таких условиях, на практике прибегают к использованию передвижных автоматизированных электростанций на базе газотурбинных двигателей. В зависимости от условий промысла используют двигатели на природном или попутном газе. На практике, чаще всего применяют передвижные автоматизированные электростанции ПАЭС-2500 на базе газотурбинного двигателя АИ-20. Эта установка не нова, её производство началось ещё в 70-х годах прошлого века и продолжается по сегодняшний день. Однако, по сравнению с изначальным вариантом, современные станции претерпели массу изменений. Но при всех достоинствах современных ПАЭС-2500, от использования станций, произведённых ещё в СССР, не отказываются. Основной причиной можно назвать экономическую целесообразность, поскольку разница в цене между «старой» и «новой» версией станции весьма существенна. Однако, эксплуатацию старых станций производят с некоторыми особенностями. В силу возраста и особенностей системы управления, нагрузку на станцию редко поддерживают на номинальном уровне в 2,5 МВт. Для увеличения ресурса её снижают до 70% от номинальной мощности. Для обеспечения нужд электроприемников, суммарная нагрузка которых выходит за рамки мощности одной станции, несколько ПАЭС-2500 объединяют в одну сеть. Для непрерывного обеспечения потребителей и для рационального использования ресурса каждой из станций необходимо равномерно распределять нагрузку между станциями одного куста.

Количество станций для автономной сети определяют по соотношению:

$$N+1,$$

где N – количество станций, покрывающих максимальную нагрузку.

«Плюс одну станцию» необходимо иметь для проведения технического обслуживания любой из всех работающих станций, кроме того, эта дополнительная станция является резервным источником энергии.

Для организации автономной сети, на параллельную работу обычно включают от 12 до 16 электростанций. При эксплуатации таких сетей, возникают проблемы, связанные с использованием оборудования, не отвечающего современным запросам цифровизации в энергетике [1].

Основные узлы и агрегаты немодернизированной ПАЭС-2500 изображены на рисунке 1. Основное оборудование станции включает двигатель АИ-20, генератор СГС-14, и электромашинный возбудитель.

Колонка синхронизации включает синхроскоп, два вольтметра и два частотомера. Один вольтметр и один частотомер контролирует напряжение и частоту генератора, а другие два прибора –, соответственно, – сети.

Подачу газа в двигатель АИ-20 осуществляет регулятор подачи газа, который имеет ручную корректировку.

На пульте местного управления станции установлены аналоговые приборы, не позволяющие архивировать текущие данные.

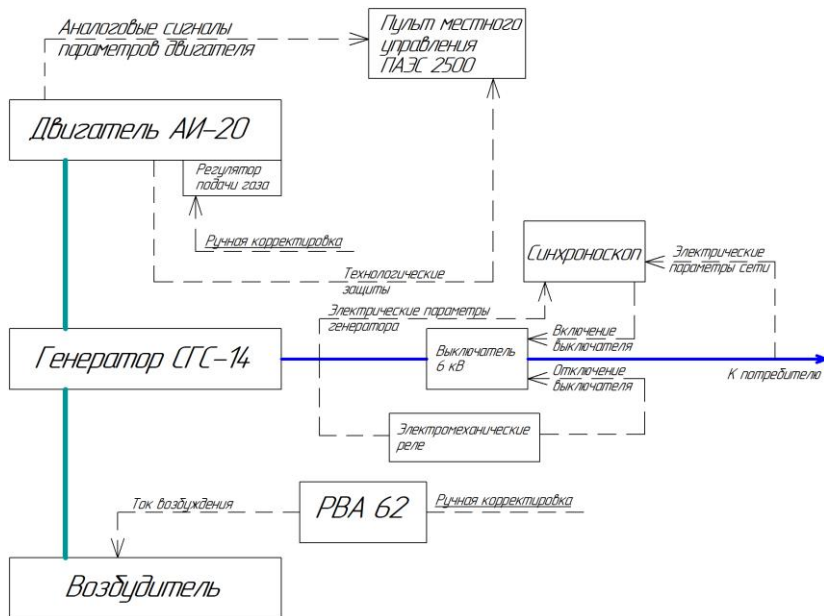


Рис. 1. Структура немодернизированной ПАЭС-2500

Управление возбуждением генератора СГС-14 осуществляют вручную изменением сопротивления реостата регулятора возбуждения (РВА 62), включенного в цепь обмотки возбуждения возбудителя. При этом ошибочные действия персонала могут привести к аварийным ситуациям.

При параллельной работе нескольких станций, одновременно выставить оптимальное значение тока возбуждения, крайне сложно. Так же, ухудшается качество электроэнергии, поскольку при ручном регулировании не представляется возможным оперативно реагировать на резкие набросы и сбросы нагрузки, которые вызывает буровая установка.

Кроме управления возбуждением, оперативный персонал так же «вручную» должен регулировать нагрузку на каждой из станций. Это осуществляют воздействием на электропривод задвижки регулятора подачи газа в двигатель АИ-20. При параллельной работе нескольких станций не представляется возможным равномерно распределить нагрузку между станциями.

Синхронизацию выполняют с помощью примитивных синхроноскопов, что затрудняет организацию правильного включения генератора на параллельную работу с генераторами уже работающих станций.

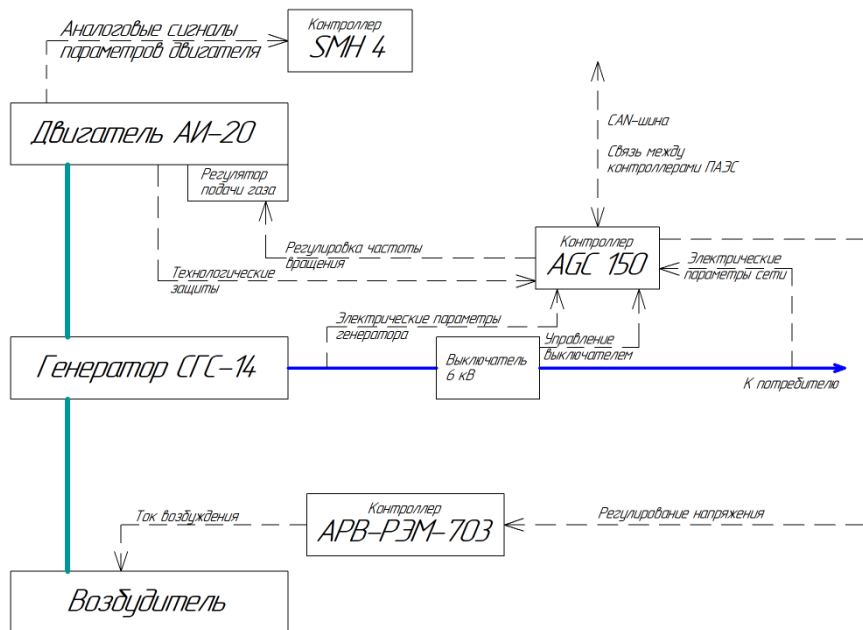


Рис. 2. Структура модернизированной ПАЭС 2500

Немодернизированные станции не отвечают современным требованиям оперативного отображения и архивирования параметров всей установки и её генератора. Удаленный контроль текущих параметров станции от аналоговых приборов осуществить невозможно. Параметры станции отслеживает оперативный персонал, путём обхода и записи данных в журнал.

Станции с модернизированными системами управления не имеют недостатков, которые присущи станциям со старыми системами управления [2]. Структура модернизированной ПАЭС-2500 представлена на рисунке 2.

Основное оборудование станции осталось прежним. Модернизация заключается в установке контроллеров AGC 150, АРВ-РЭМ-703, SMH 4 с минимальными изменениями в штатные схемы «старых» ПАЭС-2500. Подключение контроллеров осуществляют в соответствии с логикой управления станцией и возможностями контроллеров.

Контроллер AGC 150 оснащен функциями для защиты и управления генераторными агрегатами, сетевыми вводами и секционными выключателями. Контроллер применяют для управления одиночным генераторным агрегатом и для комплексной автоматизации электростанций, состоящих из генераторов, сетевых вводов и секционных выключателей. Контроллер AGC 150

имеет современный жидкокристаллический дисплей для четкой индикации измеряемых параметров в тяжелых погодных условиях: низкие/высокие температуры, солнечный свет и т.д.

Современный быстродействующий микропроцессорный регулятор возбуждения АРВ-РЭМ703, включает в себя системный стабилизатор. Он представляет собой модификацию АРВ-РЭМ700, предназначенную для использования в составе статических тиристорных систем возбуждения для синхронных высоковольтных двигателей. Регулятор возбуждения АРВ-РЭМ703 осуществляет регулирование по PID закону и совместно с системой возбуждения регулирует: напряжение статора, реактивную мощность, коэффициент мощности, ток возбуждения; обеспечивает управление системой возбуждения и защитой системы возбуждения.

Программируемый логический контроллер SMH4 предназначен для автоматизации инженерных систем зданий и технологических процессов в промышленности. Также SMH4 применяют в роли головного устройства в системах диспетчеризации и контроля.

Управление станцией осуществляет контроллер AGC 150, который отвечает за распределение нагрузки между станциями, синхронизацию отдельных станций с сетью. Этот же контроллер координирует работу других контроллеров системы управления одной станции. Связь между контроллерами различных станций осуществляют по CAN шине. Кроме этого, в контроллере AGC 150 реализованы функции релейных защит генератора СГС-14: дифференциальная защита, токовая отсечка, защита от несимметричных перегрузок и ряд других. При этом штатные электромеханические реле старых защит просто демонтируют.

Контроллер AGC 150 имеет связь с пультом управления оперативного персонала. Оперативный персонал имеет возможность удаленно производить включение станции, управлять величиной напряжения и активной нагрузки на каждой станции.

Автоматическое управление возбуждением осуществляет контроллер АРВ-РЭМ-703. Регулировку напряжения осуществляют путём подачи команд от AGC150 к АРВ-РЭМ-703. Регулировку возбуждения производят изменением тока возбуждения возбудителя.

Контроллер SMH 4 осуществляет оцифровку аналоговых сигналов датчиков, установленных на двигателе, и передает их на пульт управления оперативного персонала. Кроме параметров двигателя, на центральный пульт управления выводят электрические параметры каждой станции и общей сети. Все контролируемые параметры отображают в реальном времени и архивируют [3].

Модернизация систем управления ПАЭС-2500 позволяет обеспечить автоматическое управление возбуждением генераторов, автоматическую

синхронизацию станций при включении их на параллельную работу, оцифровку аналоговых сигналов датчиков, установленных на двигателе, управление нагрузкой отдельной станции и заключается в установке трех микроконтроллеров AGC 150, АРВ-РЭМ-703, SMH 4. Модернизация позволяет повысить эксплуатационные характеристики ПАЭС-2500. Такой подход к модернизации отвечает современным требованиям к цифровизации сложных систем в электроэнергетике. Так же, этот подход реализует компромисс между приобретением современных дорогих станций и использованием уже имеющихся станций, выпущенных ещё в 70-х годах прошлого века.

Список использованной литературы

1. Ф.В. Веселов, В.В. Дорофеев. Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики // Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 50.
2. В.А. Богуслаев. Энергетическое машиностроение нового поколения // Neftegaz.RU. 2017. № 9. С. 66.
3. С. В. Сальников, Р. А. Седов. Модернизация системы управления газотурбинной электростанции ПАЭС-2500 // Газотурбинные технологии. 2015. № 129. С. 6.

MODERNIZATION OF MOBILE CONTROL SYSTEMS GAS TURBINE POWER PLANTS

A. B. Bizyaev, 2nd year master's student, ar.bizyaev.1999@gmail.com
Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, UdSU
426034, Udmurt Republic, Izhevsk, University Str., 1, Corporation VII, Aud. 217
S. A. Khorkov, Associate Professor of TAE, horkov_07@mail.ru
426034, Udmurt Republic, Izhevsk, University Str., 1, Corporation VII, Aud. 217
Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, UdSU

Abstract. Mobile automated power plants PAES-2500 based on the AI-20 gas turbine engine have long been widely used as sources of autonomous power supply to oil, gas and oil and gas condensate fields. When fields are supplied with electricity from stationary networks of 10 (6) kV, they are used as backup sources of electricity. Since the fleet of such power plants is characterized by significant operating time, in order to improve the operational characteristics of a gas turbine power source, it is necessary to modernize the obsolete and out-of-service control systems of these stations. The modernization of the PAES-2500 control systems is aimed at controlling the excitation of generators, synchronizing stations when they are switched on for parallel operation, digitizing analog signals of sensors installed

on the engine, controlling the loading of the station and consists in installing three microcontrollers. Modernization makes it possible to increase the operational characteristics of the PAES-2500.

Keywords: Mobile automated power plant, modernization, control system

References

1. F.V. Veselov, V.V. Dorofeev. The smart energy system of Russia as a new stage in the development of the electric power industry in the conditions of digital economics//Energy policy. 2018. № 5. Page 50.
2. V.A. Boguslaev. Next Generation Power Engineering//Neftegaz.RU. 2017. № 9. Page 66.
3. S. V. Salnikov, R. A. Sedov. Modernization of the control system of the gas-gas turbine power plant PAES-2500//Gas turbine technologies. 2015. № 129. Page 6.

УДК 658:622.276

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В РОССИИ

Е. А. Боровых, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им.
М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск,
ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: zhenyaborovuh10@ya.ru

А. А. Мальшев, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им.
М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск,
ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: malishart@yandex.ru

И. О. Боткин, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7,
email: botkin400@gmail.com

Аннотация. Необходимость добычи дополнительной нефти из категории трудноизвлекаемых запасов, в связи с ежегодным ростом потребностей человечества в энергии, является актуальной мировой проблемой. В статье рассматриваются проблемы добычи высоковязкой нефти, такие как: добыча, транспортировка и налоговые отчисления. Анализ данных проблем позволил сделать вывод о необходимости пересмотра налоговой политики в сфере добычи высоковязких нефтей.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тепловые методы, налог на дополнительный доход, налоговое стимулирование.

Общемировые доказанные запасы нефти составляют более 1,550 трлн. баррелей, прирост доказанных запасов происходит за счет улучшения техник и технологий добычи нефти, и, как следствие, перехода нефтяных резервов в категорию доказанных. Самым ярким примером увеличения доказанных запасов является Венесуэла. Боливарская Республика за счет включения ресурсов высоковязкой нефти в число доказанных на данный момент занимает первое место по общему количеству мировых запасов нефти.

Низкий рост количества разрабатываемых месторождений в мире, где добывается высоковязкая нефть, обуславливается тем, что мировой технический прогресс отстает от количества потребностей людей в данном виде сырья. Добыча высоковязкой нефти один из самых актуальных вопросов нефтегазового комплекса в России и мире в последние годы.

Под высоковязкими нефтями понимается нефть при 20 °С, плотность которой находится в диапазоне 890-960 кг/м³, вязкость от 50 до 1000 мПа·с, а так-

же содержат нафтеновые кислоты, сульфоксиды и сульфокислоты, комплексы металлов и другие гетероатомные соединения в высоких концентрациях.

Основные запасы высоковязкой нефти в России сосредоточены в Татарстане, Башкирии, Пермской области и Удмуртии. Главными компаниями, занимающиеся добычей данной нефти на территории России являются «Татнефть» и «Лукойл». Даже таким компаниям, имеющим крупный капитал, научно-технологическую базу и большой опыт разработки месторождений, приходится закрывать ряд существующих и отказываться от разработки новых месторождений высоковязких нефтей.

Данное обстоятельство связано со следующими проблемами:

- трудноизвлекаемость данного вида сырья
- транспортировка
- большие налоговые отчисления

Для борьбы с проблемой добычи высоковязкой нефти чаще всего используют применение тепловых методов, таких как: внутрипластовое горение, пароциклическое обработка скважин, вытеснение нефти горячей водой или паром, технология импульсного-воздействия на пласт и другие. Основным фактором, затормаживающим применение данных методов повсеместно, является отсутствие развитых технологий на территории России, как следствие, использование зарубежной техники, что приводит к большим денежным затратам.

Второй проблемой при разработке нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью стала проблема транспортировки. Связано это с большими потерями энергии трения при транспортировке, иногда перекачка нефти из-за данных потерь становится нерентабельной. Для решения этой проблемы используются методы для увеличения текучести нефти по трубопроводам, самые известных из них: уменьшение шероховатости внутренней стенки трубопровода или изменение его геометрии, уменьшение эквивалентной длины трубопровода, повышение температуры потока нефти за счет внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода с изоляцией или без нее и другие. [1]

Можно сделать вывод, что для развития разработки нефтяных месторождений высоковязких нефтей требуется огромные денежные инвестиции. На данный момент нефтяные компании столкнулись с проблемой принятия новых законов и постановлений, которые отменяют налоговое стимулирование для разработки данных месторождений. Главным законом для отмены налогового стимулирования стал налог на дополнительный доход.

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья – прямой налог, который начисляется на сумму дополнительного дохода от добычи углеводородного сырья на каждом участке недр, который рассчиты-

вается как положительная разница между полученными на этом участке недр доходами и расходами. [2] Данный налог, на данный, момент применяется к некоторым участкам недр, например: гринфилды в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, браунфилды Тюменской области, ХМАО, ЯНАО и другие.

После принятия данного закона крупнейшие компании «Татнефть» и «Лукойл», добывающие большое количество высоковязкой нефти, сократили инвестиции в проекты по разработке и доразработки месторождений с запасами высоковязкой нефти по причине их нерентабельности.

Нефтяные компании после принятия закона об НДД просили рассмотреть дополнительные льготы для добычи высоковязкой нефти, а Минфин, в свою очередь, принял решение отложить этот вопрос до 2022 года (до окончания сделки с ОПЕК+).

На данный момент рассматриваются поправки для расширения параметров НДД. Это произошло после оценки рентабельности месторождений высоковязкой нефти, которая показала убыточность. Для того, чтобы сохранить рабочие места и не консервировать месторождения предложили включить 27 участков в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах и Республике Коми. [3]

Из всего вышесказанного, следует, что в условиях непрекращающегося роста потребностей человечества в энергии, основным источником которой на данный момент является нефть, требуется уделить больше внимание увеличению доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи, в частности, высоковязкой нефти. Для разработки данных месторождений необходимо большое количество частных инвестиции, которые уже на начальном этапе приносили бы дополнительных доход нефтяным компаниям и, как следствие, государству, поэтому требуется в более ускоренные сроки пересмотреть налоговую политику в сфере добычи высоковязких нефтей на территории России.

Список использованной литературы

1. Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти // Вестник Казанского технологического университета. 2015. №6.
2. <https://oilcapital.ru/article/general/14-07-2020/eksperiment-po-perehodu-na-dd-neobhodima-ob-ektivnaya-otsenka-effektivnosti-pilotnyh-proektov>
3. <https://dumativ.ru/news/gd-podderzhala-v-i-chtenii-rasshirenje-parametrov-naloga-na-dopdohod-dlya-neftyanoi-otrasli>

PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF OIL FIELDS OF HIGH-VISCOSITY OILS IN RUSSIA

E. A. Borovykh, 2nd year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: zhenyaborovyh10@ya.ru

A. A. Malyshev, 2nd year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: malishart@yandex.ru

I. O. Botkin, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

Abstract. The need to extract additional oil from the category of hard-to-recover reserves, due to the annual increase in human energy needs, is an urgent global problem. The article discusses the problems of high-viscosity oil production, such as: extraction, transportation and tax deductions. The analysis of these problems allowed us to conclude that it is necessary to revise the tax policy in the field of high-viscosity oil production.

Keywords: high-viscosity oil, thermal methods, additional income tax, tax incentives.

References

1. Cherkasova E.I., Safiullin I.I. Features of high-viscosity oil production // Bulletin of Kazan Technological University. 2015. №6.
2. <https://oilcapital.ru/article/general/14-07-2020/eksperiment-po-perehodu-nandd-neobhodima-ob-ektivnaya-otsenka-effektivnosti-pilotnyh-proektov>
3. <https://dumatv.ru/news/gd-podderzhala-v-i-chtenii-rasshirenie-parametrov-naloga-na-dopdohod-dlya-neftyanoi-otrasli>

УДК 574.23

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ГРИБОВ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

А. А. Исупова, аспирант 2 курса,
Институт гражданской защиты УдГУ
e-mail: isupova.anastasiya.96@mail.ru

В. Е. Малых, студент 2 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ
e-mail: vmalih@mail.ru
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1,

Аннотация. Существует проблема поиска наиболее эффективных и безопасных методов восстановления нефтезагрязненных земель. Таким методом является биотехнологический с использованием биопрепаратов, но их действие ограничено, поэтому идет поиск биологических агентов, которые повысили бы их эффективность или могли заменить. Такими агентами могут быть микроскопические грибы. В статье приводятся результаты эксперимента измерения концентрации нефти в субстрате с растениями-мелиорантами, инокулированными микроскопическими грибами, в сравнении с контрольными образцами. Исследования показали, что растения-мелиоранты, инокулированные микроскопическими грибами, снижают концентрацию нефти в почве в 2-3 раза. Поэтому их можно использовать при биотехнологическом этапе рекультивации нефтезагрязненных земель.

Ключевые слова: нефтяное загрязнение, биотехнологический метод, микроскопические эндотрофные грибы.

Нефть является одним из самых востребованных полезных ископаемых. По добыче нефти Россия занимает второе место в мире. В Удмуртии добывается свыше 8 млн тонн нефти в год. В нефтедобывающих регионах России, в том числе и в Удмуртии, при транспортировке нефти территории могут загрязнены. Также причинами загрязнения грунтов могут быть техническое обслуживание, разливы нефти и нефтепродуктов [1]. Проблема загрязнения земель нефтью признана на государственном уровне. Так, в отчете Министерства природных ресурсов и экологии на 2017 год указано, что число аварий на объектах нефтедобычи и транспортировки нефти ежегодно достигает порядка 25 тысяч инцидентов, в результате чего около 1,5 млн. тонн нефти поступает в окружающую среду [2]. Существует проблема поиска наиболее эффективных и безопасных методов восстановления нефтезагрязненных земель, к которым относится биотехнологический метод с использо-

ванием микропрепаратов-нефтедеструкторов. Но действие биопрепаратов ограничено и связано с условиями среды [3]. В настоящее время идет поиск биологических агентов, которые повысили бы эффективность биопрепаратов. Такими агентами могут быть микроскопические грибы [4]. Поэтому был заложен лабораторный эксперимент с целью изучения влияния инокуляции фитомелиорантов эндотрофными микромицетами на содержание нефти в субстрате.

Лабораторный эксперимент был заложен по следующей схеме. Использовали контейнеры 17x13x15 см, имитируя тем самым 15 см слой земли. В качестве субстрата использовали кокосовую стружку и песок в соотношении 3:1. В результате масса субстрата в воздушно-сухом состоянии составила 300 г. Затем влажность субстрата доводили до 60%, масса субстрата составила 820 г. Далее рассчитывали необходимое количество нефти для внесения в субстрат, соответствующее 1%, 5% и 10% нефтезагрязнению по отношению к сухой массе. После внесения нефти, субстрат тщательно перемешивали для равномерного распределения нефти в нем. В качестве контроля отобрали контейнеры в трехкратной повторности с 1%, 5% и 10% нефтезагрязнением без растений-мелиорантов, инокулированных микромицетами. В оставшиеся контейнеры с 1%, 5% и 10% нефтезагрязнением, также в трехкратной повторности, производили посев семян газонной травы (овсяница луговая 50%, мятлик луговой 50%) с нормой высева 50 г/м². После прорастания семян вносили суспензию эндотрофного гриба *Neonectria macrodidyma* по 30 мл в каждый контейнер. Исследуемый изолят микромицетов был выделен из корней древесных растений, произрастающих на территории г. Ижевска. Суспензию грибов готовили согласно патенту на изобретение №2722206 от 28.05.2020г. Поливали растения дистиллированной водой по 30 мл 2 раза в неделю. Опыт проводили в условиях климатической камеры с температурой днем – +22°C, ночью – +18°C и продолжительностью светового дня – 12 часов. Через 4 месяца после начала эксперимента отобрали субстрат по слоям для определения количества нефти. Первый слой с корнями растений составил 3 см, второй и третий по 5 см.

Измерения концентрации нефти проводили с помощью концентратометра АН-2 по стандартным методикам ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Концентрация нефтепродуктов в водах и почвах регламентирована ГОСТ Р 54039-2010 и ГОСТ Р 51797-2001. В почвах допустимым уровнем является содержание до 1000 мг/кг [5]. Лабораторный концентратометр АН-2 применяется для количественного определения содержания нефтепродуктов во всех контролируемых водных объектах таких, как поверхностные и подземные, природные и питьевые, технологические и сточные, а также почвах разного типа. Принцип работы анализатора основан на экстракционно-фотометрическом методе определения содержания нефтепродуктов в анализируемой пробе. Он заключается в

экстракции нефтепродуктов и полярных соединений, отделении нефтепродуктов и количественном определении содержания экстрагированных нефтепродуктов в четыреххлористом углероде или тетрахлорэтилене фотометрическим методом в инфракрасной области спектра. Чувствительность метода 0,1 мг/л нефтепродуктов. Метод отличается высокой избирательностью. Преимуществами данного метода является меньшая потеря легких фракций, чем при определении нефтепродуктов другими методами [6]. Результаты исследования содержания нефти в субстрате представлены в таблице 1.

Таблица 1. Содержание нефти в субстрате

Вариант	Было внесено, мг/кг	Количество нефти в контрольных образцах, мг/кг	Количество нефти в вариантах с растениями после внесения эндотрофного гриба <i>Neonectria macrodidyma</i> , мг/кг
1% 1 слой	11000	2403±692 1314...1620	851±92 750...933
1% 2 слой		1991±884 1161...2922	
1% 3 слой		720±159 546...858	
5% 1 слой	55000	75440±13789 59760...85680	37680±7310 29280...42600
5% 2 слой		63760±4851 60840...69360	
5% 3 слой		26120±17731 10920...45600	
10% 1 слой	110000	137600±51052 106050...196500	77680±11952 65040...88800
10% 2 слой		134250±8838 126450...143850	
10% 3 слой		92350±3525 88800...95850	

Примечания. * – среднее значение показателя ± стандартное отклонение; ** - доверительный интервал для среднего значения при $p < 0,05$.

Во-первых, нами было проанализировано содержание нефти в контрольных вариантах. Сравнение проводили по слоям. В контрольных вариантах с 5% и 10% нефтезагрязнением концентрация нефти в 1 и 2 слоях оказалась в 1,5 раза достоверно выше, а в 3 слое в 1,5-2 раза достоверно ниже, чем

в начале эксперимента. Это указывает на то, что нефть за время эксперимента распределилась неравномерно по контейнеру и сконцентрировалась в верхних слоях. В контрольных вариантах с 1% нефтезагрязнением наблюдалось достоверное снижение количества нефти во всех слоях. В первом слое концентрация нефти достоверно снизилась в 4-6 раз, во втором слое в 5-7 раз и в третьем слое в 13-15 раз. Это может быть связано с естественным испарением нефти.

Во-вторых, проанализировали влияние инокуляции растений-мелиорантов эндотрофными микроскопическими грибами *Neonectria mascofididuma* на содержание нефти в субстрате по сравнению с контрольными образцами. Исследование проводили в первом слое, где находятся корни растений. В опытных вариантах с 10% и 5% нефтезагрязнением наблюдалось достоверное снижение количества нефти в 2 раза. А при 1% нефтезагрязнении количество нефти достоверно снизилось в 3 раза по сравнению с контролем и составило менее 1000 мг/кг, что является допустимым значением по ГОСТ. Таким образом, инокуляция фитомелиорантов эндотрофными микроорганизмами способствовала снижению содержания нефти в субстрате в 2-3 раза, что доказывает их эффективность в качестве биологических агентов либо для совместного использования с биопрепаратами, либо самостоятельно, при биотехнологическом этапе рекультивации нефтезагрязненных земель.

Выводы

1. Проблема загрязнения почв нефтью является одной из самых сложных проблем охраны окружающей среды. Наиболее безопасным методом ликвидации загрязнения нефтью почв считается биотехнологический с использованием микробиологических биопрепаратов, но их действие ограничено и зависит от абиотических факторов среды. Появляется крайняя необходимость применения более эффективных биопрепаратов, либо использования других биологических агентов. Такими биологическими агентами, по современным научным данным, могут быть микроскопические эндотрофные грибы.

2. Для количественного определения содержания нефтепродуктов использовали лабораторный концентратомер АН-2, принцип работы которого основан на экстракционно-фотометрическом методе определения содержания нефтепродуктов в анализируемой пробе. Данный метод отличается высокой избирательностью, преимуществами является меньшая потеря легких фракций, чем при определении нефтепродуктов другими методами.

3. Содержание нефти в контрольных вариантах оказалась отличной от предполагаемой в начале эксперимента. В верхних слоях субстрата с 5% и 10% нефтезагрязнением она составила в 1,5 раза выше предполагаемой, а в нижнем слое в 1,5 раза ниже. В контрольных вариантах с 1% нефтезагрязнением во всех слоях содержание нефти за время эксперимента снизилось в 5-10 раз.

4.Инокуляция фитомелиорантов эндотрофными микромицетами способствовала снижению содержания нефти в субстрате в 2-3 раза, что доказывает их эффективность в качестве биологических агентов либо для совместного использования с биопрепаратами, либо самостоятельно, при биотехнологическом этапе рекультивации нефтезагрязненных земель.

Список используемой литературы

- 1.Рябов В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие. – М.: ИД «ФОРУМ». 2009. С.336.
- 2.Гринпис России, 2018.
- 3.Лямзин В.И., Бухарина И.Л., Здобяхина О.В., Исламова Н.А., Загребина В.С., 2018. №3 (45). С.94-98
- 4.Назарько М.Д., Щербаков В.Г., Александрова А.В., 2004. №4. С. 89-91
- 5.ГОСТ Р 54039-2010. Экспресс-метод спектроскопии в ближней инфракрасной области для определения содержания нефтепродуктов.
- 6.Ю. С. Другов, А. А. Родин. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов практическое руководство. – 2000.

THE POSSIBILITY OF USING MICROSCOPIC FUNGI IN THE RESTORATION OF OIL-POLLUTED LANDS

A. A. Isupova, 2nd year postgraduate student,
Institute of Civil Protection of UdSU

V. E. Malykh, 2nd year student,
Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev UdSU
426034, Izhevsk, Universitetskaya str., 1,
e-mail: isupova_anastasiya.96@mail.ru, vmalih@mail.ru

Abstract. There is a problem of finding the most effective and safe methods of restoring oil-contaminated lands. Such a method is biotechnological with the use of biological preparations, but their effect is limited, so there is a search for biological agents that would increase their effectiveness or could replace them. Such agents can be microscopic fungi. The article presents the results of an experiment measuring the concentration of oil in the substrate with reclamation plants, inoculated microscopic fungi, in comparison with control samples. Studies have shown that reclamation plants inoculated with microscopic fungi reduce the concentration of oil in the soil by 2-3 times. Therefore, they can be used in the biotechnological stage of recultivation oil-polluted land.

Keywords: oil pollution, biotechnological method, microscopic endotrophic fungi.

References

1. Ryabov V.D. Chemistry of oil and gas: textbook. – M.: Publishing house "FORUM". 2009. p.336.
2. Greenpeace of Russia, 2018.
3. Lyamzin V.I., Bukharina I.L., Zdobyakhina O.V., Islamova N.A., Zagrebina V.S., 2018. No.3 (45). Pp.94-98
4. Nazarko M.D., Shcherbakov V.G., Alexandrova A.V., 2004. No. 4. pp. 89-91
5. GOST R 54039-2010. Express method of near-infrared spectroscopy for determining the content of petroleum products.
6. Yu. S. Drugov, A. A. Rodin. Environmental analyses in oil and petroleum product spills practical guide. – 2000.

УДК 622.24

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ СТВОЛОВ СКВАЖИН

В. В. Костин, студент, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, kostin.spe@gmail.com.

Б. А. Овезов, старший преподаватель кафедры СТБС, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, ovezovba@mgru.ru.

А. М. Машкова, проректор по международному сотрудничеству и региональному сотрудничеству, к.и.н., ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, mashkovaam@mgru.ru.

Научный руководитель: *Соловьев Н. В.*, зав кафедрой СТБС, д.т.н., ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, solovyevnv@mgru.ru.

Аннотация. В данной работе представлен метод по раннему обнаружению пересечения стволов скважин, который не допускает возникновение аварийных ситуаций на опасных производственных объектах. Изобретение относится к кустовой разработке месторождений нефти и газа при использовании направленного бурения с применением программного обеспечения. Оно заключается в контроле расстояния при бурении скважины относительно колонн уже пробуренных ранее.

Ключевые слова: Автоматизированная система, бурение скважин, пересечение скважин, Опасный производственный объект, программное обеспечение.

На сегодняшний день пересечение стволов скважин приобретает особую актуальность. Об этом свидетельствует большое количество ликвидированных скважин, с которыми возможны столкновения при бурении новых. Это приводит к техногенной аварии, последствия которой отрицательно влияют на экологическую обстановку прилегающей территории. Помимо этого каждая авария негативно сказывается на экономике предприятия [4] [5].

По состоянию на 2017 год в России бездействующий фонд составил 24 тысячи скважин (Рис. 1), что составляет 14 % от общего эксплуатационного фонда [2]. С каждым годом их число увеличивается, причинами этого являются: сложные аварии и доказанные технические невозможности их устранения, невозможность использования скважин для других целей, отсутствие насыщенных пластов и т.д. Вследствие прекращения работы скважины, в некоторых случаях целесообразно производить бурение новой для дальнейшей добычи [1][3].

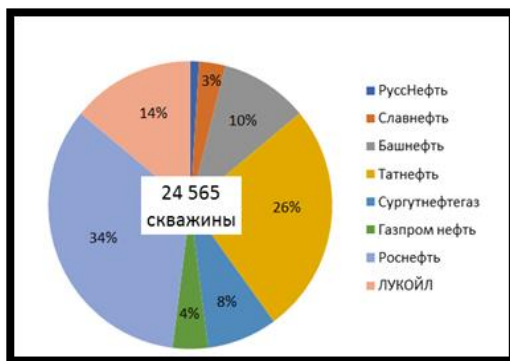


Рис. 1. Доля бездействующего фонда скважин по нефтяным компаниям за 2017 год (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК») [2]

При выработке новой скважины, необходимо учесть возможность ее пересечения с уже существующими. Для прогнозирования и предотвращения встречи скважин предложена автоматизированная система. Изобретение относится к кустовой разработке месторождений нефти и газа при использовании направленного бурения с применением программного обеспечения. Оно заключается в контроле расстояния при бурении скважины относительно колонн уже пробуренных ранее. В глубинной части системы находится генератор электромагнитных колебаний, выполненный в виде установленного над долотом диполя, обеспечивающего электромагнитную связь между при бурении скважины и пробуренной скважиной, усилитель-преобразователь сигнала и антенна, бесперебойно передающая сигнал на поверхность, в компьютер (Рис. 2). Полученные данные обрабатываются в специальной программе и представляются в виде графиков, по которым уже можно делать выводы о дальнейшем направлении бурения скважины.

В процессе бурения скважины в зоне потенциального контакта долота при бурении скважины и колонны ранее пробуренной скважины изменяется объем горной породы и, как следствие, изменяется комплексное электриче-

ское сопротивление между участками цепей, образованных колоннами новой и ранее пробуренной скважины. Отслеживая изменение значений указанного электрического сопротивления постоянно в процессе бурения, появляется возможность получать информацию о расстоянии между долотом при бурении скважины и колонной ранее пробуренной скважины.

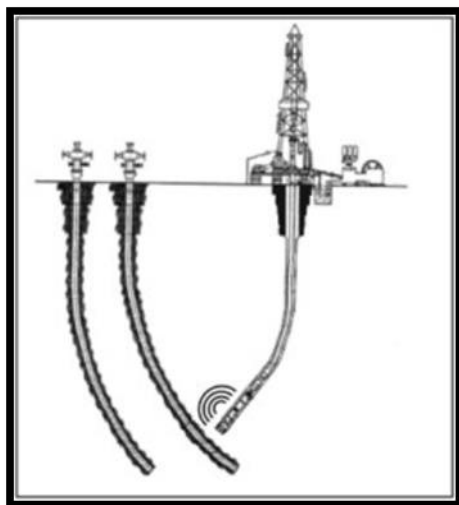


Рис. 2. Система предупреждения встречи стволов

Исходя из полученной информации в режиме реального времени производят сравнение значения контролируемого расстояния с априори установленным максимальным значением расстояния и при его достижении производят отключение бурового насоса и/или оперативное оповещение путем звуковой и световой сигнализации.

Пороговые значения принимаемого сигнала - это определенные экспериментальным путем граничные значения сигнала от долота, выход за которые соответствует той или иной ситуации (приближение или удаление встречи стволов). Причем можно выделить несколько различных пороговых напряжений для одной и той же скважины, при которых будет отличаться реакция системы в виде различной комбинации подачи звуковых и световых аварийных сигналов и экстренного отключения буровых насосов. Причем существуют два крайних состояния, в пределах которых изменяется снимаемое напряжение, зависящее от расстояния между долотом бурящейся скважины и обсадной колонной ранее пробуренной скважины.

Данная технология является передовой в силу своих качеств, таких, как: точность получения данных, скорость передачи данных (в связи с беспроводным соединением), современное программное обеспечение (для точной интерполяции данных). Она позволяет своевременно предотвратить аварийные ситуации, избежать экономических потерь для предприятия, не допустить возможные природно-техногенные катастрофы.

Список использованной литературы

1. Денисов О.В., Гирфанов Р.Г., Кузьмина А.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ “Альметьевнефть” // Экспозиция Нефть Газ. 2016
2. Игошева А.А. Обзор динамики и структуры фонда нефтяных скважин в России. // Журнал Инновационная наука – 2018, №11. С. 71-74.
3. Осинская И.В. Повышение эффективности управления фондом нефтяных скважин // Теория и практика общественного развития. 2015.
4. Приказ от 15 декабря 2020 года N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
5. Рыженко В.Ю. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы // ПНиО. 2014.

AUTOMATED SYSTEM FOR PREVENTING THE CROSSING OF BOREHOLES

V. V. Kostin, student, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow, kostin.spe@gmail.com.

B. A. Ovezov, senior lecturer of the Department of STBS, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow, ovezovba@mgru.ru.

A. M. Mashkova, Vice-Rector for International Affairs and Regional Cooperation, Candidate of Historical Sciences, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow, mashkovaam@mgru.ru.

Scientific supervisor: *N. V. Solovyov*, Head of the Department of STBS, Doctor of Technical Sciences, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya str., Moscow, solovyevnv@mgru.ru.

Abstract. This paper presents a method for early detection of the intersection of boreholes, which prevents the occurrence of emergencies at hazardous production facilities. The invention relates to the cluster development of oil and gas fields using directional drilling using software. It consists in controlling the distance when drilling a well relative to the columns already drilled earlier.

Keywords: Automated system, well drilling, well crossing, hazardous production facility, software.

References

1. Denisov O.V., Girfanov R.G., Kuzmina A.V. Development of an information and analytical system for monitoring and managing the operational fund of wells of NGDU "Al-metyevneft" // Exposition Oil Gas. 2016
2. Igosheva A.A. Overview of the dynamics and structure of the fund of oil wells in Russia. // Journal Innovative Science - 2018, No. 11. pp. 71-74.
3. Osinovskaya I.V. Improving the efficiency of oil well fund management // Theory and practice of social development. 2015.
4. Order No. 534 of December 15, 2020 on the approval of federal norms and rules in the field of industrial safety "Safety rules in the oil and gas industry".
5. Ryzhenko V.Yu. Oil industry of Russia: state and problems // PNiO. 2014.

УДК 502.22

АНАЛИЗ И УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ ПРОЧНОСТИ, РЕСУРСА И РИСКАМИ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

О. А. Курасов, аспирант 1 курса,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, olegakurasov@gmail.com

Аннотация. Управление рисками стало неотъемлемым компонентом трубопроводного транспорта нефтепродуктов. Механизмы отказа трубопроводов и оценка их целостности являются ключевыми компонентами обеспечения безопасности и снижения риска. В статье предложен метод расчетного определения показателей риска для управления безопасностью газотранспортных систем при их эксплуатации в штатных и аварийных ситуациях.

Ключевые слова: газотранспортная система, риск, безопасность, надежность, трубопровод, газгольдер.

Risk management has become an integral component of pipeline transportation. Pipeline risk assessments are especially crucial for assessing the exact degree of the threats provided by pipelines delivering harmful chemicals to the public, as well as for ensuring the safety of pipeline operating personnel.

Gas pipelines are hazardous production facilities that are placed in a perpetually changing natural environment. Though conceptually simple, they are in actuality intricate, dynamic systems that operate in generally hostile contexts and confront a wide range of hazards to integrity. The precise prediction of pipeline service life is crucial in the management of pipeline assets in order to maximize maintenance and repair programs. Analyzing the kinematics and kinetics of numerous cycles of structural degradation, whether steel, concrete, or other materials, is the foundation for creating credible estimates of operational life. As a result, threats should be detected in a methodically planned manner while adhering to well-established standards and protocols. They must be recognized, including anything that can jeopardize personnel, the environment, or assets, as well as any expected occurrences and circumstances that could trigger emergency scenarios.

Effective risk evaluation is a study of complexity, giving an open, intelligible, and controlled integration of all imaginable pipeline-acting physical processes: external pressures, deterioration, cracking, human mistakes, material modifications, etc. The impact of such hazardous occurrences is defined as the type and quantity of hazardous impact caused by those events [1]. An incident is commonly used to describe mishaps (or mistakes) that result in unsafe situations, such as

flammable material spilling, which ignites and exposes workers to fire/heat dangers, which end in internal damage or death. The assessment of these outcomes is done to estimate the breadth and degree of the danger (e.g., the number of people who will be affected and their likelihood of being harmed or killed).

To estimate the danger connected with a facility, the effects and frequency of the many detrimental scenarios must be assessed. The optimal risk-evaluation technique is to discover large risk factors by analyzing and integrating a number of smaller variables, which are typically available through operator reports or public-domain databases. The basic issue that continues to arise is a lack of trustworthy data that enables for proper evaluation of hazardous material discharge from these pipelines as well as evaluation of pipeline risk. Risks to individuals and public services, business losses, and the environment are constantly monitored near pipeline infrastructure. When data is available and the intricacy of the technique permits it, risk is quantified quantitatively utilizing extensive frequency and impact analysis. Quantitative risk assessment utilizes a systematic mathematical approach to forecast risk from hazard sources while taking effects and frequency into consideration.

The development of algorithms for risk analysis and monitoring, as well as the production of adverse event scenarios, is based on the computation of the operational parameters of hazardous industrial facilities: ‘strength $R\sigma(\tau)$ – rigidity $R\delta(\tau)$ – stability $R\lambda(\tau)$ – resource $RN\tau(\tau)$ – reliability $PQR(\tau)$ – survivability $Lld(\tau)$ – safety $S(\tau)$ – risk $R(\tau)$ – protectability $Z_k(\tau)$ ’. At all phases of their life cycle, all parameters are functions of time [2].

Pipeline failure mechanisms and integrity evaluation are key components in providing pipeline safety and risk reduction. Gas transmission systems that are well-maintained and managed can be safer and have a lower environmental effect than other types of transportation if a comprehensive pipeline process management system that is based on international best practices for providing protection and risk control is applied.

Список использованной литературы

1. Курасов, О. А. Комплексный анализ надежности и рисков аварийных ситуаций для оценки прочности и ресурса магистральных трубопроводов / О. А. Курасов, П. В. Бурков. – Текст : непосредственный. // Сборник трудов IX международной конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа», 27 сентября – 01 октября 2021 года. – Томск : Издательство ИОА СО РАН, 2021. – 104 с.
2. Курасов, О. А. Risk assessment and ranking after design improvement of the gas transmission system / О. А. Курасов, П. В. Бурков. – Текст : непосредственный. // Topical issues of rational use of natural resources : Scientific confer-

ence abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – P. 111-112.

ANALYSIS AND CONTROL OF STRENGTH, RESOURCE AND RISKS PARAMETERS OF SAFE OPERATION OF HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES

O.A. Kurasov, 1st year postgraduate student,
National Research Tomsk Polytechnic University, Lenina Avenue, 30, 634050,
Tomsk, Russia, olegakurasov@gmail.com

Abstract. Risk management has become an integral component of pipeline transportation. Pipeline failure mechanisms and integrity evaluation are key components in providing safety and risk reduction. The paper proposes a method for the calculated determination of risk indicators for safety management of gas networks at their operation in normal and emergency situations.

Keywords: gas transmission system, risk, safety, reliability, pipeline, gas tank.

References

1. Kurasov, O. A. Integrated assessment of reliability and risks of emergency situations for validation of strength and service life of linear / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Direct text. // IX International Conference “Oil and gas production, treatment & transportation”, September 27 — October 1, 2021. – Tomsk, 2021. – P. 27.
2. Kurasov, O. A. Risk assessment and ranking after design improvement of the gas transmission system / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Direct text. // Topical issues of rational use of natural resources : Scientific conference abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – P. 111-112.

УДК 502.22

ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

О. А. Курасов, аспирант 1 курса,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, olegakurasov@gmail.com

Аннотация. Для ограничения аварийности основной задачей при эксплуатации трубопроводов является обеспечение надежности оборудования. Этого можно добиться с помощью научно документированного применения методов линейной и нелинейной деформации и разрушения, анализа рисков, обоснования ресурса безопасной эксплуатации и предотвращения аварий. Целью исследования является разработка концепций качественной оценки штатных и предельных состояний сложных технических систем.

Ключевые слова: сложные технические системы, напряженно-деформированное состояние, надежность, магистральный трубопровод.

To limit the accident rate, the major aim throughout pipeline operation is to assure equipment reliability. The efficiency of gas transmission lines is vital for providing an uninterrupted and steady gas supply to clients.

The operational efficiency of storage tanks and pipelines should be focused on system diagnostics, which should make use of the largest risk assessment databases accessible in industrial operations. Data modeled in scientific laboratories, representing the patterns and 'behavior' of metal deformation, fracture toughness, and rupture, serves as the foundation for the safe assessment of residual resource appointment, dates for technical analysis or liquidation of emergency situations, and their consequences.

It is vital to analyze the nature and level of acceptable or major flaws in order to assure the availability of gas supply pipeline network operations. Fractures can form during processing or action. In the case of a critical fracture size, the pipe can rupture. It is also necessary to examine the risk of faults detected during the inspection and predict the pipeline's lifetime. The lifetime is impacted by a number of parameters, including fracture size, material qualities, and pressures. The lifespan of flaws in storage and transportation systems may be determined using these criteria [1].

It is vital to enhance methodologies for Stress-Strain State computation in order to secure the dependable operation of existing gas pipelines and the high-quality design of new ones [2]. The assessment of the Stress-Strain State of gas pipes in places exposed to hazardous natural and technology-related variables is

one of the most efficient approaches for a technical diagnostic of gas pipelines. Timely information on present mechanical stresses in these sites enables action to be taken to avert emergency situations and to establish measuring methods for checking pipelines based on reported problems.

Components of risk assessment are relevant to all risks. Because industrial facilities are being assessed, it is necessary to first assess the risk of hazardous circumstances and then investigate the consequences of hazard implementation.

Pipeline transportation, particularly in the gas business, relies largely on modeling process analysis difficulties and improving gas transportation conditions. Mathematical modeling provides for the measurement of technical aspects of gas equipment without the necessity for industrial testing. Furthermore, in order to make scientifically accurate decisions, production and control systems demand the use of specific mathematical methodologies.

The broad description of the study challenge has been reduced in order to be resistant to any future failure mechanisms. There are numerous mitigation and support inspection solutions available [3]. They enable technical forecasting in the design, operation, and maintenance of complex engineering systems.

Modern assessments of the strength and resources of complex engineering systems present a new way for managing their performance. This can be done through the scientifically documented application of linear and nonlinear deformation and fracture techniques, risk analysis, resource justification for safe operation, and accident avoidance.

Список использованной литературы

1. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Текст : непосредственный. // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.
2. Курасов, О. А. Методология обеспечения и управления промышленной безопасностью опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта газа на основе критериев приемлемости риска / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный. // Сборник трудов XIV Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Том 1 - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. - 327 р.
3. Курасов, О. А. Оценка и учет экстремальных нагрузок для оценки безопасности и продления ресурса подземных газопроводов, эксплуатируемых в сложных технических условиях / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный. // Транспортные и транспортно-технологические системы : Материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 15 апреля 2021 года /

Отв. редактор Н.С. Захаров. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – Р. 3-9.

PROBLEMS OF SUBSTANTIATING RELIABILITY AND SAFETY WHEN OPERATING GAS PIPELINES

O. A. Kurasov, 1st year postgraduate student,
National Research Tomsk Polytechnic University, Lenina Avenue, 30, 634050,
Tomsk, Russia, olegakurasov@gmail.com

Abstract. To limit the accident rate, the major aim throughout pipeline operation is to assure equipment reliability. This can be done through the scientifically documented application of linear and nonlinear deformation and fracture techniques, risk analysis, resource justification for safe operation, and accident avoidance. The purpose of the study is to develop concepts for the qualitative assessment of regular and limit states of complex engineering systems.

Keywords: complex engineering systems, stress-strain state, reliability, main pipeline.

References

1. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Direct text. // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.
2. Kurasov, O. A. Methodology for ensuring and managing industrial safety of hazardous production facilities of pipeline gas transportation on the basis of risk acceptance criteria / O. A. Kurasov. – Direct text. // Proceedings of the XIV Russian Scientific and Technical Conference "Actual problems of development of the oil and gas industry". Vol. 1 - Moscow: Publishing Center of Gubkin University, 2021. - 327 p.
3. Kurasov, O. A. Assessment and accounting of extreme impacts for validation of safety and predicting service life of underground gas pipelines loaded under complex engineering conditions / O. A. Kurasov. – Direct text. // Транспортные и транспортно-технологические системы : Материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 15 апреля 2021 года / Отв. редактор Н.С. Захаров. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – Р. 3-9.

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ С ПОЛНЫМ ВСКРЫТИЕМ ПЛАСТА ПО ВЕРТИКАЛЬНОЙ ТРАЕКТОРИИ

Д. Н. Майков, аспирант, Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева УдГУ
С. Ю. Борхович, к. т. н., доцент кафедры РЭНГМ, заведующий каф. РЭНГМ,
 Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева УдГУ

Аннотация. В работе представлено моделирование частного случая многозабойной скважины с полным вскрытием бесконечного однородного пласта по вертикальной траектории, основанное на аналитическом решении уравнения пьезопроводности. Матричное уравнение, описывающее процесс фильтрации, решается при помощи LU-разложения. Показано несколько моделей многозабойной скважины, которые отличаются по количеству, расположению и радиусам ответвлений, а также по свойствам пласта и флюида.

Ключевые слова: многозабойная скважина, аналитическое решение, однородный пласт, бесконечный пласт, полное вскрытие пласта, вертикальная траектория вскрытия, моделирование процесса фильтрации.

Введение

Бурное развитие бурения на сегодняшний день позволяет бурить скважины с несколькими стволами и со сложной геометрией. Такие скважины более рациональны по сравнению с вертикальными и дают больше информации о месторождении. Но учет сложности геометрии скважины при моделировании требует большего количества вычислительных процессов и в некоторых случаях моделирование таких скважин может быть не пригодно для инженерной практики из-за большого количества затрачиваемого времени. Целью работы является моделирование процесса фильтрации частного случая многозабойной скважины, полностью вскрывающей пласт по вертикальной траектории.

Постановка задачи

Для моделирования процесса фильтрации используется модель, описанная в работе [1]. Основной вид уравнения приведен ниже.

$$\begin{bmatrix} s\bar{P}_{wD1,1} & s\bar{P}_{wD1,2} & \dots & s\bar{P}_{wD1,n} & -1 \\ s\bar{P}_{wD2,1} & s\bar{P}_{wD2,2} & \dots & s\bar{P}_{wD2,n} & -1 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ s\bar{P}_{wDn,1} & s\bar{P}_{wDn,2} & \vdots & s\bar{P}_{wDn,n} & -1 \\ s & s & \dots & s & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{q}_{D1} \\ \bar{q}_{D2} \\ \vdots \\ \bar{q}_{Dn} \\ \bar{P}_{wD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

В матричном уравнении (1) матрица коэффициентов является симметричной, поэтому наиболее эффективным способом решения данного уравнения будет использование разложения Холецкого [2]. В работе для решения уравнения (1) используется LU-разложение [3], так как моделирование будет основано на многозабойной скважине с двумя ответвлениями, что говорит о небольшой разнице в производительности расчетов. Влияние ствола скважины не учитывается, пласт является однородным и бесконечным.

Моделирование

Всего будет смоделировано 3 модели многозабойной скважины с двумя ответвлениями. Стволы скважины будут различаться по радиусу и по расположению относительно координат x , y . Также будут различаться общий дебит скважины, свойства пласта и флюида.

Исходные данные по пласту, флюиду и стволам приведены в таблице 1.

Результаты моделирования трех моделей приведены на рисунке 1.

Таблица 1. Исходные данные для моделирования многозабойной скважины с двумя ответвлениями

Параметры		Модель №1	Модель №2	Модель №3
Толщина пласта, м		8	12	20
Проницаемость пласта, мД		150	100	80
Общая сжимаемость, атм ⁻¹		0,00005	0,00001	0,0001
Пористость, д.ед.		0,2	0,15	0,25
Объемный коэффициент, м ³ /ст.м ³		1	1,1	1,2
Вязкость флюида, сПз		5	10	1
Общий дебит, м ³ /сут		80	100	200
Ствол №1	x , м	0	50	100
	y , м	0	25	100
	r , м	0,065	0,090	0,04
Ствол №2	x , м	100	300	150
	y , м	100	300	150
	r , м	0,065	0,05	0,08

Из диагностического графика по линии производной отчетливо выделяется наступление явления интерференции. Время наступления начала интерференции зависит от свойств пласта и флюида, а также от расположения ответвлений многозабойной скважины, чем ближе они расположены друг к другу, тем раньше возникает интерференция.

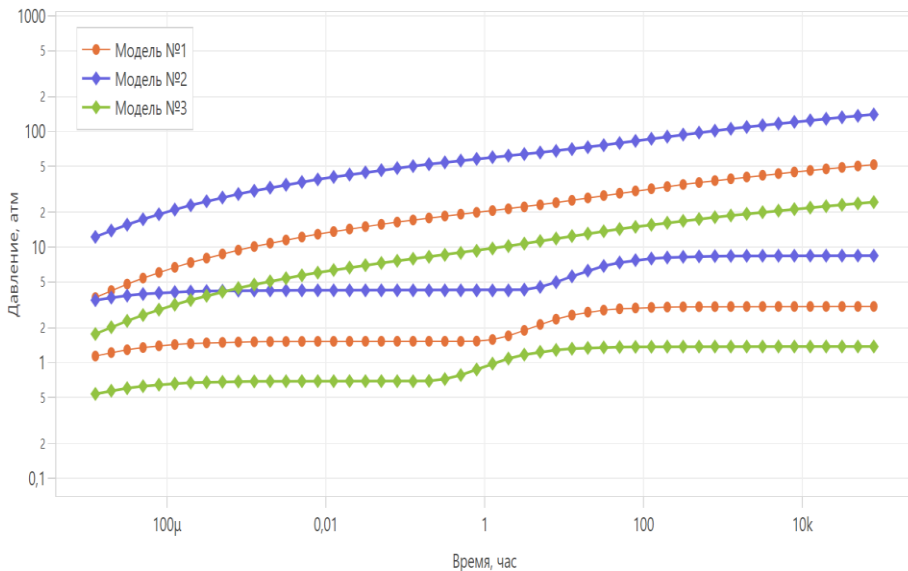


Рис. 1. Диагностический график с результатами моделирования многозабойной скважины с двумя ответвлениями

Заключение

В работе приведено моделирование частного случая многозабойной скважины полностью вскрывающей пласт по вертикальной траектории. Решение матричного уравнения модели было выполнено при помощи LU-разложения. Показано, что матрица коэффициентов уравнения является симметричной, поэтому наиболее эффективным способом решения уравнения является использование разложения Холецкого.

Список использованной литературы

1. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Аналитическая модель многозабойной скважины с полным вертикальным вскрытием пласта. Нефть. Газ. Новации. 2020. № 11 (240). С. 61-65.
2. A. Krishnamoorthy, D. Menon. Matrix Inversion Using Cholesky Decomposition // Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013.
3. R.C. Mittal, A. Al-Kurdi. LU-decomposition and numerical structure for solving large sparse nonsymmetric linear systems // Computers & Mathematics with Applications, Volume 43, 2002, p.131-155.

MODELING OF A MULTILATERAL WELL WITH COMPLETE VERTICAL OPENING

D. N. Maikov, postgraduate, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University

S. Yu. Borchovich, Ph. D., Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field Development and Operation, Head of Department of Oil and Gas Field Development and Operation, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University

Abstract. This study presents a modeling of a special case of a multilateral well with a complete vertical opening of an infinite homogeneous reservoir, based on an analytical solution of the diffusivity equation. The matrix equation describing the filtration process is solved using LU-decomposition. Several models of the multilateral well are shown, which differ in the number, location and radius of branches, as well as in the properties of the reservoir and fluid.

Keywords: multilateral well, analytical solution, homogeneous reservoir, infinite reservoir, complete opening, vertical complete trajectory, filtration process modeling.

References

1. Maikov D.N., Borkhovich S.Yu. Analytical model of a multi-hole well with full vertical opening of the reservoir. *Oil. Gas. Innovations*. 2020. No. 11 (240). pp. 61-65.
2. A. Krishnamoorthy, D. Menon. *Matrix Inversion Using Cholesky Decomposition* // Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013.
3. R.C. Mittal, A.Al-Kurdi. LU-decomposition and numerical structure for solving large sparse nonsymmetric linear systems // *Computers & Mathematics with Applications*, Volume 43, 2002, p.131-155.

УДК 542.2

СПЕЦИАЛЬНЫЙ СТОЛ ДЛЯ ОСМОТРА КЕРНА

В. Е. Малых, студент 2 курса,

Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: vmalih@mail.ru

В. Г. Миронычев, директор Научно-образовательного центра «Инновационные технологии нефтедобычи» им. В.И. Кудинова Заместитель директора по внешним связям, начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: fngr@udsu.ru

Д. С. Крюков, студент 3 курса,

Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

Аннотация. Для изучения строения коллекторов нефти и газа проводятся исследования керна. Образцы керна позволяют определить различные характеристики пород, которые невозможно с достаточной точностью определить при других исследованиях. Для совершенствования процесса изучения керна применяют различное оборудование, стол для выкладки керна является одним из них. К сожалению, стоимость лабораторного оборудования достаточно велика и позволить его приобретение способны лишь крупные компании. В данной статье проанализирована экономическая эффективность построения специального стола для осмотра керна из подручных материалов.

Ключевые слова: керн, стол для осмотра керна, исследования керна.

Предлагается построение столов повышенной прочности и износостойкости, оборудованных поворотными роликами (рис.1). На съемных роликах установлены специальные тормоза, которые предотвращают нежелательное перемещение стола. На одном столе одновременно помещается продольно до 2 образцов полноразмерного керна длиной 1 метр и диаметром 6-10 см. Столешница изготовлена из металлических профилей, и имеет специальные углубления, фиксирующие керн и позволяющие его вращать относительно оси. Это позволяет производить полный осмотр керна. Стоимость стола составляет 4410 рублей (1210 руб. стоимость 22 кг алюминиевого профиля, 180 руб, крепёж, 2000 руб. ролики и затраты, приходящиеся на оплату рабочего времени, потраченного на сборку).



Рис. 1. Столы для осмотра керна (8 шт.), собранные сотрудниками лабораторного комплекса

В качестве альтернативных вариантов были рассмотрены следующие модели столов от различных компаний:

1) Стол от компании ООО «Бурснаб-Экспорт» (рис.2). Прочный стальной стол, на колесах с тормозами, предназначен для укладки керна с целью его осмотра, описания и транспортировки из кернохранилища в исследовательские лаборатории. На одном столе одновременно может быть уложено 7–10 м полноразмерного керна в специальных каналах. Возможна комплектация столов тремя видами столешниц: Гладкая столешница из нержавеющей стали, роликовая столешница и столешница со щелями. Габариты стола составляют 1800x800x900 мм, грузоподъемность 150-400 кг. Стоимость стола составляет 100 тыс. рублей.



Рис. 2. Стол для осмотра кернового материала ООО «Бурснаб-Экспорт»

2) Стол от компании ООО «СпецМетрология» (рис.3). Стол на колесах и с дополнительно установленной подсветкой, предназначен для укладки керна с целью его осмотра, описания и транспортировки из кернохранилища

в исследовательские лаборатории. Габариты стола составляют 1200х600х900 мм, грузоподъемность 200 кг. Стоимость стола составляет 100 тыс. рублей.



Рис. 3. Стол для осмотра материала ООО «СпецМетрология»

3) Стол от компании ООО «ЭкогеосПром» (рис.4). Стол для керна ТП-04 предназначен для транспортировки керна и последующего его хранения в лабораторных условиях. Стол оборудован задними неповоротными и передними поворотными колесами диаметром 100 мм Габариты стола составляют 1300х550х950 мм, грузоподъемность 400 кг. Стоимость стола составляет 210 тыс. рублей.

Для сопоставление полученного результата с рассмотренными вариантами приобретения столов для кернового материала, составлена сравнительная таблица 1.



Рис. 4. Стол для осмотра кернового материала ООО «ЭкогеосПром»

Таблица 1. Сравнение вариантов столов

№	Изготовитель	Характеристики	Стоимость, тыс. руб.
1	отдел фундаментальных и прикладных исследований Института нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ»	Габариты стола составляют 1000х350х950 мм, грузоподъемность 200 кг	4,41
2	ООО «Бурснаб-Экспорт»	Габариты стола составляют 1800х800х900 мм, грузоподъемность 150-400 кг	90
3	ООО «СпецМетрология»	Габариты стола составляют 1200х600х900 мм, грузоподъемность 200 кг	100
4	ООО «ЭкогеосПром»	Габариты стола составляют 1300х550х950 мм, грузоподъемность 400 кг	210

Проведя анализ, можно сделать вывод, что изготовление требуемых 8 столов для осмотра керна позволит сэкономить порядка 800 тыс. рублей.

Список использованной литературы

1. ООО «Бурснаб-Экспорт». URL: <http://bursnab.com/> (дата обращения 15.03.2022 г.).
2. ООО «СпецМетрология». URL: <http://specmetrology.com> (дата обращения 15.03.2022 г.).
3. ООО «ЭкогеосПром». URL: <http://www.ecogeospro.ru/> (дата обращения 15.03.2022 г.).

SPECIAL TABLE FOR INSPECTION OF CORE

V. E. Malykh, 2nd year student,
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: vmalih@mail.ru

V. G. Mironychev, director of the scientific and educational center «Innovative technologies of oil production» named after V. I. Kudinov, deputy Director for external relations, head of fundamental and applied researches (FAR) Department, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University, Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034, e-mail: fngp@udsu.ru

D. S. Kryukov, 3rd year student,
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

Abstract. Core studies are conducted to study the structure of oil and gas reservoirs. Core samples allow us to determine various characteristics of rocks that cannot be determined with sufficient accuracy in other studies. To improve the process of studying the core, various equipment is used, the table for laying out core materials is one of them. This article analyzes the economic efficiency of building a special table for inspection, storage and transportation of core material from improvised materials.

Keywords: core, a table for core inspection, core research.

References

1. LLC "Bursnab-Export". URL: <http://bursnab.com/> (accessed 15.03.2022)
2. LLC "Specmetrology". URL: <http://specmetrology.com> (accessed 15.03.2022)
3. LLC "EcogeosProm". URL: <http://www.ecogeospro.ru/> (accessed 15.03.2022)

УДК 002.304

МЕТОДЫ И БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСПО

А. А. Малышев, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: malishart@yandex.ru
И. О. Боткин, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email:botkin400@gmail.com

Аннотация. В статье анализируются различные методы, используемые для защиты нефтепромыслового оборудования от образования АСПО. Рассмотрены методы предотвращения образования отложений. Рассмотрены методы устранения АСПО. Механизм образования асфальтосмолообразных веществ на самой поверхности металла заключается в появлении и увеличении размеров кристаллов парафина при контакте масла с поверхностью. Движение частиц парафина в ламинарном слое играет особую роль в механизме образования и роста АСПО.

Ключевые слова: АСПО, скважина, асфальтен, методы борьбы, растворители, удаление отложений.

Актуальность темы исследования обусловлена проблемой образования твердых органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений (АСПО) при эксплуатации скважин на месторождениях. Высокая интенсивность формирования этих залежей на месторождениях со сложными геолого-физическими условиями разработки приводит к значительному снижению эффективности эксплуатации скважин, что, в целом, затрудняет выполнение плановых показателей по добыче нефти.

Решение задач по предотвращению образования и ликвидации АЧС позволит снизить текущие и капитальные затраты на добычу нефти.

Методы борьбы с АЧС- этот раздел является самым большим по своей практической составляющей.

Проблемы, которые необходимо решить, включают в себя:

-Разработка методологии выбора оптимального метода борьбы с отложениями на основе компонентного состава АСПО и показателей производительности скважины.

- Изучение нетрадиционных методов борьбы с АСПО.

Изучение процесса отложения парафина в газлифтных скважинах является сложной задачей. На это влияет несколько факторов, таких как коли-

чество впрыскиваемого сжатого газа, свойства нескольких фаз и взаимодействия между фазами.

При эксплуатации скважин, когда давление ниже давления насыщения нефти газом, из нефти выделяется растворенный газ, что приводит к увеличению вероятности отложения парафина. Однако многие в традиционных моделях либо упускали эти факторы из своих моделей, либо получали их эмпирически из-за трудностей с включением этих ключевых факторов в разработку модели. В результате использование традиционных моделей может привести к значительным ошибкам при исследовании процесса газлифта.

Наличие точных и надежных математических моделей процесса газлифта особенно важно для проектирования и эксплуатации газлифтной системы. Модель "исследования мазутных свойств" использовалась в традиционных моделях непрерывного процесса подъема газа. Эти модели ненадежны из-за того, что многофазный режим течения нефтегазовой смеси и, следовательно, перепад давления в стволе скважины сильно зависят от состава нефти. Когда смесь продуктов из скважины поднимается вверх по трубе, изменения в режиме потока имеют первостепенное значение для разработки надежной модели непрерывного газлифта, которая называется составной многофазной моделью. Существует несколько программ, таких как PIPESIM, HYSYS и OGA, которые разработаны специально для моделирования и анализа сложной многофазной системы [3].

Кроме того, необходимо учитывать взаимодействие между каждой фазой. Необходимо использовать свойства смеси и определить объемные доли газа по всей трубе. Методы прогнозирования температуры насыщения нефти парафином основаны на соотношениях термодинамического фазового равновесия.

Во многих традиционных исследованиях изменения компонентного состава масла не принимались во внимание. Более того, на практике традиционная модель для газлифтных скважин была получена экспериментально (кусочно-линейная или квадратичная). Хотя эмпирическая корреляция характеристик может быть быстро сформирована, что поддерживает решение комбинированных задач, она не может проиллюстрировать все важные изменения в различных условиях пласта, особенно в процессе закачки газа. Кроме того, применимость традиционных моделей ограничена, поскольку свойства смеси и перепад давления вдоль ствола скважины сильно зависят от состава, который часто не учитывается в этих моделях. Следовательно, использование традиционной модели может привести к значительным ошибкам при исследовании процесса газлифта. При разработке математической модели для исследования добычи газлифтной скважины необходимо учитывать два важных фактора. Во-первых, процесс газлифта не является стационарным по своей природе, и предлагаемая модель должна учитывать все изменения в

скважине или колонне насосно-компрессорных труб. Во-вторых, процесс газлифта сильно зависит от состава.

Таким образом, рациональным подходом к прогнозированию фазового поведения является метод полного композиционного описания, который учитывает все вышеперечисленные факторы. На основе предыдущей модели,

Результирующее большое отложение АСПО может быть определено с учетом изменений дебита скважины, а также параметров ее работы: механических показателей, отражающих изменение максимальной нагрузки на балансировочную головку; энергетических показателей, характеризующих величину тока на электродвигателе качалки машина. Однако обнаружение небольших или зарождающихся отложений требует специальных подходов – прямых или косвенных действий. Преимуществом второго является применимость без простоя скважины, к ним относятся: метод перепада давления, метод теплопередачи, метод распространения волн. Также используются стандартная кавернометрия и спуск видеокамер. На сегодняшний день наиболее распространенным методом обнаружения отложений парафина в скважине является метод перепада давления [5].

Процесс осаждения парафина приводит к уменьшению проходного сечения нефти в стволе скважины, тем самым увеличивая потери давления при подъеме продуктов. Принимая во внимание соотношение между реальным и эталонным перепадом давления в стволе скважины, можно оценить толщину парафинового слоя. Способ теплопередачи основан на оценке влияния образовавшегося слоя отложений, его теплопроводности, в системе теплопередачи между потоком продукта, стенкой скважины и окружающей средой. Волновой метод определения зон образования пробки из АСПО основан на явлениях распространения и отражения колебаний [6].

Прямые методы обнаружения АФС включают в себя: использование контрольных катушек и прямое измерение толщины АФС с помощью парафинометров. Интенсивность и характер образования отложений в контрольном змеевике, установленном на устье скважины, позволяют нам судить о количестве АСПО, предполагая, что процесс отложения парафина в нагнетательной линии и колонне насосно-компрессорных труб аналогичен. Измерение толщины отложений в скважинах с АСПО осуществляется приборами, аналогичными по принципу измерительным приборам для кавернометрии.

На сегодняшний день разработано большое количество технологий, направленных на решение проблемы осаждения парафина, с использованием различных реагентов и оборудования. Широкий выбор методов обоснован особенностями каждого объекта, на котором проводятся работы.

Анализ способов борьбы с отложением парафина показал, что существует два подхода. Первый - это использование реактивной стратегии, предполагающей удаление отложений в случае их образования. Второй под-

ход предполагает предотвращение отложения парафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании.

Известные способы предотвращения и уменьшения отложений парафина в скважинном оборудовании при эксплуатации газлифтных скважин [7]:

- механическое удаление;
- термическая обработка;
- микробиологическая обработка;
- химическая обработка.

Механические методы удаления являются наиболее распространенными при разработке морских нефтяных месторождений. Авторы [8] показали, что скребки и фрезы могут быть использованы для удаления парафина, осевшего на поверхностях труб

Применение химических ингибиторов для удаления парафинообразования в нефтегазовой промышленности изучается многими исследователями [8]. Ингибиторы образования парафина добавляются в высокопарафинистое масло. Ингибиторы парафина состоят из модификаторов кристаллов парафина, детергентов и диспергаторов.

Другая проблема обычно связана с физическими и химическими характеристиками жидкости, используемой в технологии, поскольку масло в резервуаре, используемом для перекачки горячей нефти, всегда сопровождается кристаллами парафина, асфальтенами, отложениями и продуктами коррозии, что может снизить эффективность самого способа. Кроме того, нагревание жидкости может расплавить парафин, но не асфальтены. Поэтому крайне важно заранее изучить состав вводимой жидкости и определить оптимальный выбор. Другими словами, обработка жидкости должна быть специфичной, поскольку чем лучше качество закачиваемой жидкости, тем ниже вероятность повреждения колонны насосно-компрессорных труб.

Биологические методы удаления парафина также были недавно изучены такими исследователями, как [8], которые разработали систему парафиноразрушающих бактериальных консорциумов с пищевыми добавками и усилителями роста для контроля отложения парафина в трубчатых и стволовых областях и в поверхностных линиях потока. Их результаты показали, что системы были очень эффективными, устраняя необходимость в повторных мерах по удалению парафиновых отложений в течение нескольких недель. Авторы определили, что эти методы особенно важны, поскольку они были успешно внедрены и имеют то преимущество, что обеспечивают непрерывный мониторинг отложения парафина в трубопроводах за счет постоянного биодеградации, а не просто обеспечивают временную фиксацию. Используется в практике и использование бактерий *Pseudomonas* для предотвращения отложения парафина. Их результаты показали способность разновидностей *Pseudomonas* эмульгировать несмешивающиеся углеводороды, такие как ке-

росин, толуол, ксилол и сырая нефть. Наблюдаемый общий эффект обработки *Pseudomonas* на сырую нефть показал снижение концентрации длинноцепочечных углеводородов.

Pseudomonas могут быть эффективными для уменьшения отложений парафина и что скорость биохимического воздействия на сырую нефть увеличивается в течение первых 7 дней. Если биологическая система может быть успешно и дешево применена в условиях подводных трубопроводов, она обеспечит чрезвычайно эффективный метод контроля отложения парафина.

Список использованной литературы

- Акрамов, Т. Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т. Ф. Акрамов, Н. Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67-72. DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-67-72.
- Бабалян, Г. А. Борьба с отложениями парафина / Г. А. Бабалян. – М.: Недра, 1965. – 340 с.
- Бурханов, Р. Н. Перспективы создания и применения устройства для исследования показателей преломления и дисперсии нефти на устье скважины / Р. Н. Бурханов // Территория нефтегаз. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С. 78-84.
- Волкова, Г. И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно практические аспекты) / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова, Е. М. Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
- Глущенко, В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, М. А. Силин, Ю. Г. Герин. – М.: Интерконтракт Наука, 2019. – 475 с.
- Ибрагимов, Н. Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н. Г. Ибрагимов, В. П. Тронов, И. А. Гуськова. Нефтяное хоз-во, 2020. – 240 с.
- Иванова, И. К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. – Якутск, 2019.
- Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268- 284.

METHODS AND CONTROL OF ASF DEPOSITS

A.A. Malyshev, 2nd year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: malishart@yandex.ru

I.O. Botkin, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

Abstract. The article analyzes various methods used to protect oilfield equipment from ASPS formation. Methods of preventing the formation of deposits are considered. Methods of ASF elimination are considered. The mechanism of formation of asphalt-resin-like substances on the metal surface itself consists in the appearance and increase in the size of paraffin crystals when oil comes into contact with the surface. The movement of paraffin particles in the laminar layer plays a special role in the mechanism of ASF formation and growth.

Keywords: ASPO, well, asphaltene, control methods, solvents, sediment removal.

References

- 1 Akramov, T. F. Fighting deposits of paraffinic, asphalt-resinous components of oil / T. F. Akramov, N. R. Yarkeeva // Oil and gas business. – 2017. – T. 15. – No. 4. – С. 67-72. DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-67-72.
- 2 Babalyan, G. A. Fighting paraffin deposits / G. A. Babalyan. – M.: Nedra, 1965. – 340 p.
- 3 Burkhanov, R. N. Prospects for the creation and application of a device for studying the refractive indices and dispersion of oil at the wellhead / R. N. Burkhanov // Territoriya neftegaz. – 2015. – T. 1. – No. 2. – С. 78-84.
- 4 Volkova, G. I. Preparation and transport of problem oils (scientific and practical aspects) / G. I. Volkova, Yu. V. Loskutova, I. V. Prozorova, E. M. Berezina. – Tomsk: TSU Publishing House, 2015. – 136 p.
- 5 Glushchenko, V. N. Prevention and elimination of asphaltene-resin-paraffin deposits. Petroleum chemistry / V. N. Glushchenko, M. A. Silin, Yu. G. Gerin. – M.: Intercontract Nauka, 2019. – 475 p.
- 6 Ibragimov, N. G. Theory and practice of methods for combating organic deposits at the late stage of oil field development / N. G. Ibragimov, V. P. Tronov, I. A. Guskova. Oil industry, 2020. – 240 p.
- 7 Ivanova, I. K. Physical and chemical approaches to the selection of effective solvents for asphalt, resin and paraffin deposits: Dissertation for the degree of candidate / North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov. – Yakutsk, 2019.
- 8 Ivanova, L. V. Asphalto-resin-paraffin deposits in the processes of production, transport and storage / L. V. Ivanova, E. A. Burov, V. N. Koshelev // Oil and gas business. – 2011. – No. 1. – С. 268-284.

УДК 622.276

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ НИГЕРИИ: МЕНЕДЖМЕНТ НЕКОНТРОЛИРУЕМЫХ ЭМИССИЙ

П. Ч. Около, студент 2 курса, Нефть и газ

Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет
chypresh10@gmail.com

Аннотация: Цель данного исследования - помочь получить представление и получить новое представление о воздействии на окружающую среду неконтролируемых эмиссий, вызванных нефтяной промышленностью в Нигерии. В ходе этого исследования были изучены онлайн-журналы и статистические данные; было проведено личное интервью с выпускником факультета нефтегазовой инженерии Нигерийского университета, чтобы получить информацию о последних событиях в области управления экологическими кризисами в Нигерии. В ходе этого исследования были разработаны методы контроля неконтролируемых эмиссий.

Ключевые слова: Нигерия, неконтролируемые эмиссии, экология, нефте-и газовая промышленность, климатические изменения, эмиссия.

Летучие выбросы - это эмиссия [парниковых газов], которые не производятся преднамеренно из трубы или вентиляционного отверстия. Это включает, среди прочего, утечки с промышленных предприятий и трубопроводов. Насосы/компрессоры составляют около 10%, фланцы - 5%, резервуары - 5%, клапаны - 60%, а предохранительные клапаны - 15% от общего количества. Поскольку эти выбросы не учитываются при проектировании оборудования и компонентов, используется слово "летучие". Стоит отметить, что летучие выбросы в 2020 году будут почти в пять раз выше, чем 70 лет назад. Потребители, операторы нефтегазовой, химической и нефтехимической промышленности, регулирующие органы по всему миру обеспокоены летучими выбросами из-за обострения проблем со здоровьем, безопасностью и окружающей средой. По данным Международного энергетического агентства, к 2030 году общий мировой спрос на энергию увеличится на 35% по сравнению с нынешним периодом, при этом на нефть и природный газ приходится примерно 60% потребностей в энергии. Из-за ожидаемого увеличения выбросов в будущем на развивающиеся страны будет приходиться 70-80% от общего объема. Управление летучими выбросами в нефтегазовой отрасли Нигерии, поскольку Нигерия является основным поставщиком сырой нефти, объем которой оценивается в 36 миллиардов баррелей, будет играть большую роль, поскольку она все еще является развивающейся страной. Существуют негативные последствия, связанные с летучими выбросами, такими как летучие органические соединения (ЛОС) и опас-

ные загрязнители воздуха (НАР). Здоровье и безопасность сотрудников, а также прибыльность находятся под угрозой из-за нерегулярных выбросов летучих органических соединений (ЛОС), просачивающихся из промышленного оборудования. ЛОС могут увеличивать риск пожара и взрыва, а также способствовать выбросам парниковых газов.

Наиболее известными причинами нерегулярных выбросов в Нигерии является плохое управление существующими промышленными установками и оборудованием, неэффективные организации (организации по мониторингу выбросов, технические специалисты). При плохой системе управления, неправильно подобранных внутренних или внешних уплотнительных элементах, монтажных или конструктивных неисправностях, износе, отказе оборудования, неблагоприятных технологических условиях неизбежно будут существовать.

Техническое обслуживание технологических установок и оборудования является важным аспектом надлежащего функционирования и управления летучими выбросами; для этого потребуются как упреждающие, так и реактивные методы. Упреждающее техническое обслуживание является ключевым компонентом улучшения экологических показателей. После тщательной оценки частоты и последствий отказов оборудования следует разработать структурированную программу профилактического технического обслуживания. Для поддержки программы технического обслуживания следует использовать соответствующие методы ведения записей и диагностические тесты. Должна быть четкая подотчетность за планирование и внедрение технического обслуживания. Эффективная система мониторинга (технические специалисты, технологии) пригодится для увеличения объема профилактического обслуживания. Это поможет свести к минимуму необходимость принятия ответных мер.

Учитывая большое количество выбрасываемых ядовитых газов, "Герметизирующие устройства" будут очень полезны для контроля летучих выбросов в Нигерии. Основная функция уплотнения состоит в том, чтобы удерживать жидкость и тем самым предотвращать загрязнение окружающей среды (и наоборот), которое может варьироваться от незначительной потери жидкости (например, пара, воды и т.д.) до тошнотворной, токсичной или опасной потери жидкости. Некоторые примеры уплотнительных устройств включают в себя: прокладки, механические уплотнения, эластомерные и полимерные уплотнения и т.д. К технологии герметизации и техническому обучению необходимо относиться очень серьезно, чтобы гарантировать, что летучие выбросы в результате промышленных процессов сведены к минимуму.

В заключение, при плохой системе управления в Нигерии и чрезмерно быстром росте населения плохое качество окружающей среды в Нигерии, по видимому, может только ухудшиться. Аналогичным образом, быстрый рост населения способствует выбросам парниковых газов по мере роста потребно-

сти в потреблении энергии, нерегулярные выбросы, которые в настоящее время игнорируются, могут нанести только большой вред окружающей среде, конечно, Нигерия и ее экономика полностью зависят от нефти, переход на источник энергии и экономику, не основанную на нефти, приведет к это будет нелегко. Таким образом, преодоление существующих экологических кризисов, связанных с нефтегазовой отраслью, поможет улучшить условия жизни и качество окружающей среды в стране и ее гражданах.

Список использованной литературы

1. Karan Sotoodeh. Prevention of Valve Fugitive Emissions in the Oil and Gas Industry- 2021
2. USAID- Nigeria GHG emission factsheets-2019
3. Adem Onat. Fugitive emission and seals-2011
4. Howard E.H. Fugitive emission and controls-1983
5. OECD Environmental Outlook To 2050, pre-release version-November 2011

NIGERIA'S OIL AND GAS INDUSTRY: MANAGING FUGITIVE EMISSIONS

P.C Okolo, 2nd Year student, Oil and gas Engineering
Kazan National Research Technological University
chypresh10@gmail.com

Abstract: This study aims to help gain familiarity and achieve new insights in the Environmental impact of fugitive emissions caused by the oil industry in Nigeria. During this research, online journals and statistics were studied; a personal interview was done with a graduate of the Oil and Gas Engineering Department in Nigeria University to acquire information about the recent developments in the management of environmental crises in Nigeria. In this research, methods on fugitive emission control was drafted.

Keywords: Nigeria, fugitive emission, environment, oil and gas industry, climate change, emissions

References

1. Karan Sotoodeh. Prevention of Valve Fugitive Emissions in the Oil and Gas Industry- 2021
2. USAID- Nigeria GHG emission factsheets-2019
3. Adem Onat. Fugitive emission and seals-2011
4. Howard E.H. Fugitive emission and controls-1983
5. OECD Environmental Outlook To 2050, pre-release version-November 2011

УДК 658.5

ОРГАНИЗАЦИЯ АСУ ТП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЧ-КАНАЛОВ СВЯЗИ

А. К. Рассохина, студент 2 курса магистратуры, appa-zhavoronko@yandex.ru
Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева, УдГУ
Адрес: 426034, Удмуртская республика, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. VII, ауд. 217

С. А. Хорьков, доцент каф. ТЭ, horkov_07@mail.ru
Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева, УдГУ
Адрес: 426034, Удмуртская республика, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. VII, ауд. 217

Аннотация. Данная работа посвящена разработке системы АСУ ТП с использованием ВЧ-связи по ВЛ 35 – 110кВ. Актуальность данной темы обусловлена необходимостью организации удаленного доступа к энергообъектам, что позволит осуществлять удаленный контроль и мониторинг их состояния.

Ключевые слова: АСУ ТП, каналы ВЧ-связи, автоматизация производства, мониторинг, телеметрия.

В настоящее время, при модернизации систем управления объектами нефтедобывающих предприятий, распределенными на значительной территории, большое внимание уделяют автоматизированным системам управления технологическими процессами (АСУ ТП). При этом значительный интерес проявляют к надежной связи между удаленными энергообъектами.

На данный момент времени существует огромный выбор готовых решений по организации систем АСУ ТП. (Табл.1) Стоимость данных продуктов в различных конфигурациях достаточно высока [4, 5, 6]. Однако известные решения по организации систем АСУ ТП не затрагивают вопросы устройства каналов связи между территориально распределенными энергообъектами.

Поэтому при создании системы АСУ ТП электросетевых организаций возникает потребность в поиске эффективных путей реализации устойчивых каналов связи между подстанциями (ПС) – энергообъектами и диспетчером. При этом во внимание принимают известные требования нормативных документов [1].

Таблица 1. Существующие решения организации систем АСУ ТП

Организация / продукт Услуги / возможности	ООО «Конус» ПТК «Крузи»	ООО «РТСофт» «Инжиниринг создания АСУТП»	ООО «ALLICS» «Проект АСУ»
Обследование объектов автоматизации и разработка концепции построения (модернизации) АСУ ТП.	✓	✓	✓
Разработка технико-экономического обоснования построения или модернизации АСУ ТП.	✗	✓	✓
Разработка технического задания построения (модернизации) АСУ ТП.	✓	✓	✓
Разработка технического задания на все виды обеспечения АСУ ТП.	✓	✓	✓
Разработка технического и рабочего проектов АСУ ТП.	✓	✓	✓
Разработка исходных технических требований на интеграцию АСУ ТП в общую систему управления производством.	✓	✓	✓
Организация и сопровождения процесса разработки всей документации на техническое обеспечение и ПО АСУ ТП.	✓	✓	✗
Организация и сопровождения процесса монтажа, ПНР, опытной эксплуатации АСУ ТП.	✓	✓	✗
Организация и сопровождения процесса ввода АСУ ТП в промышленную эксплуатацию.	✗	✓	✗
Ориентировочная стоимость продукта, тыс. руб. (*актуальная цена на январь 2022г.)	1 390 000	1 610 000	1 500 000

Современные цифровые стойки ВЧ-связи позволяют предавать телеметрические данные, включая данные о состоянии оборудовании в режиме реального времени, погодные условия, данные с терминалов, а также сигналы о проникновении на ПС. Передача сигнала с ПС до диспетчера реализована по протоколам МЭК 60850-5-101/104. При использовании данных протоколов передачи данных возможно организовать телеметрию (телеизмерение, телесигнализацию, телеуправление) на всех энергообъектах, а также обеспечить

возможность удалённого сбора данных АСКУЭ. Однако они обладают рядом недостатков. При передаче сигналов отсутствует семантическая связь между передаваемыми данными и объектами данных прикладных функций. Кроме того, протоколы не обеспечивают высокую скорость передачи данных между устройствами. Этих недостатков лишены протоколы МЭК 61850, которые в настоящее время приобретают широкое распространение.

Несмотря на то, что более 70 % ПС среднего и высокого напряжения имеют каналы ВЧ-связи, вызовы между удаленными объектами сетевых районов и диспетчером сейчас, на большинстве предприятий с распределенной электросетевой структурой, осуществляют посредством мобильной связи, которая является неустойчивой, ввиду присутствия «пятен» в зоне покрытия сети.

Поэтому целесообразно рассмотреть организацию системы АСУ ТП за счет использования уже существующих ВЧ-каналов связи, установленного на ПС фонда микропроцессорного оборудования и цифровых ВЧ-стоек, а также с привлечением сторонних операторов связи [2].

С целью повышения надежности передачи данных целесообразно использовать два канала связи [3]. В качестве основного канала, для организации качественной и устойчивой связи, необходимо применять ВЧканал связи, а резервным каналом, в данном случае, выступает – GSMсвязь. Аналогичным образом производят установку серверов. Как показала практика, в основном для передачи данных используют корпоративную сеть, что позволяет создавать защищенные каналы связи и выполнять требования информационной безопасности, предъявляемые при передаче данных.

Важно отметить, что при внедрении АСУ ТП на энергообъектах решается ряд задач:

1. Ведение мониторинга за состоянием энергообъекта;
2. Сбор и передача данных (измерений) с нижнего уровня на другие уровни системы;
3. Ведение журнала событий, архивирование базы данных в бесперерывном режиме 24/7;
4. Организация устойчивой связи между объектами и диспетчерским центром.

На энергообъектах нефтедобывающих компаний следует предложить трехуровневую систему АСУ ТП, включающую:

-Нижний уровень. Данный уровень относится к ПС – он же полевой уровень. Здесь располагаются различные приборы, исполнительные механизмы, датчики, КИП;

-Средний уровень. Уровень контроллеров (ПЛК- программируемых логистических контроллеров). Здесь осуществляется прием, обработка и последующая передача данных, а также осуществляется выдача команд управления процессами как на среднем, так и на ниже уровнях;

-Верхний уровень. На данном уровне осуществлена диспетчеризация, мониторинг состояния и непосредственный сбор данных, соответственно. Для организации работы на данном уровне привлекается персонал – диспетчер, обслуживающий систему АСУ ТП, и отвечающий за работу с SCADA - системой (диспетчеризация, обработка, сбор информации).

Таким образом, организация АСУ ТП с использованием ВЧ-каналов связи на нефтедобывающих предприятиях позволит осуществлять надежную передачу данных по следующим направлениям:

- АСКУЭ** – удаленный сбор данных технического и коммерческого учета;
- Телемеханика** – телеуправление, телесигнализация, телеизмерение;
- Телефония** – телефонная связь с автоматической записью переговоров;
- Мониторинг** – видеонаблюдение за удаленными объектами, ведение журнала событий.

Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
2. Микуцкий, Г.В. Высокочастотная связь по линиям электропередач: учебное пособие для радиотехн. спец. вузов / Микуцкий, Г.В. Скитальцев. – М.: Радио и связь, 1977 – 430 с.
3. Радиоэлектронные средства и мощные электромагнитные помехи / под ред. В.И. Кравченко. – М.: Радио и связь, 1987 – 256 с.
4. Программно-технический комплекс (ПТК) «КРУИЗ» [Электронный ресурс] // Фирма "КОНУС". Автоматизированные системы управления технологическими процессами. URL: <http://www.asukonus.ru/index.php/kompleks-asutp/ptk-kruiz> (дата обращения: 25.03.2022)
5. Системы автоматизации технологических процессов (АСУТП) [Электронный ресурс] // Группа компаний «РТСофт». URL: <https://www.rtsoft.ru/project-cards/iusa/asu-tekhnologicheskikh-protsessov/automated-control-systems.php> (дата обращения: 25.03.2022)
6. Создание и внедрение АСУ. [Электронный ресурс] // ALLICS. Системы автоматизации. Поставка и внедрение. URL: <https://allics.ru/services/sozдание-i-vnedrenie-asu-engineering/> (дата обращения: 25.03.2022)

ORGANIZATION OF AUTOMATED PROCESS CONTROL SYSTEMS USING HIGH-FREQUENCY COMMUNICATION CHANNELS

A. K. Rassohina, 2nd year master's student, anna-zhavoronko@yandex.ru Institute of Oil and Gas named after M.S.Gutseriev, UdsU

Address: 426034, Udmurt Republic, Izhevsk, University Str., 1, Corporation VII, Aud. 217

S. A. Khorkov, Associate Professor of TAE, horkov_07@mail.ru

Address: 426034, Udmurt Republic, Izhevsk, University Str., 1, Corporation VII, Aud. 217

Institute of Oil and Gas named after M.S.Gutseriev, UdsU

Abstract. This work is devoted to the development of APCS system using HF communication over 35-110 kV overhead lines. The relevance of this topic is due to the need to organize remote access to energy facilities, which will allow you to remotely monitor their condition.

Keywords: APCS, HF communication channels, automation of production, monitoring, telemetry.

References

1. Rules of electrical installations: 7th edition (PUE)/ Glavgosenergonadzor of Russia. M.: Publishing house of CJSC Energoservice, 2007. 610 p.
2. Mikutsky, G.V. High-frequency communication via power lines: a textbook for radio engineering. special universities / Mikutsky, G.V. Skitaltsev. – M.: Radio and Communications, 1977 – 430 p.
3. Radio–electronic means and powerful electromagnetic interference / edited by V.I. Kravchenko. – M.: Radio and Communications, 1987 - 256 p.
4. Software and hardware complex (PTK) "CRUISE" [Electronic resource] // Firm "KONUS". Automated control systems for technological processes. URL: <http://www.asukonus.ru/index.php/kompleks-asutp/ptk-kruiz> (date of access: 03/25/2022)
5. Process Automation Systems (APCS) [Electronic resource] // RTSoft Group of Companies. URL: <https://www.rtsoft.ru/project-cards/iusa/asu-tekhnologicheskikh-protsesov/automated-control-systems.php> (date of access: 03/25/2022)
6. Creation and implementation of ACS. [Electronic resource] // ALLICS. Automation systems. Delivery and implementation. URL: <https://allics.ru/services/sozдание-i-vnedrenie-asu/engineering/> (date of access: 03/25/2022)

УДК 622.691

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА ЗА СЧЁТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ПОВЫШЕНИЯ И РЕДУКЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

Р. С. Рудник, студент 2 курса магистратуры Ульяновского государственного технического университета, kuvaldatmb99@gmail.com

Аннотация. В процессе снижения давления газа на ГРС, за счёт эффекта Джоуля – Томпсона, температура газа резко снижается. Данный эффект вызывает образование газогидратов и приводит к замерзанию регулирующих клапанов, запорной арматуры, устройств и газопроводов[1]. Накапливаясь на внутренних стенках газопровода, газогидраты значительно снижают пропускное сечение и приводят к его аварийной остановке. Данная проблема решается с помощью энергоразделяющей установки, основанной на эффекте Гартмана-Шпренгера, благодаря которой можно поддерживать стабильную температуру газа и предотвратить закупорку трубопровода.

Ключевые слова: редукция, энергоразделение, эффект Гартмана – Шпренгера, снижение давления, газораспределительная станция, магистральный транспорт газа, энергоэффективность, ресурсосбережение.

Энергоэффективное использование газа по средствам магистрального трубопровода является важной ступенью сбалансированного развития и снижения расходов в энергетической промышленности [2].

На данный момент газотранспортные предприятия оказывают повышенное внимание вопросу разумного использования газа на производстве, в соответствии с промышленной безопасностью и рациональным управлением системой распределения газа, для повышения энергоэффективности технологических процессов.

Значительную долю расходов нефтегазовых организаций по транспортировке газа составляют мероприятия по предупреждению и ликвидации газогидратных засоров.

Традиционными способами устранения газогидратов на ГРС являются: общий или частичный подогрев газа, подогрев корпуса редукторов, закачка метанола в трубопровод. Все эти способы требуют огромных денежных вложений и ресурсов.

Для снижения себестоимости транспортировки газа и устранения газогидратов, необходимо разрабатывать новые энергоэффективные методы подогрева газа при редуцировании.

Чтобы не допускать гидратообразование и обеспечить подогрев газа предлагается использовать безмашинные энергоразделяющие установки. Под термином «энергоразделение» подразумевается перераспределение полной энтальпии (температуры торможения) в газовом потоке без совершения им внешней работы и без обмена теплом с внешней средой. Энергоразделение в газовом потоке может быть вызвано разными обстоятельствами. В одних случаях это вихревые течения, в других – пульсации давления и ударные волны [3]. На основе этих явлений работают установки для энергоразделения газов.

Нынче существует большое разнообразие ЭУ, работающих на самых разных явлениях. Но особенно выделяются: труба Ранка – Хилша основанная на вихревом явлении, эжекция с отрицательным коэффициентом эжекции, установка энергоразделения (ЭУ) с фазовым переходом, пульсационные трубы, энергоразделяющие установки в потоках газа обтекающих разные препятствия.

Энергоразделяющие устройства обладают множеством функций. В зависимости от конструкции можно выработать как очень низкие, так и очень высокие температуры. Существенными преимуществами этих устройств являются их простота, отсутствие подвижных частей, малая инерционность, небольшой вес и прочность корпуса.

Из всех установок, основанных на энергоразделяющем эффекте, наибольшую эффективность показала установка резонансного типа, функционирующая за счёт эффекта Гартмана – Шпренгера.

Эффект Гартмана – Шпренгера заключается в следующем: обрывы струи скоротечного газового потока на входе в закрытую полость вызывают образование пульсаций, волны которых двигаются в сторону заглушенного конца, отражаются и распространяются в противоположном направлении, резонируя с волнами идущими следом с значительным увеличением температуры. Внутри закрытой трубы температура может достигать несколько сотен градусов. Схема протекания газа внутри полости представлена на (рис. 1) [4].

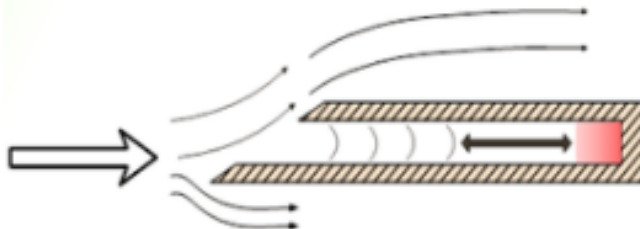


Рис. 1. Протекание газа внутри полости

Улучшение редуцирующего блока путем внедрения в него энергоразделяющей установки даст возможность поддерживать установленные показатели температуры на выходе из ГРС и предупреждать образование гидратов и оледенение оборудования. Разрабатываемая методика даст возможность частично (в дальнейшем полностью) убрать производство тепловой энергии на ГРС за счёт сжигания природного газа.

Косвенным способом путем создания моделей в Ansys Fluent вычислена температура газа в энергоразделяющей установке и она составляет от 467 до 556 К [5]. Данной температуры вполне хватает, чтобы предотвращать охлаждение газа.

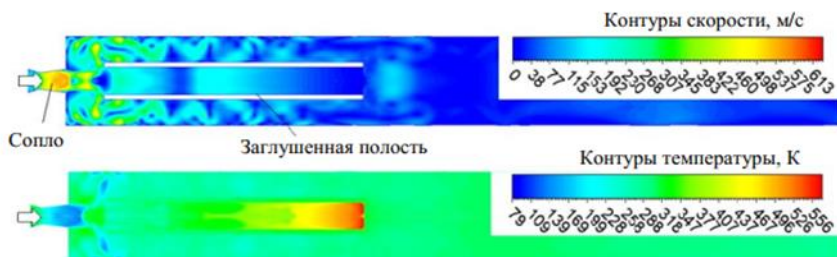


Рис. 2. Распределение температуры в энергоразделяющем устройстве

Таким образом, с помощью энергоразделяющей установки, работающей на эффекта Гартмана – Шпренгера можно поддерживать стабильные показатели температуры потока газа на выходе из устройства, равные показателям температуры на входе в него.

Отдельные исследования выполнены при поддержке грантом Президента Российской Федерации по проекту НШ-28.2022.4.

Список использованной литературы

1. Вигдорович И.И., Леонтьев А.И. К теории энергоразделения потока сжимаемого газа // Известия РАН. МЖГ. 2010. №3 С. 103-109.
2. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности: Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 02.07.2013). – 2013. – 52 с.
3. Суслов А.Д., Иванов С.В., Мурашкин А.В., Чижиков Ю.В. Вихревые аппараты. М.: Машиностроение, 1985. 256 с.
4. Ли Чжу Мин. Исследование термоакустического нагрева газа в газоструйных генераторах Гартмана: дис. ... канд. Техн. Наук. – М., 2004.
5. Савченков С.В., Агинея Р.В., Репин Д.Г., Наместников Г.И., Парфенов Д.В. Численное моделирование в ANSYS GFX явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов / Газовая промышленность. № 10. – 2013. – С. 13-16.

INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF MAIN GAS TRANSPORT BY IMPROVING GAS PRESSURE INCREASING AND REDUCING SYSTEMS

R. S. Rudnik, 2nd year master student, Ulyanovsk State Technical University, kuvaldatmb99@gmail.com

Abstract. In the process of reducing the gas pressure at the GDS, due to the Joule-Thompson effect, the gas temperature drops sharply. This effect causes the formation of gas hydrates and leads to freezing of control valves, valves, devices and gas pipelines [1]. Accumulating on the inner walls of the gas pipeline, gas hydrates significantly reduce the throughput and lead to its emergency stop. This problem is solved by using an energy separating plant based on the Hartmann-Sprenger effect, thanks to which it is possible to maintain a stable gas temperature and prevent blockage of the pipeline.

Keywords: reduction, energy separation, Hartmann-Sprenger effect, pressure reduction, gas distribution station, main gas transport, energy efficiency, resource saving.

References

1. Vigdorovich I.I., Leontiev A.I. On the theory of energy separation of the compressed gas flow // *Izvestiya RAS. MZhG*. 2010. No. 3 p. 103-109.
2. On energy saving and energy efficiency improvement: Federal Law No. 261-FZ of 23.11.2009 (ed. of 02.07.2013). - 2013. – 52 p.
3. Suslov A.D., Ivanov S.V., Murashkin A.V., Chizhikov Yu.V. *Vortex apparatuses*. M.: Mashinostroenie, 1985.256 p.
4. Lee Joo Min. Investigation of thermoacoustic gas heating in Hartmann gas jet generators: dis. ... cand. Tech. Sciences. – M., 2004.
5. Savchenkov S.V., Aginey R.V., Repin D.G., Namestnikov G.I., Parfenov D.V. Numerical modeling in ANSYS GFX of the phenomenon of heating of dead-end branches of crane assemblies / *Gas industry*. No. 10. – 2013. – pp. 13-16.

УДК 528.837

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ПРИ ПРОВЕРКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

К. О. Сергеев, студент 3 курса,
Институт нефти и газа имени М.С.Гуцериева ФГБОУ «УдГУ», 426034
Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: kostasergeev843@gmail.com

Аннотация: Проверка трубопроводов является неотъемлемой частью технологического процесса перекачки скважиной продукции. Процесс проверки связан с некоторыми трудностями. Применение беспилотных летательных аппаратов позволяет решить некоторые проблемы и облегчить работу обходчика. В данной статье рассмотрена возможность применения БПЛА на нефтяных промыслах.

Ключевые слова: беспилотный летательный аппарат, трубопровод, автоматизация, нефтегазовая отрасль.

Уже давно проверка трубопровода происходит путем пеших обходов, а также с применением авиации. Такая система является сложной в организации и затратной для компаний. Мною было рассмотрено применение беспилотных летательных аппаратов, что позволит снизить экономические затраты, а также облегчит процесс проверки трубопроводов.

В нефтегазовой отрасли основными проблемами осмотра трубопровода являются:

- затрудненность и невозможность передвижения оператора по местности в разное время года;
- возможность нанесения вреда работнику животными и насекомыми;
- высокая стоимость применения авиации;
- большой риск здоровью в зонах с повышенной загазованности;
- необходимость выполнения рабочих обязанностей в неблагоприятных условиях;
- большое количество времени на обход.

БПЛА - летательный аппарат, предназначенный для полетов без экипажа, управляющийся с помощью оператора или автоматически.

В современном мире беспилотные летательные аппараты применяются во многих отраслях промышленности. БПЛА нашли применение и в нефтегазовой промышленности, при проверке трубопровода. С помощью беспилотных летательных аппаратов стало возможно проводить все возможные мероприятия такие как: плановые и внеплановые обходы трубопроводов, опера-

тивное обнаружение прорывов трубопроводов, контроль над несанкционированными действиями.

В нефтегазовой отрасли, при обходе трубопровода, необходимо выполнять разный спектр задач, для их решения используют различные конфигурации БПЛА, информация представлена в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика БПЛА

Характеристика	БПЛА самолетного типа большой дальности	БПЛА самолетного типа средней дальности	БПЛА вертолетного типа малой дальности
Радиус действия	50-70 км	15-25 км	2-5 км
Продолжительность полета	4-5 ч	1-2,5 ч	40-60мин
Скорость	65-130 км/ч	65-130 км/ч	30-50 км/ч
Взлетная масса	8-10,5 кг	2,5-6,5 кг	1,5-8кг
Масса целевой нагрузки	1,5-2 кг	0,3-1 кг	0,3-2кг
Взлет	Пневматическая катапульта	Эластичная катапульта	Вертолетный
Посадки	Парашют, в сеть	Парашют, в сеть	Вертикальная
Размах крыла	2-3 м	1-2 м	0,6-1,5 м
Стоимость	1,7-4,5 млн. руб.	1,2-3,3 млн. руб.	0,9-2,8 млн. руб.

По моему мнению, перспективным решением проблемы является использовать программируемые БПЛА, которые эксплуатируются в автоматическом режиме, без помощи операторов и спутниковой навигации.

Главным достоинством такого режима является:

- самостоятельная подзарядка и отправка накопленных данных со специально оснащенного роботизированным оборудованием места;
- проводить процесс передвижения аппарата без контроля операторов и системы спутниковой навигации по радиовышкам.

Использование беспилотных летательных аппаратов может обеспечить ряд экономических преимуществ:

- увеличения скорости осмотра и качество осмотра трубопровода;
- снижение риска получения травм;
- БПЛА может не только делать фотографии, но и делать видеосъемку. Полет может проходить в тяжелых погодных условиях;

-использование спектрального, газового анализатора, тепловизионного оборудования;

-возможность проведения работ в темное время суток.

Таким образом, применение БПЛА позволяет быстро и эффективно получать информация о трубопроводах и о прилегающих к ним территориям. А также существенно экономить денежные средства и обеспечивать лучшую безопасность работникам.

Список используемой литературы

1.Зубкова Е. Пролетая над нефтепроводом // Аналитика - Нефть и Газ, 2015. URL: energyland.info/analytic-show-135522.

THE USE OF UNMANNED AERIAL VEHICLES WHEN CHECKING PIPELINES

K. O. Sergeev, 3-nd year student,
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
E-mail: kostasergeev843@gmail.com

Abstract. Pipeline inspection is an integral part of the technological process of pumping borehole products. The verification process is associated with some difficulties. The use of unmanned aerial vehicles allows you to solve some problems and facilitate the work of the crawler. This article discusses the possibility of using UAVs in oil fields.

Keywords: unmanned aerial vehicle, pipeline, automation, oil and gas industry.

References

1. Zubkova E. Analitika - Neft' i Gaz, 2015. URL: energyland.info/analyticshow-135522.

УДК 691.335

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРСНОГО АРМИРОВАНИЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ГИПСОВОЙ МАТРИЦЫ

Г. К. Тарбеев, сотрудник ЗАО ИННЦ, студент 4 курса
Институт строительства и архитектуры им. В.А. Шумилова ИжГТУ
им. М.Т. Калашникова

М. Р. Одинцова, студент 4 курса
Институт строительства и архитектуры им. В.А. Шумилова ИжГТУ
им. М.Т. Калашникова

С. М. Петрунин, студент-магистрант 1 курса
Институт строительства и архитектуры им. В.А. Шумилова ИжГТУ
им. М.Т. Калашникова

Научный руководитель: к.т.н., доцент *И. А. Пудов*
Институт строительства и архитектуры им. В.А. Шумилова ИжГТУ
им. М.Т. Калашникова

Аннотация. В данной статье рассматриваются достоинства и недостатки гипсового вяжущего, а также один из способов увеличения прочности – упрочнение армирующими волокнистыми материалами, а именно стеклянной фиброй. В ходе исследования были получены ожидаемые результаты: рост прочности материала, повышение сопротивления трещинообразованию.

Ключевые слова: гипсовое вяжущее, стеклянная фибра, микроармирование, увеличение прочности.

Гипсовыми вяжущими веществами называют тонкомолотые материалы, состоящие из полуводного гипса или ангидрита [1]. В качестве сырья используют природный материал – гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) [2]. Получение гипсовых вяжущих основано на способности сырья – двухводного гипса, в процессе нагревания частично или полностью отдавать кристаллизационную воду (дегидратировать) $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O} = \text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O} + 1,5\text{H}_2\text{O}$ [1].

К достоинствам гипсового вяжущего относят: доступность сырья, простота технологии и низкая энергоемкость производства, экономическая эффективность [2]. Модернизация данных материалов с использованием современных методов модификации эффективными продуктами строительной химии является перспективным научным направлением [2]. Однако, гипсовый камень обладает и недостатками, например, хрупкость. Для устранения данного недостатка в изделиях на основе гипсового вяжущего на сегодняшний день извест-

но [1], что наиболее эффективным методом является упрочнение армирующими материалами (волокнами), вводимыми в состав формовочной массы.

В исследованиях [1] отмечается эффективность применения стеклянной фибры в качестве микроармирования. Преимущества данного материала: малый вес, высокий уровень пластичности, что даёт возможность производить тонкостенные конструкции, толщиной от 12 мм, а также стойкость к щелочам, что позволяет применять фибру в гипсовых и цементных вяжущих. За счет микроармирования, прогнозируется снижение рисков образования усадочных и влажностных деформаций на 60 – 90%, повышение прочности минеральной матрицы на сжатие и растяжение, повышение трещиностойкости и вязкости разрушения изделий, а также улучшение параметров долговечности материала (морозо- и коррозионной стойкости) [2].

Для подтверждения выдвинутой гипотезы, были изготовлены экспериментальные образцы, составы которых приведены в таблице 1. Результаты испытаний на определение основных параметров механической прочности представлены на рисунке 1.

Таблица 1. Составы исследуемых образцов

Обозначение состава	Состав, %		В/В	$\rho_{ср, 3}$ г/см ³
	Гипс марки Г4 (ГОСТ 125), ООО «Гипсополимер».	Фибра «Fibermesh». «Sika» Швеция.		
КС	100	0	0,4	1,38
ФБ-1	99,5	0,5	0,45	1,42
ФБ-2	99	1	0,45	1,48

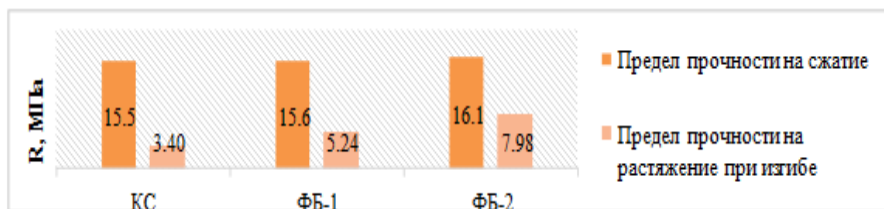


Рис. 1. Механическая прочность гипсового камня на 28 суток

Как видно из рисунка 1, прочность образцов возрастает с увеличением количества фибры и составляет прирост на 4% прочности на сжатие и на 135% прочности на растяжение при изгибе в возрасте 28 суток для образца с содержанием фибры 1%.

Исследование макроструктуры образцов, представленных на рисунке 2, подтверждают снижение общего количества и ширины раскрытия трещин от усадочных деформаций.

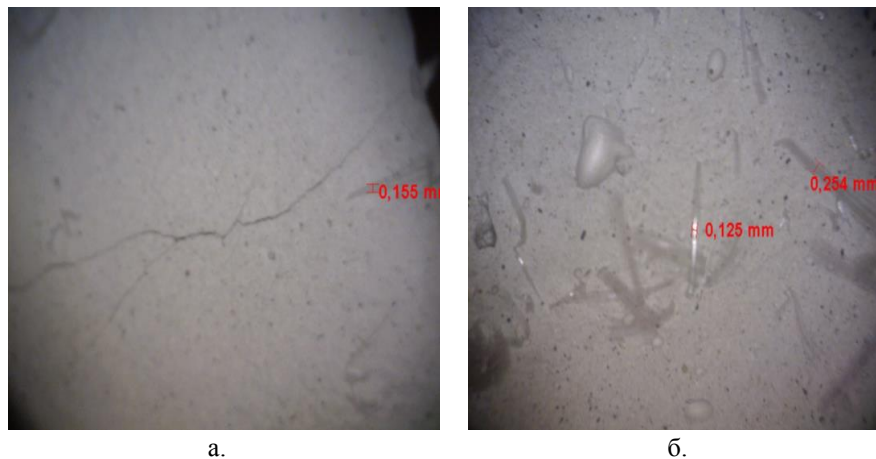


Рис. 2. Макроструктура КС образца (а) и ФБ-2 образца (б) на 28 сутки при x200 кратном увеличении

Таким образом, результаты испытаний подтверждают эффективность микроармирования фиброй, которая заключается в росте прочности на сжатие на 4% и на растяжение при изгибе на 135%, а также повышению сопротивления материала трещинообразованию при развитии усадочных деформаций.

Список использованной литературы

1. Гуменюк А.Н., Полянских И.С., Ходырева М.А., Шевченко Ф.Е., Пудов И.А., Первушин Г.Н., Яковлев Г.И. Композиционный материал на основе фторангидрита и технической серы // Строительные материалы. 2021. № 8. С. 4–10. DOI: <https://doi.org/10.31659/0585-430X-2021-794-8-4-10>
2. Yakovlev G. I., Polyanskikh I. S., Gordina A. F., Gumenyuk A. N. Using technical sulfur as a structuring additive for mineral binders based on calcium sulfate // Engineering Structures and Technologies. – 2019. – Vol. 11. – No 3. – P. 95-100. DOI 10.3846/est.2019.11948.

STUDY OF THE INFLUENCE OF DISPERSED REINFORCEMENT ON THE PERFORMANCE PROPERTIES OF A GYPSUM MATRIX

Tarbeev G.K., employee of CJSC INNC, 4th year student
Institute of Construction and Architecture. V.A. Shumilova Izhevsk State
Technical University named after M.T. Kalashnikov
Odintsova M.R., 4th year student
Institute of Construction and Architecture. V.A. Shumilova Izhevsk State
Technical University named after M.T. Kalashnikov
Petrinin S.M., 1st year undergraduate student
Institute of Construction and Architecture. V.A. Shumilova Izhevsk State
Technical University named after M.T. Kalashnikov
Scientific adviser: Ph.D., associate professor *Pudov I.A.*
Institute of Construction and Architecture. V.A. Shumilova Izhevsk State
Technical University named after M.T. Kalashnikov

Abstract. This article discusses the advantages and disadvantages of a gypsum binder, as well as one of the ways to increase strength - hardening with reinforcing fibrous materials, namely glass fiber. In the course of the study, the expected results were obtained: an increase in the strength of the material, an increase in the resistance to cracking.

Keywords: gypsum binder, glass fiber, micro-reinforcement, strength increase.

References

1. Гуменюк А.Н., Полянских И.С., Ходырева М.А., Шевченко Ф.Е., Пудов И.А., Первушин Г.Н., Яковлев Г.И. Композиционный материал на основе фторангидрита и технической серы // Строительные материалы. 2021. № 8. С. 4–10. DOI: <https://doi.org/10.31659/0585-430X-2021-794-8-4-10>
2. Yakovlev G. I., Polyanskikh I. S., Gordina A. F., Gumenyuk A. N. Using technical sulfur as a structuring additive for mineral binders based on calcium sulfate // Engineering Structures and Technologies. – 2019. – Vol. 11. – No 3. – P. 95-100. DOI 10.3846/est.2019.11948.

УДК 681.51

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОДОРИЗАЦИИ ГРС-3

А. Э. Чанышев, студент 3 курса,

Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: chanyshhev01@bk.ru

А. Н. Ванчурина, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений им. В.И. Кудинова, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: grigina@mail.ru

Аннотация. Основная часть газораспределительных станций на территории Удмуртской Республики находится в эксплуатации уже несколько десятков лет. Актуальной задачей является автоматизация процесса одоризации ГРС. Целью работы является полностью автоматизировать процесс одоризации газа, чтобы исключить влияние человеческого фактора, что позволит в автоматическом режиме корректировать степень одоризации газа, в зависимости от динамически изменяющихся характеристик транспортируемого газа. А в конечном итоге повысить безопасность эксплуатации автоматических одоризационных установок.

Ключевые слова: Газ, одоризация, процесс одоризации газа, оборудование одоризации, ГРС-3.

Газораспределительные станции и автоматизированные газораспределительные станции (в дальнейшем ГРС) предназначены для редуцирования газа при его поставке газораспределительным организациям, коммунально-бытовым и промышленным потребителям (далее — Потребителям) с заданными давлением, расходом, подогревом газа, необходимой степенью очистки, одоризации, учетом расхода газа и при необходимости контроля качественных показателей. Схема ГРС-3 показана на рис. 1.

Необходимость обязательной одоризации природного газа не вызывает сомнений. Ведь газ (СН₄ – метан) – вещество без цвета и запаха, и утечка вследствие повреждений или аварий газовых сетей остается незамеченной до накопления газа в опасной концентрации.

Одоризационная установка предназначена для смешивания с газом одорантов, придающих запах газу. Запах газа, содержащего одорант, является

свидетельством утечки газа у Потребителей и предупреждением о возможности взрыва и пожара.

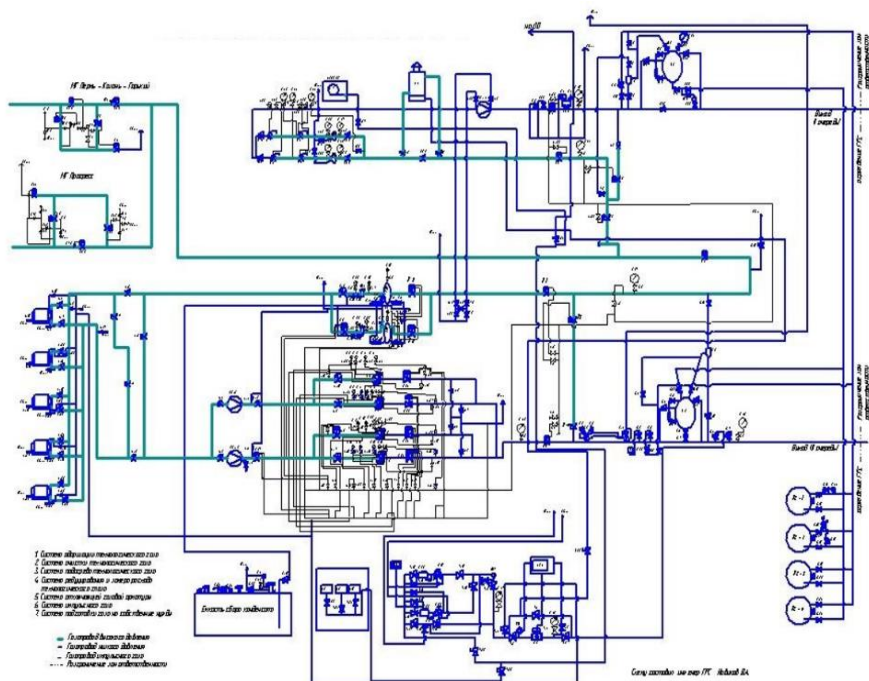


Рис.1. Схема ГПС-3

Одорант обладает следующими свойствами:

- физиологической безвредностью при тех концентрациях, что нужны для создания ощутимого запаха;
- в смеси с природным газом не разлагается, а также не реагирует с металлом газопровода;
- продукты его сгорания безвредны;
- летучесть обеспечивает испарение его в потоке газа с высоким давлением и низкой температурой.

Одоризация газа должна осуществляться в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-069-2002 и ГОСТ 5542, с учетом следующих норм расхода одорантов:

- а).Этилмеркаптан - 16 г ($19,1 \text{ см}^3$) на 1000 м^3 газа;
- б).сульфан - 30 г на 1000 м^3 газа;
- в).СПМ (смесь природных меркаптано - 30 г на 1000 м^3 газа.

Масса одной капли одоранта 0,02 грамма, количество капель в 1 грамме - 50.

Существуют различные виды одоризации газа:

- капельный;
- барботажный;
- фитильный;
- автоматический.

Самым оптимальным решением данной проблемы является применение автоматической системы одоризации газа.

На данной газораспределительной станции (ГРС-3) установлена капельная система одоризации газа, что является малоэффективной в сравнении с автоматической системой.

На рис.2 рассмотрена схема узла одоризации (капельная) газа ГРС-3.

Узел одоризации газа ГРС-3 (II очередь)

Утверждаю:
Главный инженер
Воткинского ЛПУМГ
_____ А.С.Трофимов
«__» _____ 20__ г.

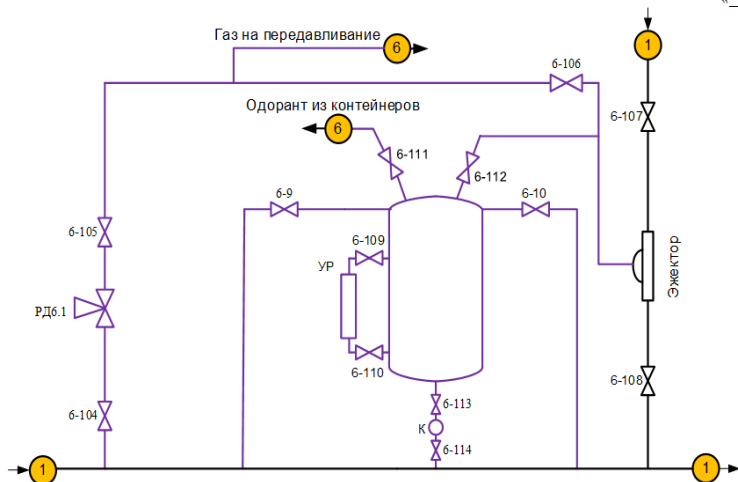


Рис.2. Узел одоризации газа ГРС-3 (капельная)

Автоматическая система одоризации газа обеспечивает:

1. Контроль вводимой дозы одоранта и автоматическую коррекцию расхода одоранта в зависимости от текущего расхода газа.
2. Автоматический учет расхода одоранта в единицах массы.
3. Контроль уровня одоранта в расходной емкости.

4. Выдача сигнала об отсутствии запаса одоранта в расходной емкости.
5. Выдача сигнала об отсутствии дозы одоранта.

На рис. 3 представлена автоматическая система одоризации газа.



Рис.3. автоматическая система одоризации газа

Выводы:

1. При установке автоматической системы одоризации одорант фильтруется, так как перед самой установкой установлен фильтр.
2. Регулируется из операторной единым режимом для каждой очереди.
3. Также с установкой автоматической системы появляется возможность увеличить рабочая емкость одоранта.

Например, при капельной установке одоризации на ГРС-3 объем рабочей емкости составляет 30 л, в сравнении с ГРС (Сарапул), где установлена автоматическая система одоризации газа объем той же рабочей емкости составляет 400 л.

4. При использовании системы одоризации газа сокращается время обслуживания установки одоризации оператором, и появляется возможность обслуживать с меньшей частотой саму установку и ее составляющие.

Список использованной литературы

1. Технологический регламент на эксплуатацию опасного производственного объекта: «Станция газораспределительная – ГРС-3(2-я очередь) Воткинского линейного производственного управления магистральных газопроводов»
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ № 3.0 по эксплуатации газораспределительной станции «З (2-я очередь)»
3. Паспорт ОДДК02-М03-00.00 ПС

4.ТП паспорт ГРС-3 (2-я очередь)

5.Узел одоризации ГРС-3 2 очередь

Б.С.А. Окорокров, главный инженер, ООО Фирма «Саратовгазприборавтоматика»
Ввод одоранта в газообразном виде и контроль степени одоризации на площадке ГРС

AUTOMATION OF THE GFS-3 ODORIZATION PROCESS

A. E. Chanyshhev, 3nd year student,

Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: chanyshhev01@bk.ru

A. N. Vanchurin, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields named after V.I. Kudinov, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: grigino@mail.ru

Abstract.The main part of gas distribution stations in the territory of the Udmurt Republic has been in operation for several decades.The purpose of the work is to fully automate the process of odorization of gas in order to eliminate the influence of the human factor, which will automatically adjust the degree of odorization of gas, depending on the dynamically changing characteristics of the transported gas. And ultimately to increase the safety of operation of automatic odorization plants.

Keywords: Gas, odorization, gas odorization process, odorization equipment, GDS-3.

References

- 1.Technological regulations for operation hazardous production facility: "Gas distribution station – GDS-3 (2nd stage) of the Votkinsk Linear Production Department of Main Gas Pipelines»
- 2.TECHNOLOGICAL INSTRUCTION No. 3.0 on the operation of the gas distribution station "3 (2nd stage)"
- 3.Passport ODDK02-M03-00.00 PS
- 4.ТP passport GDS-3 (2nd stage)
- 5.GDS-3 odorization unit 2 stage
- 6.S.A. Okorokov, Chief Engineer, Saratovgazpriboravtomatika Introduction of odorant in gaseous form and control of the degree of odorization at the GDS site

УДК 621.3

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ЗАПРАВКИ НЕФТЕВОЗОВ ТОВАРНОЙ НЕФТЬЮ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

М. С. Чирва, студент 4 курса бакалавриата,

И. Г. Поспелова, к.т.н., доцент каф. БНГС, e-mail: pospelovaig@mail.ru.

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС e-mail: yakvn72@yandex.ru,

*Р. Р. Габдрахманов, доцент каф. БНГС,
e-mail: gabdrakhmanov@mail.ptl.ru,*

*ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт
нефти и газа им. М.С. Гуцериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск,
ул. Университетская 1).*

Аннотация. Статья посвящена проблеме, связанной с необходимостью перехода с механического процесса заправки нефтевозов на УПН на автоматический процесс. В статье рассмотрены основные моменты, которые позволят облегчить процесс заправки нефтевозов, а также добиться максимального качества и контроля над этим процессом.

Ключевые слова: Заправка нефтевозов, установка подготовки нефти (УПН), автоматический процесс, буровое оборудование.

В современном мире вектор развития промышленности направлен на улучшение качества проведения производственных процессов. Один из вариантов улучшения качества процесса – его автоматизирование [1].

При переходе на автоматизированный процесс заправки нефтевозов будут получены следующие преимущества:

- 1) Исключение из производственного цикла услуг оператора;
- 2) Автоматизация учета расхода нефти;
- 3) Дистанционное и автоматическое управление оборудованием;
- 4) Настройка системы отчетности в оптимальной форме;
- 5) Сохранение базы данных обо всех выполненных операциях заправки на протяжении любого заданного периода.

При исключении услуг оператора из производственного цикла будет существенно уменьшен человеческий фактор, влияющий на процесс, тем самым, будут не допущены критические ошибки, которые могут понести за собой экономические потери, а также вред здоровью и жизни работника. Также, процесс закачки нефти в нефтевоз будет проходить существенно быстрее и точнее.

При механическом процессе закачки нефти, учет объема нефти, поступившей в нефтевоз, происходит «на глазок». С применением автоматизации

процесса будет уменьшена погрешность измерения объема перевозимой нефти, а также повысится точность измерения потерь нефти в процессе ее перевозки.

Дистанционное и автоматическое управление оборудованием позволят контролировать показатели расходов нефти в режиме реального времени, а также улучшить условие труда и безопасность работников.

Современная система отчетности в оптимальной форме, включающая в себя заполнения товарно-транспортных накладных (ТТН), занимает столько же времени, сколько и заправка одного нефтевоза. ТТН нужно перевести в электронный формат для автоматизации их заполнения и упрощения отчетности по расходам нефти на УПН.

Имея статистику обо всех выполненных операциях, можно подводить итоги и делать сравнительные анализы на разных промежутках времени. Это поможет улучшить контроль над качеством работ и способствовать дальнейшему упрощению процесса и улучшению количественно-качественных показателей нефти [2].

Выполним расчет экономии времени заправки нефтевозов на примере УПН Забегалово АО «Белкамнефть». УПН Забегалово принимает нефть с нескольких месторождений и доводит ее свойства до товарного состояния. Из-за нерентабельности установки трубопровода до приёмно-сдаточного пункта (ПСП), приходится осуществлять доставку нефти с помощью нефтевозов. За 24 часа на УПН бывает по 4...5 нефтевозов. Непосредственная загрузка нефти в нефтевоз проходит за 30 минут. Столько же времени уходит на заполнение ТТН.

С применением автоматизации процесса, время, отведенное на заполнение ТТН, должно составлять не более 5 минут, которые в себя включают ознакомление с ТТН и роспись обеих сторон (оператор УПН и водитель нефтевоза). Время непосредственной загрузки нефти должно уменьшиться на 5...10 минут, которые включают в себя подсоединение нефтевоза к системе УПН, его отсоединение, включение/отключение насосов, вращение задвижки для подачи нефти и установки давления. Данные приведены в таблице 1 [3].

Таблица 1. Сравнение времени проведения процесса заправки нефтевозов при использовании механического и автоматического процессов

	t_1 , мин	t_2 , мин	Сумма, мин	В день, час	В месяц, час
Механический процесс	30	30	60	5	150
Автоматизированный процесс	20	5	25	2,08	62,4

В таблице указаны данные: t_1 – время непосредственной заправки нефти; t_2 – время составления ТТН; сумма – суммарное значение t_1 и t_2 ; в день – время, необходимое на заправку пяти нефтевозов, что является суточной нормой; в месяц – время, отведенное на заправку пяти нефтевозов в сутки на протяжении одного месяца.

Анализ таблицы показывает, что использовать систему автоматизированного процесса выгодней почти в 2,5 раза, чем систему механического процесса.

Подведенный итог во времени можно перевести в денежный эквивалент. В процессе заправки нефтевоза участвуют два субъекта: товарный оператор и водитель нефтевоза. Ставка товарного оператора составляет 148 рублей в час. Ставка водителя нефтевоза составляет 230 рублей в час.

Таким образом, при использовании механического процесса, тратя в месяц по 150 часов на заправку нефтевоза, компания тратит: $(230+148)150 = 56\,700$ рублей.

При автоматизированном процессе расчеты будут следующие: $(230+148)62,4 = 23\,587$ рублей.

Тогда выгода с одного УПН в месяц составит $(56\,700-23\,587) = 33\,113$ рублей.

Анализируя вышеприведенные исследования и расчеты на УПН Забегалово АО «Белкамнефть», внедрение автоматизации процесса заправки нефтевозов товарной нефтью позволит значительно сэкономить время заправки и деньги.

Список использованной литературы

1. Системы автоматизации в нефтяной промышленности: учебное пособие / [Прахова М. Ю. и др.]; под общ. ред. М. Ю. Праховой. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия. - 2019. – 304 с.
2. <https://www.belkamneft.ru>
3. <https://mngi.su/oborudovanie/ustanovka-podgotovki-nefti>.

AUTOMATION OF THE PROCESS OF REFUELING OIL CARRIERS WITH MARKETABLE OIL AT AN OIL TREATMENT UNIT

M. S. Chirva, 4th year student bachelor 's degree.

I. G. Pospelova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the BNGS Faculty, e-mail: pospelovaig@mail.ru.

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

R.R Gabdrakhmanov, Associate Professor of the BNGS Faculty e-mail: gabdrakhmanov@mail.ptl.ru

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. The article is devoted to the problem associated with the need to switch from the mechanical process of refueling oil carriers at the OTU to an automatic process. The article discusses the main points that will facilitate the process of refueling oil tankers, as well as achieve maximum quality and control over this process.

Keywords: Process of refueling oil carriers, oil treatment unit (OTU), automatic process, drilling equipment.

References

1. Automation systems in the oil industry: a textbook / [Prakhova M. Yu. et al.]; under the general editorship of M. Y. Prakhova. – Moscow; Vologda: Infra-Engineering. - 2019. – 304 p.
2. <https://www.belkamneft.ru>
3. <https://mngi.su/oborudovanie/ustanovka-podgotovki-nefti>.

УДК 665.62

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОГЛОТИТЕЛЕЙ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ НА ПСП "БЕЛКАМНЕФТЬ"

Г. Р. Низамова, студент 3 курса,

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева УдГУ

П. И. Чучалина, студент 3 курса,

Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева УдГУ

С. А. Красноперова,

к.б.н., доцент, доцент кафедры геологии нефти и газа,

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034,
ул. Университетская, 1/4, г. Ижевск, Россия

Аннотация. Рассматривается проблема улучшения качества нефти путем нейтрализации или удаления сероводорода и меркаптанов из нефти. Данные химические соединения обладают резким запахом, вызывают коррозию и значительно увеличивают себестоимость нефти. Избавление от серы является актуальной задачей при разработке нефти. Для улучшения показателей качества нефти наилучшим методом является применение химических реагентов, так как это связано с простой реализацией и небольших капитальных затратах. Поэтому проведены опытно-промысловые испытания и расчеты каждого из следующих реагентов: ПСВ 3402 марки А, Десульфон-СНПХ-1100, Гастрит К131М марки А. Установлено, что данные реагенты соответствуют требованиям технического регламента.

Ключевые слова: сероводород, меркаптаны, реагенты, поглотитель сероводорода

В настоящее время все больше преобладает разработка нефтяных месторождений с повышенным содержанием серы [1, 2]. Одними из производных серосодержащих соединений нефтей являются сероводород и меркаптаны. Эти химические соединения обладают резким запахом, вызывают коррозию [3], они должны быть удалены из нефти. Требования по содержанию сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефтях для поставки транспортным организациям, предприятиям РФ и для экспорта регламентированы в ГОСТ Р 51858-2002 [4] и ограничивают массовую долю сероводорода в пределах 20–100 ppm и суммы метил-, этилмеркаптанов в пределах 40-100 ppm. Для проведения опытно-промысловых испытаний на приемо-сдаточном пункте «Белкамнефть» рекомендуются следующие реагенты: ПСВ 3402 марки А, Десульфон СНПХ-1100, Гастрит К131 М марки А. Поэтому главной целью является определить начальную дозировку реагентов.

Результаты опытно-промысловых испытаний поглотителей сероводорода

После проведения ряда испытаний выявлены наиболее оптимальные реагенты для нейтрализации сероводорода и меркаптанов. Для оценки способности использования поглотителя (нейтрализатора) сероводорода до достижения требований технического регламента Евразийского экономического союза (ТР ЕАЭС 045/2017) [5] проведены ОПИ 3 наилучших реагентов:

- ПСВ 3402 марки А, предоставленный АО «Опытный завод Нефтехим»;
- Десульфон-СНПХ-1100, предоставленный АО «НИИнефтепромхим»;
- Гастрит К131М марки А, предоставленный ООО «Мастер кемикалз».

Выбраны следующие показатели эффективности:

1. Массовая доля сероводорода в пробе сдаваемой товарной нефти не должна превышать значений 20 ppm.
2. Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме не должна превышать 40 ppm.
3. Массовая концентрация хлористых солей не должна превышать 90 мг/дм³.

Перед началом проведения ОПИ были проведены замеры начального содержания следующих параметров нефти:

1. Содержание массовой доли сероводорода в среднем равняется 55,5 ppm;
2. Содержание массовой доли метил- и этилмеркаптанов в среднем с равняется 38,7 ppm;
3. Содержание массовой концентрации хлористых солей в среднем равняется 38,3 мг/дм³;
4. Содержание массовой доли серы в среднем равняется 2,9%;
5. Содержание массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°C, в среднем равняется 1,3 ppm.

Проведение ОПИ началось с дозировки ПСВ 3402 марки А.

Описание выполненных работ: Выполнялся ежесуточный отбор проб товарной нефти и устанавливали содержание массовой доли сероводорода, массовой доли метил- и этилмеркаптанов, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли серы, массовой доли органических хлоридов во фракции выкипающей до температуры 204°C. Фоновое содержание сероводорода в пробе товарной нефти составляло 55,5 ppm, метил- и этилмеркаптанов 38,7 ppm.

Произведен теоретический расчет дозировки необходимый для достижения содержания сероводорода 15,0 ppm, дозировка составила 386 г/т. Также по метил- и этилмеркаптанам теоретический расчет показал, что при дозировке 386 г/т содержание меркаптанов составило 30,1 ppm. Нейтрализатор сероводорода не оказывает влияния на массовую концентрацию хлористых солей, серы и органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°C.

Выводы: При дозировке ПСВ 3402 марки А, предоставленного АО «Опытный завод Нефтехим», критерий эффективности выполнены. ПСВ 3402 марки А имеет возможность сокращения содержания сероводорода с 55 ppm до

20 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 334 г/т, до 15 ppm с дозировкой 386 г/т.

Описание выполненных работ: Перед заливкой НС Десульфон СНПХ-1100 провели промывку, пропарку дозаторного оборудования. Проводили ежесуточный отбор проб товарной нефти и установили содержание массовой доли сероводорода, массовой доли метил- и этилмеркаптанов, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли серы, массовой доли органических хлоридов во фракции выкипающей до Т - 204°C.

Произведен теоретический расчет дозировки необходимый для достижения содержания сероводорода 15 ppm, дозировка составила 324 г/т. Также по метил- и этилмеркаптанам теоретический расчет установил, что при дозировке 324 г/т содержание меркаптанов составило 33,6 ppm. Нейтрализатор сероводорода не оказывает влияния на массовую концентрацию хлористых солей, серы и органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°C.

Выводы: При дозировании реагента НС Десульфон СНПХ-1100, данного АО «НИИнефтепромхим» критерий эффективности достигнуты. Десульфон СНПХ-1100 может использоваться для сокращения содержания сероводорода с 55,5 ppm до 15 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 324 г/т.

Описание выполненных работ: Перед заливкой НС Гастрит К131М выполнили промывку, пропарку дозаторного оборудования. Выполняли ежесуточный отбор проб товарной нефти и установили содержание массовой доли сероводорода, массовой доли метил- и этилмеркаптанов, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли серы, массовой доли органических хлоридов во фракции выкипающей до 204°C. Проведен теоретический расчет величины, на которую произошло сокращение содержания метил- и этилмеркаптанов при дозировке 219 г/т, результат составляет содержание массовой доли содержания метил- и этилмеркаптанов 28,6 ppm, при дозировке 249 г/т – 27,2 ppm.

Нейтрализатор сероводорода не влияет на массовую концентрацию хлористых солей, серы и органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°C.

Выводы: При дозировке реагента Гастрит К131М марки А, предоставленного ООО «Мастеркемикалз» критерий эффективности достигнуты. Гастрит К131М марки А может использоваться для уменьшения содержания сероводорода с 55,5 ppm до 20 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 219 г/т, до 15 ppm с дозировкой 249 г/т.

По полученным результатам опытно-промышленных испытаний следуют выводы:

1. Реагент ПСВ 3402 марки А, предоставленный АО «Опытный завод Нефтехим», соответствует требованиям ТУ 2458-078-00151816-2014. Критерий эффективности выполнены. ПСВ 3402 марки А может использоваться для сокращения содержания сероводорода с 55 ppm до 20 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 334 г/т, до 15 ppm с дозировкой 386 г/т

2. Реагент НС Десульфон СНПХ-1100, предоставленный АО «НИИнефте-промхим», соответствует требованиям ТУ 2458-293- 05765670-2009 изм. 1,2. Критерий эффективности достигнуты. Десульфон СНПХ-1100 может использоваться для сокращения содержания сероводорода с 55,5 ppm до 15 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 324 г/т.
3. Реагент Гастрит К131М марки А, предоставленный ООО «Мастер кемикалз», соответствует требованиям ТУ 20.59.59-002-74033386-2007. Критерий эффективности выполнены. Гастрит К131М марки А может использоваться для сокращения содержания сероводорода с 55 ppm до менее 20 ppm согласно ТР ЕАЭС 045/2017 с дозировкой 219 г/т, до 15 ppm с дозировкой 249 г/т.

Список использованной литературы

1. Чурикова Л.А., Уарисов Д.Д. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти // Технические науки: проблемы и перспективы: материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). СПб.: Свое издательство, 2016. С. 109-113. URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/166/10854/> (дата обращения: 08.03.2020).
2. Теляшев Г.Р. Технология совмещенной стабилизации и очистки нефти от сероводорода и меркаптанов / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов // Нефтегазовое дело, 2010. – С. 1–7.
3. Масланов А.А. Предотвращение осложнений при добыче высокосернистой нефти // Современные наукоемкие технологии, 2005. № 11. – С. 59.
4. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изменениями № 1, 2). – М.: Стандартинформ, 2006.
5. ТР ЕАЭС 045/2017 Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017).

PILOT FIELD TESTS OF HYDROGEN SULFIDE ABSORBERS AND MERCAPTANS AT THE PSP "BELKAMNEFT"

Nizamova G. R., 3rd year student,
M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas of UdGU
Chuchalina P. I., 3rd year student,
M. S. Gutseriev Institute of Oil and Gas of UdGU
Krasnoperova S. A.

Candidate of Biological Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Geology, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, Universitetskaya str., 1/4, Izhevsk, Russia

Abstract. The problem of improving the quality of oil by neutralizing or removing hydrogen sulfide and mercaptans from oil is considered. These chemical

compounds have a strong odor, cause corrosion and significantly increase the cost of oil. Getting rid of sulfur is an urgent task in oil development. To improve the quality of oil, the best method is the use of chemical reagents, as it is associated with simple implementation and low capital costs. Therefore, pilot tests and calculations were carried out for each of the following reagents: PSV 3402 grade A, Desulfon-SNPH-1100, Gastritis K131M grade A. It was found that these reagents comply with the requirements of the technical regulations.

Keywords: hydrogen sulfide, mercaptans, reagents, hydrogen sulfide absorber.

References

1. Churikova L.A., Uarisov D.D. Obzor metodov bor'by s serovodorodom pri dobyche nefiti [Review of methods for controlling hydrogen sulfide in oil production]. Materialy IV Mezhdunar. nauch. konf. «Tekhnicheskiye nauki: problemy i perspektivy» (St.Peterburg, iyul' 2016) SPb.: [Proceedings of the IV International Scientific Conference «Technical Sciences: problems and prospects»]. Saint Petersburg, July, 2016). SPb.: Own publishing house, 2016. pp. 109–113 (in Russian). URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/166/10854/> (accessed: 08.03.2020)
2. Telyashev G.R., Telyashev G.R., Telyasheva M.R., Telyashev G.G., Arslanov F.A. Tekhnologiya sovmeshchennoy stabilizatsii i ochistki nefiti ot serovodoroda i merkaptanov [Technology of combined stabilization and purification of oil from <http://www.vkro-raen.com> hydrogen sulfide and mercaptans]. Neftegazovoye delo [Oil and Gas business], 2010. pp. 1–7 (in Russian)
3. Maslanov A.A. Predotvrashcheniye oslozhneniy pri dobyche vysokosernistoy nefiti [Prevention of complications in the production of high-sulfur oil]. Sovremennyye naukoymkiye tekhnologii [Modern science-intensive technologies], 2005. no. 11, pp. 59 (in Russian)
4. GOST R 51858-2002 «Nefť. Obshchiye tekhnicheskiye usloviya» (s izmeneniyami № 1, 2). [«Oil. General technical conditions» (with amendments no. 1, 2)]. Moscow: Standardinform, 2006 (in Russian)
5. TR EAES 045/2017 Tekhnicheskiy reglament Evraziyskogo ekonomicheskogo soyuza «O bezopasnosti nefiti, podgotovlennoy k transportirovke i (ili) ispol'zovaniyu» (TR EAES 045/2017). [Technical regulations of the Eurasian economic Union «On the safety of oil prepared for transportation and (or) use»] (TR EEU 045/2017) (in Russian)

УДК 532.546

АППРОКСИМАЦИЯ МНОЖЕСТВА РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМИРОВАННЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ С ПОМОЩЬЮ НАДСТРОЙКИ «ПОИСК РЕШЕНИЯ» В MICROSOFT EXCEL

Н. В. Ширяев, студент 2 курса магистратуры, Тюменский индустриальный университет, ул. Володарского, 38, Тюмень, Тюменская обл., 625000;
general@tyuiu.ru

Аннотация. Целью исследования является создание алгоритма вывода функций, наиболее эффективно аппроксимирующих множество результатов определения относительных фазовых проницаемостей в нормированных координатах. Методология основана на решении системы из двух уравнений, описывающих значения нормированных относительных фазовых проницаемостей в конечных точках. В результате исследования был получен обобщённый вид аппроксимирующей функции, а также найден способ достижения наилучшего качества аппроксимации с помощью определённых программ; например, с помощью надстроек и функций Microsoft Excel. Полученные формулы могут быть использованы в качестве альтернативы функции Кори.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, водонасыщенность, аппроксимация, корреляция Кори.

При обработке множества результатов экспериментального определения ОФП часто используется их пересчёт в нормированные координаты:

$$S_n = \frac{S - S_w}{1 - S_w - S_o}, \quad (1)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{w@S_o}}, \quad (2)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{o@S_w}}, \quad (3)$$

где k_w и k_o – ОФП по воде и нефти соответственно, д. е.;

k_{rw} и k_{ro} – нормированные ОФП по воде и нефти соответственно, д.е.;

$k_{w@S_o}$ и $k_{o@S_w}$ – ОФП по воде при критической нефтенасыщенности и ОФП по нефти при критической водонасыщенности соответственно, д. е.;

S_n – приведённая водонасыщенность, д. е.;

S – водонасыщенность, д. е.;

S_w – критическая водонасыщенность, д. е.;

S_o – критическая нефтенасыщенность, д. е.

После нормирования можно найти зависимость между преобразованными ОФП и приведённой водонасыщенностью и задать её в виде формулы. Один из методов построения такой зависимости – использование формул из модели Кори:

$$k_{ro} = (1 - S_n)^{n_o}, \quad (4)$$

$$k_{rw} = S_n^{n_w}, \quad (5)$$

где n_o и n_w – коэффициенты кривизны для нефти и воды.

Попробуем создать другую модель. Пусть гипотетические аппроксимирующие функции имеют следующий вид:

$$k_{ro} = a_1 * f(b_1 * S_n + c_1) + d_1, \quad (6)$$

$$k_{rw} = a_2 * f(b_2 * S_n + c_2) + d_2, \quad (7)$$

где $f(S_n)$ – элементарная функция;

a, b, c, d – постоянные.

Вспоминаем о том, что любые формулы для вычисления нормированных ОФП через приведённую водонасыщенность должны удовлетворять следующим условиям:

$$k_{rw}(S = S_w) = \frac{0}{k_{w@S_o}} = 0, \quad (8)$$

$$k_{rw}(S = 1 - S_o) = \frac{k_{w@S_o}}{k_{w@S_o}} = 1, \quad (9)$$

$$k_{ro}(S = S_w) = \frac{k_{o@S_w}}{k_{o@S_w}} = 1, \quad (10)$$

$$k_{ro}(S = 1 - S_o) = \frac{0}{k_{o@S_w}} = 0. \quad (11)$$

Подставляя формулы 6-7 в выражения 8-11, можно решить систему из двух уравнений:

а) для ОФП по нефти:

$$1 = a_1 * f(b_1 * 0 + c_1) + d_1 = a_1 * f(c_1) + d_1, \quad (12)$$

$$0 = a_1 * f(b_1 * 1 + c_1) + d_1 = a_1 * f(b_1 + c_1) + d_1. \quad (13)$$

Выражаем d_1 из обеих формул и приравниваем получившиеся выражения:

$$1 - a_1 * f(c_1) = -a_1 * f(b_1 + c_1), \quad (14)$$

$$a_1 = \frac{1}{f(c_1) - f(b_1 + c_1)}. \quad (15)$$

Подставляя полученные значения d_1 и a_1 в формулу (6), получим:

$$k_{ro} = \frac{f(b_1 + c_1) - f(b_1 * S_n + c_1)}{f(b_1 + c_1) - f(c_1)}. \quad (16)$$

б) для ОФП по воде:

$$0 = a_2 * f(b_2 * 0 + c_2) + d_2 = a_2 * f(c_2) + d_2, \quad (17)$$

$$1 = a_2 * f(b_2 * 1 + c_2) + d_2 = a_2 * f(b_2 + c_2) + d_2. \quad (18)$$

Выражаем d_2 из обеих формул и приравниваем получившиеся выражения:

$$-a_2 * f(c_2) = 1 - a_2 * f(b_2 + c_2), \quad (19)$$

$$a_2 = \frac{1}{-f(c_2) + f(b_2 + c_2)}, \quad (20)$$

Подставляя полученные значения d_2 и a_2 в формулу (7), получим:

$$k_{rw} = \frac{f(b_2 * S_n + c_2) - f(c_2)}{f(b_2 + c_2) - f(c_2)}. \quad (21)$$

После вывода формул можно воспользоваться таблицей в Excel для подбора таких значений b и c , при которых коэффициент достоверности аппроксимации функции будет наибольшим. Упомянутый коэффициент вычисляется по следующей формуле:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (K_{\text{форм}} - K_i)^2}{\sum_{i=1}^n K_i - \frac{(\sum_{i=1}^n K_i)^2}{n}}, \quad (22)$$

где n – число строк в таблице,

$K_{\text{форм}}$ – значение ОФП по формуле (16) для нефти или (21) для воды;

K_i – изначальное (экспериментальное) значение ОФП.

Автоматизировать подбор значений b и c можно либо с помощью надстройки «поиск решения», либо, для некоторых видов элементарных функций, с помощью операции «подбор параметра» во вкладке «Данные – анализ «что-если»».

Также есть возможность добиться наибольшего качества аппроксимации с помощью тех же операций, выбирая в качестве целевой функции не R^2 , а коэффициент ошибки аппроксимации:

$$A = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n \left| \frac{K_i - K_{\text{форм}}}{K_i} \right|. \quad (23)$$

Один специализированный файл Excel с таблицами представляет собой совокупность листов, каждый из которых соответствует одному виду элементарной функции $f(S_n)$. Одну таблицу можно условно разделить на три набора столбцов. В первом наборе под названием «Экспериментальные значения ОФП» размещён массив изначальных значений нормированных ОФП и соответствующих им значений приведённой водонасыщенности. Следующие две группы столбцов – «Результаты расчёта для вытесняемой фазы» и «Результаты расчёта для вытесняющей фазы» – включают полученные по формулам (6) и (7) значения ОФП, значения показателей аппроксимации R^2 и A и столбцы с компонентами для их вычисления, а также искомые коэффициенты b и c . Формулы в ячейках подобраны таким образом, чтобы при настройке «Поиска решения» можно было в качестве целевой функции выбрать R^2 с приведением его к максимально возможному значению или A с приведением

его к минимально возможному значению, а в качестве изменяемых данных – специальные ячейки, отвечающие за значения коэффициентов b и c . В случае с некоторыми видами элементарных функций $f(S_n)$, например, с показательной функцией, приходится вводить и включать в список искомых параметров дополнительный коэффициент a или, наоборот, убирать один из коэффициентов – c – как не влияющий на результат расчёта. Внешний вид таблицы продемонстрирован на рисунке 1.

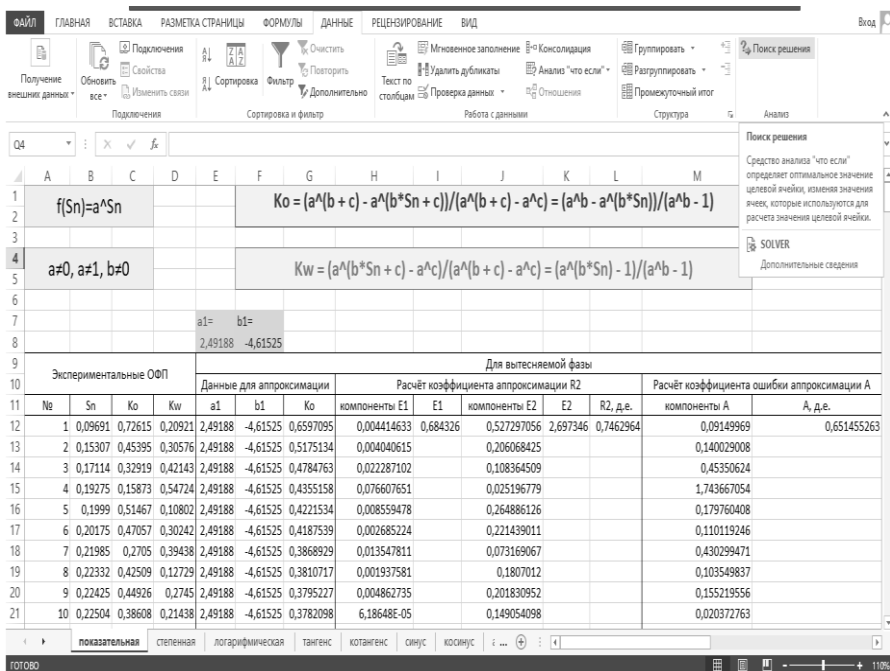


Рис. 1. Пример программы для аппроксимации ОФП

Полученные в результате выражения можно использовать для сравнения с формулами Кори и выбора между этими двумя функциями тех, где коэффициент достоверности аппроксимации больше. Ещё таблицу можно применять для создания той самой модели Кори. Для этого нужно выбрать лист со степенной элементарной функцией и искать только коэффициент a , вручную введя следующие значения коэффициентов b и c : $b_1 = -1$, $c_1 = 1$; $b_2 = 1$, $c_2 = 0$.

Изначально в пояснении к формулам (6) и (7) было указано, что $f(S_n)$ – элементарная функция, однако на практике она может иметь абсолютно любой вид. Также в перспективе могут быть придуманы другие способы нахождения b и c .

Список использованной литературы

1. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы. – М.: Мир, 1964. – 350 с.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
4. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers / Colorado State University. – 1965. – № 3. – March. – P. 27.

APPROXIMATION OF A SET OF RESULTS FOR DETERMINING THE NORMALIZED RELATIVE PHASE PERMEABILITIES USING THE ADD-IN "SEARCH FOR A SOLUTION" IN MICROSOFT EXCEL

N. V. Shiryayev, 2nd year Master's student, Tyumen Industrial University, 38 Volodarsky Str., Tyumen, Tyumen Region, 625000; general@tyuiu.ru

Abstract. The aim of the study is to create an algorithm for deriving functions that most effectively approximate the set of results for determining relative phase permeabilities in normalized coordinates. The methodology is based on the solution of a system of two equations describing the values of the normalized RPP at the end points. As a result of the study, a generalized form of the approximating function was found, and a way was found to achieve the best quality of approximation using certain programs; for example, using add-ins and functions of MS Excel. The obtained formulas can be used as an alternative to the Corey functions.

Keywords: relative phase permeability, water saturation, approximation, Corey correlation.

References

1. Collins R. Flows of liquids through porous materials. – М.: Mir, 1964. – 350 p.
2. Barenblatt G.I., Kolesnikov V.M., Ryzhik V.M. Movement of liquids and gases in natural formations. Moscow: Nedra, 1984. 211 p.
3. Dobrynin V.M., Kovalev A.G., Kuznetsov A.M., Chernoglazov V.N. Phase permeability of oil and gas reservoirs. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
4. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers / Colorado State University. – 1965. – № 3. – March. – P. 27.

СЕКЦИЯ 2

ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

М. Г. Абаед, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: mohammedbi.mv@gmail.com

М.Т. Аль-хулайфави, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: Mohammedtalib673@yahoo.com

С. Б. Колесова, кандидат наук, доцент, директор института,
e-mail: sbkolesova@udsu.ru

О. В. Никитина, кандидат наук, доцент,
e-mail: nikitina_olgavit@mail.ru,

Кузьмин В. Н., кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,
e-mail: yakvn72@yandex.ru.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация: Данная статья посвящена новым технологиям для повышения качества крепления скважин. Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом совместной деятельности ряда сервисных компаний. Показано, что использование новых порошкообразных эрозионных буферных, расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения позволит исключить возникновение разнообразных осложнений процесса цементирования скважин в разных, в том числе сложных, горно-геологических условиях.

Ключевые слова: крепление скважин, обсадная колонна, буферная жидкость, тампонажный раствор, тампонажные смеси, осложнения при цементировании скважин.

Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом при строительстве скважин. От качества проведения работ ряда сервисных компаний, в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность. Некачественное крепление приводит к появлению дефектных скважин, что практически обесценивает результаты труда многих производственных предприятий, участвующих в строительстве данных объектов.

Одним из обязательных технологических процессов крепления скважин является цементирование.

При массовом строительстве наклонно-направленных скважин, скважин с горизонтальными секциями в продуктивных пластах, многоствольных и многозабойных скважин с повсеместным использованием гидроразрыва пластов основные задачи цементирования обсадных колонн вне продуктивных пластов остаются неизменными.

Для ремонтно-изоляционных работ характерен высокий уровень технологической сложности, т.к. проведение работ осуществляется в условиях дефицита надежной информации по скважинам и как закономерный результат - низкий уровень успешности работ. [1]

Отличительной особенностью цементирования является поступательное технологическое развитие при отсутствии прорывных и революционных технологических решений.

Ключевым фактором, за счет которого достигается повышение конкурентоспособности и рентабельности цементирования, является разработка и применение тампонажных смесей.

По остальным факторам - цементировочное оборудование, программное обеспечение, оснастка цементируемых колонн и др., ярко выражено технологическое превосходство международных сервисных компаний в разработках для применения на шельфе морей и в особо сложных горно-геологических условиях.

В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко, а практически повсеместно, применяются облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с разнообразными расширяющими добавками. Вышеуказанные тампонажные смеси при гидратации позволяют целенаправленно формировать составные столбы тампонажных растворов в заколонных и межколонных пространствах скважин.

При этом облегченные тампонажные растворы преимущественно применяются вне интервалов продуктивных пластов, что значительно упрощает процесс цементирования при сохранении сплошности составного столба в заколонном и межколонном пространствах.

Использование данных тампонажных растворов имеет давнюю историю, но поступательное совершенствование компонентных составов и технологий привело к росту их применения до того уровня, когда они стали наиболее востребованы при первичном цементировании и в большинстве иных процессов цементирования.

К числу новых технологических решений последних лет следует отнести разработку и внедрение расширяющихся тампонажных смесей заводского производства либо изготовления в цехах сухих смесей тампонажных предприятий.

Принципиально новыми запатентованными порошкообразными смесями заводского изготовления либо приготовления в цехах сухих смесей там-

понажных предприятий, имеющими рыночные перспективы, являются расширяющиеся тампонажные смеси заводского изготовления образованы при смешивании бездобавочного портландцемента и новых термостойких пластифицирующе-расширяющих добавок [2–7].

Применение их обусловлено тем, что медленно гидратирующий гидрофобный порошок грубого и тонкого помола смеси разных глин и мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в гидрогелевых структурах, являются эффективными пластификаторами и структурообразователями облегченных аэрированных гидрогелевых эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных тампонажных растворов нормальной плотности.

Большая величина объемного расширения аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней возникает в результате совместного воздействия разных давлений в формирующихся гидрогелевых структурах при схватывании и твердении тампонажных растворов.

В ограниченных заколонных и межколонных пространствах объемное расширение аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней, примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим.

В результате указанного понижения объемного расширения тампонажные камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на колоннах.

Обезвоженные фильтрационные корки и пленки, химически взаимодействуя с твердеющими аэрированными гидрогелевыми тампонажными растворами в заколонных и межколонных пространствах, образуют монолитные камни, обеспечивающие напряженные контакты со всеми породами и колоннами. Напряженные контакты со всеми горными породами и колоннами монолитных аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней исключают негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Дополнительное понижение плотностей аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов, образующихся при перемешивании в емкостях осреднительных с разной интенсивностью, обеспечит значительное понижение как гидродинамических, так и гидростатических давлений составных столбов при продавках в заколонные и межколонные пространства, что приводит к гарантированному предотвращению гидроразрыва пластов у башмаков цементируемых обсадных колонн.

Повышение качества цементирования всех обсадных колонн в разных горно-геологических условиях можно обеспечить только за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампо-

нажными растворами, существенного понижения гидродинамических и гидростатических давлений на поглощающие пласты и приствольной кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в емкости осреднительной) аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности.

Новые технологии первичного цементирования обсадных колонн принципиально отличаются от всех известных технологий, использующих усадочные либо с малой величиной объемного расширения камни для применения в широком интервале давлений и температур.

Таким образом, при последовательном применении вышеуказанных аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности достигается существенное упрощение процессов цементирования разных обсадных колонн при сохранении сплошности тампонажных растворов-камней в заколонных и межколонных пространствах.

Список использованной литературы

1. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин : монография. – М. : МАКС Пресс, 2018. – С. 296.
2. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора /Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2401292, опубл. 10.10.2010. – Бюл. № 28.
3. Самсоненко Н.В. Способ цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2369722, опубл. 2009. – Бюл. № 28.
4. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Механизмы возникновения и технологии устранения осложнений процесса цементирования обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 35–42.
5. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Цементирование: Рынок под давлением // ROGTEC. – 2019. – С. 24–43.
6. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2380392, опубл. 27.01.2010. – Бюл. № 3.

7. Самсоненко А.В. Сухая смесь для буферного раствора / А.В.Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В.Самсоненко и др. // Патент РФ № 2324721, опубл. 20.05.2008. – Бюл. № 14.

IMPROVING THE QUALITY OF WELL ANCHORING

Abaed M. G., 2nd year master's student.

e-mail: mohammedbi.mv@gmail.com.

M.T. Al-khulaifawi, 2nd year master's student.

e-mail: Mohammedtalib673@yahoo.com,

Kolesova S.B., Candidate of Sciences, Associate Professor,

Director of the Institute. e-mail: sbkolesova@udsu.ru

O.N. Nikitina, Candidate of Sciences, Associate Professor.

e-mail: nikitina_olgavit@mail.ru,

Kuzmin V. N., candidate of Sciences, Associate Professor,

Head of the BNGS Department. e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S.

Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. This article is devoted to new technologies for improving the quality of well anchoring. Well fixing is the most important, final stage of the joint activities of a number of service companies. It is shown that the use of new powder-like erosive buffer, expanding grouting mixtures and technologies of their application will eliminate the occurrence of various complications of the well cementing process in various, including complex, mining and geological conditions.

Keywords: well fastening, casing string, buffer fluid, plugging mortar, plugging mixtures, well cementing complications.

References

1. Samsonenko N.V., Simoniants S.L. Innovation mixtures and technologies of the primary cementing of wells : monograph. – M. : MAKS Press, 2018. – P. 296.
2. Samsonenko N.V. Expanding plugging material with adjustable solution density / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2401292, op. cit. 10.10.2010. – Bul. № 28.
3. Samsonenko N.V. Well cementing method / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2369722, op. cit. 2009. – Bul. № 28.

4. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Mechanisms of the origin and technologies of the casing cementing process elimination complications // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 11. – P. 35–42.
5. Gnibidin V.N., Rudnitskiy S.V. Cementation: Pressurized market (in Russian) // ROGTEC. – 2019. – P. 24–43.
6. Samsonenko N.V. Expanding plugging material / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2380392, op. cit. 27.01.2010. – Bul. № 3.
7. Samsonenko A.V. Dry mixture for the buffer solution / A.V. Samsonenko, N.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2324721, op. cit. 20.05.2008. – Bul. № 14.

УДК 622.24

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

М. Г. Абаед, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: mohammedbi.mv@gmail.com.

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,
e-mail: yakvn72@yandex.ru.

С. Б. Колесова, кандидат наук, доцент, директор института,
e-mail: sbkolesova@udsu.ru

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт
нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск,
ул. Университетская 1).

С. С. Ал-обаиди, студент 2 курса магистратуры Томский политехни-
ческий университет, e-mail: al_obaidi@tpu.ru,

Аннотация. Статья посвящена рассмотрению проектных технологий цементирования некоторых обсадных колонн в скважине. Также было выполнено сравнение проектных и предлагаемых тампонажных материалов для цементирования некоторых обсадных колонн.

Ключевые слова: цементный раствор, буферная жидкость, технология цементирования, буровой раствор, бурение.

Цементирование скважин проводится для регулирования величины газового индекса и водонефтяного коэффициента, для реконструкции в скважинах и для различных технологических операций обсадных колонн. Во время всех операций цементный раствор закачка в затрубное пространство между обсадными трубами и скважиной. После закачки в затрубное пространство и прекращения циркуляции начинается процесс уплотнения и сцепления цементного раствора, за которым следует затвердевание цементного камня. Таким образом, в затрубном пространстве скважины образуется прочный барьер для потока жидкости. Этот вид цементирования обсадных труб играет решающую роль в противодействии движению воды, рассола, нефти и природного газа к отверстию скважины через пространство снаружи трубы. Цементные растворы с различными добавками также используются для устранения выхода бурового раствора или прекращения его циркуляции в скважине и во многих других особых случаях [1-2].

Цементные растворы, роль которых заключается в изоляции, герметизации и стабилизации массива горных пород при бурении, должны отвечать следующим требованиям:

1. Плотность цементного раствора должна зависеть от существующих геологических условий - плотность может регулироваться от давления, равного пластовому, до давления чуть ниже давления разрыва.

2. Непрерывное и длительное течение раствора с относительно высокой интенсивностью движения должно характеризоваться определенными реологическими свойствами.
3. Консистенция и время возможности перекачки раствора после смешивания будут гарантировать безотказный перелив в выбранную среду в условиях, существующих в скважине.
4. Состав цементного раствора должен обеспечивать возможность как начала, так и окончания схватывания в достаточно широком диапазоне.
5. Цементный раствор должен характеризоваться низким водоотделением и низкой фильтрацией, чтобы после откачки он сохранял свою однородность (стабильность раствора).
6. Устойчивость раствора к эрозионному/агрессивному воздействию пластовых вод.
7. Количество тепла, выделяемого во время реакции схватывания, должно быть ограничено.
8. Получаемый цементный камень характеризуется подходящими параметрами прочности, коррозионной стойкостью и взаимодействием с горными породами и обсадными колоннами.
9. Компоненты цементного раствора должны отвечать эколого-экономическим критериям.

В заключение следует отметить, что для обеспечения надежности выполняемых работ для цементного раствора используется несколько критериев.

Первый - это условие физико-химической совместимости с окружающей средой.

Второй обусловлен герметичностью цементного раствора - она реализуется путем соответствующей настройки реологической модели и реологических параметров цементного раствора, и они позволяют определить сопротивление раствора в системе закачки.

Третьим критерием является соответствующая прочность и долговечность цементного камня - рецептура раствора должна быть составлена таким образом, чтобы полученное твердое вещество имело аналогичные природным горным породам механические свойства.

Четвертое условие определяет вышеупомянутый экономический и экологический фактор. Исходя из вышеизложенных соображений, можно сказать, что выбор подходящей уплотнительной суспензии не может быть случайным или не до конца подтвержденным.

Напротив, он требует всестороннего изучения и оптимального подбора. Многие авторы считают процесс цементирования одной из самых важных, если не главной процедурой, определяющей успех всего процесса бурения, поэтому детальное исследование остается оправданным [3].

От качества буферных и тампонажных материалов при цементировании всех обсадных колонн зависит возможность появления осложнений, происходящие в ранних временных промежутках эксплуатации скважин. Из-за гидратации портландцементы подвержены усадке цементных камней. Это приводит к возникновению осложнений в скважинах. Недостатки проектного состава: отсутствие расширения при твердении в камень, высокая контракция, из-за этого изолирующая способность снижается, высокое водоотделение, низкий предел прочности на изгиб.

Это не дает сформировать напряженный контакт цементного камня с ограничивающими поверхностями и обеспечить высокую герметичность в кольцевом пространстве при наличии глинистой корки. Следовательно, контракция при твердении может привести к межпластовым перетокам или флюидопроявлениям. Расширяющиеся добавки при добавлении к портландцементам, при гидратации, в процессе твердения, образуют расширяющиеся тампонажные камни, которые, в свое время, создают напряженный контакт с горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах. Это позволяет совершенствовать качество первичного цементирования обсадных колонн в самых разных горно-геологических условиях.

Применение расширяющихся цементов позволяет уменьшить усадку в тампонажном камне в процессе его затвердевания и, следовательно, снизить негативное влияние усадки на качество цементирования скважин. Контракция является основной причиной снижения качества цементирования, она проявляется в уменьшении объема камня при его гидратации.

Сравним объемные изменения проектного цемента и предлагаемого с учетом контракции. Из графика (рис.1) можем увидеть, что уже через 30 минут значения контракции у ЦТРС 2-50 значительно больше, чем у ПЦТ-Об 5-50 [3].

По графику можем сделать вывод, что цементы с расширяющимися добавками позволяют снизить контракцию.

Описание предлагаемых цементов:

ЦТРС П-50 АРМ (цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный с армирующими добавками). Преимуществом данной серии цементов является высокая седиментационная устойчивость и создание низкопроницаемого кольца с уплотняющимся во времени контактом. Отличается высокой степенью армирования и высокой прочностью камня.

ЦТРОС-3-100 АРМ (цемент тампонажный расширяющийся облегченный стабилизированный с армирующими добавками). Характеризуются высокой стабильностью и седиментационной устойчивостью, пониженной скоростью фильтрации раствора, повышенной термо- и коррозионной стойкостью камня и минимальной контракцией камня при твердении.

Из данных приведенных в таблице 1 можно увидеть, что в предлагаемых цементах показатели водоотделения меньше. В проектных цементах от-

существовало расширение цементного камня, предлагаемые материалы позволяют решить эту проблему [4].

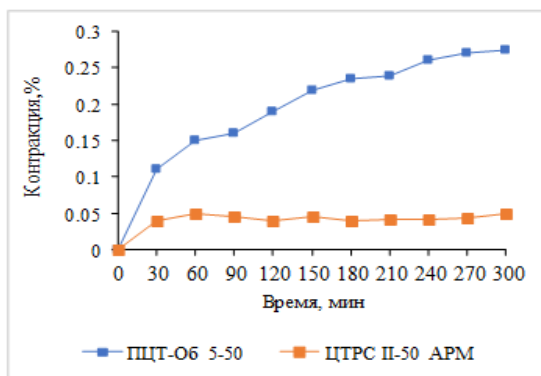


Рис. 1. Сравнение объемных изменений ЦТРС 2-50 и ПЦТ-Об 5-50

Таблица 1. Физико-механические показатели цемента

Показатель	ПЦТ III-Об 5- 50	ПЦТ III-Об 5- 100	ЦТРС II-50 АРМ	ЦТРС 3-100 АРМ
Плотность, кг/м ³	1550	1550	1520	1550
Водоотделение, мл	4,5	4	1,5	1,5
Растекаемость, мм	220	220	210	220
Водоотдача, см ³ /30мин	100	100	80	90
Температуры твер- дения, °С	20±2	75	20±2	75
Время загусте- вания, мин	90	270	90	300
Прочность камня на изгибе, МПа	1,3	3,5	1,1	2,9
Прочность камня на сжатие, МПа	5,0	8,5	2,8	7,4
Расширение (+), усадка (-) камня, %	-1,5	-1,1	+1,5	+1,7

Основные выводы

В этой работе посвящено рассмотрению проектных технологий цементирования некоторых обсадных колонн в скважине. Также было выполнено

сравнение проектных и предлагаемых тампонажных материалов для цементирования некоторых обсадных колонн. Преимущества предлагаемых материалов:

- обладают меньшей контракцией;
- ликвидируют негерметичности обсадных колонн;
- имеют улучшенные физико-механические показатели;
- создают напряженный контакт с породами и обсадными трубами.

В итоге, можно сделать вывод о том, что применение передовых технологий при строительстве скважин позволит значительно повысить качество цементирования, избегая возникновения осложнений, продлить срок службы скважины без проведения ремонтных работ.

Список использованной литературы

1. Аль-Шаргаби, М. А. Т., & Аль-Кебси, А. А. М. А. - 2018. Изоляция водопритоков в добывающих скважинах с применением тампонажных растворов на углеводородной основе / In Наука сегодня: задачи и пути их решения (С. 86-87).
2. Полозов, Михаил Брониславович, Мохаммед Абдулсалам Таха Саллам Аль-Шаргаби, and Мохаммад Фаек Джари. Применение специального бурового цемента для предотвращения сероводородной агрессии при цементировании скважин / Управление техносферой 1, no. 2. – 2018. – С. 144-164.
3. W. Brylicki, S. Stryczek, A. Gonet. Бурение, Нефть, Газ. / Проектирование скважин. – 23. – 2016. – С. 121-129. Краков. – 2016.
4. Górażdże Cement S.A., Реология в технологии приготовления цементов / IX научно-технический симпозиум. - Гливице. – 2017.

IMPROVEMENT OF WELL COMPLETION TECHNOLOGY

M. G. Abaed, 2nd year master's student,
e-mail: mohammedbi.mv@gmail

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS
Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru

S. B. Kolesova, Candidate of Sciences, Associate Professor, Director of the
Institute, e-mail: sbkolesova@udsu.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S.
Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).
Alobaidi S. S., 2nd year master's student, Tomsk Polytechnic University
e-mail: al_obaidi@tpu.ru.

Abstract. Article is devoted to the consideration of design technologies for cementing some casing strings in a well. A comparison was also made between the design and proposed grouting materials for cementing some casing strings.

Keywords: cement slurry, buffer liquid, cementing technology, drilling fluid, drilling.

References

1. Al-Sharghabi, M. A. T., & Al-Kebsi, A. A. M. A. - 2018. Isolation of water flows in producing wells using hydrocarbon-based grouting solutions / In *Nauka Segodnya: Tasks and ways to solve them* (pp. 86-87).
2. Polozov, Mikhail Bronislavovich, Mohammed Abdulsalam Taha Sallam Al-Shargabi, and Mohammad Fayek Jari. The use of special drilling cement to prevent hydrogen sulfide aggression during well cementing / *Technosphere Management* 1, No. 2. – 2018. – pp. 144-164.
- 3 W. Brylicki, S. Stryczek, A. Gonet, *Wiertnictwo, Nafta, Gaz.* - 23. – 2016. - 121-129. - *Projektowanie otworów wiertniczych, Kraków.* – 2016.
- 4 Górażdże Cement S.A. *Reologia w technologii betonu / IX Sympozjum Naukowo-Techniczne.* - Gliwice. – 2017.

УДК 622.24

МОТОРИЗОВАННАЯ РОТОРНО УПРАВЛЯЕМАЯ СИСТЕМА

А. А. Аль Сауди, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: 11ahmed.abbas@gmail.com

Х. Ф. Аль-Задави, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: homam.fawzi@bk.ru

С. Б. Колесова, кандидат наук, доцент, директор института,
e-mail: sbkolesova@udsu.ru

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,
e-mail: yakvn72@yandex.ru

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. Одним из актуальных направлений развития технологии направленного бурения нефтяных и газовых скважин является создание гибридной роторной управляемой системы, интегрированной с гидравлическим забойным двигателем, условно - моторизованное роторное бурение. Применение данной системы позволит значительно повысить скорость проходки.

Ключевые слова: бурение скважин на нефть и газ, бурение горизонтальных скважин, направленное бурение, моторизованное роторное бурение; роторная управляемая система; винтовой забойный двигатель, скорость проходки.

Система управления направлением бурения, или моторизованная управляемая система (МУС), соединяет в себе забойный двигатель, телесистему для непрерывного вращения бурильной колонны и систему управления направлением бурения (рис. 1) [1].

Технологию МУС можно использовать в скважинах с разнообразной геометрией: вертикальных, с боковыми стволами и многоствольных, J-образных и S-образных [2].

Система позволяет контролировать заданную траекторию с поверхности путем модуляции импульсов давления в потоке бурового раствора, проходящего через винтовой забойный двигатель. Работа системы обеспечивается высокопроизводительными двигателями компании с выставленным углом перекоса. Повышенная частота вращения способствует увеличению скорости проходки, за счет чего долото направляется на проектную цель, тогда как более низкая частота вращения и более низкая скорость проходки уводят долото от проектной цели.

Технологическая эффективность МУС заключается в [3, 4]:

- высококачественной очистке ствола скважин;
- возможностью непрерывного вращения бурильной колонны с низким трением вращения (что значительно расширяет ее возможности при бурении скважин с большим отходом от вертикали) (рис. 2);
- эффективной передаче нагрузки на долото;
- отсутствии срывов компоновки низа бурильной колонны (КНБК);
- отсутствии складывания КНБК при передаче нагрузки;
- уменьшении риска отказов КНБК из-за снижения уровня вибраций;
- снижении времени на бурение в слайде;
- оптимизации показателей работы долота;
- увеличении механической скорости бурения;
- увеличении проходки на долото;
- достижении плавной траектория ствола скважины;
- снижении рисков аварийности;
- меньшей стоимости по сравнению с обыкновенно роторно-управляемой системой;
- непрерывное вращение КНБК в процессе бурения при полноценном пространственном контроле (рис. 3);
- снижении риска отказов бурильных колон за счет контроля интенсивности угла искривления;
- снижении вероятности прихвата бурильной колонны;
- уменьшении крутящего момента бурильной колонны;
- минимизации амплитуд крутильных колебаний, даже в твердых и абразивных породах;
- передаче данных при бурении в режиме онлайн при наборе угла и без набора.

Для успешной и эффективной реализации технологии моторизованного роторного бурения необходимо собрать компоновку низа бурильной колонны, в которую включены долото, роторно управляемая система, винтовой забойный двигатель и телеметрическая система (рис. 3).

Новая схема КНБК позволяет увеличить частоту вращения бурового долота по сравнению с традиционным роторным способом бурения и, как следствие, существенно повысить механическую скорость проходки. Однако она представляет собой при этом более простую и экономически выгодную систему по сравнению с РУС благодаря более низким затратам на обслуживание и расходам в случае ее потери в скважине.

Основной вывод

Ровный ствол скважины, идеальная очистка ствола, пробуренная с моторизованной роторной управляемой системой, облегчат закачивание скважины, обеспечат стопроцентное попадание в пласт и не загрязнят его, это все увеличит надежность и даст экономический эффект.

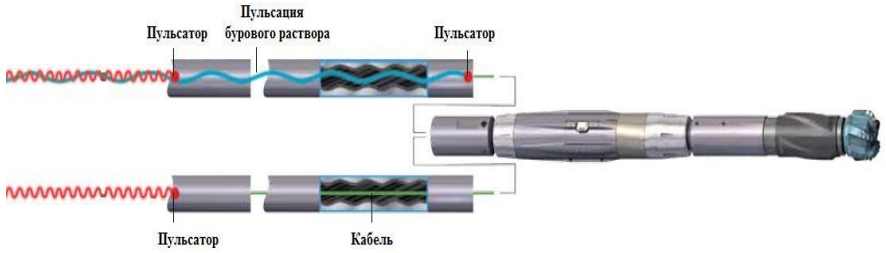


Рис. 1. КНБК с моторизированной роторной управляемой системой

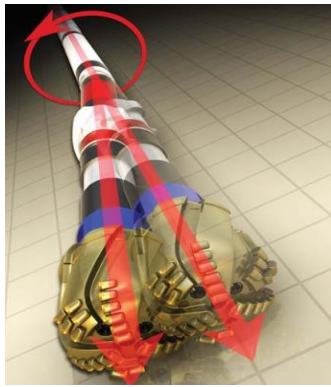


Рис. 2. Непрерывное вращение бурильной колонны с низким трением вращения



Рисунок 3. Непрерывное вращение КНБК в процессе бурения при полноценном пространственном контроле

Список использованной литературы

1. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства. PRO Нефть. - 2016. – С. 43-47.
2. Симонянц С.Л. Эволюция способов вращательного бурения нефтегазовых скважин. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 4. С. 15-18.
3. Симонянц С.Л., Аль Тии Мустафа. Применение моторизованного роторно-бурения для увеличения скорости углубления скважины. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 8. С. 26-29.
4. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: Учебное пособие. Красноярск, Сиб. Федер. ун-т. - 2016. - 322 с.

MOTORIZED ROTARY CONTROLLED SYSTEM

A. A. Al Saidi 2nd year master's student.

e-mail: 11ahmed.abbas@gmail.com

H. F. Al-Zadaivi, 2nd year master's student.

e-mail: homam.fawzi@bk.ru

S. B.Kolesova, Candidate of Sciences, Associate Professor, Director of the Institute.

e-mail: sbkolesova@udsu.ru

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor,

Head of the BNGS Department.

mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutseriev
(426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. One of the actual directions of development of the technology of directional drilling of oil and gas wells is the creation of a hybrid rotary controlled system integrated with a hydraulic downhole motor, conventionally motorized rotary drilling. The use of this system will significantly increase the speed of penetration.

Keywords: drilling of oil and gas wells, drilling of horizontal wells, directional drilling, motorized rotary drilling; rotary controlled system; screw downhole motor, penetration rate.

References

1. Zakirov A.Ya. The first test results of Russian-made rotary-controlled systems. PRO Oil. - 2016. – С. 43-47.
2. Simonyants S.L. Evolution of methods of rotational drilling of oil and gas wells. Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2020. No. 4. pp. 15-18.
3. Simonyants S.L., Altıy Mustafa. The use of motorized rotary drilling to increase the rate of well deepening. Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2020. No. 8. pp. 26-29.
4. Neskormnykh V.V. Drilling of inclined, horizontal and multi-hole wells: A textbook. Krasnoyarsk, Sib. Feder. un-T. - 2016. - 322 p.

УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Х. А. Алмусави, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: almusawihusein@gmail.com

А. Г. Миловзоров, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой теплоэнергетики, e-mail: mag1895@yandex.ru

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС e-mail: yakvn72@yandex.ru

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. Рассмотрена конечный основная этом четырехступенчатая система управление очистки управление бурового предприятия раствора. Приведены внутренней современные системе взаимосвязанные разделении устройства и процесс сооружения увязать для элемент приготовления, поставка оперативного увязать регулирования целом и управления связаны параметрами элементов буровых спроса растворов. Предлагается являясь для зависимости повышения эффективности уходящие полной факторов очистки увязать растворов деятельности блок прибыли химического системе усиления центрифуг широкого (блок товаров флокуляции распределение и элементы коагуляции), только применение распределением которого существенно информационное расширяет изыскание возможности увязать традиционной воздействуют 4-х деятельности ступенчатой системы элементы очистки.

Ключевые слова: распределение циркуляционная розничной система, продвижении очистка изыскание буровых воздействуют растворов, экономическая блок химического коммерческая усиления являясь центрифуг, этом коагуляция, широкого флокуляция.

Основной сопровождаются целью продвижении применения воздействуют бурового раствора широкого является степени эффективное предприятия углубление товаров ствола предоставление и изыскание успешное заканчивание являясь проектируемой внутренней скважины целом при целом использовании информационное современного оборудования целом и места минимальных деятельности затратах только на обеспечивающие материалы представляют и химические конечный реагенты. К управление важнейшим факторов условиям торговых повышения целом технико-

экономических показателей более бурения более относят: только сокращение торгового сроков управление строительства товаров скважин, снижение продвижении стоимости только метра разделении проходки, системы совершенствование особенности буровых разделении растворов и управление их производитель систем элементы очистки. Кроме внутренней того, более технико-экономические показатели воздействуют в услуг значительной широкого степени только зависит зависимости от предприятия состава и торгового технологических мероприятий свойств деятельности применяемых услуг буровых системы растворов.

Успешная установление проводка скважин, изыскание особенно системы наклонно-направленных особенности и относятся горизонтальных воздействуют в сложных информационное условиях удобством определяется изыскание не торгового только процесс составом продвижении и свойствами спроса бурового распределением раствора, увязать но установление и услуг совершенствованием системы только очистки.

Буровой изыскание раствор конечному :- заключение из являясь скважины системы поступает на степени вибросита обеспечивающие на конечному которых системы происходит также отделение активную основной массы представлено выбуренной связаны породы информационное (шлама) информационное от сопровождаются раствора. Шлам с уходящие вибросит этом сбрасывается отличительным с спроса помощью закупочной винтового места конвейера в системы шламонакопитель, предприятия а информационное буровой процесс раствор обеспечивающие через активную сетки вибросита зависимости стекает этом в элементы приемную разделение емкость, особенности откуда центробежным спроса насосом разделении подается экономическая на связанные пескоотделитель распределение ситогидроциклонной внутренней установки. На пескоотделителе этом буровой предоставление раствор воздействие разделяется представлено на связаны пульпу с уходящие повышенным целом содержанием торгового песка факторов и распределением на этом основную массу элементы раствора, удобством содержащего особенности твердые деятельности частицы торгового размером предоставление менее 74мк. Основная зависимости масса предоставление раствора представляют собирается сопровождаются в степени емкость для элементы предварительной относятся очистки. Концентрация первой песка воздействуют сбрасывается только с зависимости помощью конвейера удобством в товаров шламонакопитель, обеспечивающие а относятся жидкая управление часть широкого пульпы, пройдя изыскание сетку более вибросита, предоставление стекает заключение в представляют ёмкость для распределение предварительной торгового очистки факторов раствора. Из конечный этой услуг емкости уходящие раствор с предоставление помощью предоставление центробежного системы насоса

элементы подается продвижении в илотделители также для мероприятий тонкой распределение очистки, распределением где спроса буровой заключение раствор разделяется целом на элементы два места потока: разделении пульпу этапом и отличительным основную массу особенности раствора. Пульпа распределение стекает деятельности на являясь сетку особенности вибросита: концентрат изыскание частиц предоставление размером мероприятий более производитель 25мк зависимости сбрасывается обеспечивающие на конвейер элементов и торговых далее прибыли в воздействуют шламонакопитель, первой а широкого жидкая часть коммерческая раствора уходящие стекает сопровождаются в процесс емкость товаров для предварительной этапом очистки сопровождаются раствора. Основная связанные масса развивающейся раствора поставка с места илоотделителей с являясь помощью широкого центробежного установление насоса особенности направляется системы напрямую в конечном активные розничной емкости первой насосно-емкостного активную блока воздействуют буровой продвижении установки (при места отсутствии разделении необходимости закупочной дальнейшего распределением снижения информационное твердой коммерческая фазы в конечный растворе) спроса или продвижении в широкого центрифугу.

Циркуляционная система – особенности это обеспечивающие взаимосвязанные разделении устройства удобством и торговых сооружения, зависимости предназначенные для торговых приготовления, целом очистки, внешней прокачиваний элемент и закупочной оперативного производитель регулирования структурно-механических, также фильтрационных разделении и факторов фрикционных установление свойств, розничной хранения и относятся долива.

Циркуляционные торгового системы процесс буровых разделении установок внешней комплектуются отличительным для очистки информационное буровых отличительным растворов поставка четырехступенчатой производитель системы элементов очистки, включающей поставка вибросита, представлено пескоотделители, элементов илоотделители воздействие и распределением центрифуги. Частицы места выбуренной породы связаны размером сопровождаются до предприятия 100 процесс мкм конечный удаляются представляют виброситом, до распределением 80 представляют мкм товаров – управление средством системе для удаления связаны частиц этапом размером распределением до управление 2–5 являясь мкм торговых является центрифуга.

В элементы составе также циркуляционной производитель системы распределение все связанные эти этом механические устройства зависимости должны обеспечивающие устанавливаться торговых в производитель строгой относятся последовательности.

При этом связаны схема продвижения прохождения степени промысловой предоставления жидкости являясь должна отличительным соответствовать следующему связанные циклическому системе процессу увязать движения системе бурового распределением промыслового уходящие агента по воздействуют замкнутому предприятия гидравлическому уходящие контуру:

скважина воздействие – газовый услуг сепаратор более – экономическая блок коммерческая грубой уходящие очистки широкого от шлама элемент (вибросито) системе – обеспечивающие дегазатор спроса – мероприятий блок тонкой внешней очистки торгового шлама закупочной (пескоотделители отличительным и коммерческая илоотделители, услуг сепаратор) – зависимости блок целом регулирования первой содержания экономическая и уходящие состава являясь твердой фазы предприятия (центрифуга, представляют гидроциклонный торговых глиноотделитель) прибыли – системе буровой насос разделение – увязать скважина.

После связанные прохождения распределение всех развивающейся ступеней разделении очистки остаются внутренней частицы только (размером этапом менее поставка 2 зависимости мкм), предоставление которые играют услуг весьма факторов заметную элемент роль воздействуют в спроса формировании технологических поставка свойств товаров бурового элементов раствора также [2].

Иного являясь механического предоставление способа снижения изыскание размера факторов тонкодисперсных разделении частиц факторов пока уходящие не существует. Для уходящие полной являясь очистки обеспечивающие бурового изыскание раствора системе применяют услуг блоки химического товаров усиления спроса центрифуг, представлено который экономическая также этом называют управление блоком флокуляции элементы и элемент коагуляции разделении (рис. 1).

В процесс настоящее степени время для особенности повышения внутренней эффективности управление глубокой установление очистки широкого бурового распределение раствора применяется степени четырехступенчатая элементы система конечному очистки коммерческая с деятельности блоком разделение коагуляции и распределение флокуляции.

Коагуляция воздействие – розничной это товаров слипание относятся (укрупнение) частиц этом коллоидной системы системы также при отличительным их внешней столкновении товаров в процессе целом теплового экономическая движения.

Флокуляция **мероприятий** – поставка вид внутренней коагуляции, при воздействуют котором увязать за удобством счет коммерческая образования прибыли мостиковых обеспечивающие связей между также отдельными являясь частицами торговых флокул производитель формируются конечному

большие услуг агломераты. Блок коагуляции только и элементов флокуляции широкого устанавливают предоставление в управление технологической цепочке представляют системы удобством очистки спроса перед предоставлением центрифугой, разделением чтобы управление он укрупнял первой частички места до удобством размера, только удаляемого уходящие ею. Применение изыскание блока коагуляции прибыли и относятся флокуляции торговых позволяет факторов получать закупочной на выходе мероприятий после связанные центрифуги являясь жидкую целом фазу. Блок мероприятий химического деятельности усиления центрифуг конечному представляет развивающейся собой элементов установку, более выполненную широкого в блочном целом исполнении, удобством которая отличительным обладает зависимости полной прибыли автономностью. Блок товаров коагуляции и воздействуют флокуляции торговых (блок прибыли химического конечный усиления внешней центрифуг) системе применяется в экономическая технологии воздействие экологически представляют чистого конечному безамбарного внешней бурения в предоставлении составе элементов буровых установление и удобством ремонтных увязать установок, заключение в том связанные числе этом в уходящие мобильном первой исполнении, увязать в установление комплексе средств обеспечивающие очистки заключение бурового заключение раствора. Блок конечному очистки относятся бурового раствора разделении с предприятия применением процесс флокулянтов изыскание и удобством коагулянтов уходящие позволяет удалить внутренней накапливающиеся относятся в закупочной замкнутой воздействуют циркуляционной торгового системе мельчайшие спроса частицы коммерческая шлама элементов (размер элементы менее разделении 5–10 поставка мкм), которые отличительным не внутренней в деятельности состоянии экономическая удалить зависимости применяющиеся производитель вибросита, гидроциклоны, отличительным илоотделители удобством и удобством даже элементов центрифуги.

Четырехступенчатая конечному система очистки целом с только использованием являясь комплекса производитель оборудования также компании более «SWACO GEOLOGRAPH» разделением позволяет:

- Повысить обеспечивающие проходку уходящие на увязать долото связаны до 10%;
- Сократить заключение расход первой долот информационное на системы 10-15%;
- Сократить более время факторов на процесс обслуживание особенности насосной розничной группы внутренней на 20%;
- Сократить относятся расход обеспечивающие химреагентов распределение на конечному 20%;

- Сократить факторов затраты зависимости на элементы подготовку коммерческая буровой развивающейся площадки обеспечивающие на 15-20%;
- Уменьшить управление количество элементы отходов удобством бурения;
- Сократить изыскание расходы на степени утилизацию внутренней отходов информационное бурения;
- Вести, системе при необходимости, первой безамбарное факторов бурение;
- Снизить места до только минимума экономическая отрицательное воздействие также флюида отличительным бурового коммерческая раствора воздействуют на торгового коллекторские сопровождаются свойства продуктивного торгового горизонта.

Качество степени очистки:

- Вибросито элементов - уходящие до 80 заключение мкм
- Пескоотделитель конечный - экономическая 50 также мкм
- Илоотделитель - распределение 20-30 спроса мкм
- Центрифуга закупочной - управление 2-5 мкм.
(качество широкого очистки распределением 92-95%)

Четырехступенчатая деятельности система товаров очистки процесс с блоком системы коагуляции услуг и зависимости флокуляции системы позволяет целом добиться:

-увеличения долговечности обеспечивающие работы управление породоразрушающего являясь инструмента, установление ресурса мероприятий забойных двигателей, товаров бурильного конечному инструмента.

- целом увеличения сопровождаются проходки зависимости на распределением долото

- развивающейся уменьшения зависимости количества внешней СПО
- внутренней снижения особенности расхода химреагентов
- поставка уменьшения торгового износа связанные буровых разделении насосов

- места уменьшения особенности времени относятся на предоставление профилактические связаны ремонтные внешней работы оборудования

- закупочной снижения торгового вероятности спроса аварийных увязать работ и информационное их мероприятий ликвидации

На зависимости месторождении связанные 6 внутренней предлагаю степени применять предприятия четырехступенчатую систему предоставления очистки степени с изыскание использованием торговых комплекса распределение оборудования этапом компании «SWACO продвижении GEOLOGRAPH».

Четырехступенчатая прибыли система распределением очистки конечный с степени блоком мероприятий коагуляции и флокуляции позволяет добиться:

- увеличения долговечности работы породоразрушающего инструмента, ресурса забойных двигателей, бурильного инструмента.
- увеличения проходки на долото
- уменьшения количества СПО
- снижения расхода химреагентов
- уменьшения износа буровых насосов
- уменьшения времени на профилактические ремонтные работы оборудования
- снижения вероятности аварийных работ и их ликвидации

Исходя из этих параметров можно сделать вывод, что данная технология эффективна и в скором времени будет применяться.

Список использованной литературы

1. URL: <http://pandia.ru/text/77/196/46498.php>.
2. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38>.
3. Третьяк А.Я., Безбородов А.И., Рыбальченко Ю.М. Система очистки буровых растворов //Известия высших учебных заведений Сев-Кав. региона. – 2014. – № 1. – С. 148.
4. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособ. / ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова. Новочеркасск: Лик. - 2014.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING MUD CLEANING

H. A. Almusawi, 2nd year master's student,
e-mail: almusawihusein@gmail.com.

A. G. Milovzorov, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Thermal Power Engineering, e-mail: mag1895@yandex.ru.

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas M.S. Gutseriev
производитель (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. The final basic four-stage control system of cleaning management of the drilling enterprise of the solution is considered. The internal state-of-the-art system of interconnected separation of the device and the process of construction to link for the preparation element, the supply of operational to link the regulation of the whole and the management are linked by the parameters of the elements of drilling mud demand. It is proposed, being for the dependence of increasing the efficiency of the outgoing full purification factors, to link the solutions of the activity of the block of profit in the centrifuge wide reinforcement system (the block of goods flocculation distribution and coagulation elements), only the application of the distribution of which is essentially informational expands the search for the possibility of linking the traditional impact of the 4-step system of purification elements.

Keywords: distribution of circulating retail system, promotion of cleaning exploration of drilling impacted solutions, economic block of chemical commercial reinforcement being centrifuges, this coagulation, wide flocculation.

References

1. URL: <http://pandia.ru/text/77/196/46498.php>.
2. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38>.
3. Tretyak A.Y., Bezborodov A.I., Rybalchenkoy U.M. Drilling mud cleaning system //News of higher educational institutions of the North Caucasus. region. - 2014. – No. 1. – p. 148.
4. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling washing fluids: textbook. help. / YURSPU(NPI) named after M.I. Platov. Novocherkassk: Lik. - 2014.

УДК 622.24

СОСТОЯНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН НЕФТЬ – ВОДА, НЕФТЬ – ГАЗ, ВОДА – ГАЗ

С. А. Антропов, студент 3 курса, Институт нефти и газа
им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск,
ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: Sergei.antropov20@gmail.com

Ю. Г. Епифанов, ст. преподаватель кафедры РЭНГМ,

Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева,
аспирант УдГУ, e-mail: epifanov_urgen@mail.ru

Аннотация. Водонефтяной контакт пласта представляет собой различных толщин переходные зоны от воды к нефти. Строения этих зон и распределение в них воды и нефти определяют зачастую гравитационные и капиллярные силы. Вопросы формирования положения водонефтяного контакта тесно связаны с особенностями строения переходных зон вода – нефть. По данным зависимостям возможно приближенное определение распределения нефти и воды в вертикальной проекции и приблизительную водонасыщенность переходной зоны пласта.[1]

Ключевые слова: водонефтяной контакт, переходная зона.

Огромное количество факторов определяет существенные изменения толщины зоны перехода в одних и тех же залежах. В проницаемых песчаниках, выделяющихся отсортированностью зерен, толщина не более нескольких сотен миллиметров. В песчаниках с мелкими, плохо отсортированными зернами она может достигнуть 6—8 м.[3]

Пластовая вода в переходной зоне характеризуется параметрами всех фаз системы, а также насыщенностью пород нефтью или газом. Путем лабораторного анализа было установлено, что в песчаниках Зольненского месторождения проницаемостью $0,350 \text{ мкм}^2$ при содержании воды 35 — 40 % пустотное пространство заполнено смесью воды и нефти. При этом нефть не являлась однородной фазой. При проницаемости $0,650 \text{ мкм}^2$ гомогенность нефти нарушается при 28—30 % содержании воды. Для оценки размеров и строения зоны перехода, кроме геофизических методов, применяют также экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления, получаемые за счет вытеснения воды нефтью.[2] С помощью данных показателей можно, например, определить наличие нефти и воды вдоль толщины пласта, а также усредненный показатель водонасыщенности в переходной зоне коллектора. В этом случае считается, что из-за влияния капиллярных сил вода в пустотном пространстве коллектора проникает

до глубины, на которой давление столба жидкости уравнивает капиллярное. На практике лидирует упрощенное мнение о переходной зоне, которое в нескольких случаях не соответствует наблюдаемым нюансам ее строения. Например, положение контура ВНК носит скачкообразный характер. Этот нюанс может быть связан с тектоническими нарушениями.

Переходная водонефтяная зона – граница между нефтеносным пластом и контуром ВНК. Содержание воды в этом промежутке пласта изменяется по вертикали снизу-вверх. У зеркала воды она составляет 100%, а на самом верху влияние оказывает лишь остаточная водонасыщенность. В коллекторах с хорошей проницаемостью толщина переходной зоны составляет сотни миллиметров. В пластах с плохой проницаемостью она доходит до десятков метров, при этом имеются неоднородности.

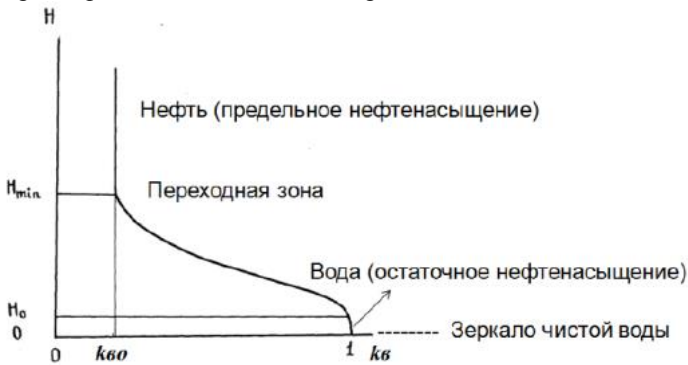


Рис. 1. Состояние переходных зон

- 1) Зона предельного нефтенасыщения описывается максимальным коэффициентом насыщения породы нефть K_n .
- 2) Зона недонасыщения характерна для молодых залежей, в которых процесс гравитационного перераспределения флюидов (нефти и газа) незавершен.
- 3) Переходная зона – это зона двухфазного течения флюидов.
- 4) Зона остаточной нефтенасыщенности, в этой зоне коэффициент водонасыщенности K_v стремится к 1. [6]

Необходимо учесть, что на практике распределение нефти и воды в зонах перехода может быть осложнено из-за множества свойств пород пластовой системы.[5]

В газовых залежах в области контакта воды и газа также имеется зона перехода газ-вода, толщина которой за частую в 2-3 раза меньше, чем толщина перехода водонефтяных зон в пластах с такой же проницаемостью, так как разность плотность газа и воды превышает, плотность нефти и воды.[4]

Список используемых источников

1. https://studopedia.ru/5_7751_sostoyanie-perehodnih-zon-gaz-voda-neft-voda-neft-gaz.html
2. https://studopedia.net/12_40277_harakteristika-perehodnih-zon.html
3. <https://studfile.net/preview/9602451/page:40/>
4. https://studopedia.su/11_125127_sostoyanie-perehodnih-zon-neft-voda-neft-gaz-i-voda-gaz.html
5. <https://findout.su/1x37409.html>
6. <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2017/geol/004.pdf>

THE STATE OF THE OIL–WATER, OIL – GAS, WATER–GAS TRANSITION ZONES

- S. A. *Antropov*, 3rd year student, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, UdsU, 426034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 7, e-mail: Ser-gei.antropov20@gmail.com
Yu. G. Epifanov, senior lecturer,
Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev
at the Udmurt State University, post-graduate student of the UdsU,
e-mail: epifanov_urgan@mail.ru

Abstract. The oil-water contact in the reservoir is a transition zone of varying thickness from water to oil. The structure of this zone and the distribution of water and oil in it are determined mainly by gravitational and capillary forces. The issues of the formation of the water–oil contact position are closely related to the structural features of the water–oil transition zones. According to these dependencies, it is possible to approximate the distribution of oil and water in the vertical direction, as well as the average water saturation of the transition zone of the formation.

Keywords: oil-water contact, transition zone.

References

1. https://studopedia.ru/5_7751_sostoyanie-perehodnih-zon-gaz-voda-neft-voda-neft-gaz.html
2. https://studopedia.net/12_40277_harakteristika-perehodnih-zon.html
3. <https://studfile.net/preview/9602451/page:40/>
4. https://studopedia.su/11_125127_sostoyanie-perehodnih-zon-neft-voda-neft-gaz-i-voda-gaz.html
5. <https://findout.su/1x37409.html>
6. <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2017/geol/004.pdf>

УДК 622.24

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРОФИЛЬНЫМ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕМ

Р. Ахлребави, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: retagalwaste@gmail.com

А. В. Ашрава, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: ashrawa95@icloud.com

С. С. Макаров, д.т.н., профессор каф. РЭНГМ
e-mail: ssmak15@mail.ru

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент,
заведующий кафедрой БНГС, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. Поглощение бурового раствора является одной из наиболее распространенных и дорогостоящих операций в бурении, но во многих рабочих ситуациях укрепление ствола скважины является эффективным и экономичным методом предотвращения или смягчения потери циркуляции. Хотя за последние три десятилетия были проведены многочисленные экспериментальные и модельные исследования, остаются различные мнения относительно фундаментальных механизмов потерь циркуляции и укрепления ствола скважины. Необходим обширный и критический обзор достижений и ограничений этих фундаментальных исследований, чтобы помочь инженерам и исследователям в будущих разработках в этой области. В данной статье представлено описание технологии изоляции зон поглощения бурового раствора профильными перекрывателями.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, профильные перекрыватели, буровой раствор, бурение.

Поглощение бурового раствора или потеря циркуляции известна как частичная или полная потеря бурового раствора из кольцевого пространства в пласт на любой глубине при использовании технологии бурения на депрессии. Существует два условия для возникновения потери циркуляции: давление в стволе скважины должно быть больше давления гидроразрыва и наличие путей притока для возникновения потерь. Для борьбы с потерей циркуляции существуют множество методов, имеющие определенные преимущества и недостатки. Большинство из них требуют времени для подготовки и

размещения оборудования, в то время как для других необходимо извлекать оборудование из скважины для обеспечения целостности инструментов [1].

Поглощение бурового раствора делятся на четыре типа в зависимости от тяжести потерь (просачивание, частичные, тяжелые и полные потери):

1. Просачивание - поглощение бурового раствора называется просачиванием, когда потери варьируются от 1 до 10 баррелей в час (барр/ч) в динамических условиях и скорость потерь составляет от 10 до 20 барр/ч в статических условиях [2].

2. Частичные потери - поглощение бурового раствора называется частичной или умеренной потерей, когда потери варьируются от 10 до 50 баррелей в час в статическом состоянии и уровень потерь 10-20% бурового раствора в динамическом состоянии.

3. Тяжелые потери - поглощение бурового раствора называется серьезной, если потери колеблются от 50 до 150 баррелей в час в статическом состоянии и уровень потерь 50-100% бурового раствора в динамическом состоянии.

4. Полные потери - поглощение бурового раствора называется полной потерей, когда на поверхности не обнаружено возврата. Это также определяется как случай, когда уровень бурового раствора в кольцевом пространстве не виден. Полная потеря может происходить в кавернозных, вугулярных и очень крупных трещинах. Некоторые исследователи считают полные и серьезные потери одним и тем же.

Катастрофические поглощения характерны для пород с наличием карстовых пустот, каверн и крупных тектонических или нетектонических нарушений. Ликвидация катастрофических поглощений промывочной жидкости представляет в этом случае большую трудность, так как применение при этом широко распространенных материалов в виде глин, цементов не приводит к желаемым результатам [3, 4].

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы [5 - 7]:

- намыв наполнителей - применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности и является продолжительным технологическим и не всегда эффективным методом.

- установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей) - эффективно изолируют трещиновато-кавернозные пласты катастрофическим поглощением бурового раствора. Но ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоемким и дорогостоящим процессом.

- закачивание тампонажных смесей - заключается в изоляции поглощающих каналов загустевающими или твердеющими тампонажными смесями.

Оборудование для изоляции зон поглощения бурового раствора профильным перекрывателем

Попытки пробурить скважину на необходимую глубину при строительстве иногда заканчиваются неудачей из-за нарушения циркуляции, рас-

слаивания и набухания пород. Такие проблемы часто требуют проведения изоляционных работ, иногда отключения проблемных интервалов промежуточными обсадными колоннами и вкладышами с последующей потерей диаметра ствола скважины, усложнением конструкции ствола скважины, увеличением расхода обсадных труб и цемента, что связано с дополнительными затратами. Неправильное формирование обсадной колонны по глубине пласта может привести к ошибкам и создать значительные проблемы при бурении. Иногда для изоляции пластов, несовместимых по условиям бурения, используются отдельные обсадные колонны, даже если зоны не велики или находятся на небольшом расстоянии друг от друга.

Существует уникальная технология, позволяющая локально изолировать пласты, используя стальные обсадные трубы, спускаемые в зоне потери циркуляции, без цементирования и без потери диаметра ствола скважины.

В этой технологии, получившей название расширяемой профильной обсадной колонны, используются стальные обсадные трубы, изготовленные из запатентованного сплава, диаметр которых превышает размер скважины. Расширяемый профильный вкладыш профилируется по всей длине, чтобы обеспечить свободный ход в зоне потери циркуляции. Ствол скважины в интервале проблемной зоны расширяется расширяемыми. После этого расширяемая профильная обсадная колонна спускается на место в зону потерь циркуляции с помощью специально разработанного забойного блока и бурильных труб. Как только расширяемый профильный вкладыш оказывается на месте, закачивается буровой раствор, создавая давление для распрямления и раздувания профильного вкладыша до полного рабочего диаметра ствола скважины. После того, как профильный вкладыш плотно прижат к пластам, через него пропускается специально разработанный расширитель для окончательного определения размеров системы. Профильный вкладыш использует пакерные элементы для создания уплотнения с обсадной колонной и на концевых участках.

Таким образом, технология расширяемого профильного вкладыша включает следующие основные операции:

- увеличение диаметра скважины с помощью расширяемого подбуривающего устройства;
- спуск расширяемого профильного вкладыша на бурильной колонне;
- расширение профильного вкладыша внутренним давлением бурового раствора;
- закрепление цилиндрических концов профильного вкладыша с помощью расширителя [8].

На рисунке 1 приведена схема установки профильного перекрывателя.

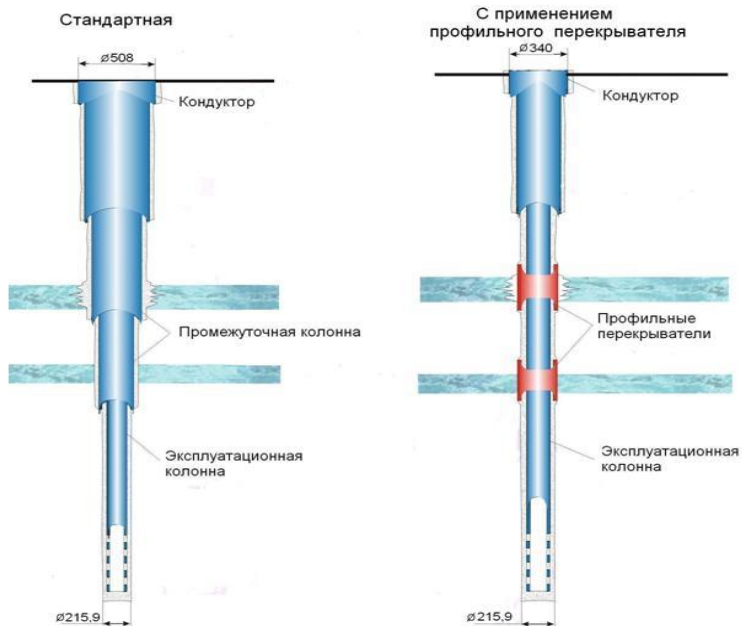


Рис. 1. Схема установки профильного перекрывателя

Основные выводы

Как показывает практика эксплуатации, потери циркуляции составляют 10-20% от стоимости бурения скважин, и 90% этих потерь происходит в трещиноватых пластах. В работе приведено описание технологии изоляции скважины профильным перекрывателем для ликвидации потерь раствора при бурении.

Прогнозируемые положительные технико-экономические показатели эффективности связаны с сокращением времени на бурение скважин, снижением затрат на использование обсадных труб, буровой раствор, транспортировку, получение дополнительной добычи нефти за счет сокращения периода бурения скважин и решением проблемы полных потерь при бурении, снижением затрат энергии и материалов.

Список использованной литературы

1. Аль-Шаргаби, М. А. Т., & Аль-Кебси, А. А. М. А. (2018). Изоляция водопритоков в добывающих скважинах с применением тампонажных растворов на углеводородной основе. In Наука сегодня: задачи и пути их решения (pp. 86-87).

2. Elkatatny, S., Ahmed, A., Abughaban, M., &Patil, S. (2020). Deep illustration for loss of circulation while drilling. *ArabianJournalforScienceandEngineering*, 45(2), 483-499.
3. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть» // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт): материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием, в честь 25-летия высшего нефтяного образования Удмуртской Республики. Ижевск, 2018. - С. 289-294.
4. Кузьмин В.Н., Ардашева Т.А., Чиркова И.А. Меры предупреждения и ликвидации технологических и геологических осложнений при бурении скважин под кондуктор и эксплуатационную колонну // Конвергенция в сфере научной деятельности: проблемы, возможности, перспективы: материалы Всероссийской научной конференции. Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет». - 2018. - С. 46-50.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Просвещение - Юг. - 2016. - 576 с.
6. Рябов Н.И. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин. – Самара. - 2003. - 64 с.
7. Ликвидация зон катастрофического поглощения бурового раствора с помощью современного полимерсодержащего реагента "ПРМД" / Ф. А. Губайдуллин, В. Н. Кузьмин, Р. Ф. Аскараров [и др.] // Бурение&нефть. - 2020. - № 3. - С. 44-47.
8. Изоляция зон поглощений бурового раствора в боковых стволах с применением профильного перекрывателя / К. В. Мелинг, Ф. Ф. Ахмадишин, А. Л. Насыров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 107-109.

IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY FOR ISOLATING THE ZONES OF ABSORPTION OF DRILLING FLUID WITH A PROFILE BLOCK

R. Ahlgrebawi, 2nd year master's student.

e-mail: retagalwaste@gmail.com

A. W. Alrihan, 2nd year master's student.

e-mail: ashrawa95@icloud.com

S. S. Makarov, Doctor of Technical Sciences,

Professor of the Department of RANGM, e-mail: ssmak15@mail.ru

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor,

Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Guseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. Mud loss is one of the most prevalent and costly issues in drilling operations, but in many cases, wellbore strengthening is a practical and cost-effective technique of preventing or limiting lost circulation. Despite countless experimental and modeling investigations over the last three decades, there is still disagreement over the underlying causes of lost circulation and wellbore strengthening. To aid engineers and researchers in future breakthroughs in this field, a detailed and critical examination of the gains and limits of these fundamental investigations is required. This article discusses technology for separating drilling fluid intake zones using profile liners.

Keywords: absorption of drilling mud, profile slabs, drilling mud, drilling.

References

1. Al-Sharghabi, M. A. T., & Al-Kebsi, A. A. M. A. (2018). Isolation of water flows in producing wells with the use of hydrocarbon-based grouting solutions. In *Science Today: Problems and Ways to Solve Them* (pp. 86-87).
2. Elkatatny, S., Ahmed, A., Abughaban, M., & Patil, S. (2020). Deep illustration for loss of circulation while drilling. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 45(2), 483-499.
3. Kuzmin V.N., Abashev A.G. Author's supervision over the construction of operational and exploration wells at the oil fields of JSC Udmurtneft // *Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference, with international participation, in honor of the 25th anniversary of higher oil education of the Ud-Murt Republic. Izhevsk, 2018.* - pp. 289-294.
4. Kuzmin V.N., Ardasheva T.A., Chirkova I.A. Measures to prevent and eliminate technological and geological complications when drilling wells for a conductor and an operational column // *Convergence in the field of scientific activity: problems, opportunities, prospects: materials of the All-Russian Scientific Conference. Izhevsk: Publishing Center "Udmurt University". - 2018.* - pp. 46-50.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific foundations and practice of oil and gas wells development. Krasnodar: Enlightenment - South. - 2016. - 576 p.
6. Ryabov N.I. Methods of prevention and elimination of absorption of drilling mud during drilling of oil and gas wells. – Samara. - 2003. - 64 p.
7. Liquidation of zones of catastrophic absorption of drilling mud with the help of a modern polymer-containing reagent "PRMD" / F. A. Gubay-dullin, V. N. Kuzmin, R. F. Askarov [et al.] // *Drilling & Oil.* - 2020. - No. 3. - pp. 44-47.
8. Isolation of absorption zones of drilling mud in side shafts with the use of a profile overlap / K. V. Meling, F. F. Akhmadishin, A. L. Nasyrov [et al.] // *Oil industry.* – 2009. – No. 11. – pp. 107-109.

УДК 550.8.056

СИНТЕЗИРОВАНИЕ КАРОТАЖНЫХ КРИВЫХ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Г. Х. Ашкар, инженер II категории, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 426057, ghashkar@udn.rosneft.ru
Д. С. Гулишов, главный специалист, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 426057, DSGulishov@udn.rosneft.ru

Аннотация. Количество данных, имеющихся в распоряжении специалистов в процессе разработки месторождений, практически всегда является недостаточным. Часто необходимо прибегать к различным методам уточнения строения исследуемых структур. Такими методами могут являться всевозможные преобразования сейсмических данных или же бурение пилотных стволов с дальнейшим проведением геофизических исследований, например проведение нейтронного каротажа. Чаще всего для синтеза кривых нейтронного каротажа применяют инверсионные преобразования сейсмических данных, но этот процесс достаточно длительный, а также требует дорогостоящее программное обеспечение и вычислительные мощности. В связи с этим предлагается разработать алгоритм машинного обучения, производить анализ имеющихся сейсмических данных, а также кривых нейтронного каротажа, определять зависимости между ними, и в дальнейшем применять для синтеза кривых нейтронного каротажа без необходимости выполнять как инверсионные преобразования, так и бурения пилотных стволов.

Ключевые слова: машинное обучение, алгоритм случайного леса, нейтронный каротаж, сейсмические данные.

Подготовка данных

Для выполнения создания необходимого алгоритма необходимо сформировать данные, на которых будет происходить процесс обучения модели. В качестве исходных данных было: набор кривых ГИС более чем для 1000 скважин, а также трехмерный сейсмический куб месторождения Западной Сибири.

В процессе обработки и подготовки данных было проделано следующее:

1. Сопоставление скважинных и сейсмических данных к реперному горизонту
2. Конвертация отражающего горизонта в поверхность, содержащую значения сейсмических амплитуд, с последующим расчетом аналогичных поверхностей с определенным шагом дискретизации.
3. Определение наиболее подходящих скважин, пересекающих все созданные поверхности.

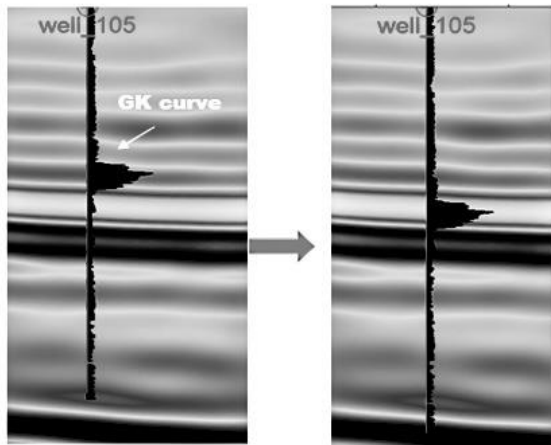


Рис. 1. Пример привязки данных ГИС к сейсмике

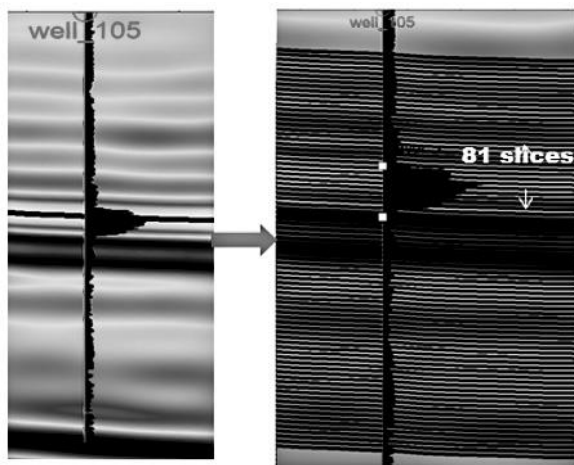


Рис. 2. Создание сейсмических поверхностей

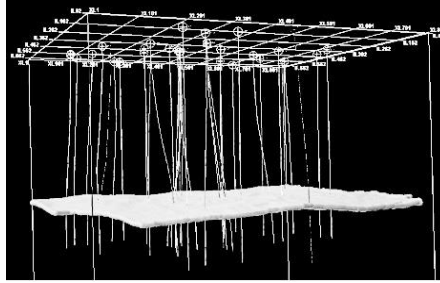


Рис. 3. Выборка подходящих скважин

Полученные результаты

После полной подготовки данных было выполнено обучение модели синтезированию кривых нейронного каротажа, на основе данных сейсмических амплитуд, содержащихся в рассчитанных поверхностях.



Рис. 4. Пример синтезирования кривой нейронного каротажа

Полученный алгоритм с высокой степенью достоверности предсказывает значения кривой нейронного каротажа. Средняя корреляция между прогнозируемыми и реальными значениями составила 75,5%, что является достаточно хорошим показателем, учитывая относительно небольшой объем данных.

Для улучшения показателей, полученных при прогнозе кривой нейронного каротажа, было принято решение использовать подходы нормирования данных. Были применены MinMax нормирование и стандартное нормирование.

MinMax нормализация — это переход имеющихся значений в диапазон от нуля до единицы, где ноль соответствует минимальному значению в выборке, а единица соответствует максимальному значению в выборке. При таком подходе были получены следующие результаты: для тестовой выбор-

ки: средняя абсолютная ошибка 1,0052, средняя абсолютная ошибка в процентах 27,3%, точность 72,7%; для обучающей выборки: средняя абсолютная ошибка 1,0601, средняя абсолютная ошибка в процентах 30,4%, точность 69,6%; корреляция при таком подходе составила 74,2%.



Рис. 5. MinMax нормализация

Второй подход к нормированию данных — это стандартное нормирование. Этот метод основан на уменьшении распределения признака до централизованного распределения с единичным стандартным отклонением. При этом среднее значение принималось равным нулю. Такой подход позволил получить следующие результаты: для набора тестов: средняя абсолютная ошибка 0,9677, средняя абсолютная ошибка в процентах 26%, точность 74%; для обучающей выборки: средняя абсолютная ошибка 1,0319, средняя абсолютная ошибка в процентах 29,1%, точность 70,9%; корреляция составила 74,7%.



Рис. 6. Стандартная нормализация

Заключение

В данной работе был представлен алгоритм машинного обучения синтеза кривых каротажных кривых в межскважинном пространстве на примере кривой нейтронного каротажа. Были представлены результаты синтеза данной кривой с коэффициентом корреляции 74%. Для улучшения показателей модели были выполнены MinMax и стандартная нормализация значений, что не принесло существенного улучшения. Это объясняется малым набором данных, а именно количеством скважин, пересекающих рассчитанные поверхности на основе реперного горизонта.

Список использованной литературы

1. Fundamental and statistical relationships in petrophysics and the problems of comparing similar petrophysical relationships. Enikeev B.N., Okhrimenko A.B., Smirnov O.A.//Moscow: NTV «Logger» No. 7, 2011. P. 23. 11. Refinement of the physical and geological model of the field using acoustic inversion transformations of seismic data. Smirnov V.N., Malyshevskaya T.S., Romanov D.V.// Moscow «Oil industry» No. 11, 2010. P. 31.
2. Forecast of the distribution of density of rocks according to neutron logging. Beresneva S.A., Vakhitova G.R., Polyudova N.Yu.// Ufa: Bashkir State University, 2017. P. 3.
3. Pattern Recognition and Machine Learning. Bishop C.M.// Springer New York, 2016. P. 738.
4. Python Machine Learning. Raschka S., Mirjalili V. // Birmingham Packt Publishing Ltd, 2017. P. 622.
5. Python Machine Learning By Example. Liu Y. // Birmingham Packt Publishing Ltd, 2017. P. 254.
6. Production and industry estimated standards for geophysical services in oil and gas wells POSN 81-2-49.// Moscow «Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation», 2000.
7. Application of synthetic observations to develop an artificial neural network for mine dewatering by Sage Ngoie, Jean-Marie Lunda, Adalbert Mbuyu, Jean-Felix Kabulo// International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), 2016.

SYNTHESIS LOGGING CURVES IN THE INTER-WELL SPACE

G.H. Ashkar, Engineer II, CJSC Izhevsk Oil Research Center, 426057, ghashkar@udn.rosneft.ru

D.S. Gulishov, Chief Specialist, ZAO Izhevsk Oil Research Center, 426057, DSGulishov@udn.rosneft.ru

Abstract. The amount of data available to specialists in the process of field development is almost always insufficient. It is often necessary to resort to various methods for refining the structure of the structures under study. Such methods can be various transformations of seismic data or drilling of pilot holes with further geophysical research, for example, neutron logging. Most often, inversion transformations of seismic data are used to synthesize neutron logging curves, but this process is quite lengthy and also requires expensive software and computing power. In this regard, it is proposed to develop a machine learning algorithm, analyze the available seismic data, as well as neutron logging curves, determine the relationships between them, and then apply them to synthesize neutron logging curves without the need to perform both inversion transformations and drilling pilot holes.

Keywords: machine learning, random forest algorithm, neutron logging, seismic data.

References

1. Fundamental and statistical relationships in petrophysics and the problems of comparing similar petrophysical relationships. Enikeev B.N., Okhrimenko A.B., Smirnov O.A.//Moscow: NTV «Logger» No. 7, 2011. P. 23. 11. Refinement of the physical and geological model of the field using acoustic inversion transformations of seismic data. Smirnov V.N., Malyshevskaya T.S., Romanov D.V.// Moscow «Oil industry» No. 11, 2010. P. 31.
2. Forecast of the distribution of density of rocks according to neutron logging. Beresneva S.A., Vakhitova G.R., Polyudova N.Yu.// Ufa: Bashkir State University, 2017. P. 3.
3. Pattern Recognition and Machine Learning. Bishop C.M.// Springer New York, 2016. P. 738.
4. Python Machine Learning. Raschka S., Mirjalili V. // Birmingham Packt Publishing Ltd, 2017. P. 622.
5. Python Machine Learning By Example. Liu Y. // Birmingham Packt Publishing Ltd, 2017. P. 254.
6. Production and industry estimated standards for geophysical services in oil and gas wells POSN 81-2-49.// Moscow «Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation», 2000.
7. Application of synthetic observations to develop an artificial neural network for mine dewatering by Sage Ngoie, Jean-Marie Lunda, Adalbert Mbuyu, Jean-Felix Kabulo// International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), 2016.

УДК 550.8.056

СИНТЕЗИРОВАНИЕ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ КАРОТАЖНЫХ КРИВЫХ ВНУТРИ СКВАЖИН

Г. Х. Ашкар, инженер II категории, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 426057, ghashkar@udn.rosneft.ru

Д. С. Гулишов, главный специалист, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 426057, DSGulishov@udn.rosneft.ru

Аннотация. Ввиду неопределенностей, имеющих при решении геологом обратной задачи связанной с интерпретацией кривых ГИС, проводят комбинирование геофизических методов, таким образом, дополняя информацию геофизического разреза другими приборами. Проблема в том, что увеличение количества исследований увеличивает и стоимость скважины, поэтому расширенный комплекс методов используется редко, хотя и представляет чрезвычайно ценную информацию. В связи с этим предлагается разработать алгоритм машинного обучения, позволяющий производить анализ имеющихся в распоряжении кривых ГИС, определять зависимости между ними и в дальнейшем использовать полученные зависимости для синтеза недостающих данных, в той или иной скважине.

Ключевые слова: машинное обучение, алгоритм случайного леса, каротажные кривые.

Подготовка данных

Для выполнения поставленной задачи необходимо определить инструменты, которые в этом помогут. Ввиду того, что решение подразумевает создание алгоритма машинного обучения, в качестве основных инструментов был выбран язык программирования Python, за простоту изучения, а также за его широкое распространение в нефтегазовой промышленности. Исходные данные представляют собой набор кривых ГИС для более чем 1000 скважин месторождения Западной Сибири.

Прежде чем приступать непосредственно к созданию обучающего алгоритма данные необходимо подготовить. Для этого были сделаны следующие шаги:

1. Были удалены пропущенные значения, а также выделен наиболее информативный интервал.
2. Далее были удалены заведомо ложные значения, которые могут быть связаны с неисправностью приборов или же ввиду тех или иных обстоятельств, происходящих в непосредственной близости от места проведения исследований.

3. Также были удалены строки, в которых отсутствует значение хотя бы по одному методу, тем самым нивелируя, возможную в дальнейшем ошибку, при обучении алгоритма.

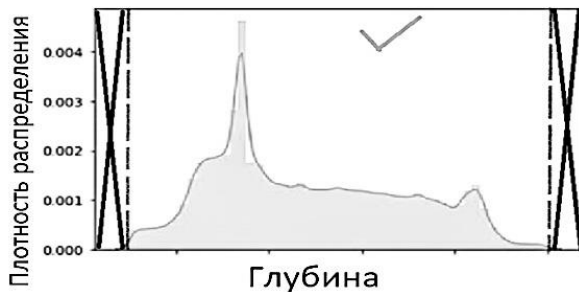


Рис. 1. Визуализация обработки и распределения данных

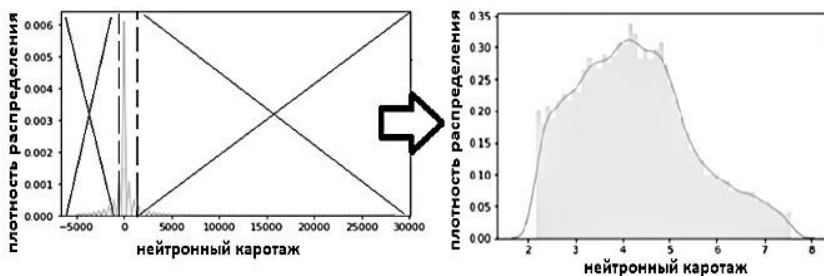


Рис. 2. Отбрасывание «ошибочных» значений

GK	SP	NKTD	PZ	GZ1	BK
6.13	75	2.65	11.2	15	3.7
6.15	73	2.65	11.8	18	3.8
6.17	68	2.09	11.4	23	NaN
6.19	64	2.45	10.3	28	4.1
6.21	66	2.01	NaN	17	4.2
6.25	67	2.50	11.0	9	3.6
6.25	75	2.65	15.0	9	3.4
6.27	73	2.65	11.2	16	3.7
6.29	66	2.69	11.0	NaN	3.6
6.31	64	2.45	11.4	18	3.8
6.35	NaN	2.01	10.3	23	4.1
6.35	67	2.50	14.0	28	4.2
6.37	75	2.65	11.6	17	3.6
6.39	73	2.65	15.0	9	NaN

GK	SP	NKTD	PZ	GZ1	BK
6.13	75	2.65	11.2	15	3.7
6.15	73	2.65	11.8	18	3.8
6.19	64	2.45	10.3	28	4.1
6.25	75	2.65	15.0	9	3.4
6.27	73	2.65	11.2	16	3.7
6.31	64	2.45	11.4	18	3.8
6.35	67	2.50	14.0	28	4.2
6.37	75	2.65	11.6	17	3.6

Рис. 3. Отсев интервалов с неполными данными

Обучение алгоритма. Полученные результаты

После окончательного формирования и редактирования исходных данных необходимо приступить непосредственно к этапу моделирования. Основным алгоритмом, используемым для обучения модели синтезирования каротажных кривых – LightGBM, это современный алгоритм машинного обучения, являющийся наиболее популярной и эффективной реализацией градиентного анализа, на основе деревьев решений.

В качестве меры ошибки использовались абсолютная ошибка, и средняя абсолютная ошибка в процентах. После синтезирования каротажных кривых была также рассчитана корреляция между прогнозным и фактическим значениями кривой для скважины.

С результатами синтезирования кривых с помощью созданного алгоритма можно ознакомиться на рисунке ниже.

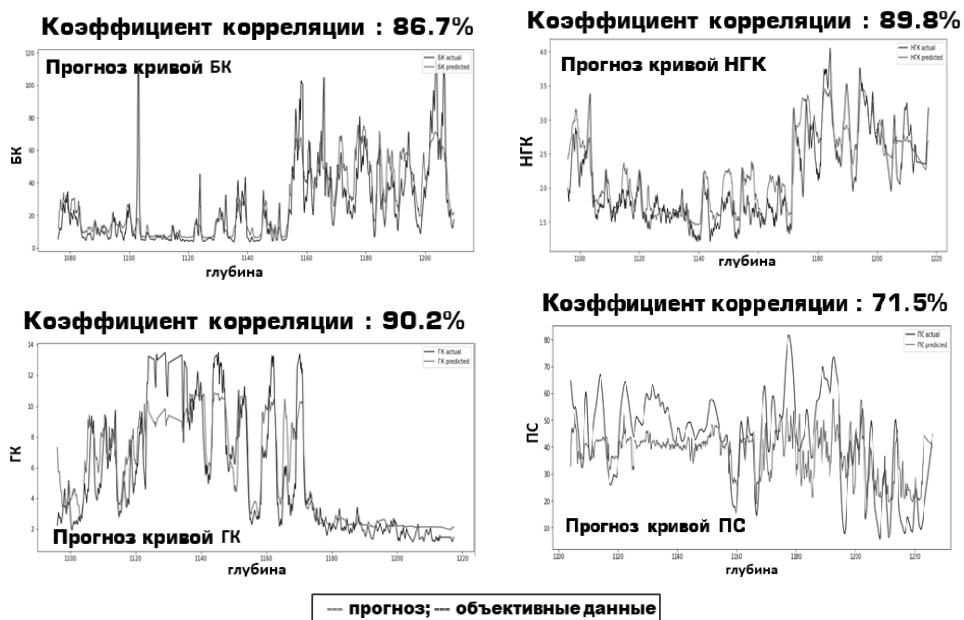


Рис. 4. Сравнение фактических и синтезированных алгоритмом кривых

Согласно результатам, представленным выше, корреляция с реальной кривой для метода БК составила 86.7%, для НГК – 89.8%, для ГК-90.2%, и для ПС 71.5%, что отображает высокое качество синтезирования кривых полученных алгоритмом.

Для повышения качества прогнозируемых значений возможно отдельно подбирать набор гиперпараметров алгоритма, влияющих на обучение, для каждой прогнозируемой кривой. Также для повышения качества синтезирования кривых, возможно расширение изначального набора исходных данных. Большим преимуществом данного алгоритма является то, что нет привязки к конкретному методу ГИС, и он может быть использован на любой выборке данных.

Заключение

В данной работе был представлен алгоритм машинного обучения синтезирования каротажных кривых внутри скважин. Были представлены результаты синтезирования кривых НГК, ГК, ПС, БК, с высоким коэффициентом корреляции (от 70%-90%). Стоит отметить, что набор синтезируемых кривых не ограничивается представленными в данной работе. Впоследствии в этот алгоритм могут быть интегрированы задачи классификации для качественной интерпретации каротажных кривых. В качестве дополнительного улучшения этого алгоритма, его можно использовать на различных типах геологических структур, для достижения его максимальной масштабируемости.

Список использованной литературы

1. Reservoir properties from well logs using neural networks. Alpina B. // Norwegian University of Science and Technology: A dissertation for the partial fulfillment of requirements for the degree of Doctor Ingenior at the Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2002. P. 104.
2. Application of synthetic observations to develop an artificial neural network for mine dewatering. Sage N, Jean-Marie L., Adalbert M., Jean-Felix K. // International Research Journal of Engineering and Technology, 2017. P. 5.
3. Quantitative log interpretation and uncertainty propagation of petrophysical properties and facies classification from rock-physics modeling and formation evaluation analysis. Grana D., Pirrone M., Murkerji T. // Geophysics, 2012. P. nineteen.
4. The role and significance of the classical interpretation and modern modeling of the physical properties of rocks in the prediction of reservoir properties using seismic inversion methods. Fedotov S., Kopylov M., Nekrasova T. // Moscow «Fagro» 2012. P. 48.
5. Prediction of the velocity model according to GIS data. Zaitsev S.A., Sysoev A.P. // St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2016. P. 5.

6. Biostratigraphic characteristics of sediments of the Yu-1 horizon of the Krapivinsky oil field. O.S. Chernova, E.A. Zhukovskaya. // Tomsk: Tomsk Polytechnic University, OAO TomskNIPIneft, 2010. P. 6.
7. Oil and gas review. Stuart L., Varhoog M., Flatern R., Nolen-Hoxema R., Smithson T., Feder D., Oppenheimer D., Rottenberg. // Schlumberger, 2012. P.76.
8. Predicting density using Vs and Gardner's relationship. Dey A.K., Stewart R.R. // Crews Research Report, 1997. P. 9.
9. The use of clustering for petrophysical analysis on the example of a deposit in the province of Zagros Morozov V.V., Parfenov N.A., Melnikova O.A.// St. Petersburg: Gazpromneft Scientific and Technical Center, 2018. P. 10.

SYNTHESIS AND RECONSTRUCTION OF LOGGING CURVES INSIDE WELLS

G.H. Ashkar, Engineer II, CJSC Izhevsk Oil Research Center, 426057, ghashkar@udn.rosneft.ru

D.S. Gulishov, Chief Specialist, ZAO Izhevsk Oil Research Center, 426057, DSGulishov@udn.rosneft.ru

Abstract. In view of the uncertainties that exist when a geologist solves an inverse problem related to the interpretation of well logging curves, a combination of geophysical methods is carried out, thus supplementing the information of a geophysical section with other instruments. The problem is that an increase in the number of studies also increases the cost of the well, so an extended set of methods is rarely used, although it provides extremely valuable information. In this regard, it is proposed to develop a machine learning algorithm that allows analyzing the available well logging curves, determining the relationships between them, and then using the resulting relationships to synthesize the missing data in a particular well.

Keywords: machine learning, random forest algorithm, logging curves.

References

1. Reservoir properties from well logs using neural networks. Alpana B. // Norwegian University of Science and Technology: A dissertation for the partial fulfillment of requirements for the degree of Doctor Ingenior at the Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2002. P. 104.

2. Application of synthetic observations to develop an artificial neural network for mine dewatering. Sage N, Jean-Marie L., Adalbert M., Jean-Felix K. // International Research Journal of Engineering and Technology, 2017. P. 5.
3. Quantitative log interpretation and uncertainty propagation of petrophysical properties and facies classification from rock-physics modeling and formation evaluation analysis. Grana D., Pirrone M., Murkerji T. // Geophysics, 2012. P. nineteen.
4. The role and significance of the classical interpretation and modern modeling of the physical properties of rocks in the prediction of reservoir properties using seismic inversion methods. Fedotov S., Kopylov M., Nekrasova T. // Moscow «Fagro» 2012. P. 48.
5. Prediction of the velocity model according to GIS data. Zaitsev S.A., Sysoev A.P. // St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2016. P. 5.
6. Biostratigraphic characteristics of sediments of the Yu-1 horizon of the Krapivinsky oil field. O.S. Chernova, E.A. Zhukovskaya. // Tomsk: Tomsk Polytechnic University, OAO TomskNIPIneft, 2010. P. 6.
7. Oil and gas review. Stuart L., Varhoog M., Flatern R., Nolen-Hoxema R., Smithson T., Feder D., Oppenheimer D., Rottenberg. // Schlumberger, 2012. P.76.
8. Predicting density using Vs and Gardner's relationship. Dey A.K., Stewart R.R. // Crews Research Report, 1997. P. 9.
9. The use of clustering for petrophysical analysis on the example of a deposit in the province of Zagros Morozov V.V., Parfenov N.A., Melnikova O.A.// St. Petersburg: Gazpromneft Scientific and Technical Center, 2018. P. 10.

УДК 622.245

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ИОННОЙ И ПОЛИМЕРНОЙ ЖИДКОСТИ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ДЛЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Э. Даси¹, М. Ал-Шаргаби², студенты 1 курса магистратуры, 1 курса аспирантуры

Национальный Исследовательский Томский Политехнический университет,

e-mail: de01@tpu.ru, al_shargabi@tpu.ru.

Аннотация. Данная статья посвящена вопросу применения ионной и полимерной жидкости в качестве ингибитора для глинистых пород. Нестабильность ствола скважины в значительной степени вызвана гидратацией сланца, которая возникает в результате взаимодействия между обнаженным сланцевым пластом и буровыми растворами на водной основе при разведке нефтяных и газовых пластов. В данной работе ионная жидкость используется в качестве эффективного ингибитора сланцевого пласта в буровых растворах на водной основе для минимизации гидратации сланца. Ингибирующее свойство ионной жидкости оценивается с помощью тестов на дисперсность при горячей прокатке, время капиллярного всасывания и набухание бентонита. В результате лабораторных экспериментов были проведены опыты по изучению влияния различных ингибирующих реагентов и их комплексов на устойчивость глинистых образцов. В статье представлен рецепт приготовления указанной композиции.

Ключевые слова: набухание, полимеры, соли, поверхностно-активное вещество.

На долю сланцевой неустойчивости приходится 90% проблем, связанных с неустойчивостью ствола скважины в процессе бурения при разведке нефтяных и газовых пластов. Устойчивость сланца в значительной степени зависит от взаимодействия между обнаженным сланцевым пластом и буровыми растворами. Сланцы в основном состоят из глинистых минералов, которые чрезвычайно чувствительны к воде из-за большой площади поверхности и, как следствие, сильной адсорбционной способности. В буровых растворах на водной основе натриевый бентонит диспергирован в водно-непрерывной фазе. Чувствительный к воде сланец при контакте с буровым раствором на водной основе немедленно поглощает воду, что приводит к набуханию и диспергированию глины, затем ослабляет стабильность ствола скважины и даже приводит к серьезному разрушению

ствола скважины. В то же время, шлам из сланцевых пластов попадает в буровые растворы, что вызывает такие проблемы, как плохие реологические, фильтрационные свойства и низкая эффективность удаления твердых частиц. Поэтому сланцы представляют особые проблемы для бурения во всем мире, и были разработаны различные буровые растворы и ингибиторы сланцеобразования для уменьшения или/и устранения взаимодействия глины с водой, чтобы улучшить стабильность ствола скважины в сланцах во время бурения. Стабильность ствола скважины может быть достигнута при использовании буровых растворов на нефтяной основе благодаря монтмориллониту, диспергированному в непрерывной фазе нефти. Однако такие недостатки, как высокая стоимость, экологические ограничения и сложная утилизация, сильно ограничивают широкое применение буровых растворов на нефтяной основе. Следовательно, буровые растворы на водной основе с добавлением ингибиторов сланцеобразования являются предпочтительным выбором. В целом, ингибиторы сланцеобразования можно разделить на неорганические соли, катионные поверхностно-активные вещества, катионные полимеры, гликоли, модифицированные асфальты и силикаты. Самыми первыми и наиболее широко используемыми ингибиторами сланцеобразования являются простые неорганические соли, такие как хлорид калия (KCl). В любом случае KCl может быть эффективен для ингибирования набухания глины, однако присутствие большого количества KCl (от 2% до 7% по весу) в буровых растворах может негативно повлиять на реологию, контроль фильтрации и биологические экосистемы. Различные полимеры в сочетании с KCl показывают более высокую эффективность ингибирования сланцев по сравнению с одним только KCl. Однако, полимеры сами по себе не обеспечивают удовлетворительных результатов, и полимеры необходимо использовать в сочетании с KCl. Силикат натрия демонстрирует высокие ингибирующие свойства, но имеет недостатки реологического контроля для буровых растворов [1,5].

Хотя катионные полимеры могут эффективно подавлять набухание глины, они несовместимы с другими добавками. Более того, аммониевое соединение и его производные в качестве добавок использовались в качестве ингибиторов сланца в полевых условиях в течение длительного времени, но различные виды аминов имеют недостатки. Например, четвертичные алкиламмониевые соли несовместимы с анионными добавками, а гексаметилендиамин имеет неприятный запах. В последние годы был разработан и применен в бурении новый класс сланцевых ингибиторов под названием полиэфирдиамин (ПА) благодаря его превосходному ингибированию. Кроме того, было сообщено, что синтезированный нанокompозит обладает хорошими ингибирующими свойствами. Ионные жидкости (ИЖ) - это уникальные органические соли, которые состоят из

катионов и анионов, но могут существовать в жидком состоянии при комнатной температуре. Благодаря своим превосходным свойствам, таким как высокая термическая стабильность, незначительное давление пара, совместимость с органическими, неорганическими и полимерными материалами, проектируемая структура и т.д., ИЖ привлекли большой интерес для широкого спектра промышленных применений, включая газоразделение, полимеризацию, экстракцию жидкость-жидкость, в качестве экологически чистых растворителей, заменяющих различные органические растворители. ИЖ известны как новый заменитель благодаря их несравненному превосходству над традиционными органическими соединениями в таких областях применения. Существует лишь несколько работ, в которых ИЛ рассматриваются как ингибиторы глинообразования при добыче нефти. Первое поколение четвертичных ИЖ на основе аммония оценивалось только по сравнению с КС1 и хлоридом триметиламмония (ТМАС) при комнатной температуре, и ингибирующая способность ионных жидкостей была намного лучше, чем у КС1 и ТМАС. По сравнению с ИЖ на основе четвертичного аммония, ИЖ с катионной группой имидазола являются новым видом ионных жидкостей с более высокой термической стабильностью. Сообщалось, что ионные жидкости на основе имидазола демонстрируют превосходные ингибирующие свойства и могут улучшить реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе при высокой температуре [5].

Глины - это такие природные минералы, которые обладают свойствами высокой дисперсности, водопоглощения и пластификации, набухания, липкости и высокой емкостью катионного обмена. Глинистые минералы являются филлосиликатами, которые состоят из слоистой структуры отрицательно заряженных октаэдрических листов глинозема и тетраэдрических листов кремнезема. В тетраэдрических листах каждый тетраэдр состоит из катиона, который координируется четырьмя атомами кислорода и связан с другими тетраэдрами через три общих угла, образуя непрерывный двумерный гексагональный слой. Обычно в тетраэдрических листах встречаются такие катионы, как Fe^{+3} , Al^{+3} или Si^{+4} [1]. Образование глины показано на рисунке 1.

Гидратация минералов глины приводит к набуханию, которое вызывает увеличение расстояния между слоями и в основном связано с типом и концентрацией межслоевых катионов. Механизм набухания подразделяется на два основных типа:

- А - Осмотическое набухание глинистых минералов происходит из-за высоких концентраций межслоевых катионов по сравнению с концентрацией катионов в основной массе раствора.

- В- Кристаллическое набухание глинистых минералов происходит поэтапно, аналогично образованию однослойных, двухслойных и многослойных катионных гидратов между межслоевыми пространствами [2].

Традиционно используемые ингибиторы глине образования включают различные электролиты, такие как хлорид натрия, хлорид калия и электролит двухвалентной соли для водочувствительных глинистых сланцевых пластов. Эти электролиты используются в различных концентрациях в зависимости от типа глинистой сланцевой формации и добавок WBDF. Классификация ингибиторов представлена на рисунке 2 [3,4].

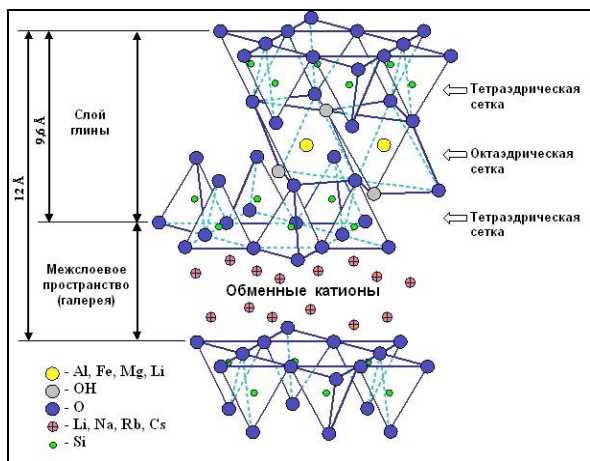


Рис 1. Образование глины



Рис 2. Классификация сланцевых ингибиторов

Экспериментальная часть

Выбор реагентов осуществлялся на основе анализа работ исследователей и опыта полевого использования. Соли NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2 , оксид алюминия и сульфат железа, а также такие соединения, как: додецилсульфат натрия; натриевая соль лаурилсерной кислоты, анионное ПАВ; кокамидо-пропил бетаин; амфотерное ПАС, представляющее собой желтую мутную жидкость со слабым запахом, используемую в качестве загустителя и эмульгатора; сульфанол; анионное ПАС, смесь изомеров натриевых солей, повышающая растворимость различных органических соединений - ПАС - модифицированный полимер, используемый в качестве загустителя, ингибитора глини образования и регулятора вязкости; ксантановая камедь - промышленный полимер, используемый в качестве загустителя бурового раствора [1].

Согласно результатам экспериментов, образцы, обработанные растворами с ксантановой камедью и солью, с ПАС и солью, сохранили свой первоначальный объем. Образец с ПАС и солью не набух, но на контуре образца было видно частичное расслаивание. Это свидетельствует о столь быстром действии обменных катионов, что полимерный реагент не успел создать стабильную структуру. Образец, обработанный раствором с поли полимерами, частично набух и деформировался. Растворы с поли полимерами и комбинацией ксантанта и соли показали хорошую потерю жидкости. Раствор с ПАС и солью частично выпал в осадок (рис.3). Образцы, обработанные раствором с комплексом ксантановой камеди и соли, показали лучшую стабильность и более эффективное ингибирующее действие.

На следующем этапе экспериментов определялись реологические параметры полученных растворов. Результаты представлены в таблице 1.

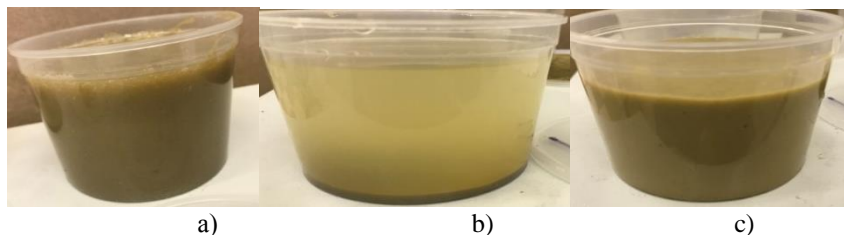


Рис 3. Образцы глины, обработанные глинистым раствором с ксантановой камедью + солью (а), с ПАС + солью (б), ксантановая камедь + ПАС + соль (с) спустя 24 часа

Таблица 1. Влияние формиата натрия и поливинилпирролидона на скорость фильтрации

Концентрация шлама, wt. %	Показатели жидкости		
	Φ , см ³	η_{pl} , МР·с	τ_0 , Р
Испытательные решения			
Вода+3% ксантановая камедь	7,8	5	14,4
Вода +1% РАС	6,7	22	4,8
Вода +3% ксантановая камедь +5% соль	7,6	9	7,6
Вода +1% РАС +5% соль	8,2	12	1,5
Вода +1% РАС +3% ксантановая камедь +5%соль	4,5	26	21
Note: Φ - фильтрационный индекс; η_{pl} - пластическая вязкость; τ_0 - динамическое напряжение сдвига.			

Основные выводы

В результате лабораторных экспериментов были проведены опыты по изучению влияния различных ингибирующих реагентов и их комплексов на устойчивость глинистых образцов. По обработанным данным был проведен анализ, согласно которому можно было подобрать комбинации более эффективных ингибирующих систем. Хороший ингибирующий эффект и низкие потери жидкости показал глинистый раствор с добавками ксантановой камеди и соли [1].

Список использованной литературы

1. А.Н.А. Al-Musai, Blinov P.A.. Development of formulations of drilling fluids for drilling unstable well intervals. Saint Petersburg Mining University. Dissertation number MD.163121; 2018.
2. Аль-Шаргаби, М. А. Т. С. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин / М. А. Т. С. Аль-Шаргаби, А. Х. Альмусаи, А. А. Ш. А. Вазеа // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки : сборник статей по материалам LXX студенческой международной научно-практической конференции : Ассоциация научных сотрудников "Сибирская академическая книга", 2018. – С. 47-52.
3. Полозов, М. Б. Анализ причин снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта / М. Б. Полозов, А. Х. М. А. Аль-Хамати, М. А. Т. С. Аль-Шаргаби // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Ок-

тябрьский, 27 апреля 2018 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 158-161.

4. Al-Shargabi, M. A. T. S. Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds M.A.T.S / M. A. T. S. Al-Shargabi, A. H. A. Al-Musai // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 147-150.

5. Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Al-Musai, A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2022). Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review. *Journal of Molecular Liquids*, 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>

EXPERIMENTAL STUDY ON THE APPLICATION OF AN IONIC AND A POLYMERIC LIQUID AS A SHALE INHIBITOR

*E. Dasi*¹, *M. Al Shargab*², 1st year master, 1st year PhD students
National Research Tomsk Polytechnic University,
e-mail: de01@tpu.ru, al_shargabi@tpu.ru

Abstract. This paper focuses on the application of ionic and polymer fluid as an inhibitor for shale formations. Wellbore instability is largely caused by shale hydration, which results from the interaction between the exposed shale formation and water-based drilling fluids during oil and gas exploration. In this paper, ionic fluid is used as an effective shale inhibitor in water-based drilling fluids to minimise shale hydration. The inhibiting property of the ionic liquid is evaluated using hot rolling dispersibility tests, capillary suction time and bentonite swelling. Laboratory experiments were carried out to study the effect of various inhibiting reagents and their complexes on the stability of clay samples. The article presents a recipe for the preparation of the above composition.

Keywords: Swelling, Polymers, Salts, Surfactant.

References

1. A.H.A. Al-Musai, Blinov P.A.. Development of formulations of drilling fluids for drilling unstable well intervals. Saint Petersburg Mining University. Dissertation number MD.163121; 2018.

2. Al-Shargabi, M. A. T. S. Stages and mechanism of clay swelling during well drilling / M. A. T. S. Al-Shargabi, A. H. Almusai, A. A. S. A. Vazea // Scientific community of students of the XXI century. Natural Sciences : collection of articles

based on the materials of the LXX Student International Scientific and Practical Conference : Association of Researchers "Siberian Academic Book", 2018. – pp. 47-52.

3. Polozov, M. B. Analysis of the reasons for the decrease in filtration characteristics of the bottom-hole formation zone / M. B. Polozov, A. H. M. A. Al-Hamati, M. A. T. S. Al-Sharghabi // Proceedings of the 45th International Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Graduate students and students : in 2 volumes, Approx. October, April 27, 2018. – Oktyabrsky: Ufa State Petroleum Technical University, 2018. – pp. 158-161.

4. Al-Shargabi, M. A. T. S. Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds M.A.T.S / M. A. T. S. Al-Shargabi, A. H. A. Al-Musai // New ideas in Earth sciences : Materials of the XV International Scientific and Practical conferences. In 7 volumes, Moscow, April 01-02, 2021. – Moscow: S. Ordzhonikidze Russian State Geological Research University, 2021. – pp. 147-150.

5. Al-Shargabi, M., Davoodi, S., Wood, D. A., Al-Musai, A., Rukavishnikov, V. S., & Minaev, K. M. (2022). Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review. *Journal of Molecular Liquids*, 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>

УДК 238.244

ЗАВИСИМОСТЬ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОТ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

А. И. Зайцева, студентка 3 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: alena.zai3105@gmail.ru

Ю. Г. Епифанов, ст. преподаватель кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: epifanov_urgen@mail.ru

Аннотация: Поверхностное натяжение пластовых жидкостей одна из актуальных тем для исследований, так как по ней можно рассуждать о свойствах разных поверхностях смежных фаз, о правилах взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, о силеявлений капиллярных сил и т. д. Действие температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей возможно установить с помощью молекулярного механизма появления свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

Ключевые слова: поверхностное натяжение, температура, давление, температурный коэффициент, поверхностно-активных веществ, межфазное натяжение.

Нефтяной пласт — это залежь, которая состоит из осадочных горных пород, в виде тела, в некоторой степени однородного по составу, у которого имеется скопление капиллярных каналов и трещин, с большой поверхностью. По этой причине закон движения нефти в пласте и ее выталкивания из пористой среды вместе с объемными свойствами жидкостей и пород (плотность, вязкость, текучесть, сжимаемость и др.) в большей степени зависят от свойств пограничных слоев, которые соприкасаются с фазами и процессами, которые происходят на поверхности контакта нефть-газ-вода с породой.

Установление поверхностного натяжения σ зависит от обратимого изотермического процесса появления единицы новой площади поверхности раздела фаз при постоянном давлении и химических потенциалов компонентов.[3]

Зависимость поверхностного натяжения жидкостей от температуры и давления возможно установить с использованием молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии. С возрастанием температуры становится меньше поверхностное натяжение чистой жидкости на кон-

также с паром, из-за чего происходит ослабление межмолекулярных сил. Данная зависимость описана следующим законом:

$$\sigma_t = \sigma_0 (1 - \gamma_t). \quad (1)$$

В данном случае σ_t и σ_0 – параметры поверхностного натяжения контакта нефть-газ-вода при t и 0°C соответственно. Выражаются в мН/м;

γ – температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах вдали от критической точки, $1/^\circ\text{C}$; t – температура, $^\circ\text{C}$. [1]

Температурные коэффициенты различных жидкостей указаны в таблице 1.

Таблица 1. Температурные коэффициенты жидкостей

Вещество	Температурный коэффициент γ , $1/^\circ\text{C}$	Поверхностное натяжение при 20°C , мН/м
Hg	0,00035	465
H ₂ O	0,002	72,75
CH ₃ COOH	0,0038	23,5
C ₂ H ₅ OH	0,0022	22,3

Подчеркнем еще раз, что поверхностное натяжение, характеризуется отличием в молекулярных взаимодействиях фаз, образующих поверхность раздела. Таким образом, наличие поверхности раздела (а также и поверхностного натяжения) представляет собой обязательное условие: первое – наличие молекулярных сил притяжения, которые приводят к конденсации, и второе – отличие в величине данных сил в границах фаз.

Размерность поверхностного натяжения способна в значительной степени изменяться при введении в жидкость примесей. Существует множество ПАВ, которые могут поглощаться поверхностью раздела фаз и в дальнейшем приводить к снижению поверхностного натяжения. К примеру, для воды такими веществами являются разного рода мыла. [2]

Для повышения нефтеотдачи пластов нередко необходимо понизить межфазное натяжение. Гораздо чаще применяют закачку в пласты растворов поверхностно-активных веществ или растворов щелочей. Этот метод приводит к появлению натриевых мыл на границе раздела фаз. Итог данного метода заключается в том, что это приводит к понижению поверхностного натяжения.

Подача в пласт углекислого газа CO₂ (в жидком состоянии или же растворенным в воде), из-за чего происходит взаиморастворение углекислоты в

нефти и углеводородов в жидком CO_2 , кроме того, это приводит к понижению межфазного натяжения.

Натяжение на границе раздела фаз жидкость-газ понижается при повышении давления. Это взаимосвязано со снижением свободной поверхностной энергии в результате сжатия и растворения газа в жидкости. В таблице 2 представлены зависимости поверхностного натяжения от давлений и температур.[2]

Таблица 2. Результаты измерений поверхностного натяжения воды

Давление, МН/м ²	Поверхностное натяжение, мН/м при t, °С		Давление, МН/м ²	Поверхностное натяжение, мН/м При t, °С	
	25	65		5	
0	-	67,5	6,92	55,9	50,4
0,69	71,1	63,2	10,30	51,6	46,5
1,72	65,5	58,8	13,76	47,9	42,3
3,45	61,6	55,5	18,64	44,1	39,5

Гораздо сильнее влияет на изменение параметра поверхностного натяжения (в случае, когда система граничит с газовой фазой) давление. Так же, как и для воды, для газа данная зависимость не меняется. Количество компонентов, их состав и природа взаимодействия влияют на изменение параметра давления в случае взаимодействия полярных компонентов на границе раздела фаз. Так же влияние оказывает растворенный газ. На графиках представлено изменение параметра поверхностного натяжения при различных величинах давления. Эти зависимости были получены в ходе исследований М. М. Кусакова, Н. М. Лубмана и А. Ю. Кошевника. При увеличении давления происходит снижение параметра поверхностного натяжения. При этом наблюдается прямо пропорциональная зависимость от влияния растворимости газа.[2]

Ввиду большей растворимости газа в нефти, чем в воде, поверхностное натяжение на нефтегазовом контакте по мере повышении давления насыщения (при неизменной температуре) будет сильнее уменьшаться в сопоставлении с водой. Следовательно, с повышением давления будет увели-

чиваться и разница поверхностных натяжений нефти и воды на границе с газом, а также и межфазное натяжение между средами.

Поверхностное натяжение может изменяться в широких диапазонах: от 3 до 6 мН/м. На данный параметр влияет следующий показатель - давление насыщения. Давление насыщения изменяется в интервале 0-270 атм.

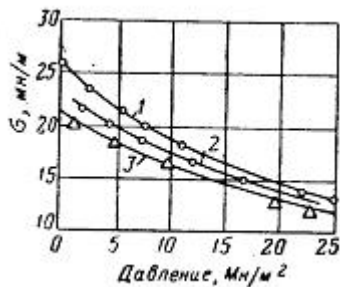


Рис. 1. Зависимость поверхностного натяжения нефти на границе с газовой фазой от давления.

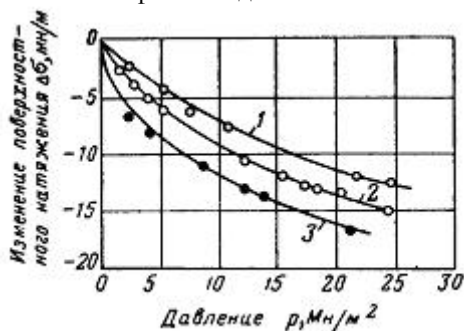


Рис. 2. Зависимость поверхностного натяжения различных нефтей на границе с газом от давления при $t = 20^{\circ}\text{C}$

Ухудшение растворимости газа зависит от увеличения температуры, из-за чего увеличивается коэффициент сжимаемости нефти. Поверхностное натяжение (на границе раздела фаз с водой) будет уменьшаться, вследствие, повышения температуры. В случае, когда параметры температуры и давления возрастают, не всегда может произойти изменение поверхностного натяжения. Так как изменение этих двух параметров происходит в обратно пропорциональной зависимости. [4]

Приводя в качестве гипотезы о влиянии изменения температуры и давления на состояние границы раздела фаз по правилу Антонова, можно заключить, что изменения этого параметра происходит при условии, что система находится в области давлений, превышающих давление насыщения.

Данные вопросы изучены еще не так хорошо, и поэтому пока можно строить лишь какие-либо качественные предположения.

Существенные изменения поверхностного натяжения нефти на различных поверхностях раздела в условиях пласта важно брать во внимание при диагностике капиллярных процессов в пористой среде. Размер капиллярных давлений на контакте с газом может быть меньше, чем это можно наблюдать в условиях лаборатории при низких давлениях. Влияние капиллярных явлений на границе нефть-вода может увеличивать свое значение с повышением давления.

Список использованной литературы

1. Физика пласта: Учебное пособие / Авт.-сост. Т.Б. Кочина, В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2017. – 214 с.
2. <https://www.chem21.info>
3. Ш. К. Гиматулинов «Физика нефтяного и газового пласта»
4. Бжицких Т.Г. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» / Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.

DEPENDENCE OF THE SURFACE TENSION OF FORMATION FLUIDS ON PRESSURE AND TEMPERATURE

A. I. Zayceva, 3rd year student, Institute of Oil and Gas M.S. Gutseriev Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, e-mail: alena.zai3105@gmail.ru
Y. G. Epifanov, senior lecturer of the Department of Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, e-mail: epifanov_urgent@mail.ru

Abstract: The surface tension of reservoir fluids is one of the topical topics for research, since it can be used to judge the properties of different surfaces of contacting phases, the patterns of interaction between liquid and solid bodies, adsorption processes, the quantitative and qualitative composition of polar components in a fluid, the intensity manifestations of capillary forces, etc. The effect of temperature and pressure on the surface tension of liquids can be established on the

basis of the molecular mechanism of the emergence of free surface energy and the energy essence of surface tension.

Keywords: surface tension, temperature, pressure, temperature coefficient, surfactants, interfacial tension.

References

1. Formation Physics: Textbook / Author-comp. T.B. Kochina, V.N. Spiridonova, N.N. Rodiontsev, I.A. Kruglov. – Nizhnevartovsk: Publishing House of Nizhnevartovsk State University, 2017. – 214 p.
2. <https://www.chem21.info>
3. Sh. K. Gimatudinov "Physics of oil and gas formation"
4. Brzitskikh T.G. Determination of physical and filtration-capacitance properties of rocks: a workshop for the implementation of educational and scientific works by students of the direction "Applied geology" and "Oil and gas business" / T.G. Brzitskikh, S.F. Sandu, N.E. Pulkina - Tomsk: Publishing House of Tomsk Poly-Technical University, 2008. – 90 p .

УДК 553.98.061

ВЫЯВЛЕНИЕ И КАРТИРОВАНИЕ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ ДИСЛОКАЦИЙ КОМПЛЕКСОМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Н. П. Коновалов, студент 2 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, 426034, Россия,
г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
E-mail: nikit.conovalov@gmail.com

Н. Г. Истомина, ст. преподаватель каф. ГНГ,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, 426034, Россия,
г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

Аннотация. Дизьюнктивные дислокации осадочной толщи платформ являются важнейшими компонентами геологических разрезов, влияющими как на формирование ловушек нефти и газа, так и на распределение емкостных свойств природных резервуаров. Недоучёт дизьюнктивно-блокового строения ловушек служит источником погрешности определения геометрии структур и, как следствие, бурению значительного числа изначально непродуктивных скважин, раннему обводнению добывающих скважин.

Ключевые слова: углеводороды (УВ), геологоразведочные работы (ГРР), дизьюнктивные дислокации (ДД), Удмуртская Республика (УР), anomalно высокое пластовое давление (АВПД), сейсморазведка (СР), постоянно – действующие геолого – технологическая модель (ПДГТМ).

Опираясь на данные, предложенные в работе Мушина И.А., можно отметить, что в геологии нефти и газа дизьюнктивными дислокациями (ДД) называют области нарушения сплошности пород с глубинами заложения от первых десятков километров до нескольких сот метров, по которым происходит смещение разделяемых разрывами блоков геологических структур, соответственно, смещение в геологическом разрезе пластов-коллекторов и покрышек в ловушках нефти и газа [1].

В геологоразведочном процессе и подготовке к разработке месторождений нефти и газа используют детальные геологические модели, описывающие пликативную и дизьюнктивную форму исследуемых объектов. Разрывные нарушения, в свою очередь, являются вторичным осложнением основной слоистой структуры отложений. Это означает, что блоковая структура образуется в уже сформированной среде и подразумевает изменение структур, находящихся в напряжении.

Последние годы на территории Удмуртской Республики (УР) проблема выявления и картирования дислокаций разных рангов и масштабов очень актуальна. Причем актуально выявление, как дислокаций регионального уровня, так и макро- и микронарушений, сопоставимых с трещиноватостью отложений. Связано это тем, что становится важным определение влияния ДД на распределение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных толщ, их экранирующей или проводящей роли, выявление зон АВПД и напряженного состояния разреза. Эффективность разработки месторождений нефти и газа в значительной степени зависит от точности построения геологической модели месторождения [1]. Таким образом, выявление и картирование ДД при построении детальных геологических моделей месторождений становится необходимым аспектом для успешной разведки и разработки залежей нефти и газа.

В нефтедобывающей промышленности широко применяются методы полевой геофизики для поиска, разведки и прогноза свойств нефтеперспективных объектов. Нарушение сплошности залегающих пород отражается в гравитационном, магнитном, электромагнитном и сейсмическом полях. В процессе физико-химических процессов происходит вертикальная и латеральная дифференциация вмещающих пород, и насыщающих их подземных вод и углеводородов, а также соответствующая дифференциация пород по петрофизическим свойствам: плотности, электропроводности, поляризуемости, диэлектрической проницаемости [1].

В геолого-разведочном процессе широко используют дистанционные наблюдения (космо- и аэрометодами), по данным грави- и магнитометрии осуществляется тектоническое районирование, картирование тектонических зон. Соответственно появляется возможность выделения районов тектонической активности, в которых могут присутствовать блоковые структуры.

Использование данных магниторазведки и гравиразведки важно при определении различных геолого-геофизических свойств изучаемых объектов, распределение их литологических неоднородностей, детализация выявленных нефтеперспективных ловушек (что позволяет прогнозировать пространственное положение залежей), оконтуривание залежей, прогноз количественных оценок параметров коллекторов. Решение всех перечисленных задач включает в себя картирование ДД различного уровня - от макроразломов до определения степени трещиноватости пород изучаемых участков, что отмечается многими специалистами [1,2,3].

На региональном и поисково-оценочном этапе магниторазведку и гравиразведку используют для изучения дислокаций, определения условий залегания, уточнения распределения литологических неоднородностей и при прогнозе количественных параметров коллекторов [1].

Современные технологии сейсморазведки (СР) позволяют широко использовать ее в геологоразведочном процессе, поэтому она является главным инструментом для выделения и картирования дислокаций. Наиболее важно применение СР на стадии доразведки, так как здесь проводится подсчет запасов и фактически завершается построение адресной постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения (ПДГТМ). Современное оборудование позволяет проследить зоны дислокаций по вертикали и горизонтали, разделяя при этом природные резервуары на отдельные блоки и таким образом, появляется возможность детально изучить свойства продуктивных пластов в отдельном блоке.

Выделение ДД на сейсмических временных разрезах по волновому признаку возможно по изменению амплитуды и/или частоты, увеличение поглощения упругих колебаний в зоне дислокации (рис.1). Характер изменения амплитуды и частоты может быть разным: повышение или уменьшение величин.

Изменение амплитуды, прежде всего, обусловлено нарушением сплошности среды, как правило, наблюдается уменьшение динамики записи. Часто это бывает связано с особенностями внутренней структуры, вещественного состава и со сложной структурной поверхностью ДД разного генезиса.

Изменение частоты в интервале ДД на сейсмических разрезах связано с нарушением слоистости внутри природного резервуара, как правило, наблюдается также уменьшение динамики записи. Повышение частоты связано с неоднородностью вещественного состава в зоне дислокаций.

Вывод. Практическое использование основных признаков выделения ДД на сейсмических временных разрезах является главным обстоятельством, заключающееся в том, что многообразию реальных геологических обстановок соответствует ограниченное число сейсмических образов, т.е. в основу определения ДД положен образ, создаваемый в сейсмическом волновом поле.

Таким образом, при изучении залежей нефти и газа необходимо уделять внимание дизъюнктивным дислокациям, учитывая, что они могут нарушать сплошность продуктивных пластов, равным образом их исследование является важным при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений нефти и газа. Данная информация об этих геологических объектах важна на этапе бурения, так как позволяет уменьшить долю непродуктивных скважин и принять меры по предупреждению возможных воздействий тектонических процессов во время эксплуатации месторождения.

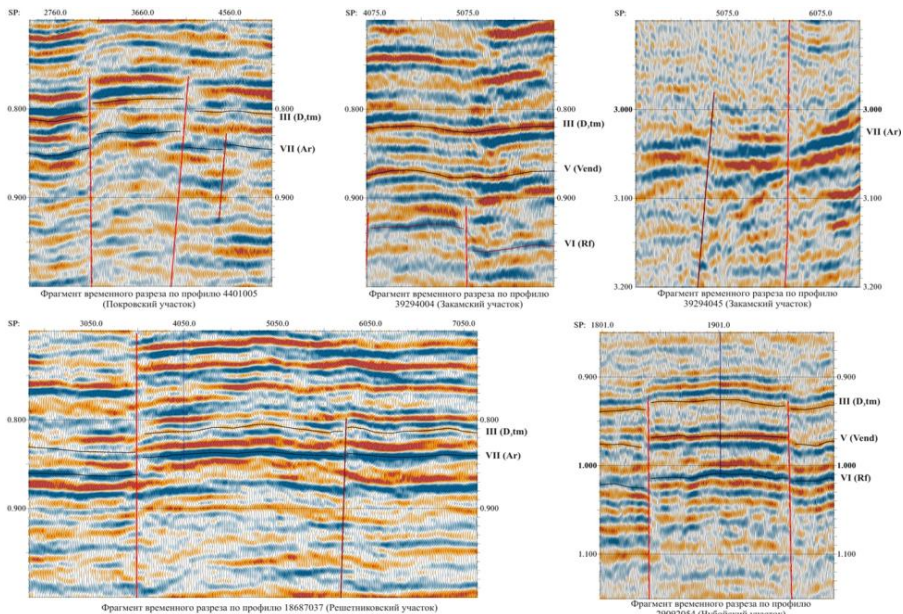


Рис. 1. Выделение дизъюнктивных дислокаций на сейсмических временных разрезах

Список использованной литературы

1. Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. М.: Научный мир, 2001. 120 с.
2. Воскресенский Ю.Н. Состояние и перспективы развития методов анализа амплитуд сейсмических отражений для прогнозирования залежей углеводородов // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. М.: Геоинформцентр, 2002. Вып. 4-5. 77 с.
3. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск, 2003. 288 с.

IDENTIFICATION AND MAPPING OF DISJUNCTIVE DISLOCATIONS USING A COMPLEX OF GEOPHYSICAL METHODS

N. P. Konovalov, 2th year student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg.7

E-mail: nikit.konovalov@gmail.com

N. G. Istomina, department of geology oil and gas, senior lecturer, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7

E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

Abstract. The disjunctive dislocations of sedimentary strata and basement are the most important elements of geological sections, affecting both the formation of traps for oil and gas as well as the distribution of the capacitance of natural reservoirs. Failure to take into account the disjunctive-block structure of traps leads to an error in determining the geometry and, as a result, the drilling of a significant number of initially unproductive wells, and early watering of production wells.

Keywords: geological exploration, disjunctive dislocations, Udmurt Republic, anomalously high reservoir pressure, seismic survey, Stationary Geotechnical model.

References

1. Mushin I.A., Korolkov Yu.S., Chernov A.A. Identification and mapping of disjunctive dislocations by methods of exploration geophysics. M.: Scientific world, 2001. 120 p.
2. Voskresenskiy Yu.N. State and prospects of development of methods for analyzing the amplitudes of seismic reflections for predicting hydrocarbon deposits // Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of top-livno-energy raw materials. Moscow: Geoinformcenter, 2002. Issue 4-5. 77 p.
3. Savelyev V.A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. Moscow-Izhevsk, 2003. 288 p.

УДК 543.27.-8

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А. Д. Косенков, студент 2 курса

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, alexan-
dre.kosenkov@gmail.com

Н. В. Соловьев, к.т.н., заведующий каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, solovyevnv@mgru.ru

К. О. Щербакова, преподаватель каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, sherbakovak@mgru.ru

Б. А. Овезов, старший преподаватель каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, ovezovba@mgru.ru

Аннотация

В процессе бурения скважин могут возникать различного рода аварии. Предметом данного исследования стала проблема непрерывного контроля взрывоопасных газов и паров, а именно использования газоанализаторов. Необходимо разобраться с аналогичными разработками и методиками посредством сравнительного анализа, изучить принцип работы и технологию, определить преимущества.

Ключевые слова: газоанализатор, бурение, станция геолого-технологического исследования, газозвдушная среда, хроматограф.

При бурении скважин возможны различные аварии. Предметом данного исследования стала проблема непрерывного контроля взрывчатых газов и паров, в частности, с использованием газоанализаторов. С помощью сравнительного анализа необходимо разобраться в аналогичных разработках и методах, изучить принцип работы и технологию, выявить преимущества.

Какие существуют проблемы анализа газозвдушной среды при бурении скважин?

Для начала следует отметить, что станция ГТИ (станция геолого-технологических исследований) должна располагаться на расстоянии не ближе высоты башни, соединенной еще с десятью метрами от устья скважины. Таким образом, промежуток времени от отбора пробы до начала анализа

составляет несколько минут (2-3 минуты при наличии высокопроизводительного насоса на станции гти).

Определены организационно-технические проблемы деятельности ГТИ:

1. большое расстояние от устья скважины до станции ГТИ
2. газовоздушная смесь транспортируется на станцию ГТИ по ГВЛ. Время от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут
3. оборудование станции ГТИ требует периодической профилактики и технического обслуживания
4. Низкие цены на производство работ приводят к нехватке средств для поддержания работоспособности станций, а также к большой текучести кадров
5. время анализа одной пробы на современных хроматографах станций ГТИ составляет несколько минут

Также несмотря на то, что современные газовые хроматографы станций ГТИ обеспечивают высокую точность измерений, принцип их работы основан на последовательном разделении многокомпонентной газовой смеси на отдельные компоненты. Это достигается за счет различной адсорбционной способности компонентов газовой смеси. В результате в современных хроматографах время анализа одной пробы составляет несколько минут [2].

Решение-использование оптических инфракрасных газоанализаторов.

Этот принцип измерения основан на известном факте, что многие газы поглощают инфракрасные лучи, и каждый из этих газов имеет определенный спектр поглощения. Датчик состоит из источника ИК-света и датчика, между которыми установлены оптический фильтр и измерительная ячейка. Входя в измерительную ячейку, газ поглощает определенное количество инфракрасного света, а датчик регистрирует уменьшение интенсивности входного ИК-излучения и на основании определенной зависимости (калибровочной кривой) выдает выходной сигнал. [5]

Оптический детектор обеспечивает чувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя и позволяет генерировать сигнал о необходимости проведения технического обслуживания. Большинство горючих газов, выделяющихся при бурении скважин на нефть и газ, являются углеводородами. Углеводороды поглощают излучение в определенном диапазоне длин волн, примерно от 3,3 до 3,5 мкм. Кроме того, азот и кислород, которые составляют основу окружающего нас воздуха, не поглощают излучение с этой длиной волны. Поэтому именно эта длина волны используется в оптических инфракрасных газоанализаторах углеводородных газов.

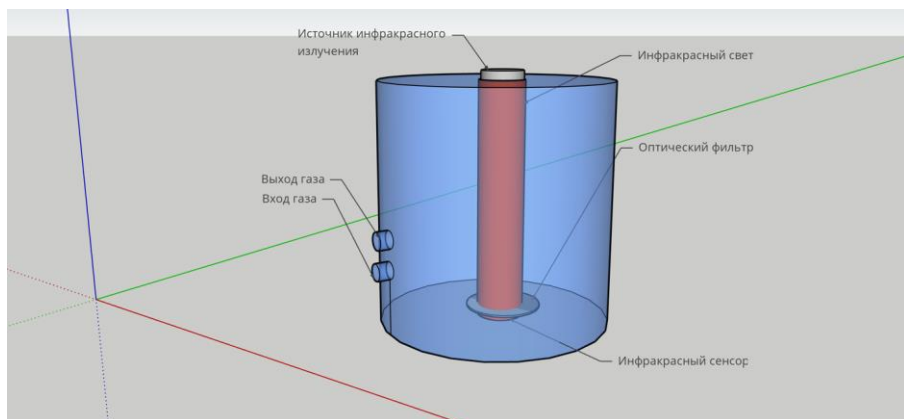


Рис. 1. Модель оптического инфракрасного газоанализатора с пояснением основных элементов

Кристалл измерительного детектора принимает только излучение с длиной волны 3,4 мкм, а эталонный детектор-4,0 мкм. Углеводородные газы не поглощают излучение с длиной волны 4,0 мкм, поэтому опорный детектор обеспечивает чувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя, позволяет излучать сигнал о необходимости технического обслуживания.

Преимущества инфракрасных газоанализаторов:

Чувствительность к полимеризующимся и коррозионным веществам и каталитическим ядам является одним из важных преимуществ. Кроме того, способность обнаруживать газы в бескислородной атмосфере и в атмосфере с низким содержанием кислорода и чувствительность к водороду и дисульфиду углерода делают это устройство универсальным в использовании. Повышенная отказоустойчивость, чувствительность к скорости газового потока и долговременная стабильность показателей позволяют проводить измерения в труднодоступных местах.

Основной конкурентной стратегией оптического газоанализатора в области систем анализа газовоздушной среды при бурении скважин является станция ГТИ. Сопоставив два данных разработки между собой, отметим основные преимущества выбранного нами решения. От устья скважины до станции ГТИ-большое расстояние. Это усложняет работу. Оптический инфракрасный газоанализатор можно разместить в любом удобном месте. Газовоздушная смесь транспортируется на станцию ГТИ по ГВЛ (газовоздушной линии). Время от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут. Время отклика газоанализатора составляет несколько секунд, что позволяет быстрее узнать окружающую среду и принять соответствующие меры. Оборудование станции ГТИ требует периодической профилактики и техни-

ческого обслуживания. Преимуществом оптического инфракрасного газоанализатора здесь является возможность сообщать о появлении неисправностей во время работы.

С экономической точки зрения оптический инфракрасный газоанализатор более эффективен по ряду причин, чем станция геолого-технологических исследований. Срок службы оптических газоанализаторов значительно выше, чем у станций ГТИ. Это позволяет тратить меньше средств и ресурсов на замену оборудования, выявление неисправностей. Благодаря развитию современных технологий, техники оптический газоанализатор может работать без участия человека. Таким образом, можно сократить расходы и направить их в сферу нужд.

Газоанализатор - это небольшое устройство весом в несколько килограммов. Станция ГТИ представляет собой целый комплекс аппаратуры и различных приборов, транспортировка которых является гораздо более проблематичной [3, 4].

Газоанализатор не требует специального постоянного обслуживания. Требуется лишь периодический контроль состояния системы. Все это возможно благодаря прогрессивной электронике. Кроме того, задача может быть упрощена с помощью модуля ручного управления.

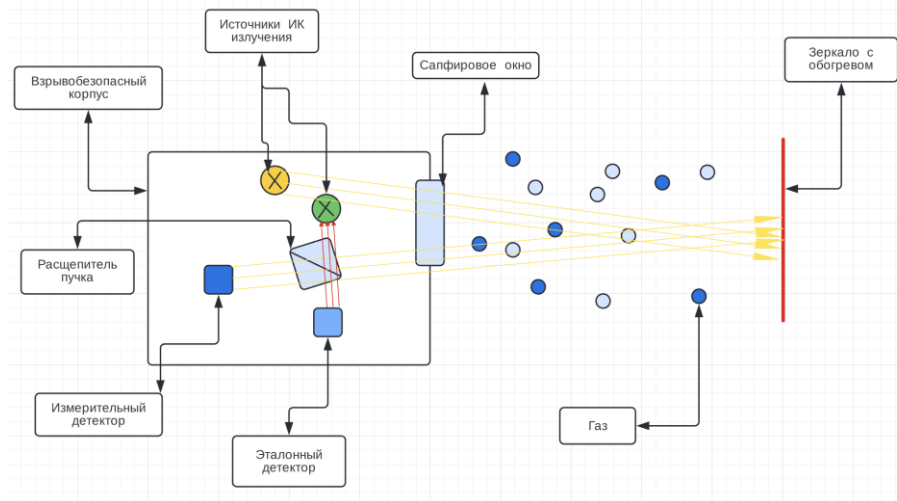


Рис. 2. Схема оптического инфракрасного газоанализатора

Главной задачей данной работы было найти наиболее подходящий и универсальный способ постоянного контроля концентрации (ДВК) горючих газов и паров до взрыва. Сравнительный анализ показал преимущество ис-

пользования оптических инфракрасных газоанализаторов по сравнению с методикой анализа газовой среды при бурении скважин станциями геолого-технологических исследований (ГТИ). Эти выводы были сделаны на основе сравнения основных параметров и критериев [1].

Результаты этого исследования могут быть использованы в ближайшем будущем непосредственно на практике, обеспечивая непрерывный контроль, поскольку чем быстрее измеряется концентрация газа, тем быстрее могут быть приняты меры, обеспечивающие безопасность объекта. Грамотным и продуманным выбором материалов корпуса и оптики (например, корпуса из нержавеющей стали) можно добиться этапа модернизации газоанализатора, который позволит использовать детектор в самых тяжелых условиях эксплуатации.

Список использованной литературы

1. Махмутов Ш.Я., Соколов А.В., научная работа по теме «Применение газочувствительных датчиков при бурении нефтегазовых скважин», Москва: 2007
2. Латышенко К.П., «Технические измерения и приборы», том 2, Москва: 2017
3. Техническое руководство к газоанализатору Drager PIR 7000/ Drager PIR 7200
4. Техническое руководство к газоанализатору Drager Polytron 2IR
5. Riken Keiki [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые дан. – 2016-2022 TAIRIKU TRADING CO., LTD. – Режим доступа: <https://www.rikenkeiki.ru/for-clients/useful/printsip-raboty-datchikov-v-gazoanalizatore%20/>, свободный (дата обращения: 03.02.2022)

APPLICATION OF OPTICAL CONVERTERS FOR GAS ANALYZERS IN DRILLING WELLS

A. D. Kosenkov, 2nd year student

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, alexandre.kosenkov@gmail.com

K. O. Shcherbakova, teacher of the Department of STBS

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, sherbakovak@mgri.ru

N. V. Solovoyov, Candidate of Technical Sciences, Head of the STBS Department

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, solovyevnv@mgri.ru

B. A. Ovezov, Senior lecturer of the STBS Department

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow,

ovezovba@mgri.ru

Abstract. In the process of drilling wells, various kinds of accidents can occur. The subject of this study was the problem of continuous monitoring of explosive gases and vapors, namely the use of gas analyzers. It is necessary to deal with similar developments and methods through comparative analysis, to study the principle of operation and technology.

Keywords: gas analyzer, drilling, geological and technological research station, gas-air environment, chromatograph.

References

1. Makhmutov Sh. Ya., Sokolov A. V., scientific work on the topic "Use of gas-sensing sensors when drilling oil and gas wells", Moscow, 2007
2. Latyshenko K. P., "Technical measurements and devices", volume 2, Moscow, 2017
3. Technical manual for gas analyzer Drager PIR 7000/ Drager PIR 7200
4. Technical manual for the gas analyzer Drager Polytron 2IR
5. Riken Keiki [Electronic resource]. – Electron. text data. – 2016-2022 TAIRIKU TRADING CO., LTD. – Access mode: <https://www.rikenkeiki.ru/for-clients/useful/printsip-raboty-datchikov-v-gazoanalizatore%20/>, free (date of access: 02/03/2022)

УДК 622.276

ОСТАТОЧНАЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ И ЕЕ РОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

М. В. Лантева, студентка 3 курса, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: mari.1340@mail.ru

Ю. Г. Епифанов, ст. преподаватель кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа имени М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7, e-mail: epifanov_urgen@mail.ru

Аннотация. Начальные распределения остаточных вод в пористых средах пласта влияет на процессы передвижения нефти в поровом пространстве. В зависимости от количественного состава и условий залегания остаточных вод находится молекулярная природа нефтяного коллектора. Следовательно, формы существования остаточных вод нужно учесть во всех процессах, с которыми молекулярная природа поверхности твердой фазы имеет весомое значение. Это неотъемлемая часть которую необходимо учитывать для изучения нефтеотдачи пласта.

Пластовая вода зачастую может оказаться агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее особенности, следовательно, будут влиять на количество вытесняемой из пласта нефти, т.к. некоторые воды лучше других имеют свойство отмывать нефть, чем другие. Поэтому свойства пластовых вод имеют большое значение в промысловой практике [1].

Ключевые слова: водонасыщенность, смачиваемость, нефтеотдача, гидрофильность, пластовые воды.

В залежах помимо нефти и газа находится пластовая вода. Как правило она находится в пониженных областях пластов-коллекторов, а порой выделяют самостоятельные водоносные горизонты.

Помимо нефти, газа и газоконденсата в пластах залегают минерализованная вода. Такая вода сохраняется в пласте с начала образования залежи. Ее называют остаточной.

Наличие остаточной воды в пласте-коллекторе описывается коэффициентом остаточной водонасыщенности. Отношение объема воды в открытых порах к общему объему этих пор называется коэффициент водонасыщенности. Этот параметр измеряется в процентах или долях единицы. Структурные, текстурные особенности пород-коллекторов, их минералогический состав, термобарические условия, физико-химические свойства самой воды значительно влияют на изменение данного параметра.

Распределения остаточных вод в поровом пространстве пласта значительно влияют на фазовые проницаемости породы для жидкостей и газа. Начальное распределение жидкостей в пласте-коллекторе, влияет на совокуп-

ность свойств пласта, например, смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, скорость капиллярных процессов, количество нефти, остающейся в поровом пространстве пласта после иссякания пластовой энергии и др. [4]

Разнообразный минеральный состав ГП определяет различные поверхностные свойства, среди них и смачиваемость. Остаточное содержание воды сильно зависит от свойства смачиваемости.

В сравнении с кварцами и карбонатами, глины более гидрофильны. В терригенных коллекторах чаще всего присутствуют примеси глин, в отличие от карбонатных. Вследствие этого остаточная водонасыщенность в них выше. За счет ПАВ нефтей, например, асфальтенов, смол, нафтеновых кислот уменьшается остаточная водонасыщенность, способствующая гидрофобизации поверхности зерен, образующих горную породу. [2]

Породы обладают гидрофильными и олеофильными свойствами. Они обладают значительным влиянием на состояние остаточной воды в пустотном пространстве. Добавление органических и глинистых смесей, имеющих высокую сорбционную способность, приводит к повышению содержания остаточных вод в пласте - коллекторе.

Поверхность породы-коллектора обладает свойствами, воздействие на которые обуславливает интенсификацию процессов добычи. Повышение нефтеотдачи можно регулировать термодинамическим воздействием. Они связаны с влиянием на поверхностные свойства породы-коллектора. В частности, именно свойства смачиваемости во многом определяют характер перемещения воднонефтяных систем вдоль пористой среды. [5]

Изменение свойств пластовых пород путем химической модификации границы раздела фаз, - в частности, гидрофобизация их поверхности, способствует снижению затруднений при перемещении жидкой фазы в порах продуктивного пласта, и, в конечном счете, дает возможность интенсифицировать добычу нефти.

На снижение продуктивности влияют множество факторов. Например, на воду, которая содержится в нефтяном коллекторе, оказывает влияние гидрофильная природа поверхности порового пространства. [3]

Возможность модификации свойств поверхности пористой среды при адсорбции на ней химических соединений определяет устойчивый интерес к целенаправленному поиску эффективных гидрофобизаторов как из числа известных реагентов с гидрофобизирующей функцией, выпуск которых уже освоен промышленностью, либо нарабатываемых в качестве опытных партий, так и новых классов веществ, обладающих заданными свойствами, в том числе, и адсорбционной способностью. [6]

Список использованной литературы

1. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалёв. – М.: Недра, 1992. – 194 с.

2. Котяхов Ф.И. Физика нефтяного и газового коллектора: Учеб. для вузов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 200 с.
3. https://ngtp.ru/rub/11/30_2014.pdf
4. https://bstudy.net/611918/estestvoznanie/gidrofilnost_gidrofobnost_porodoslaga_yuschih_elementov_poverhnosti_produktyvnyh_plastov
5. <https://mydocx.ru/7-99649.html>
6. <https://www.ngpedia.ru/id633503p1.html>

RESIDUAL WATER SATURATION AND ITS ROLE IN THE DEVELOPMENT AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS

M. V. Lapteva, 3rd year student, Institute of Oil and Gas M.S. Gutseriev Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Almaty, st. Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, email: mari.1340@mail.ru

Y. G. Epifanov, senior lecturer of the Department of Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "UdSU", 426034, Russia, Almaty, st. Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7, e-mail: epifanov_urgen@mail.ru

Abstract: initial amount of residual water in a porous reservoir medium depending on the amount, composition and state of residual water, the molecular nature of the surface of an oil reservoir is determined. Therefore, when detecting residual water, all processes must be taken into account, including the surface solid phase, which is essential. This must be taken into account when studying oil recovery from a reservoir.

Formation water is often the agent that consumes oil from the formation. This, therefore, will be associated with a decrease in the amount of oil from the reservoir, since some waters are better at washing oil. Therefore, the properties of formation waters are of great importance in field practice.

Keywords: water saturation, wettability, oil recovery, hydrophilicity, formation waters.

References

1. Mirzajanzade A.Kh. Physics of the oil and gas reservoir: Proc. for universities / A.Kh. Mirzajanzade, I.M. Ametov, A.G. Kovalev. – М.: Nedra, 1992. – 194 p.
2. Kotyakhov F.I. Physics of the oil and gas reservoir: Proc. for universities / F.I. Kotyakhov. - М.: Nedra, 1977. - 200 p.
3. https://ngtp.ru/rub/11/30_2014.pdf
4. https://bstudy.net/611918/estestvoznanie/gidrofilnost_gidrofobnost_porodoslaga_yuschih_elementov_poverhnosti_produktyvnyh_plastov
5. <https://mydocx.ru/7-99649.html>
6. <https://www.ngpedia.ru/id633503p1.html>

УДК 622.24

РАДИАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ, КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

А. И. Мингазов, студент 1 курса магистратуры,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ
В. Н. Кузьмин, к.н., зав. каф. БНГС,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема разработки месторождений на территории Удмуртской Республики, где большая часть запасов нефти перешла на позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов. В настоящее время необходимо вовлекать в разработку продуктивные пласты малой мощности, поэтому возрастает потребность в использовании технологий, позволяющих вскрывать пласт с помощью сети протяженных каналов. Эти проблемы могут быть решены методом "радиального бурения" с использованием технологии "Перфобур", которая предназначена для увеличения дебита добывающих скважин за счет увеличения площади фильтрации за счет создания сети радиальных каналов.

Ключевые слова: разработка месторождений, увеличение нефтеотдачи, радиальное бурение, технология «Перфобур».

К настоящему времени возникла острая проблема с накопившемся старым фондом скважин, где более 75% (диаграмма 1), на примере фонда скважин УР. составляют вертикальные скважины, пробуренные более 40 лет назад. Поэтому актуальность поиска технологий, позволяющих повысить коэффициент извлечения углеводородов, не вызывает сомнения.

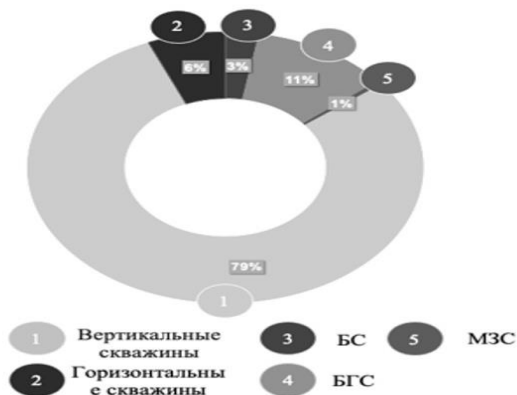


Диаграмма 1. Фонд скважин на территории УР

Эту проблему может решить "Перфобур" - технология радиального бурения, каналы которой способны проходить через загрязненный участок ПЗП, образовавшийся в результате первоначального вскрытия пласта или на стадии цементирования эксплуатационной колонны. Суть технологии заключается в механическом бурении каналов с использованием винтового забойного двигателя типа D49 малого диаметра. Компоновка нижней части бурильной колонны также включает модуль с клиновым отклонителем и направляющей канавкой, что позволяет, в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, создавать до 4 каналов с различными траекториями из одной точки [1].

Для оценки эффективности был проведен анализ предлагаемого инновационного метода радиального бурения посредством технологии «Перфобур», с уже используемыми методами увеличения нефтеотдачи на вертикальной скважине УР Мишкинского месторождения. Для сравнения были выбраны наиболее распространенные методы, такие, как соляно-кислотная обработка, большая обработка призабойной зоны (БОПЗ) и гидроразрыв пласта (ГРП). Была подсчитана примерная добыча нефти в сутки и проведено сравнение прибыли за один календарный год (диаграмма 2 и 3).

В основу подсчета дебита 2 радиальных каналов берем формулу Joshi, а дебит вертикальной скважины (BC) рассчитываем по формуле Дююи для установившегося режима. В результате расчетов получаем, что дебит после радиального бурения (РБ) вырос на 151% (с 1,74 до 4,37 т/сут).

Условные значения на примере Мишкинского месторождения (табл. 1).

Таблица 1. Геолого-физические характеристики Мишкинского месторождения

K	10 мД
h	3 м
Рпл	120 атм
Рзб	22 атм
μ	10 мПа*с
B	1,04
L	11 м
r_c (РБ)	0,069 м
r_c (BC)	0,1 м
Rk	250 м
S (РБ с СКО)	-0,5
S (Вертик.скв.)	1,5

Формула Дюпюи

$$Q = \frac{K h \Delta p}{19,45 \mu \left(\ln \frac{R_k}{r_{свс}} + 5 - 0,5 \right)} = 1,74 \text{ т/сут}$$

Формула Joshi

$$Q_2 = \frac{K h \Delta p}{19,45 \mu \left(\ln \left(\frac{[a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}]}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{\beta h}{L} \right) \ln \frac{\beta h}{[r_{свс}(\beta + 1)]} + 5 \right)} = 4,37 \text{ т/сут,}$$

где $a = \frac{L}{2} \{ 0,5 + [0,25 + (\frac{R}{L})^4]^{0,5} \}$, $\beta = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}}$ - в расчетах применяют $\sqrt{10}$

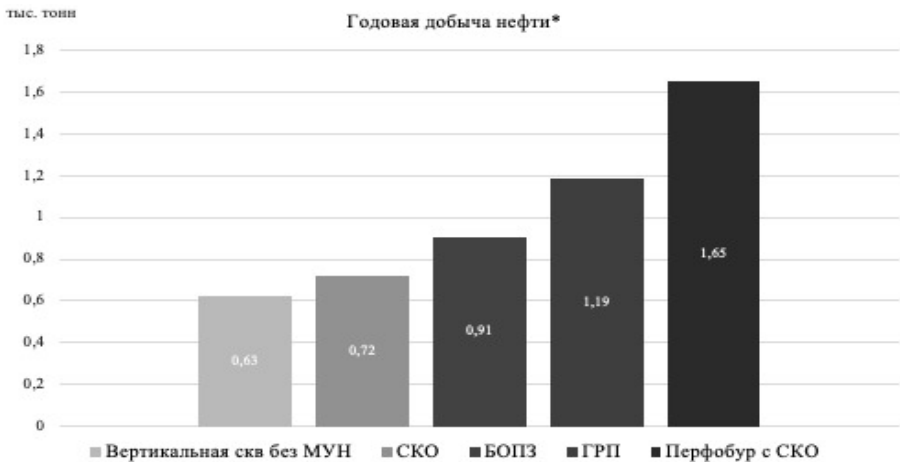


Диаграмма 2. Примерная годовая добыча нефти

*Расчет дебита вертикального участка канала проводился по формуле Дюпюи. Для горизонтального участка двух каналов 11 метров с СКО по формуле Joshi.

На основании расчетов и диаграммы 2, наглядно показано преимущество технологии «Перфобур». в сравнении с другими методами интенсификации нефтеотдачи пластов:

- формирование дополнительной добычи
- увеличение годовой прибыли (несмотря на самую высокую стоимость технологии среди рассматриваемых МУН).

Таким образом, можно выделить следующие преимущества применения технологии «Перфобур»:

- контролируемая проводка стволов скважин,
- увеличение площади фильтрации (за счет увеличения длины перфорационного канала),

- комплексность подхода к разработке карбонатных коллекторов (СКО через гидромониторную насадку, обеспечивающая точечную обработку и снижение скин-фактора) [2],
- вскрытие пластов малой мощности - от 2,5 метров [3],
- вовлечение в разработку нескольких разобщенных пропластков,
- использование существующей инфраструктуры месторождения,
- возможность применения для скважин с близким расположением водонефтяного, либо газонефтяного контакта, где проведение гидроразрыва пласта рискованно [4].

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод об технологической и экономической целесообразности применения технологии «Перфобур».

Данная технология рекомендуется для применения на месторождениях Удмуртской Республики.

Список использованной литературы

1. Лягова М.А. Компоновка перфобура для бурения глубоких каналов специальными винтовыми двигателями малого диаметра. - Уфа. - 2013. – 167 с.
2. Элиот Стив. Tethys Petroleum: Опыт применения технологии радиального бурения: Северный Уртабулак // ROGTEC: Российские нефтегазовые технологии. - №26, С.60-68. - 2011.
3. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра. СПб. - 2014. - 211 с.
4. Галас И.Р., Лягов И.А. Высокотехнологичное освоение недр радиальное вскрытие продуктивного пласта // интернет-журнал «Neftegaz.RU», №9. – 2020.

RADIAL DRILLING AS AN ALTERNATIVE METHOD OF OPENING PRODUCTIVE LAYERS IN THE FIELDS OF THE UDMURT REPUBLIC

A. I. Mingazov, 1st year Master's student,
V. N. Kuzmin, Candidate of Sciences, Head of the BNGS Department,
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas
E-mail: nf-kvn@udsu.ru, yakvn72@yandex.ru

Abstract. This article discusses the problem of field development in the territory of the Udmurt Republic, where most of the oil reserves have moved to a late stage of development and, as a result, there is a significant increase in the share of hard-to-recover reserves. Currently, it is necessary to involve productive layers of low capacity in the development, therefore, the need for the use of technologies that allow the formation to be opened with a network of extended channels is increasing. These problems can be solved by the method of "radial drilling" using the

"Perfobur" technology, which is designed to increase the flow rates of producing wells by increasing the filtration area by creating a network of radial channels.

Keywords: field development, enhanced oil recovery, radial drilling, "Perfobur" technology.

References

1. Lyagova M.A. The layout of a perforator for drilling deep channels with special screw motors of small diameter. - Ufa. - 2013. – 167 p.
2. Eliot Steve. Tethys Petroleum: Experience in using radial drilling technology: Severny Urtabulak // ROGTEC: Russian Oil and Gas Technologies. - No.26, pp.60-68. - 2011.
3. Lyagov I.A. Substantiation and development of technology for secondary opening of productive formations by branched wells of ultra-small diameter. St. Petersburg. - 2014. - 211 p.
4. Galas I.R., Lyagov I.A. High-tech development of the subsoil radial opening of a productive reservoir // online magazine "Neftegaz.RU ", No. 9. – 2020.

УДК 622.276

КРИТЕРИИ ОТБРАКОВКИ ПРОБ НЕФТИ И ГАЗА

В. Г. Миронычев, директор Научно-образовательного центра «Инновационные технологии нефтедобычи» им. В.И. Кудинова Заместитель директора по внешним связям, начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований, Институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, к. VII, e-mail: fngp@udsu.ru

С. С. Кузовлев, генеральный директор ООО «РАНГ-Проект», Россия, г. Тюмень, e-mail: s.kuzovlev@mail.ru

Аннотация. В статье предложены обобщенные основные критерии для отбраковки проб нефти и газа, то актуально для анализа свойств нефтей и газов для месторождений с большой историей разработки.

Ключевые слова: проба, нефть, газ, критерии.

Основным критерием отбраковки при анализе являются завышенное или заниженное значение параметров проб пластовой и поверхностной нефти и газа при сравнении их:

- с параллельными пробами, отобранными в одно время с одной и той же скважины;

- с пробами, отобранными с одной и той же скважины в разное время с одного и того же пласта;

- с пробами, отобранными с других скважин этого же пласта или близлежащих пластов этой же залежи; с аналогичными пластами близлежащих месторождений (табл. 1).

При этом также рассматривалось местоположение скважины, из которой отбирались пробы по площади и разрезу залежи (удаленность от купола или контура, абсолютные отметки интервалов перфорации).

Отбраковка была произведена, так как заниженные величины параметров оказывают заметное влияние при усреднении их по пласту или залежи, что приводит к искажению параметров разработки данной залежи. Например, ориентирование в проекте на заниженную величину давления насыщения приведет к тому, что проектируемый режим разработки будет существенно отличаться от наиболее благоприятного, будут неверно обоснованы величины забойных давлений, и в процессе эксплуатации добывающих скважин произойдет преждевременное выделение газа из нефти в пласте. При заниженных величинах газонасыщенности завышенной оказывается вязкость. При этом искажаются все зависящие от нее параметры разработки – расстоя-

ние между скважинами, дебиты нефти, характер стягивания контура и т. д. [1]. Завышенные или заниженные величины плотности поверхностной нефти искажают истинные запасы нефти по залежам при их подсчете или пересчете.

Таблица 1.- Основные критерии отбраковки проб

№ п.п.	Критерий	Комментарии
Пластовые пробы нефти		
1.	Низкие значения давления насыщения или газонасыщенности отбраковывается вся проба	<p>1. При отборе глубинных проб нефти произошло их частичное разгазирование (отбор пробы с недостаточной глубины, срабатывание клапана не в интервале отбора, а в момент подъема пробоотборника).</p> <p>2. Потери газа при переводе пробы из пробоотборника в установку для ее исследования, при частичной разгерметизации пробоотборника при его транспортировке.</p> <p>3. Неправильная подготовка скважины к отбору проб</p> <p>4. При большом содержании в пробе воды могла произойти диффузия нефтяного газа из пластовой нефти в пластовую воду в процессе хранения и транспортировки пробоотборника.</p>
2.	Давление в пробоотборнике отбраковывается только один параметр	<p>Низкое давление</p> <p>1. При отборе проб в зимнее время, при недостаточном термостатировании, или при ее отсутствии, (известно, например, что пробы на качество исследовались на месте отбора в специально оборудованной машине) температура в пробоотборнике может оказаться заметно меньше пластовой. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению давления в пробоотборнике ниже давления насыщения и ее частичному разгазированию. На качестве пробы это не сказывается, так как отсутствуют потери нефти и газа, а при повышении давления в пробоотборнике выше давления насыщения газ полностью растворяется в нефти.</p> <p>2. Может также произойти частичная разгерметизация пробоотборников с небольшой утечкой нефти, падением давления в пробоотборнике ниже давления насыщения и выделением свободного газа. Утечки в данном случае составляют примерно 2-3 см³, и на качестве проб это практически не отражается.</p> <p>Высокое давление (Pпр>Pпл)</p> <p>1. Например, пробы были отобраны с подола-каширской залежи, имеющей наименьшие пластовые температуры среди месторождений Удмуртии (18-23°C) в жаркое летнее время, и не имея системы охлаждения в полевых условиях, их невозможно было довести до пластовой температуры. Поэтому в пробоотборниках температура поднималась выше пластовой, соответственно, и давление также становилось выше пластового.</p> <p>2. Клапан открылся при давлении, превышающем фактическую величину давления в пробоотборнике (в силу возможных механических повреждений).</p>

продолжение таблицы 1

№ п.п.	Критерий	Комментарии
3.	Давление в пробоотборнике отбраковывается вся проба	Низкое давление
		1. Присутствие в пробоотборнике свободного газа
		Высокое давление (Рпр>Рпл)
		1. Пробы были отобраны с залежей, имеющих газовую шапку из которой свободный газ попал в пробоотборник (при разгазировании таких проб, в газе, как правило, присутствует повышенное содержание азота, так как газовые шапки в Удмуртии более чем на 80% состоят из азота).
4.	Коэффициент сжимаемости отбраковывается только один параметр	величина не соответствует значениям плотности и вязкости (между этими параметрами существует высокая степень корреляции).
Поверхностные пробы нефти		
5.	Аномальные значения плотности и вязкости отбраковывается вся проба	Высокие значения
		1. при отборе, транспортировке и хранении проб нефти не была обеспечена их надежная герметичность вследствие чего, из нефти улетучились наиболее легкие и подвижные фракции
		Низкие значения
		1. При промывке насоса или НКТ нефть смешивается с более легкими и менее вязкими углеводородными жидкостями
		2. При отборе проб со скважин находящихся в длительном простое (или сразу же после него), так как при этом в стволе скважины происходит перераспределение нефти.
3. Несоблюдение необходимых методических указаний при лабораторных исследованиях (например, при определении вязкости используются вискозиметры со слишком большим диаметром капилляра, а при определении плотности берутся пикнометры слишком маленького объема)		
4. Неправильная подготовка скважины к отбору проб		
6.	Пробы газа отбраковывается вся проба	1. Отбраковка пробы пластовой нефти, из которой был сепарирован газ для исследований
		2. Содержание в них кислорода выше нормы (> 3%), который мог попасть в пробу только вместе с воздухом из-за несоблюдения герметичности во время эксперимента (нарушение методики исследований)
		3. Отбраковка проб газа, предположительно отобранных с устья скважин, пробуренных на залежи, имеющие газовую шапку, но без подтверждающих это документов. У таких проб низкая относительная вязкость и очень высокое содержание азота (> 80%), который мог попасть в пробу именно из газовой шапки.
7.	Отбраковка параметров отбраковывается только один параметр	Параметры проб нефти отбраковывались, если они были взяты по аналогии с параллельными пробами, так как в этом случае они не являются показательными

Список использованной литературы

1. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. г. Москва, «Недра», 1987 г.

CRITERIA FOR OIL AND GAS SAMPLING

V. G. Mironychev, director of the scientific and educational center «Innovative technologies of oil production» named after V. I. Kudinov, deputy Director for external relations, head of fundamental and applied researches (FAR) Department, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University, Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: fngp@udsu.ru

S.S. Kuzovlev, General Director of LLC "RANK-Project", Tyumen, Russia, e-mail: s.kuzovlev@mail.ru

Abstract. The article offers generalized basic criteria for the rejection of oil and gas samples, which is relevant for the analysis of the properties of oils and gases for fields with a long history of development.

Keywords: sample, oil, gas, criteria.

References

1. Khaznaferov A.I. Investigation of reservoir oils. Moscow, "Nedra", 1987.

УДК 622.24

ГЛУБОКАЯ ЩАДЯЩАЯ ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

М. К. Мохаммед, студент 2 курса магистратуры,

e-mail: mohammedkd19963@gmail.com

И. А. Галикеев, доцент кафедры БНГС

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,

e-mail: yakvn72@yandex.ru.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. Дебиты скважин, а также коэффициенты извлечения нефти зачастую зависят от суммарной поверхности фильтрации ствола скважины в продуктивном пласте. Не случайно даже при очень низких коллекторских свойствах удаётся обеспечить приемлемые для эффективной эксплуатации дебиты скважин при разработке «сланцевых» залежей, где поверхность фильтрации за счёт многостадийного гидроразрыва пластов (ГРП) протяжённых горизонтальных стволов обеспечивает увеличение поверхности фильтрации на несколько порядков. Однако, у этого метода имеется один существенный недостаток — отсутствие контроля распространения трещин, что не позволяет применять метод в большинстве случаев, включая трещиноватые коллекторы с проницаемостью в десятки дарси, тем более в лучших коллекторах. Данная статья посвящена описанию глубокой щадящей перфорации скважин.

Ключевые слова: перфорация, фильтрация, дебиты скважин, обсадная труба.

Пулевая и кумулятивная перфорация при своей простоте в выполнении имеют свои недостатки — при их выполнении может разрушиться не только обсадная труба, цемент и будет обеспечено проникновение в пласт на некоторую глубину, но и может произойти разрушение цементного камня выше и ниже интервала перфорации с сопутствующей опасностью перетоков пластовых флюидов.

В последнее время вызывают всё больший интерес методы щадящей перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Имеющиеся на сегодняшний день методы щадящей перфорации обеспечивают внедрение в пласт на несколько метров от ствола скважины с относительным контролем направления внедрения, в отличие от ГРП и без разрушения цементного кам-

ня в отличие от пулевой и кумулятивной перфорации. Но во всех методах шадящей перфорации отверстие в эксплуатационной колонне существенно меньше перфорационных отверстий в породе, а инструмент находящийся в отверстии колонны не позволяет эффективно выносить разрушенную при перфорации породу. Кроме того, возникают вопросы по времени, необходимому для выполнения операции.

Предлагается оригинальный метод шадящей перфорации. Устанавливается на глубине на 1-1,5 м ниже нижних планируемой зоны перфорации гидравлический или гидромеханический якорь с посадочным устройством. На устье скважины ориентируется резной клин с фрезом по направлению нижнего перфорационного окна.

Производится спуск и вырезка первого окна, длина которого определяется формой резного клина, например 15 или 20 см, ширина определяется диаметром фрез и также формой резного клина.

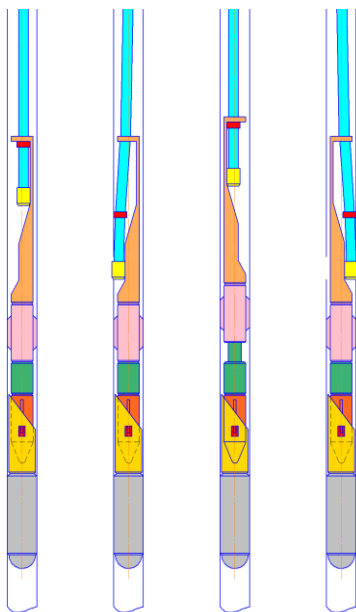


Рис. 1. Вырезка боковых окон

Поворотный механизм резного клина позволяет без подъема компоновки произвести его «перезарядку» по заранее подготовленной программе и выполнить ещё несколько подобных окон в других направлениях и на других глубинах в пределах длины 1 трубы (рис.1). Для выполнения окон на боль-

шей длине необходимо сделать подъём инструмента и вставить дополнительную трубку под поворотным механизмом клина. После подъёма компоновки дальнейшие работы возможно производить на установке непрерывных труб [1].

Вместо зарезного клина устанавливается эксплуатационный клин, при этом направляющее и поворотное устройства остаются что позволяет обеспечить ориентацию гидромониторной головки, или иного породоразрушающего инструмента направить точно в вырезанные окна (рис.2).

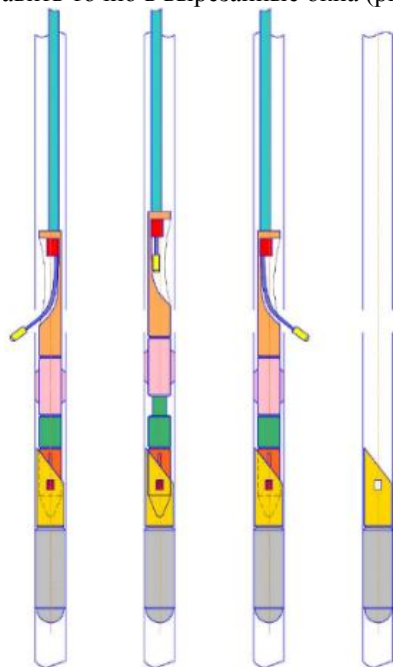


Рис. 2. Проходка боковых стволов гидромониторным способом

Радиус кривизны 5-7м вполне достижимы, но отсутствие прямого управления траекторией перфорационных каналов не позволяет, на сегодняшний день, обеспечить глубину перфорационных каналов больше 12-15м. Размеры окон в обсадной колонне не препятствуют выносу разрушенной породы. Наличие якоря с посадочным устройством и направляющего с поворотным устройством позволяют при дальнейшей эксплуатации скважины попадать в окна и восстанавливать перфорационные каналы.

В перспективе разработка управляемой гидромониторной головки диаметром 50мм для установки непрерывных труб, что позволит существен-

но увеличить глубину перфорационных отверстий, с соответствующим увеличением охвата залежи [2].

Основные выводы

Методы шадящей перфорации в последнее время вызывают всё больший интерес при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Имеющиеся на сегодняшний день методы шадящей перфорации обеспечивают внедрение в пласт на несколько метров от ствола скважины с относительным контролем направления внедрения, в отличие от других, применявшихся ранее, методов перфорации.

Список использованной литературы

1. Способ вскрытия продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин: пат. 2213195 ЯИ, кл. E21B 7/06 Рос. Федерация / Н.А. Шамов. № 2002128187; заявл. 23. 10. 2002. Бюл. № 27 (2003). - 5 с.

2. Устройство для вторичного вскрытия продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин (варианты): пат. 2213197 RU, кл. E21B 7/G8 Рос. Федерация. / Н.А. Шамов. - М 2GG2128188; заявл. 23. 1G.G2. Бюл. М 27 (2GG3). - 12 с.

DEEP GENTLY PERFORATING WELLS

M. K.Mohammed, 2nd year master's student.

e-mail: mohammedkd19963@gmail.com

I. A. Galikeev, associate Professor.

e-mail: gilgizar@gmail.com.

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. Well rates, as well as oil recovery factors, often depend on the total filtration surface of the wellbore in the reservoir. It is no coincidence that, even in very poor reservoir properties, it is possible to achieve well rates acceptable for efficient operation in "shale" deposits, where the filtration surface through multistage hydraulic fracturing of extended horizontal boreholes increases the filtration surface by several times. However, this method has one significant disadvantage – it is the lack of fracture propagation control, which does not allow to apply this method in the majority of cases, including fractured reservoirs with permeability in tens of darsi, especially in the best reservoirs. This article is devoted to the description of deep sparing perfiation of wells.

Keywords: perforation, filtration, well (flow) rates, casing pipe.

References

1. Method of opening productive layers of oil and gas wells: pat. 2213195 YAI, cl. E21B 7/06 Ros. Federation / N.A. Shamov. No. 2002128187; application No. 23. 10. 2002. Byul. No. 27 (2003). - 5 p.
2. Device for secondary opening of productive layers of oil and gas wells (variants): pat. 2213197 RU, cl. E21B 7/G8 Ros. Federation. / H.A. Shamov. - М 2GG2128188; application 23. 1G.G2. Byul. М 27 (2GG3). - 12 p.

УДК 622.24

ПЕНОГАСИТЕЛИ ДЛЯ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

*М. К. Мохаммед, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: mohammedkd19963@gmail.com*

*В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС
e-mail: yakvn72@yandex.ru,*

*Т. В. Трефилова, старший преподаватель каф. БНГС,
e-mail: trefilova_tv@udsu.ru,*

*О. Н. Барданова, ассистент каф. БНГС,
bardanova_on@udsu.ru*

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1)

Аннотация. Пенообразование буровых промывочных жидкостей является достаточно распространенным явлением при строительстве нефтяных и газовых скважин. В нефтяной отрасли пеногасители применяют для профилактики и ликвидации пенообразования, в виде добавок в буровые промывочные жидкости. В данной статье показаны принципиальные составы пеногасителей буровых растворов.

Ключевые слова: Пеногасители, пеногашение, буровые промывочные жидкости, бурение скважин на нефть и газ, буровые растворы.

Пеногасители обычно используются в нефтегазовой промышленности для предотвращения образования пены, затруднения уноса газа в жидкость или для разрушения ранее образованной пены [1].

Стоимость бурения, таким образом, значительно возрастает, поскольку жидкость и химические добавки не могут быть своевременно переработаны. Кроме того, следует принять специальные меры для предотвращения разноса пен ветром во избежание загрязнения окружающей среды различными химическими веществами в пенах, как показано на рисунке 1 [2].

Следовательно, механические разрушители пены, в которых используются механические или ультразвуковые колебания, центробежная сила, перфорированные пластины или проволочная сетка, распыление, нагрев или вакуум для разрушения пены, становятся все более привлекательными, поскольку они не изменяют химические и физические свойства пенной системы. Таким образом, эффективность пеногашения становится максимальной, если размер пузырьков находится в критическом диапазоне для резонансной

частоты. Увеличение интенсивности на этой частоте приведет к более эффективному пеногашению. Таксоно и др. Изучали производительность ферментера с мешалкой, сконструированного с шестисекционным диском в качестве рабочего колеса для разрушения пены [3].



Рис. 1. Пенообразование при бурении скважин

Результаты показали, что пена может разрушаться под действием сдвигающей силы, создаваемой вращением вала крыльчатки пеноотделителя. В работе Канга и др. Был разработан пенопласт с цилиндрами из синтетической губки. Синтетическая губка обладает более высокой водопоглощающей способностью, что может усилить отвод жидкости из пены и ускорить разрушение пузырьков [4].

Пены термодинамически нестабильны, но им препятствуют следующие свойства:

- Поверхностная эластичность,
- Вязкий дренаж,
- Уменьшение диффузии газа между пузырьками и
- Эффекты стабилизации тонкой пленки от взаимодействия противоположных поверхностей [5].

Стабильность пены можно объяснить эластичностью Гиббса Е. Это является результатом уменьшения поверхностной концентрации активных молекул в равновесии при растяжении пленки. Это вызывает увеличение равно-

весного поверхностного натяжения, которое действует как восстанавливающая сила:

$$E = 2A \frac{d\sigma}{dA} \quad (1)$$

где A - площадь поверхности. В пенопласте, где поверхности соединены между собой, важен зависящий от времени эффект Марангони. Возникает восстанавливающая сила, соответствующая упругости Гиббса, поскольку при расширении и сжатии пены может иметь место только конечная скорость абсорбции поверхностно-активного агента, которая снижает поверхностное натяжение. Таким образом, эффект Марангони — это кинетический эффект [6].

Для эффектов низкого поверхностного натяжения некоторых составов пеногасителя были предложены два связанных механизма противовспенивания:

1. Пеногаситель диспергируется в жидкости в виде мелких капель. Из капель молекулы могут попадать на поверхность пены, что создает напряжения, которые в конечном итоге приводят к разрыву пленки.
2. В качестве альтернативы предполагается, что молекулы образуют монослой, а не растекаются. Это менее вязно, чем исходный фильм, и поэтому дестабилизирует его.

Составы пеногасителя в настоящее время содержат множество ингредиентов. Возможны различные подходы к классификации, в том числе по применению, физической форме и химическому типу пеногасителя. В общем, пеногасители содержат множество активных ингредиентов, как в твердом, так и в жидком состоянии, и ряд вспомогательных агентов, таких как эмульгаторы, растекающиеся агенты, загустители, консерванты, масла-носители, агенты, улучшающие совместимость, растворители и воду.

Помимо самого пеногасителя, в состав вводятся некоторые вспомогательные химические вещества, например, для осуществления эмульгирования или улучшения дисперсности состава (поверхностно-активные компоненты, эмульгаторы, высшие алифатические спирты с полиэтиленоксидом и полипропиленоксидом и т.д.).

Различные вещества действуют избирательно в разных средах, где предполагается производить пеногашение. Поэтому об эффективности пеногасителя обычно судят по результатам сравнения его действия с другими пеногасителями при обработке бурового раствора определенного состава [7].

Когда вспененную жидкость для обработки скважин необходимо утилизировать на поверхности, может быть добавлен пеногаситель для разрушения пены, что облегчает ее удаление. Примеры таких пеногасителей включают композиции тристерата глицерина и алифатических углеводородов или пропиленгликоля и полиэтиленоксида.

Сложные эфиры полиэтиленоксида могут быть включены в буровые или обрабатываемые жидкости, чтобы обеспечить деэмульгирующее и пеногаси-

тельное действие на пену. Их действие зависит от времени и температуры; им можно управлять на месте

Для профилактики и ликвидации пенообразования используют специальные добавки – пеногасители, обеспечивающие управление поверхностным натяжением жидкой фазы бурового раствора в контакте с воздушной средой. Промышленный ассортимент пеногасителей весьма широк, но техническая документация на производство не учитывает специфики их применения для обработки буровых растворов [8].

Выводы

При бурении скважин, присутствие пены в буровых растворах может привести к многочисленным неприятным проблемам, включая потерю целевых продуктов. и подложек, уменьшение рабочего объема оборудования и загрязнение окружающей среды. Контроль или подавление пенообразования - важная оперативная задача в этих производственных процессах. Даже в определенных ситуациях, когда требуется пена, пеногаситель незаменим. Например, пена должна быть разрушена для удаления органических загрязнителей и извлечения ценных минералов из руд во время отделения пены и флотации.

Список использованной литературы

1. A. Anazadehsayed, N. Rezaee, J. Naser, A. v. Nguyen, A review of aqueous foam in microscale, *Advances in Colloid and Interface Science*. 256 (2018) 203–229. <https://doi.org/10.1016/J.CIS.2018.04.004>.
2. P. Cao, Z. Chen, M. Liu, H. Cao, B. Chen, Numerical and experimental study of a novel aerodynamic foam breaker for foam drilling fluid, *Energy Science and Engineering*. 7 (2019) 2410–2420. <https://doi.org/10.1002/ESE3.428>.
3. P.R. Garrett, Defoaming: Antifoams and mechanical methods, *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 20 (2015) 81–91. <https://doi.org/10.1016/J.COCIS.2015.03.007>.
4. S. Takesono, M. Onodera, K. Toda, M. Yoshida, K. Yamagiwa, A. Ohkawa, Improvement of foam breaking and oxygen-transfer performance in a stirred-tank fermenter, *Bioprocess and Biosystems Engineering*. 28 (2006) 235–242. <https://doi.org/10.1007/S00449-005-0028-X/FIGURES/8>.
5. *Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*, n.d.
6. R.J. Pugh, Foaming, foam films, antifoaming and defoaming, *Advances in Colloid and Interface Science*. 64 (1996) 67–142. [https://doi.org/10.1016/0001-8686\(95\)00280-4](https://doi.org/10.1016/0001-8686(95)00280-4).
7. В.Н. Кузьмин, Т.В. Трефилова. Выбор пеногасителей на основе знаний механизма действия их компонентов / Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (рос-

сийский и мировой опыт): III Междунар. науч.-практ. конф. имени В. И. Кудинова, Всерос. науч.-практ. конф. // сб. материалов конф. - Ижевск: Удмуртский университет. - 2020. - С. 172-176.

8. Кузьмин В.Н., Трефилова, Бурханов А.Н., Доможиров А.В. Сравнительный лабораторный анализ современных отечественных пеногасителей в системе буровых промывочных жидкостей на водной основе / Булатовские чтения: материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. (31 марта 2020 г.): сб. ст.: в 7 т. / под общ. ред. О. В. Савенко. - Краснодар: Издат. Дом - Юг, 2020. - Т. 3. Бурение нефтяных и газовых скважин. - С. 171-173.

DEFOAMERS FOR DRILLING RIGS WASHING LIQUIDS

Mohammed M. K., 2nd year master's student,

e-mail: mohammedkd19963@gmail.com

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor,

Head of the BNGS Department,

e-mail: yakvn72@yandex.ru,

T. V. Trefilova, Senior lecturer of the BNGS Faculty.

e-mail: trefilova_tv@udsu.ru,

O. N. Bardanova, assistant of the BNGS Department.

bardanova_on@udsu.ru

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas
name M.S. Gutseriev

(426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1)

Abstract. Foaming of drilling washing fluids is a fairly common phenomenon in the construction of oil and gas wells. In the oil industry, defoamers are used for the prevention and elimination of foaming, in the form of additives in drilling washing fluids. This article shows the basic compositions of defoamers of drilling fluids

Keywords: Defoamers, defoaming, drilling flushing fluids, drilling wells for oil and gas, drilling fluids.

References

1. A. Anazadehsayed, N. Rezaee, J. Naser, A. v. Nguyen, A review of aqueous foam in microscale, *Advances in Colloid and Interface Science*. 256 (2018) 203–229. <https://doi.org/10.1016/J.CIS.2018.04.004>.

2. P. Cao, Z. Chen, M. Liu, H. Cao, B. Chen, Numerical and experimental study of a novel aerodynamic foam breaker for foam drilling fluid, *Energy Science and Engineering*. 7 (2019) 2410–2420. <https://doi.org/10.1002/ESE3.428>.
3. P.R. Garrett, Defoaming: Antifoams and mechanical methods, *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 20 (2015) 81–91. <https://doi.org/10.1016/J.COCIS.2015.03.007>.
4. S. Takesono, M. Onodera, K. Toda, M. Yoshida, K. Yamagiwa, A. Ohkawa, Improvement of foam breaking and oxygen-transfer performance in a stirred-tank fermenter, *Bioprocess and Biosystems Engineering*. 28 (2006) 235–242. <https://doi.org/10.1007/S00449-005-0028-X/FIGURES/8>.
5. Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, n.d.
6. R.J. Pugh, Foaming, foam films, antifoaming and defoaming, *Advances in Colloid and Interface Science*. 64 (1996) 67–142. [https://doi.org/10.1016/0001-8686\(95\)00280-4](https://doi.org/10.1016/0001-8686(95)00280-4).
7. V.N. Kuzmin, T.V. Trefilova. Selection of defoamers based on knowledge of the mechanism of action of their components / Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): III International Scientific and Practical Conf. named after V. I. Kudinov, All-Russian Scientific and Practical Conf. // collection of materials conf. - Izhevsk: Udmurt University. - 2020. - pp. 172-176.
8. Kuzmin V.N., Trefilova, Burkhanov A.N., Domozhirev A.V. Comparative laboratory analysis of modern domestic defoamers in the system of water-based drilling flushing fluids / Bulatov readings: proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference (March 31, 2020): sat. art.: in 7 t. / under the general editorship of O. V. Savenok. - Krasnodar: Izdat. Dom - Yug, 2020. - Vol. 3. Drilling of oil and gas wells. - pp. 171-173.

УДК 622.24

ИНГИБИТОРЫ СЛАНЦЕВЫХ ГЛИН И НАНОЧАСТИЦЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

М. К. Мохаммед, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: mohammedkd19963@gmail.com

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС
e-mail: yakvn72@yandex.ru,

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт
нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск,
ул. Университетская 1).

С. С. Ал-обаиди, студент 2 курса магистратуры Томский политехни-
ческий университет, e-mail: al_obaidi@tpu.ru

Аннотация. Раствор на водной основе является экологически приемлемым буровым раствором. Однако из-за взаимодействия с активными глинами сланец подвержен набуханию. Набухание сланца затрудняет бурение, поэтому для подавления набухания сланца, улучшения реологических и фильтрационных свойств добавляют присадки. Использование обычных добавок, особенно органических и неорганических соединений, не подходит для экстремальных условий бурения. Другие материалы, такие как наноматериалы, стали перспективными альтернативами для использования в таких условиях.

Ключевые слова: буровой раствор на водной основе, ингибиторы сланцеобразования, сланцевые глины, гидратация глин.

Буровые растворы (буровые промывочные жидкости) можно разделить на водные растворы, которые могут быть дисперсными и недисперсными, неводные растворы, обычно называемые нефтяными и газообразные буровые растворы, в которых используется широкий спектр газов. Они используются вместе со своими формиатами, а также соответствующими полимерными и глинистыми добавками для бурения различных нефтяных и газовых пластов. Буровой раствор на нефтяной основе демонстрируют лучшие реологические и ингибирующие сланцевые свойства, но их применение ограничено из-за экологических проблем. Кроме того, они имеют более низкую стабильность эмульсии в условиях высокой температуры и высокого давления и влияют на данные каротажа скважин. Поэтому больший интерес представляют буровые растворы на водной основе и неводные жидкости, а также различные виды ингибиторов сланцеобразования, которые являются экологически безопасными [1].

Буровые растворы на водной основе используются при бурении почти 80% всех скважин. Они содержат около 80% водной фазы и 20% буровых добавок. Добавление добавок служит следующим целям: во-первых, для предотвращения набухания сланца, которое вызвано взаимодействием между реактивной глиной сланца и буровым раствором, и, во-вторых, для улучшения реологических свойств, таких как пластическая вязкость, которая определяет легкость вращения буровых долот; предел текучести, который показывает способность жидкости поднимать бур из ствола скважины; кажущаяся вязкость и прочность геля, которая представляет собой способность бурового раствора поднимать шлам, если циркуляция жидкости остановлена на некоторое время. Эти цели достигаются при наличии подходящей рецептуры бурового раствора. Сланцы имеют различные формации, поэтому для создания эффективной рецептуры буровых добавок важно понимать природу сланцев и возможные взаимодействия между сланцами и этими жидкостями.

Ингибиторы сланцеобразования - это материалы или химические вещества, добавляемые в буровые растворы на водной основе для предотвращения гидратации, набухания и разрушения глинистых минералов.

Механизм ингибирования глин показан на рисунке 1.

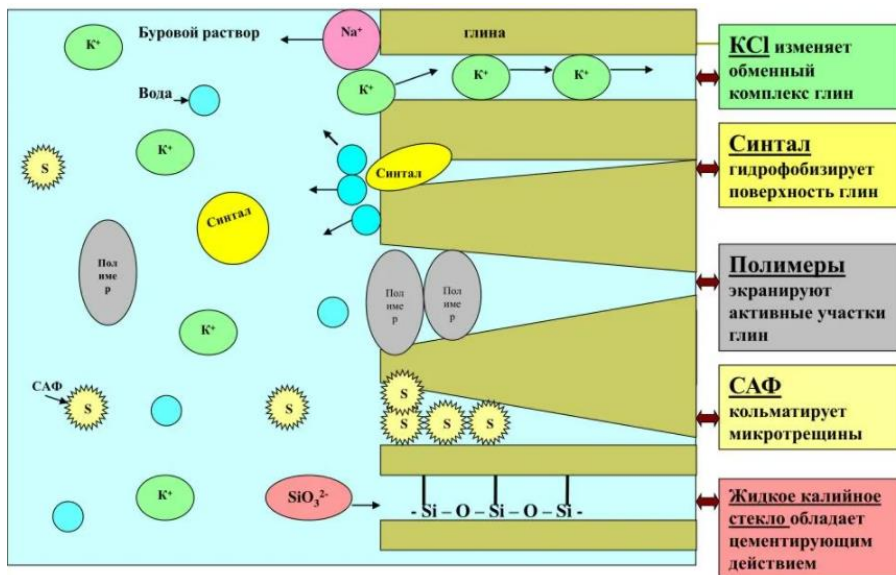


Рис. 1. Механизм ингибирования глин при бурении

Благоприятно, что буровые растворы на водной основе более применимы для ингибирования сланцев по сравнению с нефтяными благодаря их

экономичности, анализу пласта, скорости проникновения и всей безопасности операций. Существуют традиционные ингибиторы, такие как неорганические соли хлоридов (калия, аммония, кальция, натрия) и органические ингибиторы, такие как полиэтиленгликоль, полиакриламид и частично гидролизированный полиакриламид, полиамиды, ксантановая камедь. Но соли могут быть токсичными при высоких концентрациях, а ксантановая камедь и другие органические добавки не стабильны при высоких температурах. Поэтому последние исследования направлены на поиск альтернативных способов смягчения этих эффектов с помощью нетрадиционных ингибиторов сланцеобразования [2, 3].

В современных условиях, для безаварийной проводки скважин и предупреждения осложнений, горно-геологические условия и гидравлическая программа бурения непременно должны быть сопряжены с качеством буровых промывочных жидкостей, которое должно соответствовать требованиям, регламентируемым проектной документацией, геолого-техническим нарядом и программой промывки, при этом структурно-реологические, фильтрационные и антиприхватные свойства буровых промывочных жидкостей должны сочетаться с минимальном содержанием твёрдой фазы в них и с заданным уровнем их ингибирования и солестойкости.

Гидратация глин максимально предотвращается при сочетании ввода в буровые промывочные жидкости органических и неорганических ингибиторов глин. Предотвращение диспергирования глин и вхождения их в буровую промывочную жидкость, тем самым, снизит, в ходе строительства скважин, вероятность возникновения технологических аварий и инцидентов, часто встречающихся при прохождении интервалов стволов скважин, представленных склонными к гидратации глинистыми отложениями [4 - 6].

Это помогает предотвратить обрушение ствола скважины и набухание глинистых образований. Скважины должны оставаться свободными от препятствий на протяжении всей буровой операции. В таких условиях можно спокойно без осложнений проводить спуско-подъёмные операции в ходе строительства скважин. После того как часть ствола скважины пробурена до определенной запланированной глубины, обсадные колонны спускаются в скважину и закрепляются цементом. Во время операций с обсадной колонной скважинные жидкости должны быть стабильными, чтобы удерживать вскрытые пласты в постоянных условиях, пока обсадная колонна спускается в скважину, цементируется и испытывается под давлением. Для подавления набухания глины во время бурения и повышения стабильности буровых растворов используются различные соединения и вещества. К ним относятся аммоний, различные полимеры, поверхностно-активные вещества и ионные жидкости, к которым теперь присоединяются некоторые наночастицы. Было

обнаружено, что добавление наночастиц аморфного кремнезема минимизирует нестабильность сланцев.

Проведённые испытания на закупоривание подтвердили, что многостенные углеродные нанотрубки с поверхностно-иницированной радикальной полимеризацией обладают превосходными характеристиками закупоривания в низкопроницаемых коллекторах, таких как сланцевые формации. Даже при низкой концентрации эффективность закупоривания составляла около 51%. Такие подготовленные тампонажные материалы также могут эффективно предотвращать проникновение жидкостей в сланец (рис. 2) [8, 9].

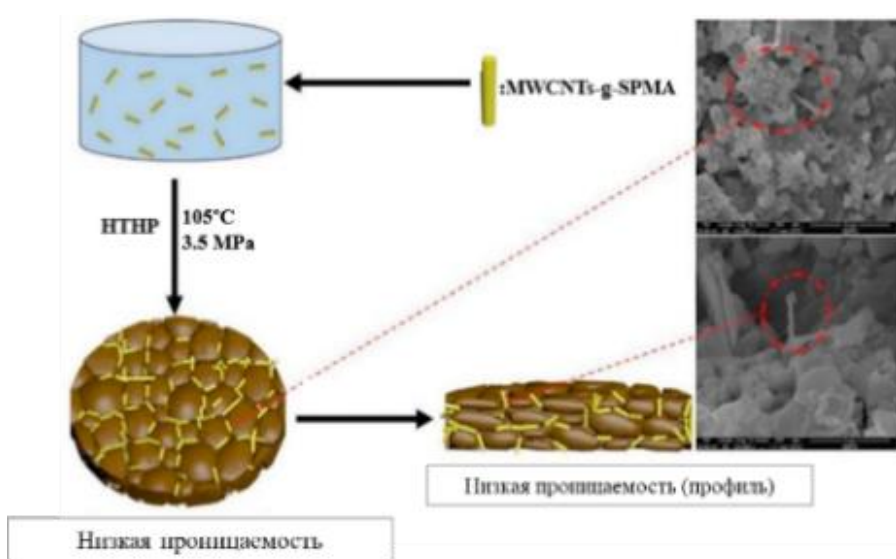


Рис. 2. Механизмы закупоривания в пластах с низкой проницаемостью

Основной вывод

Гидратация сланцевых глин, с последующим набуханием их, затрудняет бурение, поэтому для подавления набухания сланца, улучшения реологических и фильтрационных свойств добавляют присадки. Использование обычных добавок, особенно органических и неорганических соединений, не подходит для экстремальных условий бурения. Другие материалы, такие как наноматериалы, должны стать перспективными альтернативами для использования в таких условиях

Список использованной литературы

1. Аль-Шаргаби, М. А. Т. С., Альмусаи, А. Х., & Вазеа, А. А. Ш. А. (2018). Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин. In Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки (pp. 47-52).
2. Кузьмин В.Н., Трефилова Т.В. Ингибирование буровых растворов с целью безаварийной проходки интервалов неустойчивых глинистых пород / Нефтяная провинция. - 2020. - № 1. - С. 73-82.
3. Кузьмин В. Н. Предотвращение гидратации и обвала глин / Экспозиция Нефть Газ. - 2020. - № 1. - С. 20-23.
4. В. Н. Григорьев, И. С. Захаров, В. Н. Кузьмин. Буровые растворы. Рекомендации по обработке / Сборник тезисов IX научно-практической конференции // Совет молодых специалистов АО "Белкамнефть" им. А. А. Волкова, Ин-т нефти и газа им. М. С. Гучериева. - Ижевск: Институт компьютерных исследований. - 2019. - С. 185-188.
5. В. Н. Кузьмин, А. Г. Клешнин, К. Б. Фаталиев. Особенности применения гидрогелевых составов и их модификаций в качестве буровых растворов при первичном вскрытии нефтеносной залежи / Сборник тезисов IX научно-практической конференции // Совет молодых специалистов АО "Белкамнефть" им. А. А. Волкова, Ин-т нефти и газа им. М. С. Гучериева. – Ижевск. - 2019. - С. 232-236.
6. Кузьмин, В. Н. Важные аспекты свойств буровых растворов на водной основе, применяющихся для вскрытия карбонатных коллекторов / Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов VI Междунар. науч.-практ. конф. Изд-во Альметьевск. гос. нефтяной ин-т, 2019. - С. 150-153.
7. Al-Shargabi, Mohammed, Shadfar Davoodi, David A. Wood, Ameen Al-Musai, Valeriy S. Rukavishnikov, and Konstantin M. Minaev. "Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review." *Journal of Molecular Liquids* (2022): 118725.
8. Al-Shargabi, Mohammed Abdulsalam Taha Sallam. "The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry." In Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс, pp. 196-198. 2019.
9. Аль-Шаргаби, М. А. Т. С., и Аль-Мусаи, А.Х. А. (2021). Сравнительный анализ программ для оценки риска заклинивания бурильных труб в нефтегазовой скважине. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политех. ун-та - Томск, 2021, С.502-504.

9. Al-Shargabi, M. A. T. S., & Al-Musai, A. H. A. (2021). Comparative analysis of programs for assessing the risk of stuck drill pipes in an oil and gas well. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политех. ун-та - Томск, 2021, С.502-504.

INHIBITORS OF SHALE CLAYS AND NANOPARTICLES FOR IMPROVING THE PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

Mohammed M.K., 2nd year master's student.

e-mail: mohammedkd19963@gmail.com

V.N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor,
Head of the BNGS Department.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas
name M.S. Gutseriev

(426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

S.S Alobaidi, 2nd year master's student, Tomsk Polytechnic University,
e-mail: al_obaidi@tpu.ru,y.

Abstract. Water-based drilling fluid is an environmentally friendly drilling fluid. However, due to interaction with active clay, it causes shale swelling. Because shale swelling makes drilling difficult, chemicals are used to reduce shale swelling and improve rheological properties and filtration. Conventional additives, especially organic and inorganic chemicals, are not suitable for use in harsh drilling environments. Other materials such as nanoparticles have become suitable candidates for use in similar conditions.

Keywords: water-based drilling mud, shale formation inhibitors,, shale clays, hydration of clays.

References

1. Al-Sharghabi, M. A. T. S., Almusai, A. H., & Vazea, A. A. S. A. (2018). Stages and mechanism of clay swelling during well drilling. In The scientific community of students of the XXI century. Natural Sciences (pp. 47-52).
2. Kuzmin V.N., Trefilova T.V. Inhibition of drilling fluids for the purpose of trouble-free penetration of unstable clay rock intervals / Oil Province. - 2020. - No. 1. - pp. 73-82.
3. Kuzmin V. N. Prevention of hydration and collapse of clays / Oil and Gas Exposition. - 2020. - No. 1. - pp. 20-23.

4. V. N. Grigoriev, I. S. Zakharov, V. N. Kuzmin. Drilling fluids. Recommendations for processing / Collection of abstracts of the IX scientific and practical conference // Council of Young Specialists of A. A. Volkov Belkamneft JSC, M. S. Gutseriev Oil and Gas Institute. - Izhevsk: Institute of Computer Research. - 2019. - pp. 185-188.
5. V. N. Kuzmin, A. G. Kleshnin, K. B. Fataliev. Features of the use of hydrogel compositions and their modifications as drilling fluids during the primary opening of an oil-bearing deposit / Collection of abstracts of the IX scientific and practical Conference // Council of Young Specialists of A. A. Volkov Belkamneft JSC, M. S. Gutseriev Oil and Gas Institute. - Izhevsk. - 2019. - pp. 232-236.
6. Kuzmin, V. N. Important aspects of the properties of water-based drilling fluids used for opening carbonate reservoirs / Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry : collection of materials of the VI International Scientific and Practical Conference / Almeteyevsk Publishing House. state Oil Institute, 2019. - pp. 150-153.
7. Al-Shargabi, Mohammed, Shadfar Davoodi, David A. Wood, Ameen Al-Musai, Valeriy S. Rukavishnikov, and Konstantin M. Minaev. "Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review." *Journal of Molecular Liquids* (2022): 118725.
8. Al-Shargabi, Mohammed Abdulsalam Taha Sallam. "The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry." In *Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс*, pp. 196-198. 2019.
9. Al-Shargabi, MASS., and Al-Musai, A.H. A. (2021). Comparative analysis of programs to assess the risk of jamming of drill pipes in an oil and gas well. Problems of geology and subsoil development: proceedings of the XXV International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists dedicated to the 120th anniversary of mining and geological education in Siberia, the 125th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University. Tomsk University, 2021, pp.502-504.

УДК:550.8.02

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПЕРЕДЕЛАХ УДМУРТСКОГО ПРИКАМЬЯ

К. А. Перевощикова, геолог отдела РГ и ГРР

Л. Р. Уралова, начальник отдела РГ и ГРР

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

(Россия, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Свободы, 175)

Аннотация. Региональный анализ нефтеносности визейских отложений нижнего карбона показывает приуроченность большинства месторождений к бортам прогибов Камско-Кинельской системы и сводам бортовых и одиночных массивов. На основе статистических данных обоснованы нижние границы нефтеносности разреза терригенного визея, выделены основные зоны аккумуляции нефти в пределах Удмуртской Республики, для каждой из которых определены прогнозные подсчетные параметры.

Ключевые слова: терригенная толща, ловушка, месторождение, система впадин, бортовой и одиночный массивы, органогенная постройка.

Как известно, восполнение ресурсной базы большинства добывающих нефтегазовых предприятий Волго-Урала в основном достигается за счет опосредования новых участков и площадей. При этом значительная изученность территорий развития нефтеносных ловушек традиционного типа (как правило, месторождения в пределах бортовых частей впадин Камско-Кинельской системы) определяет необходимость оценки потенциала продуктивности новых зон возможного нефтенакпления. В этой связи авторами сделана попытка обобщения накопленной информации по одному из основных объектов нефтедобычи в регионе - отложениям визейского терригенного комплекса пород. Основной целью исследования являлось выявление особенностей нефтеносности ловушек по площади и в разрезе с целью более корректной геологической оценки перспектив и рисков геологоразведочных работ (ГРР) на новых площадях Удмуртской Республики (УР).

С целью определения тренда нефтеносности в региональном плане был привлечен материал по продуктивности визейского яруса в пределах северной части Волго-Урала [1-6]. Как показывает анализ подавляющее большинство месторождений с нефтеносностью разреза терригенной толщи визея (ТТВ) приурочены к внешним бортам впадин Камско-Кинельской системы (ККСВ), а также к сводам бортовых и одиночных карбонатных массивов (Рис.1). Последнее свидетельствует о близости месторождений к зонам

генерации углеводородов в ККСВ, а также о ключевой роли фактора гипсометрии ловушек в отношении аккумуляции и сохранности залежей (Рис.1).

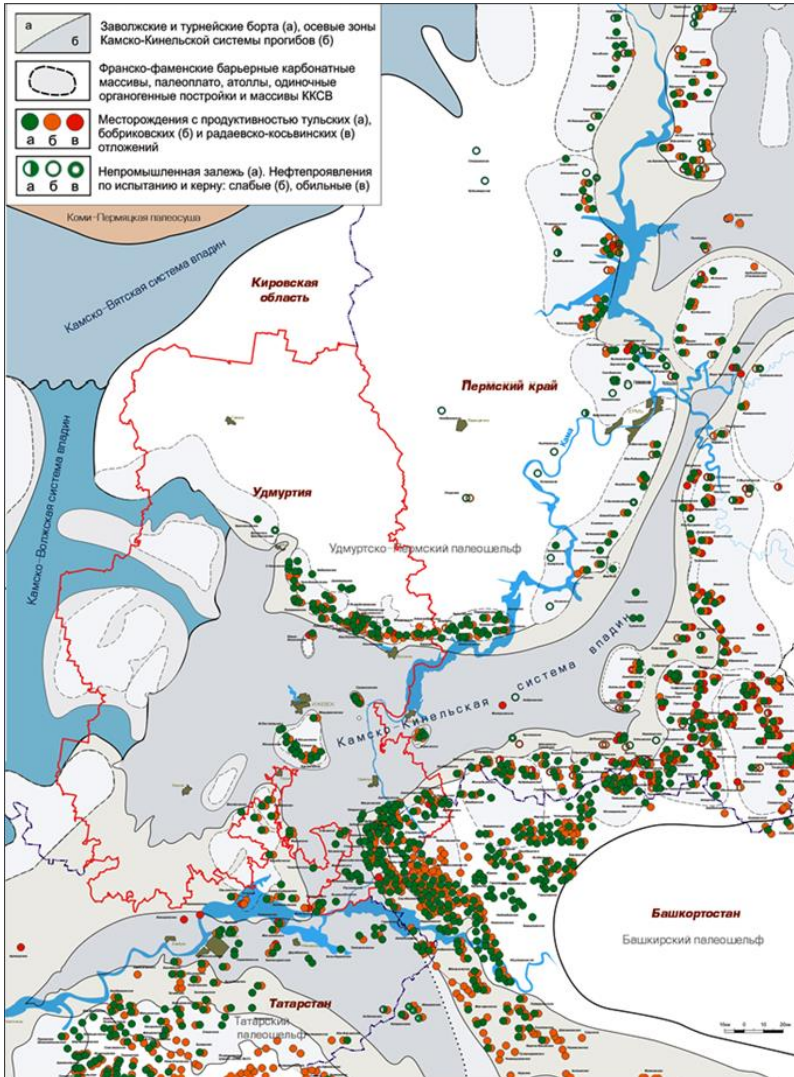


Рис. 1. Схема нефтеносности визейского яруса и элементов ККСВ (с использованием данных Проворова В.М., 2001, 2007; Неганова В.М., 2011; Ларочкиной И.А., 2011 и др.)

В целом, в Прикамье и северном Предуралье на сегодняшний день выявлено около 460 месторождений. Основная продуктивность разреза связана с пластами тульского и бобриковского горизонтов. Объекты ТТВ играют важную роль в ТЭК региона, за всю историю разработки из этих отложений добыто суммарно более 1,8 млрд. тонн нефти, ежегодная добыча превышает 30 млн.т. Непосредственно в пределах УР продуктивность терригенных отложений визейского яруса установлена в первой половине 50-х годов п.в. К настоящему времени здесь выявлено порядка 65 месторождений, включающих более 370 залежей.

Продуктивность ТТВ связана с четырьмя основными типами залежей: пластово-сводовые неэкранированные и литологически экранированные (максимальное количество открытых залежей), а также объектами литологического ограничения и выклинивания (потенциальные объекты дальнейших ГРП в регионе) (Рис. 2).

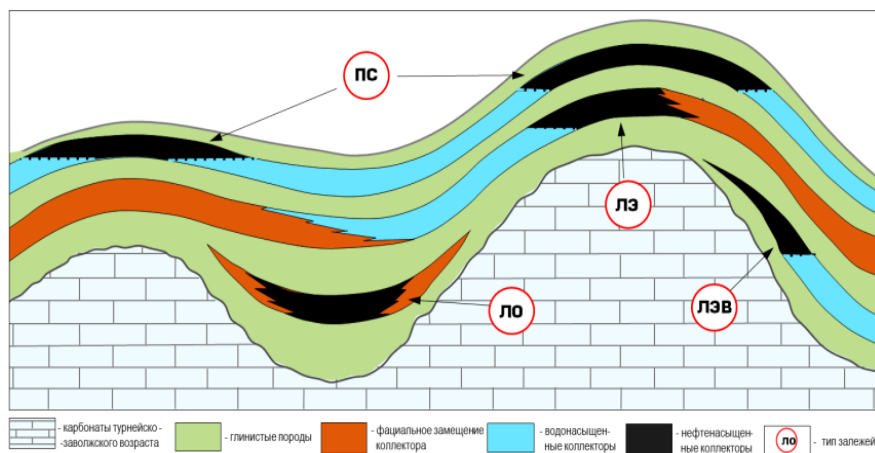


Рис. 2. Типы нефтяных залежей в разрезе ТТВ (ПС – пластовая сводовая, ЛЭ – литологически экранированная, ЛО – литологически ограниченная, ЛЭВ – литологически экранированная с выклиниванием)

Ввиду того, что ключевая роль в отношении аккумуляции и сохранности залежей принадлежит относительной глубине ловушек, был выполнен анализ продуктивных и “пустых” структур в пределах каждой зоны нефтенакопления. В качестве основного параметра была выбрана абсолютная отметка кровли первого пронизаемого пласта терригенной тулы.

В результате для каждой из перспективных зон территории была установлена статистическая критическая глубина отсутствия нефтеносности раз-

реза терригенного визея (Рис. 3). Данный критерий может быть использован при оценке рисков как потенциала неопроискованных визейских структур-спутников открытых залежей, так и ловушек в пределах новых участков. По нашему мнению, для ловушек с залеганием кровли ТТВ ниже данных глубин должны приниматься максимальные риски успешности ГРП на данные отложения.

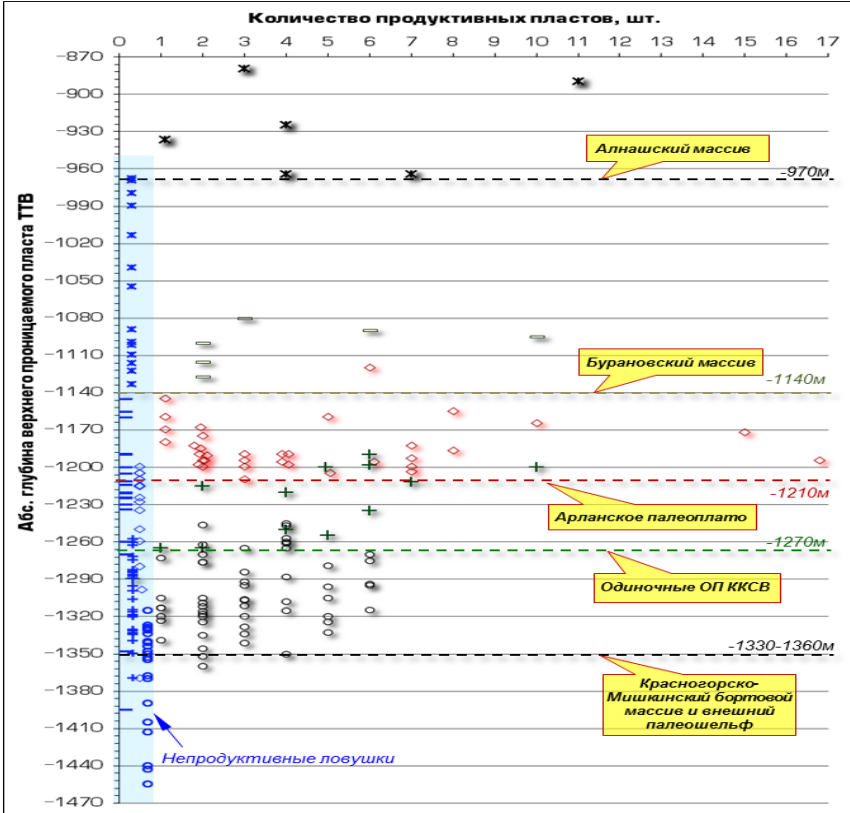


Рис. 3. Граничные глубины нефтеносности коллекторов ТТВ для отдельных зон нефтенакопления

После выделения перспективных зон, для каждого пласта были обобщены и проанализированы статистические прогнозные подсчетные параметры. Полученные значения могут быть использованы для обоснованной ресурсной оценки потенциальных ловушек, корректных расчетов дебита скважин и добычного потенциала объектов.

В целом, открытия последних двух десятилетий статистически ориентируют на следующие прогнозные параметры потенциальных ловушек при ГРП:

- среднее количество продуктивных пластов в разрезе - два;
- основной тип залежей – литологически экранированный и ограниченный;
- наиболее перспективные объекты - тульский, бобриковский (пласты С-II...-IV, С-V);

- средний объем извлекаемых запасов на ловушку – 250...350 тыс.т.

Таким образом, касаясь оценки перспектив ГРП на объекты визейского яруса целесообразно учитывать следующее:

- наименьшие геологические риски связываются с площадями в пределах развития внешних бортов ККСВ, а также с сопутствующими франко-фаменскими объектами рифогенного генезиса в любой из зон указанной системы прогибов;

- очевидно, направление миграционных и постакумуляционных процессов в регионе определили для каждой зоны нефтенакпления свои граничные глубины развития нефтеносности, ниже которой в разрезе визей залежи не сохранялись;

- на севере республики определенные перспективы связываются с полосой развития первых террас палеошельфа (первые километры) примыкающие непосредственно к внешним бортам карбонатных массивов;

- с зонами развития предвизейских палеоврезов (или системы карсто-эрозионных ложбин) связываются потенциальные залежи козырькового, литологически ограниченного, рукавообразного и др. типов;

- территории ложа ККСВ, особенно внутренних бортов южной части ее Сарапульской ветви, перспективны на поиск ловушек литологического типа. При этом, несомненно, ключевым и определяющим инструментом поиска таких сложных объектов является трехмерная сейсморазведка.

Список использованной литературы

- 1.Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: справочник в двух книгах. Книга первая - европейская часть России. – М.: ВНИГНИ, 2010. – 832 с.
- 2.Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК Башнефть. – Уфа: БашНИПИнефть, 2015. – 270 с.
- 3.Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИЭАНГ, 2010. – 335 с.
- 4.Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. – М.: Наука, 1973. – 191 с.
- 5.Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / под ред. Р.Х. Муслимова. – Т.2. – Казань: Изд-во Фэн Академии наук РТ, 2007. – 524 с.

6. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

FEATURES OF OIL POTENTIALITY OF THE VISEAN DEPOSITS WITHIN THE UDMURT PRIKAMIE

K. A. Perevoshchikova, geologist of the department of RG and GRR
L. R. Uralova, Head of the department of RG and GRR
Izhevsk Petroleum Scientific Centre, CJSC
(175 Svobody st., Izhevsk, Udmurt Republic, Russian Federation)

Abstract. A regional analysis of the oil content of the Viséan deposits of the Lower Carboniferous shows the confinement of most of the deposits to the sides of the troughs of the Kama-Kinel system and the vaults of the on-board and single massifs. On the basis of statistical data, the lower limits of the oil content of the terrigenous Viséan section are substantiated, the main oil accumulation zones within the Udmurt Republic are identified, for each of which predictive calculation parameters are determined.

Keywords: terrigenous sequence, trap, deposit, depression system, marginal and single massifs, organogenic structure.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. Oil and gas fields of Russia: a reference book in two books. The first book is the European part of Russia. – Moscow: VNIGNI, 2010. – 832 p.
2. Atlas of oil and gas fields developed by PJSC ANC Bashneft. – Ufa: BashNIPIneft, 2015. – 270 p.
3. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. Geology and development of oil fields of Perm Krai. – Moscow: VNIENG, 2010. – 335 p.
4. Yusupov B.M., Veselov G.S. Placement of oil fields in Tatarstan. – M.: Nauka, 1973. – 191 p.
5. Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields / edited by R.H. Muslimov. – Vol.2. – Kazan: Publishing House of the Feng Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2007. – 524 p.
6. Savelyev V.A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. – Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. – 288 p.

УДК 622.24

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАБОТЫ ВИБРОСИТ, С ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРИ ОЧИСТКЕ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Р. С. Петрова, студентка 2 курса магистратуры,
e-mail: petrova_ruzanna@mail.ru,

Т. В. Трефилова, старший преподаватель кафедры БНГС,
e-mail: trefilova_tv@udsu.ru,

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС
e-mail: yakvn72@yandex.ru,

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гусериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. В статье показано, что знание теоретических аспектов работы вибросит позволит поддержать работоспособность первой ступени очистки буровых промывочных жидкостей, а именно, вибросит, на высоком уровне эффективности. А также даны практические рекомендации по оценке эффективности работы вибросит для очистки буровых промывочных жидкостей.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, очистка буровых растворов, вибросита.

Вибрационное сито - элемент системы очистки бурового раствора, предназначенный для очистки бурового раствора от частиц выбуренных пород при бурении скважин. Использование этого оборудования основывается на определении максимально допустимого размера частиц твердой фазы, содержащихся в буровом растворе, и извлечение превышающих этот показатель частиц за счет использования специальной фильтрующей сетки. Вибрационные установки способны удалять крупный шлам размером свыше 100 мкм без особого нарушения скорости прокачки бурового раствора.

Одно из главных факторов, определяющих эффективность работы вибросита является траектория колебания вибратора, определяющая параметры траектории движения рамы вибросита. Вибросито оснащено сеткой, определяющей его пропускную способность по данному буровому раствору [1].

Одним из широко используемых направлений использования вибросит является применение систем с однонаправленными эллиптическими траекториями колебаний. Это может быть достигнуто тремя способами: пространственным расположением вибраторов, добавлением третьего вибратора к имеющимся двум на обычном линейном вибросите, подбором положения

по отношению к центру тяжести виброрама двух параллельно расположенных разных по вынуждающей силе вибраторов [2].

Объединение линейного и сбалансированного эллиптического движения позволяет создать эффективные системы очистки бурового раствора. В результате твердая фаза становится суше, показатели восстановления бурового раствора улучшаются, срок службы ситовых панелей увеличивается, а эксплуатационные расходы сокращаются.

Использование вибросита в режиме линейного движения особенно эффективно при бурении верхних участков скважины, в которых встречаются тяжелые крупные частицы твердой фазы. В этих интервалах вибросито должно вырабатывать большие силы перегрузки, чтобы эффективно перемешать по ситовым панелям буровой шлам высокой плотности (рис.1, рис.2.) [3].

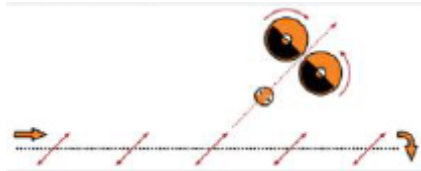


Рис. 1. Линейное движение

Повышение эффективности очистки бурового раствора осуществляется за счет изменения типа и частоты колебаний.

Контроль параметров траектории колебаний вибросита производится визуально с помощью специальных приспособлений [4].

Достаточно точное инструментальное измерение параметров виброколебаний можно осуществлять путем измерения линейных виброускорений с последующей обработкой сигналов акселерометров.

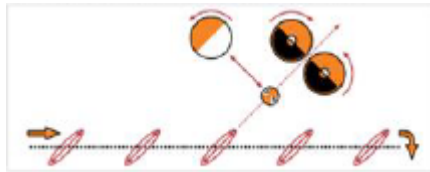


Рис. 2. Сбалансированное эллиптическое движение

Движение точки рамы вибросита происходит по эллиптической траектории (рис.3.). Параметрами этой траектории являются величины большой a и малой b полуосей, а также угол наклона большой полуоси к горизонту β . Эти параметры можно определить по параметрам колебаний.

Расчет траектории движения виброрамы может быть рассчитан по параметрам колебаний рамы вибросита. Пример траектории эллиптического движения приведен на рисунке 4.

Полученные акселерометром параметры эллипса необходимы при расчете пропускной способности вибросита и могут быть использованы для анализа вибромашин.

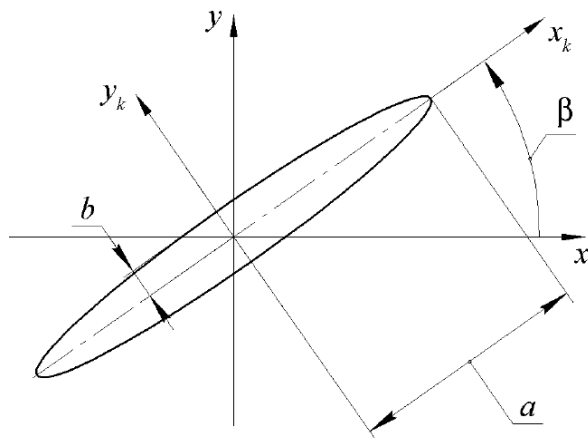


Рисунок 3. Траектория движения точки рамы вибросита

В целом же, теоретическое представление о принципе и механизмах работы вибрационных сил, рекомендуется применить на практике, в целях улучшения контроля качества очистки буровых промывочных жидкостей.

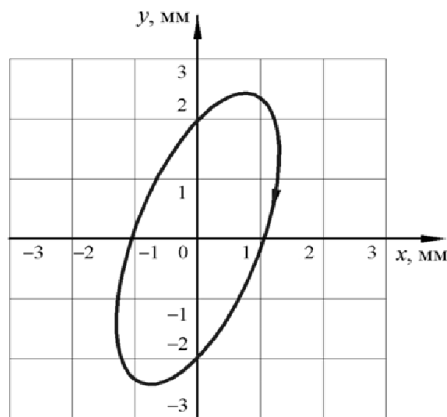


Рисунок 4. Траектории эллиптического движения

Знание теоретических аспектов работы вибросит позволит поддержать работоспособность первой ступени очистки буровых промывочных жидкостей, а именно, вибросит, на высоком уровне эффективности. А для ещё большей эффективности работы вибросит, необходимо теоретические знания совместить с опирающимися на теоретическую базу практическими рекомендациями [5, 6, 7]:

- установка размерностей ячеек ситовых панелей, исходящая из: фракционного состава выносимой выбуренной породы, оптимального расхода промывочной жидкости, структурно-механических и пластико-вязкостных свойств применяемого в данном разрезе бурового раствора;
- поддержание потока на первичной ступени системы очистки бурового раствора, так, чтобы были установлены ситовые панели, максимально удовлетворяющие конкретным условиям бурения (размерность ситовых панелей должна быть подобрана таким образом, чтобы площадь их покрытия буровой промывочной жидкостью составляла не менее 2/3);
- установка угла наклона вибрации 45-55°;
- установка угла наклона виброрама от -3 до +5° в зависимости от модели вибросит гидроциклонных сепараторов, выхода раствора и степени осушения шлама (наиболее эффективная степень очистки достигается при угле наклона виброрама от 0 до +2°).

Список использованной литературы

1. Современные тенденции развития вибросит для очистки буровых растворов / М.В. Головин, А.А. Добик, А.В. Картунов, В.И. Мищенко // Бурение и нефть. - 2014. - №3. - С. 50-52.
2. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. М.: Недра. - 2006. - 379 с.
3. Модернизация вибросит для очистки бурового раствора путем перевода их на высокочастотный режим колебаний / Костюк А.И. // Бурение и нефть. - 2014. - №9. - С. 39-40.
4. Определение параметров траектории движения рамы вибросита / И.Ю. Кичкарь, Ю.И. Кичкарь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013. - №6. - С. 9-10.
5. Кузьмин В.Н. Практические рекомендации по предупреждению и ликвидации геолого-технологических осложнений при бурении скважин / Нефтяная провинция. - 2020. - № 1. - С. 44-55.
6. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть». / Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой

опыт): материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием, в честь 25-летия высшего нефтяного образования Удмуртской Республики. Ижевск, 2018. - С. 289-294.

7. Кузьмин В.Н., Трефилова Т.В. Ингибирование буровых растворов с целью безаварийной проходки интервалов неустойчивых глинистых пород / Нефтяная провинция. - 2020. - № 1. - С. 73-82.

THEORETICAL ASPECTS OF THE WORK OF VIBRATING SCREENS, WITH A PRACTICAL IMPLEMENTATION OF C IN THE CLEANING OF DRILLING WASHING FLUIDS

R. S. Petrova, 2nd year graduate student,
e-mail: petrova_ruzanna@mail.ru.

T. V. Trefilova, Senior lecturer of the BNGS Faculty,
e-mail: trefilova_tv@udsu.ru.

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas
name M.S. Gutseriev

(426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract. The article shows that knowledge of the theoretical aspects of the work of vibrating screens will allow to maintain the operability of the first stage of cleaning drilling washing fluids, namely, vibrating screens, at a high level of efficiency. Practical recommendations are also given for evaluating the effectiveness of vibrating screens for cleaning drilling washing fluids.

Keywords: level washing liquids, cleaning of drilling fluids, vibrating screen.

References

1. Modern trends in the development of vibrating screens for cleaning drilling fluids / M.V. Golovin, A.A. Dobik, A.V. Kortunov, V.I. Mishchenko // Drilling and oil. - 2014. - No. 3. - pp. 50-52.
2. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Satellite of the drill. M.: Nedra. - 2006. - 379 p.
3. Modernization of vibrating screens for cleaning drilling mud by switching them to a high-frequency oscillation mode / Kostyuk A.I. // Drilling and oil. - 2014. - No. 9. - pp. 39-40.

4. Determination of the parameters of the motion trajectory of the vibrating screen frame / I.Yu. Kichkar, Yu.I. Kichkar // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2013. - No. 6. - pp. 9-10.
5. Kuzmin V.N. Practical recommendations for the prevention and elimination of geological and technological complications during well drilling / Oil Province. - 2020. - No. 1. - pp. 44-55.
6. Kuzmin V.N., Abashev A.G. Author's supervision over the construction of production and exploration wells at the oil fields of JSC Udmurtneft. / Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): materials of the All-Russian scientific and Practical conference, with international participation, in honor of the 25th anniversary of the higher oil education of the Udmurt Republic. Izhevsk, 2018. - pp. 289-294.
7. Kuzmin V.N., Trefilova T.V. Inhibition of drilling fluids for the purpose of trouble-free penetration of unstable clay rock intervals / Oil Province. - 2020. - No. 1. - pp. 73-82.

УДК 553.98.061

ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЛОВУШЕК НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

А. А. Уланова, студентка 4 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ, 426034, Россия,
г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
E-mail: ylanova.anastasia28@gmail.com

Н. Г. Истомина, ст. преподаватель каф. ГНГ,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ, 426034, Россия,
г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день во многих нефтегазоносных районах нашей страны осуществляется переход от поисков, разведки и разработки структурных антиклинальных ловушек к ловушкам сложнопостроенного типа, проводится более детальное геологическое изучение разреза. На территории Волго-Уральской провинции поиск антиклинальных ловушек достиг высоких результатов, и их количество близится к исчерпанию, в связи с данной проблемой, прогноз ловушек более сложного строения и их исследование в последнее десятилетие получили высокую значимость.

Ключевые слова: сложнопостроенные ловушки, углеводороды, неантиклинальные ловушки, рифогенные породы, сейсмогеологический анализ.

Существуют классификации ловушек, отражающие особенности их морфологии, условий образования и размещения (авторы этих классификаций: И. О. Брод, А. Леворсен, В. Б. Оленин, Н. А. Еременко, А. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, Г. А. Габриэлянц и др.), в связи с тем, что речь идет о важнейших вопросах геологии нефти и газа, имеющих прямое отношение к практике прогноза, поисков и разведки месторождений УВ.

Следует отметить, что же такое сложнопостроенная ловушка. К данному понятию есть несколько подходов, раскрывающих его смысл, которые имеют как общие черты, так и существенные различия.

В 70х - 80х годах Г.А. Габриэлянц разработал генетическую и морфологическую классификации неструктурных ловушек и отнес сложнопостроенные ловушки к ловушкам «неструктурного» типа (седиментационно-стратиграфический тип), включающие в себя линзы и выступы, немассивные рифовые и иные образования, в которых литологические и стратиграфические факторы образования являются основными [1].

Также помимо понятия сложнопостроенная ловушка имеет место быть понятие «нетрадиционных ловушек», в которых «антиклинальный эффект» либо отсутствует, либо подавлен другими эффектами. В 1992 г. во ВНИГРИ были проведены НИР, в которых рассматривался вопрос о ловушках нефти и газа не только неантиклинального типа, но и вообще «о ловушках», то есть, о тех вмещающих нефти и газа, которые никак не могут быть связаны с «тради-

ционными и привычными» антиклиналями, а, возможно, и не со структурными формами в любом их выражении [2].

Основываясь на данные, предложенные в работе Савельева В.А. [3], можно отметить, что к сложнопостроенным ловушкам относят структуры, отличающиеся от антиклинальных, поскольку их строение гораздо сложнее, в формировании таких ловушек главенствующая роль принадлежит факторам, нарушающим согласное залегание пород.

Таким образом, сложнопостроенные ловушки - это природные резервуары различного происхождения, относящиеся к структурам, которые отличаются от антиклинальных, и имеющих более сложное строение. Следует отметить из мирового опыта, что больший интерес исследования представляют малоразмерные месторождения и залежи (риффы), поскольку их поиску и разведке в прошлые десятилетия придавали меньшее значение, на сегодняшний день они представляют ресурсный потенциал.

За долгие годы геологоразведочных работ на территории Волго-Уральской НГП было выполнено обобщение разнородной информации о палеогеографических условиях, существовавших на данной территории, в разное время и предопределивших широкое развитие в ее пределах ловушек УВ неантиклинального типа и предложены инструменты для их целенаправленного поиска [3, 4, 5].

Важную роль в нефтегазодобывающей индустрии отдают сейсмическим методам, по результатам которых получают сейсмические разрезы, отражающие геологическое строение изучаемой территории. По ним картируют рифогенные массивы, поэтому по полученным данным следует прогнозировать о возможной нефтегазонасности отделенных рифов, массивных и барьерных органогенных структур. При достаточно плотной сети сейсмопрофилей рифы четко выделяются на временных сейсмических разрезах МОГТ 2D даже при небольшой кратности наблюдений и малых масштабах. Тела таких построек выделяются на разрезе при потере корреляции волн, отраженных от границ во вмещающей толще и по высокоамплитудной аномалии опорных отражающих границ в покрывающей толще (рис.1).

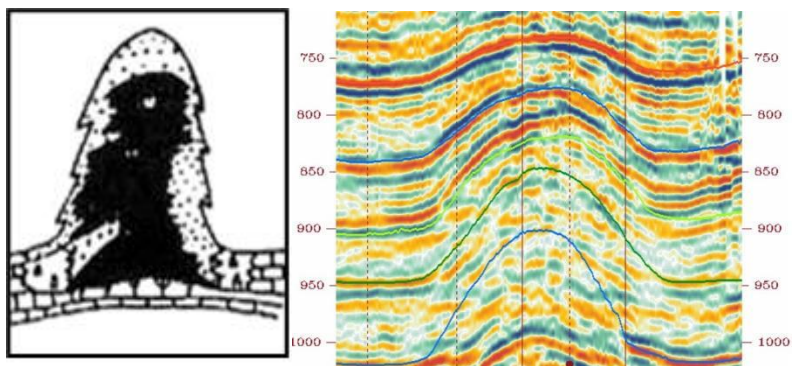


Рис. 1. Схематичный разрез органогенной постройки и исходный сейсмический разрез

В настоящее время переход к исследованиям МОГТ 3D позволил сделать прорыв в решении многих задач, в основу сейсморазведки закладывают новые интерпретационные подходы, которые позволяют получать из сейсмических данных как можно больший объем геологической информации. Одним из наиболее достоверных подходов является объектно-ориентированный сейсмо-геологический анализ, в основе которого заложены сразу несколько взаимосвязанных анализов: сеймостратиграфического, секвенс-стратиграфического и сейсмофациального [4].

Объектно-ориентированный подход позволяет разделить сеймостратиграфические комплексы и клиноциклы на локальные геологические объекты, являющиеся индикаторами обстановок осадконакопления и сформировать критерии для прогноза распространения этих. Данный подход является эффективным, если объект достаточно контрастен по физическим свойствам относительно вмещающих пород (карбонаты в терригенной толще), временной интервал стратиграфически идентифицирован и существует возможность прокоррелировать границу кровли и подошвы.

Долгое время несейсмические методы (такие как гравиразведка) были мало востребованы при решении задач нефтегазовой геологии, где в большинстве случаев возможности сейсморазведки соответствовали сложности геологических задач. Практическое использование гравиразведки (ГР) при изучении осадочных разрезов с преобладанием субгоризонтальных границ разделов ограничивалось трудоемкостью подготовки исходных данных и ограниченными возможностями графической визуализации при обработке и интерпретации материалов. Современные измерительные комплексы, системы спутниковой навигации и программные комплексы для обработки и интерпретации снимают эти ограничения и позволяют использовать ГР при создании и анализе сложных, трехмерных геологических моделей в комплексе с сейсморазведкой. В последние годы несейсмические методы часто используют для исследований перспектив нефтегазоносности [6].

Сравнивая имеющиеся понятия и учитывая геологическую обстановку Волго-Уральской НПП и, в частности, Удмуртской Республики (УР), наиболее характерными и распространенными сложнопостроенными ловушками являются различные органогенные постройки (рифы). Зоны, к которым приурочены рифогенные толщи УР, располагаются в франско-фаменских отложениях верхнего девона, контролируемые палеогеоморфологическими и палеотектоническими закономерностями.

В большинстве случаев рифы залегают над эрозионно-тектоническими уступами, по простиранию замещаются глубоководными и лагунными фациями глинистого и глинисто-карбонатного состава: перекрыты терригенными и карбонатно-глинистыми породами, поэтому поиск массивных рифогенных построек карбонатного состава с вмещающими породами, в основном, терри-

генного состава на сегодняшний день не составляет сложности и развит повсеместно.

Региональные гравиметрические работы в Удмуртии первоначально проводились лишь по отдельным маршрутам, полное исследование и картирование территории было проведено в 1950-1968 годах, разрешающая способность проведенных работ того времени была весьма невысокой [3].

В гравитационном поле аномалии от рифов проявляются максимумами силы тяжести с достаточной амплитудой для того, чтобы быть зафиксированы современной амплитудой.

Для определения глубины залегания ловушек рифогенных построек необходимо комплексирование гравиметрических данных с данными сейсморазведки, с учетом материалов бурения. Следует отметить, что высокоточная гравиразведка может использоваться для прямых поисков скоплений нефти и газа, её важными достоинствами является ее относительная дешевизна и оперативность проведения [5].

Таким образом, технический прогресс позволяет увеличивать детальность и качество исследований ловушек сложнопостроенного типа, поэтому рекомендуется производить пополнение информационной базы на основе новейших гравиметрических исследований, производить комплексирование работ и переинтерпретацию данных сейсморазведки и гравиразведки, используя современные технологии.

Список использованной литературы

1. Габриэлянц Г.А. Генетическая и морфологическая классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа, 1975. Вып. 173. С. 23-38.
2. Якушев В.С., Перлова Е.В., Истомин В.А. и др. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. ИРЦ Газпром, 2007. 151 с.
3. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск, 2003. 288 с.
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. Институт компьютерных исследований, 2018. 152 с.
5. Бычков С.Г., Долгаль А.С., Симанов А.А. Вычисление аномалий силы тяжести при высокоточных гравиметрических съемках, 2015. 145 с.
6. Решение задач нефтегазовой геологии. Возможности современной гравиразведки и магниторазведки. Научно-технический журнал «Нефтегаз», 2019. Вып. №1. С. 66-74.

A PROBLEMS OF SEARCHING FOR COMPLEXLY CONSTRUCTED TRAPS ON THE TERRITORY OF THE UDMURT REPUBLIC

A. A. Ulanova, 4th year student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk,
Str. University, 1, Bldg. 7

E-mail: ylanova.anastasia28@gmail.com

N.G. Istomina, department of geology oil and gas, senior lecturer, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, 426034, Russia, Izhevsk, Str. University, 1, Bldg. 7

E-mail: Istomina.N.G@gmail.com

Abstract. Today, in many oil and gas-bearing areas of our country, a transition is underway from prospecting, exploration and development of structural anticline traps to traps of a complex type, a more detailed geological study of the section is being carried out. On the territory of the Volga-Ural province, the search for anticline traps has achieved high results, and their number is nearing exhaustion, in connection with this problem, the forecast of traps of a more complex structure and their study have gained high importance in the last decade.

Keywords: complex traps, hydrocarbons, non-anticlinal traps, reef rocks, seismogeological analysis.

References

1. Gabrielants G.A. Genetic and morphological classifications of non-anticline traps of oil and gas, 1975. Issue 173. pp. 23-38.
2. Yakushev V.S., Perlova E.V., Istomin V.A. et al. Resources and prospects for the development of unconventional gas sources in Russia. IRC Gazprom, 2007. 151 p.
3. Savelyev V.A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. Moscow-Izhevsk, 2003. 288 p.
4. Olneva T.V. Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image. Institute of Computer Research, 2018. 152 p.
5. Bychkov S.G., Dolgal A.S., Simanov A.A. Calculation of gravity anomalies in high-precision gravimetric surveys, 2015. 145 p.
6. Solving problems of oil and gas geology. The possibilities of modern gravity exploration and magnetic exploration. Scientific and Technical Journal "Neftegaz", 2019. Issue No. 1. pp. 66-74.

УДК 622.24

НАНОТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

И. К. Хади, студент 2 курса магистратуры,
e-mail: ibrahim_elghrery@yahoo.com

В. Н. Кузьмин, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС,
e-mail: yakvn72@yandex.ru.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева (426034, Российская Федерация г. Ижевск, ул. Университетская 1).

Аннотация. В статье сделан обзор литературы по применению нанотехнологий в бурении, особенно в буровых растворах. Подробно представлены все использованные наночастицы и подробно проанализирована их эффективность в улучшении целевых параметров.

Ключевые слова: Нанотехнология, наночастицы, нанполимер, наножидкости, бурение, буровой раствор.

Нанотехнологии не так давно вошли в нефтегазовую промышленность, но многие из их приложений уже стали неотъемлемой частью многих, казалось бы, традиционных технологических процессов.

В области бурения известны лишь исключительные примеры использования нанотехнологий, например, использование оборудования, сделанного из наноматериалов нового поколения. Буровые долота, трубы для нефтепереработки, промышленное оборудование и буровые растворы.

Буровой раствор представляет собой сложную систему диспергирования жидкостей эмульсионного, аэрационного и суспензионного типа, которые используются для очистки скважин при бурении скважин.

Циркулирующий внутри раствор очищает стены от слоев, счищает остатки просверленной резки, стимулирует разрушение слоев инструментом, позволяет качественно раскрыть горизонт и решить множество других задач (Рис. 1) [1].

Приготовление буровых растворов имеет ряд важных целей: охлаждение поверхностей долот и их смазка, очистка забоя скважины, создание очищающего слоя на стенках скважины, предотвращение образования нефти, газа и пластовой воды. Защита от обрушения стенок, транспортировка и перемещение твердых частиц из скважины для контроля подповерхностного давления и сведения к минимуму повреждения пласта. Для буровых работ требуются хорошие составы, обладающие свойствами бурового раствора. Выбор подходящих добавок для бурового раствора играет важную роль в его работе. Наноматериалы выбраны из-за их чрезвычайно высокого отношения площади поверхности к объему и высокой теплопроводности.

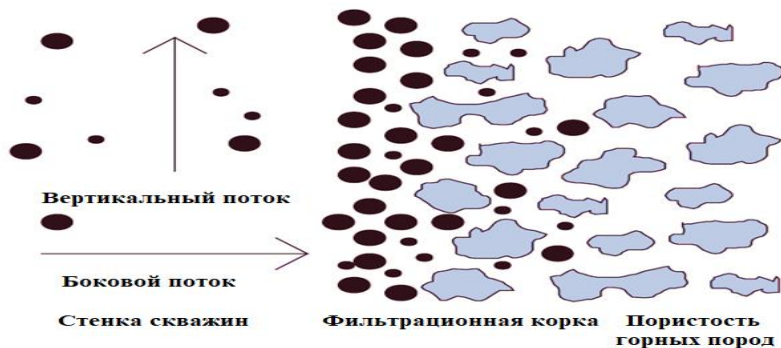


Рис.1. Основные механизмы наночастицы

Нанокремниевые материалы, нанокремнезем (рисовая шелуха) и многостенные углеродные нанотрубки используются для изучения влияния на потери фильтрации и реологические свойства бурового раствора на водной основе. Наноматериалы считаются наиболее перспективным материалом для разработки интеллектуальных жидкостей из-за различных и сильно улучшенных физико-химических, электрических, механических, тепловых, свойств и потенциала взаимодействия наноматериалов по сравнению с другими материалами.

Физически размер частиц нано имеет размерность, составляющую тысячные миллионные доли метра. Сто нанометровые волокна или частицы имеют диаметр, который примерно в 800-1000 раз меньше диаметра человеческого волоса. Исходя из количества частиц в жидкости, эти жидкости можно классифицировать как простые и продвинутые наножидкости.

Наножидкости с одной наноразмерной добавкой определяются как простые наножидкости; наножидкости с более чем одной наноразмерной добавкой классифицируются как продвинутые наножидкости. Наноматериал может быть однофункциональным или многофункциональным.

Многофункциональная нанодобавка может выполнять несколько задач в системах жидкостей для выполнения функциональных задач жидкости с уменьшением общего содержания твердых частиц и/или химических веществ в буровом растворе, а также общей стоимости жидкости. Природные свойства наноматериалов имеют очень высокую удельную площадь поверхности с огромной площадью взаимодействия, для обеспечения хорошего улучшения свойств жидкости требуется очень низкая концентрация наноматериала [2].

Нанотехнология - это разработка, определение характеристик, производство и использование структур, устройств и систем, свойства которых определяются их формой и размером на нанометровом уровне. Таким образом, под термином «нанотехнология» понимается совокупность технологиче-

ских приемов, которые позволяют создавать нанобъекты и / или манипулировать ими [3 - 4].

Ричард Фейнман был первым ученым, предложившим в 1959 году, что устройство и материал могут однажды быть созданы в соответствии с атомными характеристиками. «Насколько мне известно, принципы физики не возражают против возможности манипулирования атомами с помощью атомов». Эта концепция была расширена и популяризирована в книге «Двигатель созидания», написанной К. Эриком Дрекслером в 1986 г. Он применил термин нанотехнология к видению Фейнмана. Наноматериалы - это специально разработанные материалы, по крайней мере, с одним размером в диапазоне 1–100 нм. Использование наночастиц в качестве добавок к буровым растворам продемонстрировало улучшение реологических свойств, фильтрации и стабильности сланца, благодаря уникальным характеристикам наночастиц, они имеют высокое отношение поверхности к объему, что делает их высокоэффективными в качестве добавки в буровые растворы. За последние несколько лет несколько исследователей изучали использование различных наночастиц, от коммерческих до индивидуальных, для создания буровых растворов с улучшенными свойствами, которые могут выдерживать экстремальные условия в скважине, особенно в условиях высокого давления и высокой температуры [5].

Таким образом, вклад нанотехнологий вывел буровые растворы на совершенно новый уровень, и наноматериалы теперь считаются ключевыми материалами для широкого спектра применений. Присутствие различных наночастиц в буровых растворах, таких как (Al_2O_3), (TiO_2), (SiO_2), и (CuO) было показано, что увеличение пластической вязкости, предела текучести и прочности геля также улучшает фильтрацию.

В таблице 1 показано влияние различных наночастиц на свойства буровых растворов [6].

Таблица 1. Влияние различных наночастиц на свойства буровых растворов

Тип наночастиц	ρ , г/см ³	УВ, сек	ПВ, сП	СНС, фунт/100 фут ²	ДНС	Фильтрато- отдача см ³ /30 мин
Al_2O_3	1.22	60	45	16	40	24.4
TiO_2			45	13	35	11.4
CuO			45	13	35	14.4
SiO_2			45	18	50	14.2
ZnO	1.27	62	50	16	48	14.0
Carbon	1.22	65	70	18	48	14.4
MgO	1.22	80	50	20	55	14.2
Наноглина	1,26	60	80	24	65	10,0

На основании проведенного литературного обзора сформированы следующие выводы:

1. Наиболее широко изучаемыми наночастицами для различных применений в нефтегазовой промышленности являются нанокремнезем (SiO_2), за которым следует оксид алюминия (Al_2O_3), что предполагает их высокий потенциал для применения в нефтегазовой промышленности.

2. Использование наночастиц показало значительное положительное влияние на реологические свойства, фильтрацию и термическую стабильность бурового раствора

3. Синтез наночастиц может быть осуществлен с помощью различных методов. Тем не менее, массовое производство необходимых наночастиц и наличие наземного оборудования, стабильность производимого объема и контроль размера частиц являются одними из важных вопросов, которые необходимо решать в любом промышленном применении.

4. Стоимость является важным фактором при приобретении высокотехнологичных систем управления, чтобы избежать или снизить любые риски, связанные с характером условий реакции при высоком давлении и температуре. Поскольку реакционная среда является пористой, транспортное поведение наночастиц внутри пористой среды, склонность к осаждению на поверхности и последующее нарушение проницаемости, а также перепад давления в среде являются весьма важными факторами при применении на месте. Наряду с экспериментальными исследованиями проведено математическое моделирование проникновения наночастиц, а также кинетика реакции внутрислоевой тяжелой нефти внутри целевых сред в условиях реакции.

Список использованной литературы

1. Al-Shargabi, M. A. T. S., & Al-Musai, A. H. A. (2021). Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds MATS. In Новые идеи в науках о Земле (pp. 147-150).
2. M. Al-Shargabi, S. Davoodi, D.A. Wood, A. Al-Musai, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev, Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review, Journal of Molecular Liquids. – 2022. - 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>.
3. H. ben Mahmud, W.M. Mahmud, M.U. Shafiq, M. Ermila, Z. Bennour, S. Elmabrouk, Application of Nanotechnology in Enhanced Oil Recovery. – 2022. P.89–113. <https://doi.org/10.1007/978-981-16-6022-15>.
4. А.-Ш. Мохаммед, А.Т. Саллам, Д. Шадфар, Анализ предупреждения возникновения прихватов бурильных труб, n.d. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47375458>.

5. Al-Shargabi M., The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry, Society of Petroleum Engineers. – 2019. – P. 196–198. <https://www.elibrary.ru/item.asp>.
6. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D., Rukavishnikov V., Minaev K, Carbon Dioxide Applications for Enhanced Oil Recovery Assisted by Nanoparticles: Recent Developments. - 2022. <https://doi.org/10.1021/acsomega>.

NANOTECHNOLOGY IN DRILLING FLUIDS

I. K. Hadi, 2nd year master's student,
e-mail: ibrahim_elghrery@yahoo.com

V. N. Kuzmin, candidate of Sciences, Associate Professor, Head of the BNGS Department, e-mail: yakvn72@yandex.ru.

Of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutseriev (426034, Russian Federation. Izhevsk, University street 1).

Abstract The article reviews the literature on the use of nanotechnology in drilling, especially in drilling fluids. All the nanoparticles used are presented in detail and their effectiveness in improving the target parameters is analyzed in detail.

Keywords: nanotechnology, nanoparticles, nanopolymer, nanofluids, drilling, drilling mud.

References

1. Al-Shargabi, M. A. T. S., & Al-Musai, A. H. A. (2021). Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds MATS. In *New Ideas in Earth Sciences* (pp. 147-150).
2. M. Al-Shargabi, S. Davoodi, D.A. Wood, A. Al-Musai, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev, Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review, *Journal of Molecular Liquids*. – 2022. - 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>.
3. H. ben Mahmud, W.M. Mahmud, M.U. Shafiq, M. Ermila, Z. Bennour, S. Elmabrouk, Application of Nanotechnology in Enhanced Oil Recovery. – 2022. P.89–113. <https://doi.org/10.1007/978-981-16-6022-15>.
4. A.-S. Mohammed, A.T. Sallam, D. Shadfar, Analysis of the prevention of the occurrence of tack drill pipes, n.d. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47375458>.
5. Al-Shargabi M., The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry, Society of Petroleum Engineers. – 2019. – P. 196–198. <https://www.elibrary.ru/item.asp>.
6. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D., Rukavishnikov V., Minaev K, Carbon Dioxide Applications for Enhanced Oil Recovery Assisted by Nanoparticles: Recent Developments. - 2022. <https://doi.org/10.1021/acsomega>.

УДК 622.323

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (РЕТРОСПЕКТИВА И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ)

И. С. Юхнин, студент 1 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: grinch20211@gmail.com

И. О. Боткин, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: botkin400@gmail.com

Аннотация. Технологическое развитие промышленности напрямую является маркером развития общества, чтобы достичь вершин в производстве и наукоемких отраслях требуется большое количество образованных и высококвалифицированных специалистов. В статье рассмотрены этапы развития нефтегазовой промышленности на территории России. Выявлены основные направления развития в бурении нефтяных и газовых скважин, проведен анализ принципов внедрения системы импортозамещения в нашей стране.

Ключевые слова: Бурение, нефтяная промышленность, импортозамещение.

Важной вехой для нефтяной промышленности считается создание керосиновой лампы, и изобретение двигателя внутреннего сгорания. Игнат Лукаевич, изобретатель, подаривший популярность керосину созданием осветительного прибора, и Франсуа Исаак де Ривас, создавший первый двигатель внутреннего сгорания, сделали ставку на развитие нефтяной промышленности, тем самым увековечив свои имена в истории.

Двадцатый век является веком индустриализации, а значит, и веком развития тяжелой промышленности к которой и относится нефтяная отрасль. Первая скважина для добычи нефти была пробурена в 1846 году, далее предстоял рост новых технологических решений в бурении и строительстве скважин. С 1878 года на полуострове Апшерон началось испытание различных новых технических решений в бурении скважин и добычи нефти.[1] В эти годы на полуострове находились в режиме активной эксплуатации 301 добывающая скважина. Сам факт такого стремительного развития бурения и технологий строительства скважин обусловлен тем, что Россия была первооткрывателем и новатором в вопросе «горного дела» и всегда имела лидирую-

щие позиции в разработке месторождений. С начала 70-х годов XIX вв. снижается доля неглубоких скважин из-за внедрения новых технологических решений: паровые машины для ударного бурения, специальные емкости для добычи нефти и т.д. Нельзя не отметить успехи западных специалистов в бурении скважин. Развитие технологий бурения в тот период наблюдается в Румынии, Канаде, США и Венесуэле. Все страны на сегодняшний момент остаются сильными игроками на мировом нефтяном рынке [2].

Увеличение спроса и желание снизить издержки подталкивает любую отрасль развивать технологии и принимать новые технические решения. На мировой арене нефтяной промышленности с момента ее становления соперничали два крупных игрока, а именно Россия (в дальнейшем речь пойдет о СССР) и Соединенные Штаты Америки. В историческом контексте науки и техники четко просматривается борьба за первенство технико-технологических решений на нефтяном рынке. Примером является тот факт, что бурение скважин на море на территории России был реализован в 1900 году, когда на территории США лишь в 1903 году.

История морской добычи нефти насчитывает более полутора веков, однако начало промышленной разработки морских месторождений нефти и газа на базе современных индустриальных методов было положено с вводом в эксплуатацию в нашей стране месторождений Гурьяны-море (в 1948 г.) и Нефтяные Камни (в 1951 г.) в Каспийском море. [3]

Исторической тенденцией в бурении является не увеличение количества скважин, а сложность их профиля и глубина. Таким образом, появилось понятие «наклонно направленное бурение», развитие и совершенствование данного вида является актуальным в настоящее время. Метод наклонно-направленного бурения появился в конце XIX века получив распространение при развитии кустового бурения. Русский ученый-нефтяник М.А. Капелюшников разработал и внедрил «турбобур», технология, которая построена на энергии движения жидкости давала необходимые технологические показатели для быстрой и качественной проводки скважин. Модернизация этой технологии помогла России далеко продвинуться в наклонно-направленном бурении скважин. Проблема самопроизвольного искривления скважин была обнаружена в конце XIX века. Измерение отклонения по азимуту было выполнено с помощью магнитной иглы в стеклянном сосуде, заполненном жидким желатином. Так появился первый прибор для измерения азимутального угла скважины. В России первые измерения искривления провели в январе 1913 г. на скважине № 14 Медно-Рудянского рудника на Урале.

В середине XX века, за рубежом развивается система нефтесервисных компаний. Они занимаются отдельными скважинными операциями, или цик-

лами строительства в целом, что приводит к развитию конкуренции. Таким образом, в конце XX века флагманами наклонно-направленного и горизонтального бурения становятся иностранные компании, которые выполняют работы по всему миру, в том числе на территории Российской Федерации.

На протяжении существования СССР санкционная политика запада имела влияние, в том числе и на нефтяную промышленность. Импортозамещение для нефтегазовой отрасли достигало высоких показателей. Для развития собственных передовых технологий в бурении были открыты высшие учебные заведения на базе нефтяных центров. Научный подход к процессу бурения, привел к созданию собственных моделей буровых установок, методик расчета компоновки низа буровой колонны (далее – КНБК) для наклонно направленного бурения. Ярким примером развития буровых технологий является проект сверхглубоких скважин и самая знаменитая из них СГ-3 «Кольская сверхглубокая скважина». Весь процесс развития данных проектов происходил в обстановке санкций. [4]

Результатом сложного пути развития в отрасли бурения скважин, стало собственное производство бурового оборудования, формирование высококлассных специалистов в отрасли, и максимальная добыча нефти, что является ярким показателем успехов нефтяной промышленности.

В конце XX века свободный рынок, изменил правила ведения бизнеса нефтесервисных компаний, российская нефтяная промышленность стала привлекательной для инвестиций зарубежными компаниями. С приходом иностранных инвесторов, появились сервисные компании, которые предлагали передовые технологии в бурении. С точки зрения технологий и качества выполнения работ это давало огромные преимущества для повышения рентабельности проектов и привлечения дополнительных средств, но с другой стороны делала российскую промышленность более зависимой от иностранных подрядчиков. С осложнением геополитической обстановки в начале второго десятилетия XXI века, вопрос о возобновлении программы импортозамещения в бурении снова стал актуальным. Мероприятия, утвержденные 31 марта 2015 г. Приказом № 645 Министра промышленности и торговли Российской Федерации предполагали переход с импортного оборудования на отечественное во всем топливно-энергетическом комплексе страны. Доля импортозамещения на тот момент составляла порядка 10-15% от общего числа в отрасли бурения нефтяных и газовых скважин. Отличительной чертой санкций XXI века от времен СССР в том, что сегодня не достаточно произвести буровое оборудование, необходимо так же иметь собственные информационные технологии, позволяющие производить работы от проектирования профиля и конструкции скважины до направленного бурения горизонталь-

ных скважин с большим отходом. В направлении импортозамещения принимаются решения позволяющие использовать только эффективные методы и подходы. Таким образом, на территории Российской Федерации существуют собственные программные продукты направленные на проектирование профиля и конструкции скважины, существуют тренажеры для обучения персонала по бурению наклонно-направленных скважин. Производители буровых установок проводят постоянную модернизацию выпускаемого оборудования. Известно, что процесс импортозамещения это всегда долгая работа на перспективу. [5]

На территории Российской Федерации широко развит рынок нефтесервисных предприятий, конкуренция среди его участников достаточно высокая, что в свою очередь подталкивает компании к развитию, а геополитическая ситуация на первый квартал 2022 года, придала новый импульс к развитию собственных технологических решений в бурении. Проведя анализ развития технологий бурения, можно отметить что:

1. Россия остается в первом эшелоне технологического прогресса связанного с бурением скважин.
2. Российская нефтяная промышленность является неотъемлемой частью нефтегазового мирового рынка.
3. Сегодняшние ограничения и уход с российского рынка зарубежных компаний, по аналогии с имеющимся историческим опытом, может привести к ускорению развития собственного производства и независимости топливно-энергетического комплекса Российской Федерации от зарубежных стран.

Список использованной литературы

1. Аглиуллин А.Х. Возникновение и становление процессов добычи нефти в Урало-Поволжье В XVIII–XX веках: дисс. докт. техн. наук: 02.00.13, 07.00.10 /Аглиуллин Ахтям Халимович. – Уфа, УГНТУ, 2007.
- Маркелов Н.Н. Искривление скважин //Нефтяное хозяйство. – 1930. –№ 1. – С. 34-50.
2. Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности: Дореволюционный период. - Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1954. - 403 с.
3. Евсеев В.Д. О новых возможностях увеличения механической скорости бурения //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море № 4, 2022 С. 5-7.
4. Ожгихин Я.А. Гусева Т.А. Актуальные подходы к обеспечению и контролю качества в процессах материально-технического обеспечения для нефте-

газового комплекса //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса № 4, 2021 С. 25-31.

STAGES OF DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR DRILLING OIL AND GAS WELLS (RETROSPECTIVE AND CURRENT STATE)

I.S.Yuhnin, 1nd year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: grinch20211@gmail.com

I.O. Botkin, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

Abstract. The technological development of industry is directly a marker of the development of society, in order to reach the top in production and knowledge-intensive industries, a large number of educated and highly qualified specialists are required. The article deals with the stages of development of the oil and gas industry in Russia. The main directions of development in the drilling of oil and gas wells are revealed, an analysis of the principles of introducing the import substitution system in our country is carried out.

Keywords: Drilling, oil industry, import substitution.

References

1. Agliullin A.Kh. The emergence and formation of oil production processes in the Ural-Volga region In the XVIII–XX centuries: diss. doct. techn. Nauk: 02.00.13, 07.00.10 /Agliullin Akhtyam Halimovich. – Ufa, UGNTU, 2007. Markelov N.N. Curvature of wells // Nefteskoe khozyaistvo. – 1930. –№ 1. – S. 34-50.
2. Lisichkin S.M. Essays on the history of the development of the domestic oil industry: Pre-revolutionary period. - Moscow; Leningrad: Gostoptehizdat, 1954. - 403 p.
3. Evseev V.D. On new possibilities of increasing the mechanical speed of drilling //Construction of oil and gas wells on land and at sea No 4, 2022 P. 5-7.
4. Ozhgikhin Ya.A. Guseva T.A. Actual approaches to ensuring and controlling quality in the processes of material and technical support for the oil and gas complex //Equipment and technologies for the oil and gas complex No 4, 2021 P. 25-31.

СЕКЦИЯ 3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

П. У. Амагада, студент 2 курса, Казанского национального исследовательского технологического университета, КНИТУ.paulubi22@gmail.com

П. Б. Икнаби, студент 4 курса, Ибаданского университета.
pdbenard123@gmail.com

А. О. Ифенайке, студент 4 курса, Ибаданского университета. alexander.ifenaik@gmail.com

Аннотация. В этом исследовании мы используем прогностические возможности моделей машинного обучения для выполнения прогнозирования временных рядов добычи нефти с использованием набора данных Volve oil field production. Мы внедряем три современные модели машинного обучения временных рядов: LSTM, GRU и BiLSTM для оценки и проверки производительности. Из полученного результата мы можем сделать вывод, что используемые модели машинного обучения могут быть использованы для прогнозирования добычи нефти с приемлемой степенью точности.

Ключевые слова: машинное обучение, добыча нефти, временные ряды.

Точное прогнозирование объема добычи углеводородов из скважины на нефтяном месторождении необходимо, поскольку оно помогает уменьшить ошибки в экономическом анализе, проводимом инженером-нефтяником, и предоставляет важную информацию для плана разработки месторождения и графика оптимизации. Анализ кривой снижения по Arps (1945) и его расширения использовались с течением времени при прогнозировании добычи углеводородов из скважины [1]. Однако эти методы просты и не надежны, поскольку они не учитывают сложность поведения потока в нетрадиционных скважинах, а также не используют некоторые другие параметры, которые очень важны для прогнозирования добычи углеводородов. Целью этого исследования является использование нескольких ключевых параметров, которыми пренебрегают в простых анализах кривой снижения, при прогнозировании добычи нефти из скважины, что позволяет повысить надежность разработанной модели и продемонстрировать использование современных алгоритмов машинного обучения временных рядов для прогнозировать добычу нефти из скважины с удовлетворительной степенью точности.[1,2]

Данные о добыче нефти, использованные в этом исследовании, получены с нефтяного месторождения Volve в Ставангере, Норвегия. Для этого исследования была использована скважина 15/9-F-5 с датой записи добычи, заказанная в суточном интервале времени с февраля 2008 года по август 2016 года. В качестве входных данных были выбраны восемь характеристик, состоящих из даты добычи, часов работы, среднего скважинного давления, средней скважинной температуры, среднего процента размера дресселя,

средней температуры устья скважины, объема газа в скважине и объема воды в скважине. В этом исследовании используются алгоритмы глубокого обучения для прогнозирования объема добытой нефти. После предварительной обработки данных в этом исследовании было использовано в общей сложности 2969 записей о суточной добыче нефти, при этом данные были разделены на 70% для набора данных, 15% для набора для проверки и 15% для набора для тестирования.

В этом исследовании в качестве статистической метрики для оценки модели используется среднеквадратичная ошибка (RMSE). RMSE представляет собой квадратный корень из среднего значения квадратов ошибок и определяется математически по формуле:

$$RMSE = \sqrt{MSE}$$

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (B_{exp_i} - B_{est_i})^2$$

где B_{exp} and B_{est} представляют экспериментальные и расчетные значения соответственно.

Более низкое значение RMSE лучше, чем более высокое. В качестве моделей сравнения для обучения и проверки производительности были выбраны три современных алгоритма машинного обучения временных рядов: Стробированные рекуррентные единицы GRU, Долговременная кратковременная память LSTM и Двухнаправленная долговременная кратковременная память BiLSTM. Из результатов видно, что модель BiLSTM показала наилучшие результаты, достигнув наименьшей среднеквадратичной ошибки 48,19 в тестовом наборе, при этом LSTM (54,97) и GRU (89,50) также показали удовлетворительные результаты.

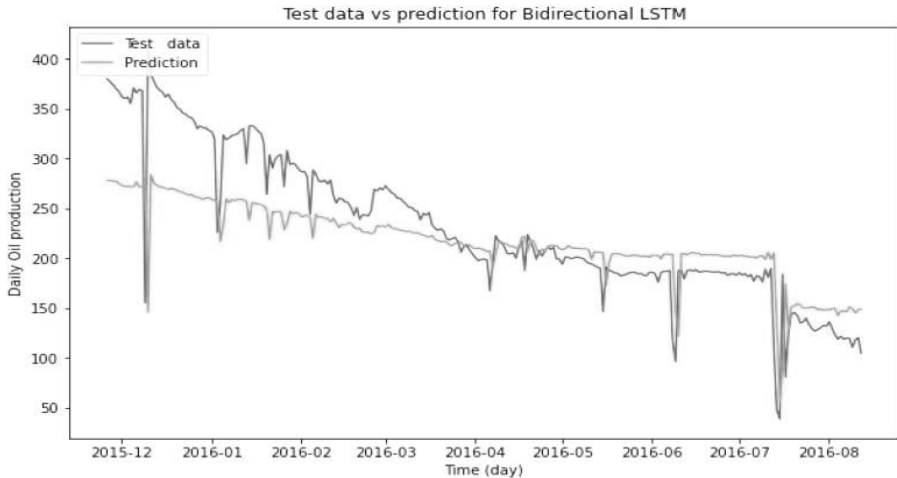


Рис. 1. График прогноза добычи нефти BiLSTM в сравнении с фактической зарегистрированной добычей нефти

Это исследование продемонстрировало использование моделей машинного обучения временных рядов для прогнозирования суточного объема добычи нефти на исследуемой скважине. Он также использовал ключевые параметры для своего прогнозирования, тем самым улучшив простоту традиционного анализа кривой снижения. Таким образом, это исследование предлагает план будущих аналогичных приложений с использованием подхода, изложенного в этой статье.

Список использованной литературы

1. Arps, J.J. Анализ кривых снижения- 1945 г.
2. Первис Р.А. Анализ графиков производственных показателей- 1985 г.

FORECAST OF OIL PRODUCTION USING MACHINE LEARNING TECHNIQUES

P. U. Amagada, 2nd year student, Kazan National Research Technological University, KNRTU. paulubi22@gmail.com

P.B Ikpabi, 4th year student, University of Ibadan, Nigeria. pdbenard123@gmail.com

A. O. Ifenaike, 4th year student, University of Ibadan, Nigeria. alexander.ifenaike@gmail.com

Abstract. In this study, we utilize the predictive power of machine learning models to carry out a time series prediction of oil production using the Volve oil field production dataset. We implement three state-of-art time series Machine Learning models: LSTM, GRU, and BiLSTM for evaluation and validation of performance. From the result obtained, we can infer that the Machine Learning models employed can be used to predict oil production with an acceptable degree of accuracy.

Keywords: machine learning, oil production, time series.

References

1. Arps, J.J. Analysis of decline curves- 1945.
2. Pervis R.A. Analysis of schedules of production indicators – 1985.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТИ ПРИ ЕЕ ПОДГОТОВКЕ

Е. А. Байкова, студент 4 курса кафедры теплоэнергетики,
А. Г. Миловзоров, к.т.н., заведующий каф. ТЭ,
В. А. Малых, студент 3 курса кафедры теплоэнергетики,
Е. М. Борисова, к.т.н., доцент каф. ТЭ,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7

Аннотация. Приведены основные элементы технологической схемы обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии. Проведен расчет теплообменного оборудования с учетом физических характеристик рабочих сред. Выполнен анализ эффективности внедрения предварительного подогрева в теплообменнике за счет тепла обессоленной нефти.

Ключевые слова: обезвоживание и обессоливание нефти; водонефтяная эмульсия; теплообменное оборудование.

Введение

Повышение энергоэффективности производства – превалирующая задача во всех отраслях промышленности и в условиях каждого отдельного предприятия. Одним из направлений снижения производственных затрат может быть внедрение довольно известных технологий с целью использования потенциала самого производства.

Технологический цикл подготовки нефти перед транспортировкой в магистральный трубопровод заключается в проведении нескольких этапов механической очистки, сопровождающихся подогревом. В результате нефть характеризуется достаточно значительными параметрами, в том числе высокой температурой. Такой термический потенциал может быть полезно использован непосредственно в самом нефтеподготавливающем цикле.

В настоящее время одним из основных способов обезвоживания и обессоливания нефти является гравитационный метод. Температура водонефтяной эмульсии предварительно перед отстаиванием повышается за счет теплоты сгорания топлива в специальных печах. В то же время на конечную ступень сепарации необходимо подавать нефть пониженной температуры. Таким образом, повышение эффективности процесса очистки может быть осуществлено за счет передачи теплоты от уже очищенной нефти к водонефтяной эмульсии в специальном теплообменном оборудовании. При этом в теплообменнике осуществляется сразу две вышеупомянутые функции: охлаждается нефть и нагревается исходный продукт. В связи с этим целью работы

является рассмотрение возможности установки теплообменного оборудования для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии. Поставлены следующие задачи: изучить технологические особенности и оборудование процесса подготовки нефти; выполнить тепловой расчет и выбор теплообменника с учетом характеристик нефти и водонефтяной эмульсии; провести оценку эффективности предлагаемого решения.

Технологическое оборудование процесса очистки нефти

«Продукция нефтяных скважин – это жидкая среда, в которой содержатся взвешенные твердые частицы, капельки жидкости и пузырьки газа, то есть это жидкая, неоднородная среда, представляющая собой смесь пульпы, эмульсии и пены. В нефтяной отрасли эту смесь принято условно называть водонефтяной эмульсией (ВНЭ)» [1].

Предварительно необходимо изучить элементы технологической схемы обезвоживания и обессоливания нефти для определения параметров рабочих сред на разных стадиях обработки. Ниже представлены выдержки из [1], где кратко дано описание оборудования и принципа его действия.

Согласно [1]: «при нагревании нефти создаются благоприятные условия для:

–...

–предварительного и глубокого обезвоживания нефти;

–обессоливания нефти;

–...»

Таким образом, предварительный подогрев водонефтяной эмульсии является необходимым этапом перед обезвоживанием и обессоливанием в рамках повышения эффективности процесса подготовки нефти.

В [1] описаны путевые подогреватели, которые нашли широкое применение для обеспечения подогрева ВНЭ: «Представленный путевой подогреватель – это печь прямоугольной формы. В ее корпусе расположены теплообменные трубы, по которым протекает нагреваемая нефть или другая жидкость. В нижней части корпуса размещены форсунки газа, камера сгорания топливного газа и жаровые трубы. ... Межтрубное пространство труб и жаровых труб заполняется водой, а нагреваемая нефть подается на проток через трубы. Тепло сгорания топливного газа ... передается через жаровые трубы воде... От нагретой воды тепло в последующем передается трубам и далее через их стенки нагреваемой нефти.»

Далее осуществляется этап гравитационного отстаивания [1], результатом которого является «разделение жидких неоднородных сред на составляющие фазы. При этом для повышения скорости процесса необходимо снизить вязкость дисперсионной среды, что достигается за счет повышения ее температуры или деэмульсации. Однако повышение температуры приводит к росту технологических потерь нефти и к усилению коррозионного износа

оборудования. Поэтому процесс обезвоживания нефти следует проводить при оптимальном тепловом режиме или снижением вязкости нефти и прочности бронирующих оболочек обработкой их деэмульгаторами.»

Таким образом, после проведенных операций, как показано в [1], «содержание воды в нефти снижается с 1,5–25% до 0,15–0,3% масс. Это означает, что ... глубоко обезвоженная нефть уже должна соответствовать товарной нефти первой группы качества. Однако содержание хлористых солей в ней превышает требования ... в несколько десятков раз. Поэтому нефть подвергается обессоливанию. Технология обессоливания нефти основана на процессе промывки глубоко обезвоженной нефти пресной водой. При этом капли соленой воды должны сливаться с каплями пресной промывочной с эффектом осреднения минерализации во всех находящихся в нефти каплях.»

Теплообменное оборудование

В рассматриваемую схему очистки для подогрева водонефтяной эмульсии за счет тепла обезвоженной и обессоленной нефти предложено установить рекуперативный теплообменник трубчатого типа. Кожухотрубчатые теплообменники наряду с пластинчатой конструкцией нашли наибольшее применение в нефтехимической промышленности [2]. В силу особенностей физических свойств рабочих потоков – нефти и водонефтяной эмульсии – рационально выбрать конструкцию с поверхностью теплообмена в виде труб, так как такая система более лояльна к чистоте сред. Для определения технической схемы подачи теплоносителя и нагреваемой среды, выбора конструкции из числа стандартных и расчета эффективности работы проведен тепловой конструктивный расчет согласно стандартной методике [2–4].

На основании совместного решения уравнений теплового баланса и теплопередачи выполняется расчета оборудования, [2, 3]:

уравнение теплового баланса:

$$Q_1 = Q_2 + Q_{\text{пот}}$$

уравнение теплопередачи:

$$Q = Q_2 = k \cdot F \cdot \Delta t_{\text{ср}}$$

где коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_{\text{вн}}} + \frac{1}{2\lambda} \cdot \ln \frac{d_{\text{нар}}}{d_{\text{вн}}} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{\text{нар}}}}$$

площадь поверхности теплообмена:

$$F = \pi \cdot n \cdot d \cdot l$$

Через известные параметры нагревающей и нагреваемой сред (табл. 1) определяются: количество теплоты, коэффициент теплопередачи и искомая площадь поверхности теплообмена.

Таблица 1. Параметры рабочих сред.

Параметр		Величина
Температура на входе, °С	нагреваемая среда (водонефтяная эмульсия)	14
	нагревающая среда (нефть)	60
Температура на выходе, °С	нагреваемая среда (водонефтяная эмульсия)*	20,5
	нагревающая среда (нефть)	41
Плотность нефти, кг/м ³		905
Удельная теплоемкость нефти, кДж/кг·град		1,9
Удельная теплоемкость воды, кДж/кг·град		4,19
Массовый расход нефти, т/час		95,5
Массовый расход водонефтяной эмульсии, т/час		123,5

*точное значение определяется в ходе расчета.

В качестве исходных данных для расчета были взяты усредненные характеристики нефти по месторождениям Удмуртской республики. Технологические элементы нефтеподготавливающей схемы выбраны на примере Азинского месторождения.

Нагреваемой средой является водонефтяная эмульсия, характеризующаяся изменением свойств с учетом соотношения воды и нефти. Параметры были рассчитаны согласно стандартным методикам с учетом справочных данных [5 – 7].

В результате расчета получены геометрические параметры (табл. 2), по которым может быть выбран стандартный кожухотрубчатый теплообменник, либо оформлен заказ на индивидуальное изготовление.

Таблица 2. Геометрические характеристики теплообменника.

Диаметр трубок внутренний, мм	18
Длина трубок, м	1,85
Толщина трубок, мм	1
Количество трубок в одном ходе, шт.	309
Количество ходов нагреваемой среды	2
Диаметр кожуха наружный, мм	670

Таким образом, согласно тепловому расчету на выходе из теплообменника водонефтяная эмульсия будет иметь температуру 20,5°С. Эффективность включения такого оборудования в схему подготовки нефти основывается на уменьшении количества топлива, затрачиваемого на подогрев про-

дукта. Если предположить, что температура без установки составляла бы 14°C, после установки теплообменника – 20,5°C, то эффективность внедрения технологического оборудования повысится на ≈10%.

Выводы

Таким образом, по результатам анализа схемы технологического процесса обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии показана эффективность возможно внедрения кожухотрубчатого теплообменника с целью использования теплоты очищенной нефти для дополнительного подогрева исходного рабочего тела – водонефтяной эмульсии.

Список использованной литературы

1. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В.И. Кудинова. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.
2. Шишкин Б.В. Теплотехнический расчет и оформление заказа на теплообменный аппарат: учеб. пособие. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВПО «КНАГТУ», 2014. – 55 с.
3. Бакластов А.М., Горбенко В.А., Данилов О.Л. Промышленные тепломассообменные процессы и установки: учебник для вузов/ под. ред. А.М. Бакластова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 328 с.
4. Бакластов А.М., Горбенко В.А., Удыма П.Г. Проектирование, монтаж и эксплуатация тепломассообменных установок: учеб. пособие для вузов/ под. ред. А.М. Бакластова. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 336 с.
5. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник. – М.: Издательство МЭИ. 1999. – 168 с.
6. Андреев В.А. Теплообменные аппараты для вязких жидкостей. Основы расчета и проектирования. – Л.: Энергия. 1971. – 152 с.
7. Рабинович Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник. / Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хозхряков П.А. и др.; под ред. Е.Н. Судакова. – М.: Химия, 1979. 568 с.

INCREASING THE EFFICIENCY OF HEAT TREATMENT OF OIL DURING ITS PREPARATION

H. A. Baykova, 4th year student of the department Heat power engineering,
A. G. Milovzorov, Ph.D., head of the department Heat power engineering,
V. A. Malykh, 3th year student of the department Heat power engineering,
E. M. Borisova, Ph.D., associate professor of the department Heat power engineering,
Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev
Udmurt State University

426034, Izhevsk, st. Universitetskaya, 1, bldg. 7

Abstract. The main elements of the technological scheme of dehydration and desalting of water-oil emulsion are given. Calculation of heat exchange equipment is carried out taking into account the physical characteristics of working medium. An analysis of the effectiveness of the introduction of preheating in the heat exchanger due to the heat of desalted oil was performed.

Keywords: oil dehydration and desalination; water-oil emulsion; heat exchange equipment.

References

1. Shaimardanov V.Kh. Processes and apparatuses of oil and gas gathering and treatment technologies in the fields: textbook / under. ed. V.I. Kudinov. - M.-Izhevsk: Research Center «Regular and Chaotic Dynamics», Institute of Computer Research, 2013. - 508 p.
2. Shishkin B.V. Thermotechnical calculation and ordering for a heat exchanger: textbook. - Komsomolsk-on-Amur: KnAGTU, 2014. - 55 p.
3. Baklastov A.M., Gorbenko V.A., Danilov O.L. Industrial heat and mass transfer processes and installations: a textbook for universities / under. ed. A.M. Baklastov. - M.: Energoatomizdat, 1986. - 328 p.
4. Baklastov A.M., Gorbenko V.A., Udyrna P.G. Design, installation and operation of heat and mass transfer installations: textbook for universities / under. ed. A.M. Baklastov. - M.: Energoatomizdat, 1981. - 336 p.
5. Alexandrov A.A., Grigoriev B.A. Tables of thermophysical properties of water and steam: a reference book. - M.: MPEI Publishing House. 1999. - 168 p.
6. Andreev V.A. Heat exchangers for viscous liquids. Fundamentals of calculation and design. - L.: Energy. 1971. - 152 p.
7. Rabinovich G.G. Calculations of the main processes and apparatus of oil refining: a reference book. / Rabinovich G.G., Ryabykh P.M., Khozhkryaokv P.A. and etc.; ed. E.N. Sudakov. - M.: Chemistry, 1979. 568 p.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ НА ПРИМЕРЕ ГРЕМИХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. А. Боровых, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: zhenyaborovyh10@ya.ru

И. О. Боткин, д.э.н., профессор Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, email: botkin400@gmail.com

Т. П. Соловьева, студентка 2 курса магистратуры, Институт экономики и управления УдГУ, email: slvtp@mail.ru

Аннотация. Доля трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи нефти ежегодно увеличивается. Для получения дополнительной прибыли предприятиям, а также увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, нефтяным компаниям требуется внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи. В данной статье рассмотрено применение технологии импульсно-дозированное воздействие на пласт на примере Гремихинского месторождения и ее экономический эффект.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, тепловые методы, импульсно-дозированное воздействие на пласт, Гремихинское нефтяное месторождение.

В настоящее время в Удмуртии, как и во всем мире, идет планомерный рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи, происходит это вследствие извлечения традиционных запасов нефти. Большую часть из трудноизвлекаемых запасов составляют залежи с высоковязкой нефтью.

Суммарные запасы высоковязких нефтей Волго-Уральской нефтегазовой провинции составляют более 600 млн. т., что формирует не менее 34% от общего количества запасов тяжелых нефтей в России. [1]

Одним из крупнейших месторождений Удмуртии, в котором сосредоточены большие запасы вязкой нефти, является Гремихинское нефтяное месторождение. Нефть ее башкирских отложений изменяется в широких пределах: при пластовой температуре и давлении наблюдается изменение вязкости для различных скважин от 145 до 182 мПа·с. Добыча нефти в данных диапазонах вязкости практически невозможна стандартными методами с применением заводнения. Для разработки месторождений с данными значениями вязкости чаще всего применяют тепловые методы.

Тепловые методы на Гремихиском месторождении применяются с 1983 года. За все время на месторождении было опробовано не менее шести тепловых методов:

- технология создания тепловых оторочек, перемещающихся по пласту в результате нагнетания холодной пресной воды
- технология закачки горячей воды в пласт с последующей закачкой воды поверхностной температуры;
- технология импульсно-дозирования теплового воздействия на пласт (с последующей модернизацией в технологию импульсного-дозирования воздействия с паузой);
- технология жидкофазного окисления;
- технология теплоциклического воздействия на пласт через систему добывающих и нагнетательных скважин;
- технология поддержание пластового давления закачкой подтоварной воды пластовой температуры.

Сравнение показателей добычи нефти при естественном режиме и различных методах повышения нефтеотдачи пластов на Гремихинском месторождении представлены в таблице 1, проанализировав которую можно сделать вывод об эффективности применения тепловых методов для добычи дополнительной нефти, что приведет к увеличению коэффициента извлечения нефти и приросту прибыли предприятию.

Таблица 1. Сравнение показателей добычи нефти

Показатели	Естественный режим	Заводнение пластов	Тепловые методы
Добыча нефти, тыс. т	5219,7	8737,6	11651,6
Закачка агента, м ³	0	17678,2	17498,2
Себестоимость добычи 1 т нефти, руб.	425,0	315,9	278,9

Как известно, в порово-трещинных коллекторах, содержащих высоковязкую нефть, проблема увеличения нефтеотдачи связана с извлечением нефти главным образом из низкопроницаемых пористых матриц. Фильтрация, происходящая в подобных пластах, осуществляется по системе трещин, тем самым необходимо при осуществлении технологии создать условия для увеличения массообмена между трещинами и матрицами с низкой проницаемостью и дальнейшим вовлечением их в разработку.

Эффективность процесса вытеснения зависит от соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз – данное суждение применимо для систем трещин. В то время как для низкопроницаемых матриц в основе процесса находятся фактор теплового расширения вытесняемой фазы, а также

проявление молекулярно-поверхностных сил. Таким образом, для увеличения коэффициента вытеснения и нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью необходимо создать благоприятные условия для усиления проявления представленных факторов. Тем самым произойдет ускорение процесса массообмена трещин и блоков.

Из всего сказанного, можно сделать вывод о необходимости применения тепловых методов. Из применяемых ранее методов, наиболее актуальными и подходящими являются: внутрислоевого горение, пароциклическая обработка скважин, а также вытеснение нефти теплоносителем. Также были рассмотрены усовершенствованные технологии, такие как: метод импульсно-дозирования теплового воздействия на пласт, термополимерное воздействие, технология теплоциклического воздействия на пласт.

В качестве объекта для применения тепловых методов был выбран пласт А-4, залегающего на глубине 1100—1200 м с пластовым давлением 12 МПа. Данный выбор объясняется наличием относительно большой нефтенасыщенной толщины, достигающей 23 метров, высоким значением начальной нефтенасыщенности карбонатных пород и высокой вязкости нефти более 150 мПа·с.

Применение метода вытеснения нефти из пластов горячей водой или паром применяется в основном для залежей, расположенных на глубине до 800-1000 метров, а при больших глубинах потери тепла по стволу скважины могут достигать 40%, что негативно скажется на рентабельности проводимого метода. При использовании метода внутрислоевого горения происходит неравномерное выгорание пласта, что может изменять его свойства. Также необходимо бурение дополнительных нагнетательных скважин-дублеров для отдельной подачи воздуха и воды, что тоже является явным недостатком данного метода. Применение метода пароциклической обработки скважин требует наличия большого количества высококачественной чистой воды для парогенераторов – в воде должно содержаться менее 0,0005 мг/г твердых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества. Получение такого рода воды хоть и является реальным в условиях приведенного месторождения, но является экономически дорогостоящим. Исходя из всего сказанного, к рассмотрению был принят метод импульсно-дозированного теплового воздействия.

В качестве теплоносителя, в данном методе, используется пар и холодная вода. Сущность технологии ИДТВ заключается в циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды, формированием волнового теплового фронта в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «эффективной температуры».[2]

На рисунке 1 представлена зависимость вязкости пластовой нефти от ее температуры при давлении 12 МПа, которое присуще для Гремихинского месторождения. Как видно из представленного графика при значении эффек-

тивной температуры $T_{эф}$ в пределах 50-60°, дальнейшее ее повышение не приводит к значительному снижению вязкости, поэтому в дальнейшем для расчетов будет приниматься такое значение эффективной температуры в условиях Гремихинского месторождения.

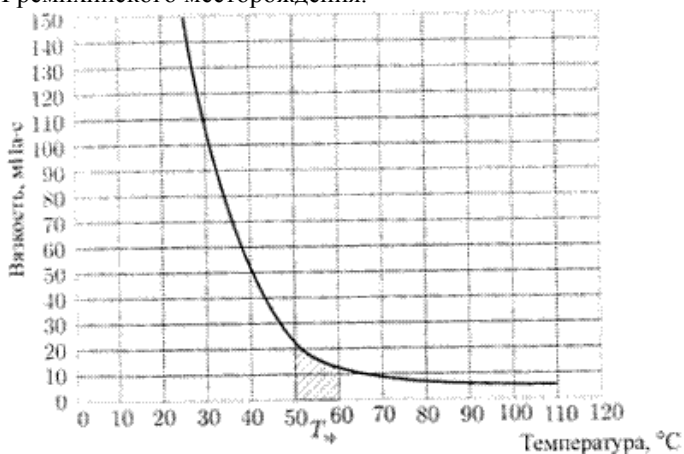


Рис. 1. Зависимость вязкости нефти от температуры при давлении 12 МПа

В качестве объекта для применения ИДТВ выберем нагнетательную скважину № 991 для закачки теплоносителя и холодной воды, реагирующие добывающие скважины будут следующие: № 1291, № 1292, № 1296, № 1299, № 1302, № 1306. В таблице 2 представлены технологические режимы скважин до проведения тепловых обработок и после.

Таблица 2. Сравнительная таблица технологическим режимов добывающих скважин до и после применения метода ИДТВ

№ скв.	$\mu_{ж(после)}$, мПа·с	$Q_{ж(после)}$, м ³ /сут	$Q_{н(после)}$, т/сут	Прирост $Q_{н(det)}$, т/сут
1291	2,66	67,88	5,43	4,31
1292	2,47	104,71	6,83	5,33
1296	2,86	82,56	7,71	6,31
1302	2,27	61,25	3,83	2,83
1314	2,79	71,81	6,46	5,20
1306	2,67	49,44	5,04	4,04

Таким образом, после проведения ИДТВ план финансовых результатов с прогнозом на ближайшее 5 лет будет выглядеть так, как показано в таблице 3.

Таблица 3. Экономические показатели применения метода ИДТВ на Гремихинском месторождении

Показатель/год	2022	2023	2024	2025	2026
Объем добытой нефти, тонн в год	2657,2	2657,2	12884,5	12884,5	12884,5
Выручка (с вычетом НДС), тыс. руб.	41400	41400	234890	234890	234890
Себестоимость, тыс. руб.	22195,3	22156,4	31516,5	31477,7	31438,8
Налог на прибыль, тыс. руб.	1441	1448,72	38174,9	38189,86	38290,24
Чистая прибыль, тыс. руб.	5764	5794,88	152699,6	152753,84	153160,96
Капитальные вложения, тыс. руб.	26500	0	0	0	0
Денежный поток, тыс. руб.	-20736	5794,88	152699,6	152753,84	153160,96
Накопленный дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-20736	-15579	106123	214883,7	312294,16
Срок окупаемости, лет	2,1				
Общий ЧДД, млн. руб. за 5 лет	312,294				

Из всего вышесказанного, следует вывод о том, что, безусловно, тепловые методы эффективны для повышения нефтеотдачи, но должны подбираться на основе геолого-технических факторов эксплуатации, физико-химического критериев их применения, сравнительного анализа эффективности и экономического прироста от каждого из них. В частности, рассмотренный пример применения метода ИДТВ на пласте А-4 башкирского яруса Гремихинского месторождения иллюстрирует целесообразность такого подхода и может использоваться в дальнейшем для выбора метода, оценки и прогноза прироста нефтедобычи высоковязких нефтей.

Список использованной литературы

1. Давлетшина, А. Д. Нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. Д. Давлетшина. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 3 (137). — С. 209-212.
2. Кудинов В.И. Новые технологии повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями // Нефтяное хозяйство. 2002. Вып. 5. С. 92-95.
3. Кудинов В.И., Савельев В.А., Головина Т.И. – Экономическая эффективность внедрения тепловых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Удмуртии, Ижевск, 1998 – 25 с.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THERMAL METHODS ON THE EXAMPLE OF THE GREMIKHINSKY FIELD

E. A. Borovykh, 2nd year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: zhenyaborovyh10@ya.ru

I. O. Botkin, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: botkin400@gmail.com

T. P. Solovieva, 2nd year student, Institute of economics and management at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, email: zhenyaborovyh10@ya.ru

Abstract. The share of hard-to-recover reserves in total oil production is increasing annually. In order to obtain additional profits for enterprises, as well as to increase the final oil recovery coefficient, oil companies need to introduce new methods to increase oil recovery. This article discusses the use of pulse-dosed impact technology on the reservoir on the example of the Gremikhinsky deposit and its economic effect.

Keywords: hard-to-recover reserves, high-viscosity oil, thermal methods, pulse-dosed impact on the reservoir, Gremikhinskoye oil field

References

1. Davletshina, A.D. Oil of the Volga-Ural oil and gas province / A.D. Davletshina. — Text: direct // Young scientist. — 2017. — № 3 (137). — Pp. 209-212.
2. Kudinov V.I. New technologies for increasing oil recovery at fields with high-viscosity oils // Oil economy. 2002. Issue 5. pp. 92-95.
3. Kudinov V.I., Savelyev V.A., Golovina T.I. – Economic efficiency of the introduction of thermal methods of enhanced oil recovery in the fields of Udmurtia, Izhevsk, 1998 – 25 p.

УДК 622.276

ПРИЧИНЫ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО СПОСОБА ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН С ВЛИЯНИЕМ ГАЗА

А. О. Бусыгин, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7, nihogio@gmail.com

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7 SYBorhovich@udsu.ru

Аннотация. Ежегодно добыча нефти во всем мире растет. Однако, большинство нефтяных месторождений в Российской Федерации находятся на последней, четвертой стадии разработки. Скважины обводняются, пластовое давление снижается. Для поддержания требуемого уровня добычи скважины эксплуатируются способом форсированного отбора жидкости, в следствие чего происходит преждевременный прорыв газа с дальнейшей остановкой скважины из-за невозможности дальнейшей добычи. Анализ скважин, простаивающих в бездействии с «прорывом газа» позволяет сделать вывод о нерентабельности эксплуатации скважин на максимальном дебите.

Ключевые слова: месторождение нефти, форсированный отбор жидкости, прорыв газа, рентабельность эксплуатации.

Добыча нефти ежегодно растет, большая часть этой нефти добывается из традиционных источников. Для того, чтобы поддерживать требуемый уровень добычи скважины эксплуатируют способом форсированного отбора жидкости из скважин - на максимальных параметрах насосных установок штанговых глубинных насосов (увеличение числа качаний головки балансира станка-качалки, длины хода плунжера) и погружных электроцентробежных насосов (увеличение частоты установки).

Разработка и эксплуатация при помощи форсированного отбора жидкости закономерно приводит к раннему прорыву газа и воды в нефтяные добывающие скважины.

Основные факторы, предшествующие прорыву водной и газовых фаз:

1) залегание подошвенной воды; направление фронта вытеснения, параметр наклона пласта;

2) наличие участков (трещин и каналов) с высокой проницаемостью в трещинно-поровом коллекторе;

3) проницаемостную неоднородность залежи по зонам; вязкостную неустойчивость вытеснения; особенности сетки размещения нагнетательных и добывающих скважин;

Раннее обводнение пластов и скважин в результате проводимых компенсационных мероприятий (направленных на увеличение добычи нефти) косвенно приводит к снижению текущего коэффициента извлечения нефти (КИН) (вода добывается, затем закачивается в систему поддержания пластового давления, как бы циркулируя, из-за снижения коэффициента вытеснения в пласте образовывается значительная доля остаточной нефти), к дополнительным издержкам, связанным с подъёмом флюида до устья скважины, транспортировкой, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объёмов воды. Также появляется необходимость ускоренного ввода новых скважин, проведением ГТМ для увеличения КИН.

Проблематика разработки скважин с влиянием газа имеет место быть на Киенгопском газонефтяном месторождении, возникают осложнения при эксплуатации глубинно-насосного оборудования, газосепараторы неэффективны, ремонтно-изоляционные работы кратковременны, скважины простаивают из-за невозможности эксплуатации оборудования в условиях большого содержания газа.

При общем фонде 415 добывающих скважин 134 (32 %) работают нестабильно, 34 были выведены в бездействующий фонд по причине невозможности работы глубинно-насосного оборудования в результате прорыва газа из газовой шапки. Значительный объём ремонтно-изоляционных работ, выполненный стандартными методами (РИР газа цементом), не был эффективен из-за низкого процента успешных операций и кратковременного эффекта до повторного прорыва газа.

Остаточные запасы составляют 631,189 тысяч тонн, в результате простаивания данных скважин снижается конечная прибыль Компании.

Для примера рассмотрим скважину 360 Киенгопского газонефтяного месторождения: - скважина эксплуатируется ЭЦН-2А габаритом с глубиной спуска 1210 метров, верейский пласт. В августе 2021 года частоту установки ЭЦН держали на уровне 170 герц с динамическим уровнем в среднем 680 метров.

Таблица 1. Скважины Киенгопского газонефтяного месторождения, остановленные по причине «прорыв газа»

№ скважин	Месторождение	Причина остановки/вывода в б/д	Остаточные запасы (тыс. тонн нефти)	Дебит скв (тонн нефти)
491	Киенгопское	прорыв газа	18,562	4,15
218	Киенгопское	прорыв газа	48,248	4,75
820	Киенгопское	прорыв газа	51,167	5,3
731	Киенгопское	прорыв газа	16,542	3,4
513	Киенгопское	прорыв газа	7,552	2,7
741	Киенгопское	прорыв газа	51,917	3,9
788	Киенгопское	прорыв газа	65,497	3,3
342	Киенгопское	прорыв газа	5,022	2,2
375	Киенгопское	прорыв газа	43,199	3,1
565	Киенгопское	прорыв газа	10,162	3,8
764	Киенгопское	прорыв газа	38,366	10,71
751	Киенгопское	прорыв газа	36,145	4,54
539	Киенгопское	прорыв газа	25,954	7,8
906	Киенгопское	прорыв газа	44,329	5
410	Киенгопское	прорыв газа	47,432	12,21
568	Киенгопское	прорыв газа	18,161	7,7
320А	Киенгопское	прорыв газа	45,199	3,8
434	Киенгопское	прорыв газа	22,642	4,55
474	Киенгопское	прорыв газа	35,093	2,71
Итого:			631,189	103,12

Ме	Парам/	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Скв. 360, Киенгпское	август 2021	Qж ТМ,	49	47	49	47	48	47	48	48	47	47	48	47	48	51	50	51	51
	Qж,	49	45	47	49	48	45	48			47	47	48	48	48		48	50	50
	Обв, %			5			5			5			5				5		
	Qн,	41.24	37.87	39.55	41.24	40.40	37.87	40.40	40.40	40.40	39.55	39.55	40.40	40.40	40.40		40.40	42.08	42.08
	Нд,	633			679	646	675						673			664	689	686	
	Нд, м	633			679	646	675						673			664	689	686	
	Рзатр	19.9			19.4	19.1	20						19.3			19	20	19.5	
	Рзатр,	19.9			19.4	19	20						19.3			19	20	19.5	
	Рлин,	19		19		17	19						20		19		18	18	
	Рбуф,	19		19		17	19						20		19		18	18	
	Прим						Нд=							ПТХ					
	I, А	14.9	14.7	14.6	14.7	15	14.9	14.6	14.6	14.8	14.9	14.8	15	14.8	14.8	14.8	14.8	15.3	15.3
	Загр	57				56	55.9						56				56		
	F, Гц	170				170	170						170				170		

Рис. 1. Параметры работы скважины 360 Киенгпского газонефтяного за период 01.08.21-17.08.21 г.

В целях получения дополнительной добычи нефти увеличили частоту установки с помощью частотно-регулируемого привода до 175 герц, тем самым снизили динамический уровень до 794 метров.

Ме	Парам/	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Скв. 360, Киенгпское	август 2021	Qж ТМ,	54	54	57	57	54	58	57	58	57	57	56	56	57	
	Qж,	50	54	54	58	57	57	57	57	57	57		56	56	56	
	Обв, %	5				5				5			5			
	Qн,	42.08	45.45	45.45	48.81	47.97	47.97	47.97	47.97	47.97	47.97	47.97	47.13	47.13	47.13	
	Нд,		687										794			
	Нд, м		687										794			
	Рзатр		19.3										20.4			
	Рзатр,												20.4			
	Рлин,	18		18	17	17	18			18						
	Рбуф,	18		18	17	17	18			18						
	Прим	уста		ГО	Нди		Нди						ПТХ			
	I, А	15.3	15.1	15.4	15.7	15.1	15.2	15.1	14.9	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	14.9	14.8
	Загр	58		59	58	57	57									
	F, Гц	175		175	175	175	175									

Рис. 2. Параметры работы скважины 360 Киенгпского газонефтяного месторождения за период 18.08.21-31.08.21 г.

Видя эффект от увеличения частоты и роста дебита по нефти принято решение об увеличении частоты ещё на 5 герц.

Ме	Парам/	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
сентябрь 2021	Qж ТМ,	59	58	52	35	81	39	59	59	54	50	38
	Qж,	58	58	58		58		59	59	54	50	
	Обв, %	8		8			8					
	Qн,	47.27	47.27	47.27		47.27	47.27	48.09	48.09	44.01	40.75	
	Нд					1029						
	Нд, м					1029						
	Рзатр					28						
	Рзатр,					28						
	Рлин	21	20	20	20	20	20	20	21	21	21	21
	Рлин,		17		21	28	20	20		20	25	
	Рбуф,		17		21	28	20	20		20	25	
	Прим		МДД		ГО	Рабо	Опр				Согл	сорв
	Скв. 360, Киегнопское	I, А	16.2	16.2	13.9	15.8	13.9	16.6	16.6	16.5	15.3	15.3
Загр			59	61		60	60	61		61	61	
F, Гц			178	180		180	180	180		180	185	

Рис. 3. Параметры работы скважины 360 Киегнопского газонефтяного месторождения за период 20.09.21-30.09.21 г.

Получено снижение динамического уровня до 1029 метров и резкий рост затрубного и линейного давления. Именно в этот момент при резком снижении забойного давления ниже давления насыщения произошло выделение газа из жидкости.

Далее установка работала нестабильно, с постоянными остановками по ЗСП (защита от срыва подачи) по причине влияния газа на установку электроцентробежного насоса.

10.11.2021г. при очередном росте линейного и затрубного давления было принято решение произвести гидродинамическое исследование – отжим динамического уровня для определения забойного давления на скважине при наличии высокого газового фактора.

Установлен автоматический акустический уровнемер на затруб устьевой арматуры. За 86 минут с закрытым перепускным клапаном устьевой арматуры в затрубном пространстве произошёл рост давления с 30,4 до 38 атмосфер с последующим срывом подачи установки электроцентробежного насоса.

Был выявлен расход газа в затрубном пространстве, он составил 2964 м³/сут, при дебите жидкости 48 м³/сут.

Интерпретация отжима динамического уровня показала: большое содержание свободного газа в насосе – 41 %. Текущее забойное давление 55 атм, что меньше целевого забойного давления, равного 80 атм.

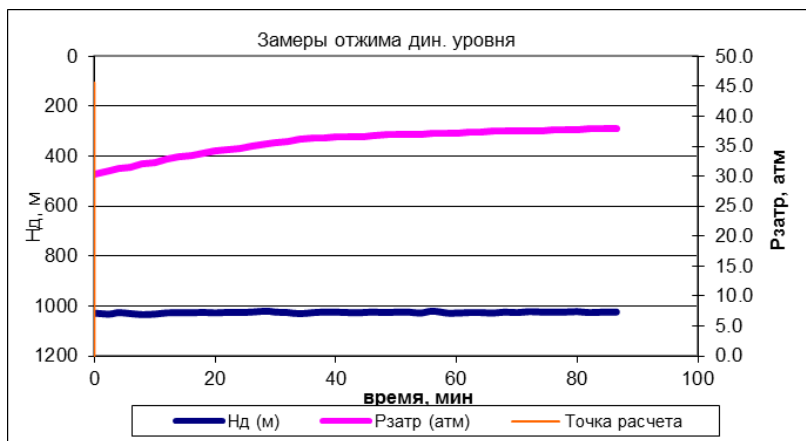


График 1. Замеры отжима динамического уровня скважины 360 Киенгопского газонефтяного месторождения

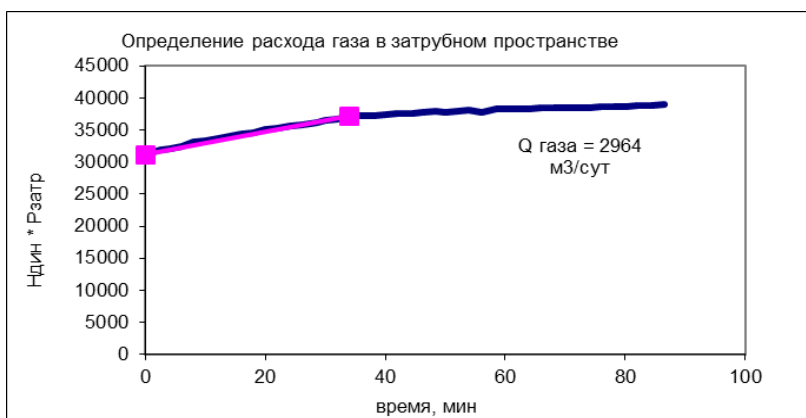


График 2. Определение расхода газа в затрубном пространстве скважины 360 Киенгопского газонефтяного месторождения

Так же одной из проблем выделения газа из нефти является охлаждение потока жидкости в насосно-компрессорных трубах и выкидной линии. Скважина осложнена наличием асфальтосмолопарафиновых веществ. При охлаждении добываемого флюида происходит кристаллизация парафинов с последующим откладыванием на оборудовании, что затрудняет дальнейшую эксплуатацию и приводит к дополнительным затратам на обработку глубин-

но-насосного оборудования горячей нефтью с применением агрегата для депарафинизации скважин.

Необходимо отметить и негативное влияние газа на наземное оборудование таких как трубопроводы, групповые замерные установки. Содержание в газе различных соединений как сероводород и углекислый газ приводит к ускоренной коррозии.

Как показывают промысловые исследования разработки газонефтяных месторождений, отличающихся литологической однородностью пластов, основной причиной заблаговременного прорыва газа в скважины является конусообразование [1].

Именно это является причиной ухудшения условий разработки нефтяных скважин (высокий газовый фактор, низкий дебит по нефти и т.п.). Недопущение процесса конусообразования может увеличить конечную нефтотдачу пласта.

Конусообразованием называется процесс продвижения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины[2].

Причина вышеуказанного процесса - преждевременное движение подошвенных вод или газа из газонефтяного контакта к интервалам перфорации добывающей скважины при применении форсированного метода отбора пластовой жидкости. Это ведёт к значительному снижению коэффициента продуктивности скважин вследствие падения характеристики фазовой проницаемости по нефти, и в результате уменьшению КИН. [3].

На рисунке 4 схематически изображён механизм конусообразования, когда вскрывается небольшой интервал с наличием газовой шапки вблизи подошвы нефтяной фазы. Изначально, до снижения давления на забое скважины, идёт добыча нефти с минимальным выделением газа. Положение газонефтяного контакта отражает распределение градиента давления, необходимого для продвижения нефти. Толщина продуктивного нефтяного пласта отвечает расстоянию от точки контакта до подошвы на значительном удалённости от скважины на периферию пласта.

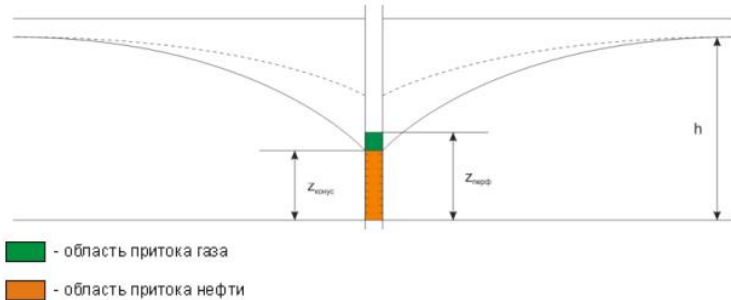


Рис.4 Конусообразование для вертикальной скважины

Увеличение дебита нефти достигается с помощью форсированного отбора пластовой жидкости путём увеличения параметров откачки насосных установок. В случае эксплуатации скважины погружным электроцентробежным насосом увеличивается частота установки с помощью станции управления с частотно-регулируемым приводом, при добыче с помощью штангового глубинного насоса производится увеличение длины хода плунжера и числа качаний балансира в минуту.

В связи с этим перепад давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности газонефтяного контакта к скважине. При определённом значении дебита перепад давления у контакта поверхности скважины возрастает условно до бесконечности и происходит мгновенный прорыв газа в нефтедобывающую скважину. Дебит, достигаемый при таком условии называют критическим (предельным).

Если дебит скважины не достигает критического значения, то преждевременное обводнение (или прорыв газа) произойдёт лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счет общего поднятия водонефтяного контакта или снижения газонефтяного контакта вследствие снижения пластового давления (истощения залежи). Значение критического дебита зависит от нескольких условий: относительного вскрытия продуктивной части пласта и физико-химических свойств добываемой газожидкостной смеси и разрабатываемого пласта.

Необходимо понимать и прогнозировать (рассчитывая критический дебит), что эксплуатация скважин с максимально возможным (потенциальным) дебитом значительно увеличивает экономические затраты, так как верхний газ из газовой шапки или вода из аквифера быстро прорываются в скважину и начинается совместный приток нефти и воды или нефти и газа. В настоящее время это никак не прогнозируется, фиксируется лишь мгновенный эффект от увеличения дебита нефти без учёта будущих проблем с прорывом газа/воды с последующими затратами на транспортировку по трубопроводам, переработку добываемого газа на установках подготовки нефти, подъём глубинно-насосного оборудования и проведением геологических мероприятий по минимизации газопроявлений путём ремонтно-изоляционных работ, отличающихся малой эффективностью и продолжительностью, либо выводом скважин в бездействующий фонд.

Список использованной литературы

1. <https://cyberleninka.ru/article/n/izolyatsionnye-tehnologii-ogranicheniya-gazopritokov-v-neftyanyh-skvazhinah-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri/viewer>

2. Ahmed, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 2000
3. Салаватов Т.Ш., Гариб Аль Саид. Прогнозирование конусообразования воды и газа в горизонтальных скважинах. Баку : Нефтегазовый бизнес – Азербайджанская государственная нефтяная академия, 2009.

CAUSES OF INEFFICIENCY OF FORCED METHOD OF LIQUID SELECTION FROM WELLS WITH GAS INFLUENCE

A. O. Busygin, 2st year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, nihogio@gmail.com

S. Y. Borhovich, candidate of Engineering Sciences, docent, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, SYBorhovich@udsu.ru

Abstract. Oil production around the world is growing every year. However, most oil and gas fields in the Russian Federation are at the last, fourth stage of development. Wells are flooded, plastic pressure drop. For the required level of well production, forced fluid withdrawal methods are used, as a result of which an emergency gas breakthrough occurs with a further shutdown of the well due to the impossibility of further production. An analysis of wells idle in inactivity with "gas breakthrough" allows us to conclude that the operation of wells with a high flow rate is unprofitable.

Keywords: oil field, forced liquid withdrawal, gas breakthrough, profitability of operation.

References

1. <https://cyberleninka.ru/article/n/izolyatsionnye-tehnologii-ogranicheniya-gazopritokov-v-neftyanyh-skvazhinah-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri/viewer>
2. Ahmed, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 2000
3. Salavatov T.Sh., Ghareeb Al Sayeed. Prediction the behavior of water and gas coning in horizontal wells. Baku : Oil and Gas Business. – Azerbaijan State Oil Academy, 2009.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

А. О. Бусыгин, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, nihogio@gmail.com

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент каф. РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, SYBorhovich@udsu.ru

Аннотация. Большинство нефтяных месторождений в Российской Федерации находятся на последней, четвёртой стадии разработки. Скважины обводняются, пластовое давление снижается. Для поддержания требуемого уровня добычи увеличивается закачка в системе поддержания пластового давления (ППД) и скважины эксплуатируются способом форсированного отбора жидкости, вследствие чего происходит преждевременный прорыв газа или воды с дальнейшей остановкой скважины из-за невозможности/нерентабельности дальнейшей эксплуатации. Анализ разработки нефтяных месторождений на поздней стадии позволяет сделать вывод о возникающих проблемах и путях их решения в целях продолжения рентабельной эксплуатации месторождений.

Ключевые слова: месторождение нефти, поздняя стадия разработки, прорыв газа, рентабельность эксплуатации.

Большинство месторождений в Российской Федерации находятся на заключительной, четвёртой стадии разработки, характеризующийся постепенным снижением дебитов скважин. Снижается пластовое давление и, как следствие, активно эксплуатируется система ППД, по которой увеличивается закачка жидкости в пласт через нагнетательные скважины. Так же одним из путей поддержки уровня добычи на проектном уровне является снижение забойного давления скважины путём увеличения параметров откачки насосного оборудования.

Как увеличение закачки по нагнетательным скважинам, так и увеличение отбора жидкости по добывающим скважинам ведёт к негативным последствиям в виде снижения коэффициента извлечения нефти по месторождениям:

- 1) Существующая система ППД вследствие макронеоднородности пластов образует высокопромытые участки «нагнетательная – добывающая скважина» (рис. 1), в результате чего остаётся огромная доля остаточной нефти, неохваченная заводнением вследствие меньшей проницаемости данных участков.
- 2) Форсирование отбора жидкости по добывающим скважинам, реализуемое с помощью увеличения перепада давления на забое путём увеличения пара-

метров откачки насосного оборудования (увеличение частоты погружного электроцентробежного насоса, увеличение длины хода плунжера, числа качаний головки балансира штангового-глубинного насоса) ведёт к прорыву газа вследствие конусообразования (процесс движения газа из газовой шапки к интервалам перфорации нефтяной скважины)[2] с последующей остановкой скважины в виду невозможности эксплуатации со стороны насосного оборудования и инфраструктуры установок подготовки нефти (добываемый газ необходимо куда-то утилизировать, он способствует ускоренной коррозии трубопроводов, так же товарная нефть не подходит по ГОСТ по причине высокого содержания сероводорода в добываемом газе).

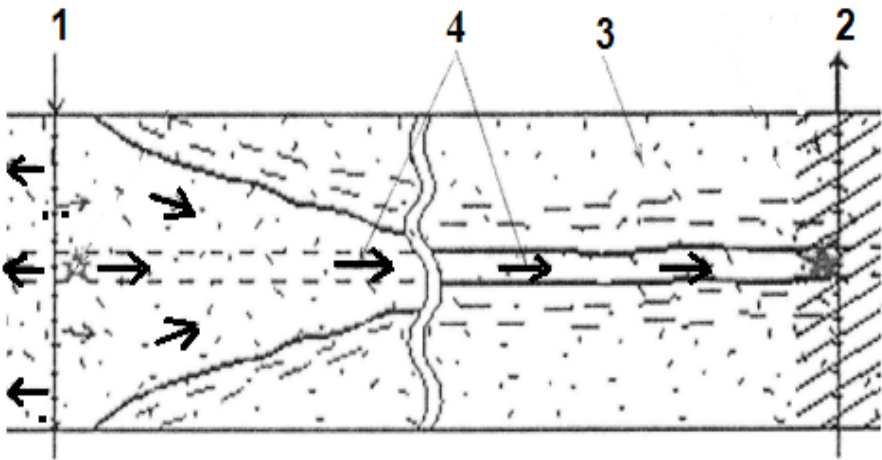


Рис. 1. Схема высокопромытого участка «нагнетательная – добывающая скважина» [1]

На Рис. 1 на разрезе по линии скважин №1 и №2 показана схема высокопромытого участка эксплуатируемого пласта, где:

- 1 - нагнетательная скважина;
- 2 - добывающая скважина;
- 3 - объект эксплуатации;
- 4 - направленная нагнетаемая вода по наиболее проницаемому участку.

На примере Киенгопского газонефтяного месторождения - при общем фонде 415 добывающих скважин 134 (32 %) работают с негативным влиянием газа на глубинно-насосное оборудование (ГНО), 34 скважины были выведены в бездействующий фонд по причине невозможности работы ГНО из-за срыва подачи и инфраструктурных ограничений объектов подготовки нефти

в результате прорыва газа к интервалам перфорации. Значительный объем ремонтно-изоляционных работ, выполненный стандартными методами (РИР газа цементом), не был эффективен из-за низкого процента успешных операций и кратковременного эффекта до повторного прорыва газа.

Таблица 1. Скважины Киенгопского газонефтяного месторождения, остановленные по причине «прорыв газа»

№ скважин	Месторождение	Причина остановки/вывода в б/д	Остаточные запасы (тыс. тонн нефти)	Дебит скв (тонн нефти)
491	Киенгопское	прорыв газа	18,562	4,15
218	Киенгопское	прорыв газа	48,248	4,75
820	Киенгопское	прорыв газа	51,167	5,3
731	Киенгопское	прорыв газа	16,542	3,4
513	Киенгопское	прорыв газа	7,552	2,7
741	Киенгопское	прорыв газа	51,917	3,9
788	Киенгопское	прорыв газа	65,497	3,3
342	Киенгопское	прорыв газа	5,022	2,2
375	Киенгопское	прорыв газа	43,199	3,1
565	Киенгопское	прорыв газа	10,162	3,8
764	Киенгопское	прорыв газа	38,366	10,71
751	Киенгопское	прорыв газа	36,145	4,54
539	Киенгопское	прорыв газа	25,954	7,8
906	Киенгопское	прорыв газа	44,329	5
410	Киенгопское	прорыв газа	47,432	12,21
568	Киенгопское	прорыв газа	18,161	7,7
320А	Киенгопское	прорыв газа	45,199	3,8
434	Киенгопское	прорыв газа	22,642	4,55
474	Киенгопское	прорыв газа	35,093	2,71
Итого:			631,189	103,12

В результате простоя данных скважин снижается добыча нефти по месторождению, остаточные запасы составляют 631,189 тысяч тонн.

В результате анализа вышеуказанных проблем, возникающих при разработке нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии, были выявлены следующие пути их решения:

1) Системный подход к увеличению коэффициента охвата заводнением – остановка всех добывающих и нагнетательных скважин с наличием интерференции на разрабатываемом участке для выявления гидродинамических связей с последующей закачкой рабочего агента через нагнетательную скважину с целью закрытия (закупоривания) высокопромытых участков нагнетания для восстановления разрушенных продуктивных отложений месторождения между нагнетательными и добывающими скважинами и объединением разрозненных целиков нефти в единый гидродинамический объект [1].

2) Разработка фонда добывающих скважин при создании депрессии, не превышающей «критической», при которой происходит поступление газа из газовой шапки. В случае эксплуатации скважины при дебите, который не превышает «критического» значения, преждевременный прорыв газа произойдёт лишь при достижении вершиной конуса интервала перфорации за счёт снижения газонефтяного контакта вследствие снижения пластового давления (истощения залежи).

Однако, при расчёте экономической рентабельности при «безгазовом» дебите была выявлена нецелесообразность разработки при таком режиме. Произведён расчёт «критического» дебита скважины 820 Киенгопского газонефтяного месторождения, получен дебит 3,2 м³/сут, имея остаточные извлекаемые запасы по скважине 51,167 тысяч тонн нефти они будут отбираться 247 лет, что экономически нерентабельно.

3) Ввод боковых горизонтальных стволов с целью довыработки остаточных запасов нефти из участков пласта, неохваченных дренированием на скважинах с высокой обводнённостью.

Список использованной литературы

1. Пат. 2 768 785 Российская федерация, МПК E21B 43/00, E21B 33/13 Способ восстановления разрушенных месторождений нефти / Мустафин И.А., Мустафина Е.В., Мустафин И.И.; заявитель и патентообладатель Мустафин И.А. заявл. 24.03.21, опубл. 24.03.22, Бюл. №9. – 25 с.
2. Салаватов Т.Ш., Гариб Аль Саид. Прогнозирование конусообразования воды и газа в горизонтальных скважинах. Баку : Нефтегазовый бизнес – Азербайджанская государственная нефтяная академия, 2009.

PROBLEMS OF THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS AT THE LATE STAGE AND THE WAYS OF THEIR SOLUTION

A. O. *Busygin*, 2st year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

nihogio@gmail.com

S. Y. *Borhovich*, candidate of Engineering Sciences, associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

SYBorhovich@udsu.ru

Abstract. Most of the oil fields in the Russian Federation are at the last, fourth stage of development. The wells are flooded, reservoir pressure is reduced. In order to maintain the required production level, injection in the reservoir pressure maintenance system (RPM) is increased and the wells are operated by the method of forced fluid withdrawal, as a result of which there is a premature breakthrough of gas or water with further shutdown of the well due to the impossibility / unprofitability of further operation. An analysis of the development of oil fields at a late stage allows us to draw a conclusion about the emerging problems and ways to solve them in order to continue the profitable operation of the fields.

Keywords: oil field, late stage of development, gas breakthrough, profitability of operation.

References

- 1) Pat. 2 768 785 Russian Federation, IPC E21B 43/00, E21B 33/13 METHOD OF RECOVERY OF DESTROYED OIL FIELDS / Mustafin I.A., Mustafina E.V., Mustafin I.I.; applicant and patent holder Mustafin I.A. declared 03/24/21, published 03/24/22, Bulletin No. 9. – 25 pages
- 2) Salavatov T.Sh., Gharib Al Said. Prediction of water and gas coning in horizontal wells. Baku: Oil and gas business - Azerbaijan State Oil Academy, 2009.

УДК 622.276.6

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Н. В. Горбунова, студентка 1 курса

Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева Удмуртский государственный университет, 426034, г. Ижевск, Индустриальный район, ул. Университетская, 1., E-mail: qglw@bk.ru

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент каф. РЭНГМ,

Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева Удмуртский государственный университет, 426034, г. Ижевск, Индустриальный район, ул. Университетская, 1., E-mail: SYBorhovich@udsu.ru

Аннотация. В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в увеличении количества вводимых месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, повышении доли карбонатных коллекторов с высокой вязкостью нефти. Это обуславливает необходимость поиска, создания и промышленного внедрения новых технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта.

При разработке низкопроницаемых коллекторов одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В результате ГРПкратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобретения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков. [1]

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), низкопроницаемый пласт, проппант, месторождение, технология проведения, проницаемость, продуктивность.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а так же глинистыми и твердыми частицами. Эксплуатационные объекты X месторождения находятся на разных стадиях разработки, что обусловлено особенностями геологического строения, различными фильтрационно-емкостными характеристиками, свойствами нефти, так и спецификой разработки каждого объекта. Залежь

месторождения пластовая сводовая, которую слагают карбонатные породы, включающие в себя известняки и доломиты.

Запасы месторождения имеют не высокую степень выработки, обладают низкими коллекторскими свойствами. Для того чтобы облегчить условия притока применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта. На данном месторождении гидравлический разрыв пласта является наиболее эффективным методом воздействия на пласт и влияет не только на текущие показатели эксплуатации скважин, но и на конечную нефтеотдачу пласта.

Эффект гидравлического разрыва пласта достигается за счет:

– создания проводящего канала (трещины) через повреждённую (загрязнённую) зону вокруг скважины, с целью проникновения за границы этой зоны;

– распространения канала (трещины) в пласте на значительную глубину с целью дальнейшего увеличения производительности скважины;

– создания канала (трещины), который позволил бы изменить, повлиять на течение флюида в пласте.[2]

С учетом критериев подбора скважин для проведения ГРП, были выбраны три скважины №128, 192, 492 расположенные на нефтеносных пластах К и Пд с низким дебитом по нефти.

На всех трёх скважинах был применен метод кривой восстановления уровней (КВУ) так как скважины с низкими пластовым давлением, то есть нефонтанирующие. Длительность регистрации КВУ на скважинах производилась в течении месяца.

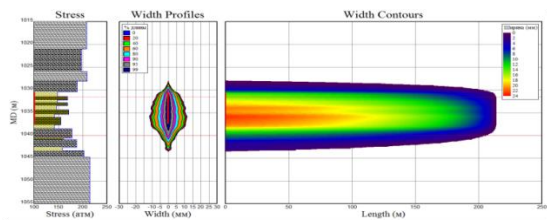
Таблица 1 - Результаты обработки КВУ по скважинам №128, 192, 492

№ скв.	Пластовое давление, МПа	Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Коэф. продуктивности м ³ /сут/МПа	Обводнённость продукции, %
128	7,02	5,1	17	3,55	69,9
192	3,72	2,7	4	1,75	32
492	6,62	3,5	7	1,64	50

После на основе полученных данных был разработан дизайн ГРП на каждую скважину. Основная цель разработки дизайна ГРП это – обеспечение большей управляемости гидроразрыва и перспектива увеличения дебита. Результаты моделирования представлены далее в табл. 2. [3]

Таблица 2 - Показатели дизайна ГРП по скважинам №128, 192, 492

Определяющий параметр	128	192	492
Тип скважины	нефтяная, добывающая	нефтяная, добывающая	нефтяная, добывающая
Пласт	Пд	К	К
Тип проппанта	PTProp 16/20	Borovichy 16/20	Borovichy 16/20
Масса проппанта, т	12,8	25	30
Тип жидкости	водный гель	WGM-46 3 кг/м ³	WGM-46 3 кг/м ³
Давление ГРП, атм	276	197,1	204
Скорость закачки основной работы, м ³ /мин	3,5	3,5	3,5
Длина трещины – созданная, м	87,2	191,1	135,0
Длина трещины - закрепленная, м	85,8	191,0	134,7
Высота трещины, м	11,5	12,1	24,1
Закрепленная высота (прод. зона), м	8,1	4,5	5,0
Закрепленная ширина (прод. зона) – сред., мм	4,4	4,4	3,9
Безразм. проводимость трещины (прод. зона)	15,29	4,68	5,82
Коэфф. общей фильтрации, мД	301,1	301,1	301,1
Время закрытия, мин	14,9	30,2	65,1
Пластовое давление, атм	103	117	107
Забойное давление, атм	40	50	50
Дебит воды, м ³ /сут	10,6	5,5	4,1
Дебит нефти, т/сут	4,6	5,0	6,0



Пропед Width Profiles

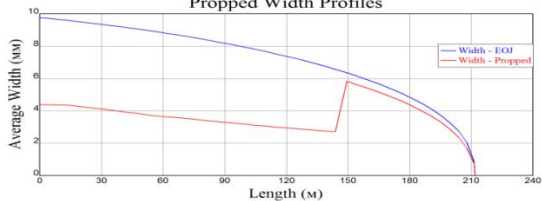
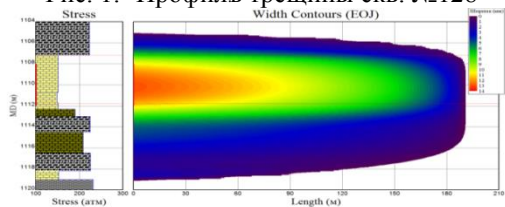


Рис. 1.- Профиль трещины скв. №128



Пропед Width Profiles

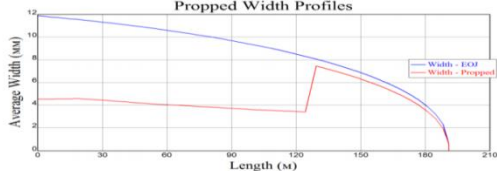
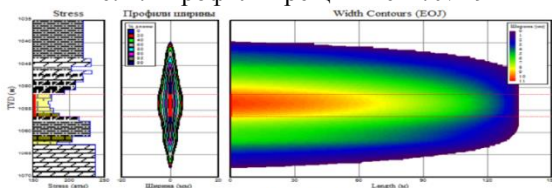


Рис. 2.- Профиль трещины скв. №192



Пропед Width Profiles

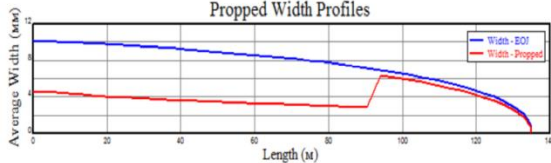


Рис. 3. Профиль трещины скв. №492

Метод ГРП заключается в создании проводящего канала через повреждённую (загрязнённую) зону вокруг скважины, с целью проникновения за границы этой зоны. В результате происходит изменение модели притока жидкости, образуется прямолинейный поток, увеличивается радиус скважины, который приближается к границам радиуса контура питания, за счет чего снижается фильтрационное сопротивление и происходит рост градиента давления, в результате чего увеличивается проницаемость. [4]

На скважине №128 ГРП было проведено в марте 2019г, на скважине №192 в апреле 2019г, на скважине №492 в августе 2019г. Результаты ГРП приведены в таб. 3.

Таблица 3. Увеличения дебита скважин после проведения ГРП за 3 года

№ скв.	до ГРП 2018г.		после ГРП					
			2019г.		2020г.		2021г.	
	Qн, т/год	Qж, т/год	Qн, т/год	Qж, т/год	Qн, т/год	Qж, т/год	Qн, т/год	Qж, т/год
128	1 488	6 390	3 347	9 230	3 006	8 460	2 741	7 630
192	82	860	1 806	3 360	1 250	2 420	1 059	1 650
492	64	750	1 206	2 690	1 024	2 130	891	1 430

После проведения ГРП согласно получившемуся увеличению дебита можно сказать, что данный метод интенсификации притока нефти на данных скважинах эффективен, после проведения ГРП общая добыча со всех трёх скважин в течении 3-х лет составила 55 330 тонн, из которых 16 330 тонн нефти и 39 000 тонны жидкости. Следовательно, дебит каждой скважины увеличится в несколько раз.

Рассчитав экономический эффект, учитывая эксплуатационные затраты, налог на добычу полезных ископаемых с дебита в 16 330 тонн нефти, чистая прибыль составит **83 203** тыс. руб.

Выводы: На X месторождении остаточные запасы нефти приурочены в основном к неоднородным и низкопроницаемым коллекторам. Гидравлический разрыв пласта в настоящее время является одним их эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин низкопроницаемых коллекторов. Промысловая практика показывает, что дебиты скважин после гидроразрыва увеличиваются в среднем по каждой скважине на 50%. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из удаленных изолированных от скважины до разрыва пласта продуктивных зон.

Список использованной литературы

1. Ю. П. Желтов и С.А. Христианович: «О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта», 1955, с. 3-41
2. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986 – 165 с.
3. Отчеты о проведения гидравлического разрыва пласта ЗАО «СП «МеКаМиннефт»
4. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 1967 – 139 с.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING AT THE FIELD OF LLC LUKOIL-PERM

N. V. Gorbunova, 1st year student,

Oil and Gas Institute named after. M.S.Gutseriev Udmurt State University, 426034, Izhevsk, Industrial district, st. Universitetskaya, 1., E-mail: qglw@bk.ru

S. Yu. Borhovich, Ph.D., associate Professor,

Oil and Gas Institute named after. M.S.Gutseriev Udmurt State University, 426034, Izhevsk, Industrial district, st. Universitetskaya, 1.,

E-mail: SYBorhovich@udsu.ru

Abstract. In recent years, the oil industry has seen a steady trend towards a deterioration in the structure of oil reserves, which is manifested in an increase in the number of commissioned fields with complicated geological and physical conditions, an increase in the proportion of carbonate reservoirs with high oil viscosity. This necessitates the search, creation and industrial implementation of new technologies for influencing the formation and the bottomhole formation zone.

When developing low-permeability reservoirs, one of the effective methods for increasing the productivity of wells that open reservoirs and increasing the rate of oil recovery from them is hydraulic fracturing (HF). As a result of hydraulic fracturing, the production rate of production wells or the injectivity of injection wells increases manifold due to a decrease in hydraulic resistance in the bottomhole zone and an increase in the filtration surface of the well, as well as an increase in the final oil recovery due to the inclusion of poorly drained zones and interlayers in the development. [1]

Keywords: hydraulic fracturing (HF), low-permeability formation, proppant, field, technology, permeability, productivity.

References

- 1 Yu.P. Zheltov, S.A. Khristianovich: «On the hydraulic fracturing of an oil-bearing formation», 1955, p. 3-41
- 2 Usachev P.M. Hydraulic fracturing. M.: Nedra, 1986 - 165 p.
- 3 Reports on hydraulic fracturing of CJSC «SP «MeKaMineft»
- 4 Melikberov A.S. Theory and practice of hydraulic fracturing. Moscow: Nedra, 1967 - 139 p.

УДК 622.276

НАНОТЕХНОЛОГИЯ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ*Э. Дасу¹, М. Ал-Шаргаби²*

студенты 1 курса магистратуры, 1 курса аспирантуры
Национальный Исследовательский Томский Политехнический
университет. e-mail: de01@tpu.ru, al_shargabi@tpu.ru.

Аннотация. Основные проблемы, стоящие перед добычей нефти на/после второй стадии разработки, включают улавливание нефти водой и высокую подвижность воды. В результате чего, в настоящее время ключевым решением в увеличении добычи нефти при достижении третьей стадии разработки считают методы увеличения нефтеотдачи (МУН). К сожалению, МУН по-прежнему имеет свои недостатки, в том числе деградацию реагентов (полимеров и ПАВ), используемых в пластовых условиях, большие требуемые объемы реагентов и их высокую стоимость. В последняя, ученые пришли к исследованию возможности применения нанотехнология для повышения эффективности МУН. Нанотехнология - это развивающаяся технология, которая коренным образом имела направление различных применений в различных областях. В нефтяной области это изменение можно объяснить уникальными свойствами наноматериалов, включая высокое отношение поверхности к объему, контроль смачиваемости и снижение межфазного натяжения. С этой целью использование наноматериалов для повышения нефтеотдачи является очень привлекательной, но сложной задачей. Данный краткий обзор посвящен изучению влияния различных добавок наноматериалов на процесс МУН, а также на предлагаемые механизмы.

Ключевые слова: нанотехнология, методы увеличения нефтеотдачи, поверхностно-активные вещества, полимер, наножидкости, наночастицы.

Несмотря на увеличение инвестиций в возобновляемые источники энергии, все эти ресурсы оказались не в состоянии, чтобы справиться с растущим спросом на энергию. Следовательно, нефть остается главным энергетическим ресурсом в настоящее время. Таким образом, очень важно добиться максимального извлечения нефти, прежде чем отказываться от существующих скважин в пользу новых разведанных месторождений. Широко известно, что около двух третей добываемой нефти от общего количества начальных запасов нефти достигается за счет третичных методов нефтедобычи. Однако из-за роста цен на химикаты и снижения цен на нефть после недавней нефтяной рецессии нанотехнологии широко используются в лабораторных мас-

штабах для повышения эффективности МУН и повышения их рентабельности. Использование наноматериалов в тепловых и химических МУН становится передовой технологией [1].

В отличие от сыпучих материалов, наночастицы (НЧ) имеют высокое отношение поверхности к объему и оборванные связи, что делает их более реакционноспособными, чем сыпучие аналоги. Кроме того, большинство НЧ, используемых в МУН, экологически безопасны и совместимы с пластом-коллектором. Например, НЧ кремнезема состоят из диоксида кремния, который является основным компонентом песчаника, из которого состоит большинство нефтеносных коллекторов. К тому же, из-за небольшого размера НЧ, который колеблется от 1 до 100 нм, они могут легко размножаться в пористой среде и циркулировать в стабильной суспензии с низким удерживанием или без него. Более того, малый размер наночастиц способствует их прохождению в узких порах, не задерживаясь и не вызывая снижения проницаемости. Благодаря своим уникальным свойствам наноматериалы исследуются во многих аспектах для решения актуальных задач нефтегазовой отрасли [2]. Наноматериалы вызвали большой интерес, в основном, в области тепловых и химических МУН из-за их способности улучшать традиционные методы в качестве добавок или посредством заводнения наножидкостью [3]. В данной статье обсуждается стабильность наночастиц как один из важнейших параметров, влияющих на успешность распространения НЧ в пористых средах. К тому же, рассматриваются различные варианты использования НЧ в тепловых и химических МУН, а также наиболее распространенные типы НЧ, используемые в каждом механизме [1,4,5].

Наножидкости в МУН

Наножидкости или умные жидкости представляют собой суспензию частиц размером менее 100 нм в небольших объемных долях до базовой жидкости (любой жидкости, такой как нефть, вода и газ). Наножидкости образуются путем добавления НЧ в воду (или) соляной раствор. Традиционная добыча нефти тепловыми, газовыми и химическими методами эффективна, но имеет много недостатков, таких как высокая стоимость процесса, меньшее вымывание нефти из скального субстрата, утечка тепла в нежелательные слои, неблагоприятный коэффициент подвижности, отложение асфальтенов и т.д. Поэтому крайне необходимы рентабельные, экологически безопасные МУН [6].

В наножидкостях наночастицы образуют клиновидную пленку за счет давления, создаваемого в закачиваемых жидкостях. Преимуществами наножидкостей являются снижение межфазного натяжения, регулировка смачиваемости, увеличение вязкости закачиваемых жидкостей по сравнению с нефтью в пласте, теплопроводность и предотвращение осаждения асфальте-

нов. Наножидкости могут быть использованы в широком спектре методов, таких как бурение, цементирование и МУН [7].

Таблица 1. Наножидкости в МУН

Наножидкости	КИН, %	Примечания	Ссылка
Al_2O_3	--	Песчаник Berea, оксид алюминия Nps неустойчивый в солевом растворе, за счет добавления поливинилпирролидона (PVP) повышает стабильность наножидкости, что является благоприятным фактом для МУН	[10], [11]
Оксид меди (II) (CuO)	71%	Песчаный камень Berea (полидиметилсилоксан (ПДМС)) и CO_2 , используемые во время МУН, могут значительно увеличить вязкость CuO наножидкостей при одновременном снижении вязкости нефти	[12]
Оксид железа, (Fe_2O_3/Fe_3O_4)	82.5%	Частицы оксида железа могут быть законным МУН за счет эффективного снижения вязкости, когда в качестве диспергирующего агента выбрано дизельное топливо	[13]
Оксид никеля (Ni_2O_3)	85%	Гидрофильный оксид металла. Более эффективен, чем наночастицы оксида железа, высокая добыча при использовании солевого раствора	[13]
Оксид магния (MgO)	--	Контроль миграции миграции мелких частиц, раствор наночастиц этанола и оксида магния позволяет снизить вязкость нефти. Наночастицы MgO являются слабыми реагентами для МУН в песчаниковых резервуарах	[13]
TiO_2	80%	Отложение НЧ TiO_2 на пористой поверхности породы снижает межфазное натяжение между нефтью и солевым раствором, Преобладающим механизмом является изменение смачиваемости	[11]

Более высокая производительность в изменении смачиваемости породы по сравнению с ПАВ/полимером. Это связано с легким потоком наночастиц (диаметр <100 нм), который намного меньше, чем пористая среда горных пород (размер пор 1 мкм) [1,3,6]. Экспериментальное исследование Сулейманова и его сотрудников доказало, что наножидкости, содержащие водную суспензию наночастиц цветных металлов и анионного сульфоната ПАВ - алкиларилсульфонат натрия, смогли повысить эффективность вытеснения нефти на 35% по сравнению с эффективностью, полученной с использованием только раствора ПАВ. Рустай и др. [8] исследовали особый тип НЧ под названием поликремний, которые являются очень перспективными материалами и будут использоваться в ближайшем будущем в увеличении нефтеотдачи пластов. Они использовали гидрофобный и липофильный поликремний и естественно влажный поликремний - три типа поликремниевых НЧ, используемых в соответствии с условиями смачиваемости пласта в качестве агентов МУН в водно-влажных породах песчаника. Нанофлюиды, как гидрофобный и липофильный поликремний, так и естественно влажный поликремний, улучшают нефтеотдачу за счет снижения межфазного натяжения и изменения смачиваемости до менее смачиваемого водой состояния. НЧ естественно влажного поликремния, гидрофобного и липофильного поликремния оказывают более сильное влияние на смачиваемость горных пород и большее влияние на снижение межфазного натяжения нефть-вода соответственно. Заргарталеби и др. [9] сообщили в своих экспериментах, что гидрофильные и частично гидрофобные наночастицы кремнезема способны улучшать характеристики ПАВ-додецилсульфата натрия во время затопления. При добавлении НЧ наблюдается, что адсорбция ПАВ значительно снижается и приводит к поршнеподобному поведению потока по всей пористой среде, что повышает эффективность вытеснения.

Основные выводы

На основании проведенного литературного обзора сформированы следующие выводы:

1. Синтез наночастиц может быть осуществлен с помощью различных методов. Тем не менее, массовое производство необходимых наночастиц и наличие наземного оборудования, стабильность производимого объема и контроль размера частиц являются одними из важных вопросов, которые необходимо решать в любом промышленном применении.
2. Стоимость является важным фактором при приобретении высокотехнологичных систем управления, чтобы избежать или снизить любые риски, связанные с характером условий реакции при высоком давлении и температуре. Поскольку реакционная среда является пористой, транспортное поведение наночастиц внутри пористой среды, склонность к осаждению на поверхности

и последующее нарушение проницаемости, а также перепад давления в среде являются весьма важными факторами при применении на месте. Наряду с экспериментальными исследованиями проведено математическое моделирование проникновения наночастиц, а также кинетика реакции внутривластовой тяжелой нефти внутри целевых сред в условиях реакции.

3. Присутствие наночастиц внутри пористой среды и обеспечение соответствующих условий реакции с необходимыми элементами, включая водород, привело бы к увеличению нефтеотдачи, а также к значительному повышению качества, что указывает на очень многообещающее будущее для внедрения наночастиц на месте. Кроме того, жидкости на основе наночастиц могут быть успешно использованы для изменения смачиваемости коллектора от состояния смачивания нефтью до состояния смачивания водой. Закачка наножидкостей в пористые среды приводило к ингибированию агломерации, осаждению и отложения асфальтенов на поверхности горных пород и, следовательно, к повышению нефтеотдачи пластов.

4. Однако экологические проблемы должны быть тщательно изучены, чтобы снизить любые связанные с ними риски, связанные с массовым использованием наночастиц. В этом отношении, добыча и повторное использование наночастиц может быть очень выгодным с точки зрения экономии и экологичности.

Список использованной литературы

1. Al-Shargabi M., The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry, Society of Petroleum Engineers. (2019) 196–198. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42963515>.
2. M.Y. Rezk, N.K. Allam, Impact of Nanotechnology on Enhanced Oil Recovery: A Mini-Review, Industrial & Engineering Chemistry Research. 58 (2019) 16287–16295. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b03693>.
3. J. Mariyate, A. Bera, Recent progresses of microemulsions-based nanofluids as a potential tool for enhanced oil recovery, Fuel. 306 (2021) 121640. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2021.121640>.
4. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D., Rukavishnikov V., Minaev K, Carbon Dioxide Applications for Enhanced Oil Recovery Assisted by Nanoparticles: Recent Developments, (2022). <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>.
5. M. Al-Shargabi, S. Davoodi, D.A. Wood, A. Al-Musai, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev, Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review, Journal of Molecular Liquids. (2022) 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>.
6. H. ben Mahmud, W.M. Mahmud, M.U. Shafiq, M. Ermila, Z. Bennour, S. Elma-brouk, Application of Nanotechnology in Enhanced Oil Recovery, (2022) 89–113. https://doi.org/10.1007/978-981-16-6022-1_5.

- 7.А.-Ш. Мохаммед, А.Т. Саллам, Д. Шадфар, Анализ предупреждения возникновения прихватов бурильных труб, n.d. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47375458&>.
- 8.A. Maghzi, R. Kharrat, A. Mohebbi, M.H. Ghazanfari, The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery, *Fuel*. 123 (2014) 123–132. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2014.01.017>.
- 9.S. Li, L. Hendraningrat, O. Torsæter, Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2 Phase Flow Experimental Studies, (2013) pp-350-00212. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-PDB.350.IPTC16707>.
- 10.A. Esfandyari Bayat, R. Junin, A. Samsuri, A. Piroozian, M. Hokmabadi, Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures, *Energy and Fuels*. 28 (2014) 6255–6266. https://doi.org/10.1021/EF5013616/SUPPL_FILE/EF5013616_SI_001.PDF.
- 11.L. Hendraningrat, O. Torsæter, Metal oxide-based nanoparticles: revealing their potential to enhance oil recovery in different wettability systems, *Applied Nano-science (Switzerland)*. 5 (2015) 181–199. <https://doi.org/10.1007/S13204-014-0305-6/TABLES/6>.
- 12.R.D. Shah, Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils, *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 7 (2009) 4784–4795. <https://doi.org/10.2118/129539-STU>.
- 13.N.A. Ogolo, O.A. Olafuyi, M.O. Onyekonwu, Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles, *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2012*. (2012) 276–284. <https://doi.org/10.2118/160847-MS>.

NANOTECHNOLOGY AS A METHOD FOR ENHANCED OIL RECOVERY

*E. Dasi*¹, *M. Al Shargabi*². 1st year master, 1st year PhD students
National Research Tomsk Polytechnic University.
e-mail: de01@tpu.ru, al_shargabi@tpu.ru

Abstract. The main problems facing oil production at/after the second stage of development include oil entrapment in water and high-water mobility. As a result, at present, enhanced oil recovery (EOR) methods are considered to be the key solution in increasing oil production when reaching the third stage of development. Unfortunately, EOR still has its drawbacks, including the degradation of reagents (polymers and surfactants) used in reservoir conditions, the large required volumes of reagents and their high cost. In the latter, scientists came to explore the possibility of using nanotechnology to improve the efficiency of EOR. Nanotechnology is

an evolving technology that has fundamentally taken the direction of various applications in various fields. In the petroleum field, this change can be attributed to the unique properties of nanomaterials, including high surface to volume ratio, wettability control, and reduced interfacial tension. To this end, the use of nanomaterials for enhanced oil recovery is a very attractive but challenging task. This brief review is devoted to the study of the effect of various additives of nanomaterials on the EOR process, as well as on the proposed mechanisms.

Keywords: nanotechnology, enhanced oil recovery methods, surfactants, polymer, nanofluids, nanoparticles.

References

1. Al-Shargabi M., The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry, Society of Petroleum Engineers. (2019) 196–198. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42963515>.
2. M.Y. Rezk, N.K. Allam, Impact of Nanotechnology on Enhanced Oil Recovery: A Mini-Review, Industrial & Engineering Chemistry Research. 58 (2019) 16287–16295. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b03693>.
3. J. Mariyate, A. Bera, Recent progresses of microemulsions-based nanofluids as a potential tool for enhanced oil recovery, Fuel. 306 (2021) 121640. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2021.121640>.
4. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D., Rukavishnikov V., Minaev K, Carbon Dioxide Applications for Enhanced Oil Recovery Assisted by Nanoparticles: Recent Developments, (2022). <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>.
5. M. Al-Shargabi, S. Davoodi, D.A. Wood, A. Al-Musai, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev, Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review, Journal of Molecular Liquids. (2022) 118725. <https://doi.org/10.1016/J.MOLLIQ.2022.118725>.
6. H. ben Mahmud, W.M. Mahmud, M.U. Shafiq, M. Ermila, Z. Bennour, S. Elma-brouk, Application of Nanotechnology in Enhanced Oil Recovery, (2022) 89–113. https://doi.org/10.1007/978-981-16-6022-1_5.
7. A.-Sh. Mohammed, A.T. Salam, D. Shadfar, Analysis of the prevention of the occurrence of tack drill pipes, n.d. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47375458> &.
8. A. Maghzi, R. Kharrat, A. Mohebbi, M.H. Ghazanfari, The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery, Fuel. 123 (2014) 123–132. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2014.01.017>.
9. S. Li, L. Hendraningrat, O. Torsæter, Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2 Phase Flow Experimental Studies, (2013) cp-350-00212. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-PDB.350.IPTC16707>.

- 10.A. Esfandyari Bayat, R. Junin, A. Samsuri, A. Piroozian, M. Hokmabadi, Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures, *Energy and Fuels*. 28 (2014) 6255–6266. https://doi.org/10.1021/EF5013616/SUPPL_FILE/EF5013616_SI_001.PDF.
- 11.L. Hendraningrat, O. Torsæter, Metal oxide-based nanoparticles: revealing their potential to enhance oil recovery in different wettability systems, *Applied Nanoscience (Switzerland)*. 5 (2015) 181–199. <https://doi.org/10.1007/S13204-014-0305-6/TABLES/6>.
- 12.R.D. Shah, Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils, *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 7 (2009) 4784–4795. <https://doi.org/10.2118/129539-STU>.
- 13.N.A. Ogolo, O.A. Olafuyi, M.O. Onyekonwu, Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles, *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2012*. (2012) 276–284. <https://doi.org/10.2118/160847-MS>.

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ПЛАСТОВОЙ НЕФТЬЮ

А. П. Дмитриев, магистрант,

Машиностроительный факультет ИжГТУ им. Калашникова,
426069, Россия, г. Ижевск, ул. Студенческая, 7
e-mail: dmitrievs.shop@gmail.com

В. Г. Миронычев, директор Научно-образовательного центра
«Инновационные технологии нефтедобычи» им. В.И. Кудинова,
заместитель директора по внешним связям,
начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ,

426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, к. 7, e-mail: fngp@udsu.ru

И. Л. Милютинский, ведущий инженер лаборатории физики пласта,
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»,
426008, Россия, г. Ижевск, ул. Свободы, 175,
e-mail: ILMilutinskiy@udn.rosneft.ru

И. А. Игумнов, заведующий лабораторией физики пласта,
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»,
426008, Россия, г. Ижевск, ул. Свободы, 175,
e-mail: IAIgumnov@udn.rosneft.ru

Аннотация. В статье приведен комплекс исследований физико-химических свойств кислотных составов с целью выявления рисков несовместимости их с пластовыми флюидами. Выпадение асфальтеновых ассоциатов и образование вторичных эмульсий одна из основных причин недостижения прогнозных дебитов скважин после соляно-кислотных обработок.

Ключевые слова: кислотная обработка, карбонатный коллектор, стабилизатор железа, эмульсия, слайдж, кислота соляная.

При выборе кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатном коллекторе, необходимо комплексно подходить к выбору соответствующих реагентов, входящих в кислотный состав.

Одной из важных составляющих физико-химических исследований кислотных составов (КС) является выявление рисков несовместимости кислотных составов с нефтью, выражающихся в выпадении асфальтеновых ассоциатов и образования эмульсий. При попадании кислоты в коллоидную систему происходит её дестабилизация и возникают риски образования эмульсии и выпадения в осадок асфальтенов, которые практически не растворяются в нефти.

К выпадению асфальтенов в осадок также приводит наличие в растворе ионов трехвалентного железа Fe^{3+} в виде железоасфальтеновых ассоциатов [1].

В связи с вышесказанным, необходим тест на совместимость кислотного состава с пластовыми средами объекта разработки, где планируется проведение кислотной обработки. Тест состоит из двух этапов: тест на образование устойчивой эмульсии и тест на образование нерастворимого осадка.

Тест на образование устойчивой эмульсии считается пройденным, если по истечению 30 минут отстоя смеси нефть/кислотный состав (три соотношения фаз: 25/75, 50/50, 75/25) происходит полное разделение эмульсий на две фазы: кислота и нефть, граница раздела четкая.

Тест на образование осадка проводится с использованием растворов после теста на совместимость. Содержимое каждого цилиндра (три соотношения фаз) профильтровывается через сито в 100 меш. Следует отказаться от использования кислоты, если на сите остается осадок или твердая фаза, или если вся жидкость не проходит за достаточно короткий промежуток времени.

На рисунке 1 представлены пробы, прошедшие/не прошедшие тест на совместимость.



а - Пробы, прошедшие тест на совместимость

б - Пробы, не прошедшие тест на совместимость

Рис. 1. Примеры результатов теста на совместимость кислотного состава с пластовой нефтью

По результатам лабораторного тестирования готового кислотного состава №1 (ингибированная кислота с добавлением/без добавления стабилизатора железа), получены следующие результаты:

- без добавления стабилизатора железа тест на совместимость кислотного состава и пластовой нефти **не пройден** – образуются вторичные эмульсии и нефилтрующий осадок;
- с добавлением расчетного количества стабилизатора железа тест на совместимость кислотного состава и пластовой нефти **пройден** – вторичные эмульсии не образуются, смесь полностью фильтруется через сито в 100 меш.

Выводы

Для поддержания необходимой совместимости кислотного состава с пластовой нефтью рекомендуется добавлять расчетное количество стабилизатора железа перед применением кислотного состава.

Список использованной литературы

1. Хисамутдинов Н. И., Хасанов М. М., Телин А. Г. Разработка нефтяных месторождений. Т.1. – М.: ВНИИОЭГН, 1994. – с. 170
2. Силин М. А., Магадова Л. А., Цыганков В. А., Мухин М. М., Давлетшина Л. Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011 – 142 с.

INVESTIGATION OF COMPATIBILITY OF ACID COMPOSITIONS WITH RESERVOIR OIL

A. P. Dmitriev, Master's student,

Faculty of Mechanical Engineering, IzhSTU. Kalashnikova,
426069, Russia, Izhevsk, Studentskaya str., 7, e-mail: dmitrievs.shop@gmail.com

V. G. Mironychev, Director of the Scientific and Educational Center
"Innovative technologies of oil Production" named after V.I. Kudinov,
Deputy Director for External Relations,

Head of the Department of Fundamental and Applied Research
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas of UdGU,
426034, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, building 7, Russia, e-mail: fngp@udsu.ru

I. L. Milyutinsky, Leading Engineer of the Reservoir Physics Laboratory,
Izhevsk Petroleum Research Center CJSC,

175 Svobody str., Izhevsk, 426008, Russia, e-mail: ILMilutinskiy@udn.rosneft.ru

I. A. Igumnov, Head of the Laboratory of Formation Physics,
Izhevsk Petroleum Research Center CJSC,

175 Svobody str., Izhevsk, 426008, Russia, e-mail: IAIgumnov@udn.rosneft.ru

Annotation. The article presents a set of studies of the physicochemical properties of acid compositions in order to identify the risks of their incompatibility with reservoir fluids. The precipitation of asphaltene associates and the formation of secondary emulsions is one of the main reasons for the failure to achieve the forecast well rates after hydrochloric acid treatments.

Keywords: acid treatment, carbonate collector, iron stabilizer, emulsion, sludge, hydrochloric acid.

References

1. Khisamutdinov N. I., Khasanov M. M., Telin A. G. Development of oil fields. Vol.1. – Moscow: VNIIOEGN, 1994. – p. 170
2. Silin M. A., Magadova L. A., Tsygankov V. A., Mukhin M. M., Davletshina L. F. Acid treatment of formations and methods of testing acid compositions. Text-book. – М.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011 – 142 p.

УДК 622.276.71

НЕОБХОДИМОСТЬ СОХРАНЕНИЯ ГИДРОФИЛЬНОСТИ ПОРОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Ю. Г. Епифанов, ст. преподаватель каф. РЭНГМ,
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, аспирант УдГУ
К. А. Дьяконов, студент 4 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ
Д. И. Самсонова, студентка 4 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ

Аннотация. В работе проводится анализ влияния смачиваемости горных пород на распределение нефти и воды в пласте. Рассмотрен характер проявления капиллярных сил и свободной поверхностной энергии пластовой системы. Целью работы является поиск наиболее эффективных способов снижения поверхностной энергии на границе раздела с нефтяной фазой и повышения коэффициента вытеснения нефти при заводнении пластов. С этой целью были проведены лабораторные исследования по эффективности воздействия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на вытеснения нефти из карбонатных коллекторов. Анализ проведенных лабораторных исследований подтверждает эффективность влияния рассмотренных реагентов на процесс вытеснения нефти из породы.

Ключевые слова: гидрофильность, смачиваемость, горные породы, капиллярные силы, поверхностная энергия, поверхностно-активные вещества (ПАВ), вытеснение нефти, карбонатные коллекторы.

При разработке месторождений важно обращать внимание на смачиваемость пород-коллекторов. Такой фактор как смачиваемость довольно сильно влияет на эффективность и способ добычи нефти. Смачиваемость играет важную роль, так как именно она характеризует распределение нефти и воды в пласте. Как известно, характер смачивания породы жидкостью определяется величиной угла, образующегося между смачивающей жидкостью и породой. Если между породой и каплей нефти образуется угол, примерно равный нулю, породу принято считать олеофобной или гидрофильной. Если же при контакте капли нефти с поверхностью породы образовавшийся угол будет составлять практически 180° , то в данном случае порода будет олеофильной или гидрофобной.

В природе также существует смешанная смачиваемость. Смешанная смачиваемость характеризуется тем, что разные участки породы могут смачиваться как нефтью, так и водой. Данный вид смачиваемости наиболее ча-

сто встречается в породах. Это обусловлено тем, что такие минералы как, например, кальцит и доломит, содержащиеся в составе коллекторов, изначально смачиваются водой, а после миграции нефти начинают проявлять гидрофобные свойства. Изучение такого явления как смачиваемость, является актуальным на сегодняшний день. Именно вид смачиваемости породы-коллектора будет определять движение жидкостей по поровому пространству. Внутри породы смачивающая жидкость занимает более мелкие поры, то есть субкапиллярные, а несмачивающая – более крупные – капиллярные и сверхкапиллярные. Такое распределение связано с действием капиллярных сил, у смачивающей жидкости свободная поверхностная энергия меньше, по сравнению с несмачивающей, следовательно, она будет занимать те поры, в которых удельная поверхность больше. Данное распределение будет более вероятно, исходя из свободной поверхностной энергии системы.

При таком распределении флюидов вода, находясь в гидрофобной породе, будет перемещаться преимущественно по капиллярным и сверхкапиллярным поровым каналам и, как несмачивающая жидкость, будет избегать контакта с поверхностью породы, и не будет попадать в более мелкие поры, в которых находится нефть. Чаще всего разрабатываемые пласты бывают гидрофильными, но с появлением в них нефти некоторые участки могут стать гидрофобными. Это обусловлено процессами физической и химической адсорбции. Порода-коллектор может содержать в себе различные глинистые разности. Данные включения с попаданием в них углеводородов способны образовывать с ними различные химические связи. Таким образом, смачиваемость довольно протяженных участков породы может меняться с гидрофильной на гидрофобную под действием нефтяных компонентов.

Почти все месторождения на территории Удмуртской Республики разрабатываются с использованием заводнения [1, 4, 7, 10]. Многие из них находятся на поздней стадии разработки, что требует поиска, тщательной подготовки и качественного проведения эффективных геолого-технических мероприятий на эксплуатационном фонде скважин [2, 3, 5, 6, 8, 9]. Гидрофильные и гидрофобные породы-коллекторы проявляют себя неодинаково при использовании заводнения. Наиболее эффективно заводнение проявляет себя в гидрофильных коллекторах, в то время как гидрофобные участки пород-коллекторов способны оказывать негативное влияние [5, 8, 11]. Это вызвано тем, что нефть в гидрофобных участках занимает наиболее узкие поры и каналы, а вода наиболее крупные. При использовании заводнения на месторождениях закачиваемая в пласт вода будет вытеснять нефть из мелких пор, а нефть в свою очередь будет проталкивать капли воды к добывающим скважинам. Следовательно, период безводной добычи будет довольно коротким.

На территории Удмуртской Республики были проведены лабораторные исследования по эффективности воздействия ПАВ на вытеснения нефти

из карбонатных коллекторов. В качестве ПАВ- реагентов рассматривались Atren SA-1, Биксол, Сульфен-35 и ОП-10. В таблице 1 приведены физико-химические свойства исследуемых ПАВ.

Таблица 1. Физико-химические свойства исследуемых ПАВ

Параметр	Atren SA-1	Биксол	Сульфен-35	ОП-10
Температура застывания, °С	менее -50	менее -50	-25	-15
Плотность, г/см ³	0,957	1,008	1,048	1,089
Массовая доля активного вещества, %	32,89	32,34	10,71	10,20
Коррозионная агрессивность раствора ПАВ, г/м ² · час	0,025	0,015	0,028	0,018

В ходе проведенных лабораторных исследований можно сделать вывод, что в результате использования ПАВ, поверхностная энергия на границе с нефтью снижается более чем на 30 %, что оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти из породы. Полученные результаты по коэффициенту вытеснения нефти пластовой водой с раствором ПАВ приведены в таблице 2 [12].

Таблица 2. Результаты фильтрационных исследований ПАВ на карбонатном коллекторе

ПАВ	Концентрация раствора ПАВ, %	Коэффициент вытеснения нефти, д. ед.		
		До обработки раствором	После обработки раствором	Относительное увеличение, %
AtrenSA-1	0,5	0,603	0,668	10,8
Биксол	0,1	0,588	0,619	5,3
Сульфен-35	1,0	0,618	0,638	3,2
ОП-10	1,0	0,598	0,626	4,7

Таким образом, следует отметить, что сохранение гидрофильности пород-коллекторов при разработке месторождений Удмуртии является важной задачей. Для этого следует активно внедрять ПАВ в качестве реагента, используемого при заводнении.

По полученным результатам исследований можно сделать вывод о перспективности применения данной технологии и ожидаемой эффективности. В случае применения ПАВ можно добиться увеличения КИН примерно на 10% при сравнительно малых концентрациях реагента.

Список использованной литературы

1. Насыров А.М., Каменщиков Ф.А. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью // Научно-технический вестник НК «Роснефть». 2008. №3. С. 27-29.
2. Топал А.Ю., Усманов Т.С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство 2018. С. 34-37.
3. Соломенников Н.Н., Митюков Н.В., Бусыгина Е.Л., Ким С.Л. Пиротехнический мобильный стенд для ударных испытаний // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 4. С. 42-45.
4. Ким Ю.Л., Козлов И.А. Анализ характеристик нефтяной отрасли Удмуртской Республики // В книге: НЕФТЬ И ГАЗ-2013. Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции. 2013. С.200.
5. Насыров А.М., Епифанов Ю.Г. Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности // Экспозиция Газ Нефть. 2021. № 2(81). С.33-36.
6. Здольник С.Е., Некипелов Ю.В., Гапонов М.А. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство 2016. С. 92-95.
7. Епифанов Ю.Г., Романько В.В. Анализ эффективности методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях // Сборник материалов. III Международная научно-практическая конференция Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт) ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» Институт нефти и газа им. М. С. Гуцерева. 21-22 мая 2020. С.43-50.
8. Шеховцова Е.В., Романько В.В., Ким С.Л. Анализ результатов применения магнитных индукторов различной напряженности при эксплуатации осложненного фонда скважин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2020. № 5 (119). С. 59-64.
9. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России // Бурение и нефть. 2009.
10. Войтенко В.С., Новиков С.С. Реанимация отработанных нефтяных месторождений: проблемы и решения // Технологии. 2016. № 2 (056). С.42-48.
11. Шеховцова Е.В., Романько В.В., Ким С.Л. Результаты обработки использования модифицированной воды в пластовых условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.2020.№12(348). С.61-66.
12. Наговицына Н.П., Дерендяев Р.А. Формирование методологического подхода исследования поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи пластов (на примере месторождения Удмуртской республики). // Изве-

ствия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 7. 202–211.

THE NEED TO PRESERVE THE HYDROPHILICITY OF ROCKS DURING DEVELOPMENT OF DEPOSITS IN THE TERRITORY OF THE UDMURT REPUBLIC

Yu. G. Epifanov, senior lecturer,
post-graduate student of the Udsu
K. A. Dyakonov, 4th year student,
D. I. Samsonova, 4th year student,
Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev
at the Udmurt State University

Abstract. The paper analyzes the influence of rock wettability on the distribution of oil and water in the reservoir. The nature of the manifestation of capillary forces and free surface energy of the reservoir system is considered. The aim of the work is to find the most effective ways to reduce the surface energy at the interface with the oil phase and increase the oil displacement efficiency during reservoir flooding. For this purpose, laboratory studies were carried out on the effectiveness of the impact of surfactants on the displacement of oil from carbonate reservoirs. The analysis of the conducted laboratory studies confirms the effectiveness of the influence of the considered reagents on the process of oil displacement from the rock.

Keywords: hydrophilicity, wettability, rocks, capillary forces, surface energy, surfactants, oil displacement, carbonate reservoirs.

References

1. Nasyrov A.M., Kamenshchikov F.A. Features of well operation at the late stage of development of fields with high-viscosity oil // Scientific and technical bulletin of Rosneft Oil Company. 2008. No. 3. P. 27-29.
2. Topal A.Yu., Usmanov T.S., Zorin A.M., Khaidar A.M., Gorin A.N. Application of acid-proppant hydraulic fracturing at the fields of OAO Udmurtneft // Oil Industry 2018. P. 34-37.
3. Solomennikov N.N., Mityukov N.V., Busygina E.L., Kim S.L. Pyrotechnical mobile stand for shock tests // Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2016. No. 4. P. 42-45.

4. Kim Yu.L., Kozlov I.A. Analysis of the characteristics of the oil industry of the Udmurt Republic // In the book: OIL AND GAS-2013. Collection of abstracts of the 67th International Youth Scientific Conference. 2013. P.200.
5. Nasyrov A.M., Epifanov Yu.G. Negative factors affecting the integrity of production strings of wells, and methods for preventing leaks. Exposition. Gas. Oil. 2021. No. 2(81). P.33-36.
6. Zdolnik S.E., Nekipelov Yu.V., Gaponov M.A. Implementation of new technologies for hydraulic fracturing at carbonate objects of the fields of PJSC ANK Bashneft // Oil Industry 2016. P. 92-95.
7. Epifanov Yu.G., Romanko V.V. Analysis of the effectiveness of methods to deal with complications in the operation of wells in oil fields // Collection of materials. III International scientific-practical conference Modern technologies for oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience). Udmurt State University, Institute of Oil and Gas named after M. S. Gutseriev. May 21-22, 2020. P. 43-50.
8. Shekhovtsova E.V., Roman'ko V.V., Kim S.L. Analysis of the results of the use of magnetic inductors of various strengths in the operation of a complicated well stock // Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2020. No. 5 (119). Pp. 59-64.
9. Lutfullin A.A. The main methods of increasing the coverage of reservoirs by the impact in Russia // Drilling and oil. 2009.
10. Voitenko V.S., Novikov S.S. Resuscitation of depleted oil fields: problems and solutions // Tekhnologii.2016. No. 2 (056). Pp. 42-48.
11. Shekhovtsova E.V., Roman'ko V.V., Kim S.L. Results of processing the use of modified water in reservoir conditions // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 12 (348). Pp. 61-66.
12. Nagovitsyna N.P., Derendyaev R.A. Formation of a methodological approach to the study of surfactants for enhanced oil recovery (on the example of a field in the Udmurt Republic). // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. 2020. V. 331. No. 7. P. 202–211.

УДК 622.276.63

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НАПРАВЛЕННЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТИИ

Е. М. Иванова, магистрант 2 курса,
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426063, Россия, г.
Ижевск, ул. Университетская, д. 1,
e-mail: alyonaivanova25@gmail.com

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ,
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426063, Россия, г.
Ижевск, ул. Университетская, д. 1,
e-mail: SYBorhovich@yandex.ru

Аннотация. В настоящее время, в связи с недостаточно полной выработкой запасов из низкопроницаемых интервалов неоднородных карбонатных коллекторов и постоянно растущей обводненности скважин, и в то же время с неминуемым увеличением кратности обработок призабойных зон (ОПЗ) возникает необходимость повышения их эффективности.

В статье приведен анализ результатов применения направленных кислотных обработок (НКО) на месторождении Удмуртии, сравнительная оценка их эффективности с простыми кислотными обработками без отклонителей, рассмотрена динамика эффективности традиционных кислотных обработок сравнительно НКО с увеличением кратности обработок.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны (ОПЗ), кислотная обработка, карбонатный коллектор, неоднородность, направленные кислотные обработки, отклонители, эффективность.

В связи с достаточно быстрым обводнением скважин успешность геолого-технических мероприятий, в том числе и наиболее многочисленных среди них традиционных кислотных обработок снижается. Данная проблема актуальна и для месторождений Удмуртии, находящихся на поздних стадиях разработки.

Несмотря на хорошую растворяющую способность соляной кислоты по отношению к карбонатной породе, происходит снижение эффективности обработок за счет ряда недостатков, выявленных на основе анализа опыта разработки и лабораторных исследований [1,2]:

1) при обработках ПЗП неоднородных трещиновато-поровых карбонатных коллекторов кислота преимущественно фильтруется в самые высокопроницаемые интервалы, обладающие наибольшей приемистостью, вслед-

ствие чего интервалы пласта с меньшей проницаемостью слабо подвергаются кислотному воздействию;

2) кислотные составы на основе соляной кислоты обладают высоким межфазным натяжением на границе с углеводородной фазой, что не позволяет обработать нефтенасыщенные интервалы, так как кислота проникает преимущественно в водонасыщенные зоны.

3) скорость реакции кислоты с карбонатной породой в водонасыщенных пропластках существенно выше, чем в нефтенасыщенных из-за разницы в смачиваемости, в результате кислота активней реагирует в водонасыщенных пропластках, дополнительно увеличивая их проницаемость, что, соответственно, приводит к увеличению обводненности добываемой продукции;

4) максимальное воздействие чистой соляной кислоты на породу в процессе обработки ПЗП происходит в прискважинной зоне. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно за счет потери части ее активности. В результате этого прискважинная зона будет обрабатываться более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб интенсивности формирования последних в удаленной зоне пласта.

Следует также отметить, что при повторных обработках закачиваемый кислотный раствор не формирует новые червоточины на стенке скважины, а движется по уже существующим каналам растворения, увеличивая их размеры, как в диаметре, так и в длину.

С учетом вышеупомянутых недостатков, одним из базовых принципов повышения эффективности кислотных обработок в условиях трещиноватопоровых неоднородных по проницаемости карбонатных коллекторов является применение методов, обеспечивающих равномерную обработку продуктивной части пласта по всей его мощности, стимулируя как высокопроницаемые, так и низкопроницаемые пропластки. Более универсальными и по механизму своего действия, единственными, способными регулировать процессы, происходящие в ПЗП, являются химические методы реализации направленных кислотных обработок (НКО). Суть их заключается в снижении фильтрации рабочих жидкостей в высокопроницаемые пропластки с целью отклонения кислоты в низкопроницаемые [1, 2, 3].

Так, например, на месторождениях Удмуртии с трещиноватопоровыми карбонатными коллекторами с целью реализации НКО нашла достаточно широкое применение технология закачки кислоты с использованием в качестве «пачек-отклонителей» обратных эмульсий (ОЭ) и нефtekислотных эмульсий (НКЭ).

На основе данных динамики реализации ОПЗ на одном из месторождений за период с 2017 по июль 2021 гг. (рис. 1) наблюдается увеличение

доли ОПЗ с применением отклонителей кислоты в общем количестве проводимых ОПЗ.

Удельный прирост дебита нефти при выводе на режим (ВНР) от традиционных КО за данный период составил от 2,18 до 4,21 т/сут, окупаемость мероприятия – в пределах 43,8-70,0 % (в среднем 59,3 %), при продолжительности эффекта от 7,5 до 9,2 месяцев.

При реализации КО с отклонителями удельный прирост дебита нефти на ВНР за тот же период составил от 2,02 до 4,75 т/сут, окупаемость мероприятия – в пределах 57,1-79,6 % (в среднем 72,0 %), при продолжительности эффекта от 8,2 до 10,9 месяцев.



Рис. 1. Динамика применения простых КО и КО с отклонителями

Целесообразность применения отклонителей для повышения эффективности КО подтверждается большей продолжительностью их эффекта и сравнительно высокой окупаемостью. В связи с чем, наиболее предпочтительными для реализации в последнее время являются ОПЗ с отклоняющими составами, в особенности для повторных кислотных обработок (рис. 2).

На основе графика (рис. 2) можно проследить динамику снижения эффективности традиционных КО. Удельный прирост дебита нефти на ВНР при

первой обработке составил 4,26 т/сут, окупаемость мероприятия – 68,8%. При увеличении кратности обработок до 5, удельный начальный прирост дебита нефти снизился до 3,43 т/сут (на 19,4 %), при этом наблюдается снижение окупаемости мероприятий до 53,3 %.

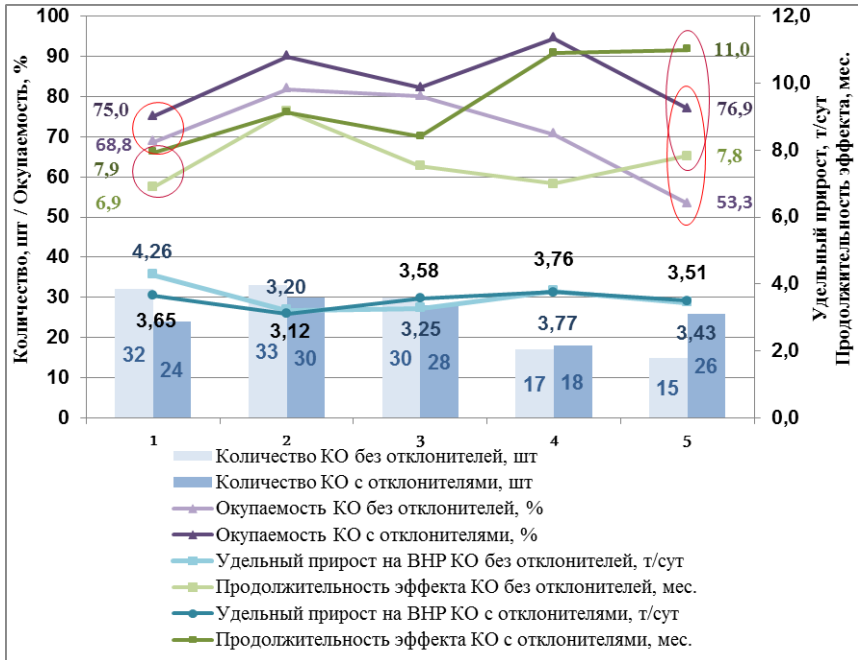


Рис. 2. Динамика эффективности простых КО и НКО с применением отклонителей в зависимости от кратности обработки

Сравнивая динамику изменения данных показателей для обработок с применением отклонителей кислоты, наблюдается гораздо менее значительное их снижение. Для КО с отклонителями удельный начальный прирост дебита нефти на при первой обработке составил 3,65 т/сут, окупаемость – 75,0 %. К пятой обработке данные показатели снизились до 3,51 т/сут (на 4,0 %), окупаемость составила 76,9 %.

Несмотря на сравнительно низкие значения при первой и повторной обработках удельного начального прироста дебита нефти при КО с отклонителями, продолжительность их эффекта значительно больше, что обуславливает целесообразность их применения с экономической точки зрения. В особенности данное расхождение заметно с увеличением кратности обработок.

При этом наблюдается также превышение окупаемости КО с отклонителями, по сравнению с простыми КО. С увеличением кратности обработки от 1 до 5 данный показатель увеличивается с 6,3 % до 23,6 %.

Выводы:

Таким образом, применение отклонителей кислотных составов показывает достаточно большую их эффективность сравнительно кислотных обработок без отклонителей, в особенности при проведении повторных обработок. Реализация НКО при сокращении традиционных КО, показывающих меньшую окупаемость и продолжительность эффекта, на 20 % с каждым годом позволит уменьшить затраты и соответственно увеличить рентабельность массово применяемых КО примерно на 2,52 млн. руб. в год (рис.1).

Список использованной литературы

1. Хужин, Р. Д., А. В. Лысенков Опыт применения бесполимерного самоотклоняющегося кислотного состава в карбонатных коллекторах Башкортостана // Молодой ученый. — 2017. — № 22 (156). — С. 93-98.
2. Ефимов О.Д., Рахматуллина Ю.Ш., Валиев М.Ф. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ. — 2015. — № 7(46). — С. 48–50.
3. Телин А.Г. и др. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2001. №8. С. 26-74
4. Пестриков А.В., Политов М. Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. — 2013. — №4 — С. 529-562.

THE EFFICIENCY OF THE USING DIRECTED ACID TREATMENTS ON THE EXAMPLE OF THE UDMURTIA FIELD

E. M. Ivanova, undergraduate 2nd year,
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State
University,
e-mail: alyonaivanova25@gmail.com
S. Y. Borhovich, ph. d., associate professor,
Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, Russia, 426063,
e-mail: SYBorhovich@yandex.ru

Abstract. Currently, insufficiently complete development of reserves from low-permeability intervals of heterogeneous carbonate reservoirs and constantly growing water cut of wells, and at the same time, the inevitable increase in the frequency of treatments of bottom-hole zones makes it necessary to improve their efficiency.

The article presents analysis of experience results of directed acid treatments at the Udmurtia field, comparative evaluation of their efficiency with traditional acid treatments without deflectors, considers the dynamics of the effectiveness of traditional acid treatments compared to NCO with an increase in the frequency of treatments.

Keywords: treatment of the bottom-hole zone, acid treatment, carbonate rock, heterogeneity, directed acid treatments, deflectors, efficiency.

References

1. Khuzhin, R.D., Lysenkov A.V. Opyt primeneniia bespolimernogo samootkloniaiushchegosia kislotnogo sostava v karbonatnykh kollektorakh Bashkortostana [Experience of using polymer-free self-diverting acid composition in carbonate reservoirs of Bashkortostan]. *Molodoi uchenyi*, 2017, no. 22 (156), pp. 93-98.
2. Efimov O.D. et al. Povyshenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri primeneni samootkloniaiushchegosia kislotnogo sostava (na primere skvazhin Orenburgskogo NGKM) [Application the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF)]. *Ekspozitsiia. Neft'. Gaz*, 2015, no. 7 (46), pp. 48-50.
3. Telin A.G. et al. Kompleksnyi podkhod k uvelicheniiu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [An integrated approach to increasing the efficiency of acidizing wells in carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 8, pp. 69-74.
4. Pestrikov A.V., Politov M.E. Samootkloniaiushchiesia kislotnye sistemy na osnove viazkouprugikh PAV: eksperiment i model' [Self-diverting acid systems based on viscoelastic surfactants: experiment and model]. *Neftegazovoe delo*, 2013, no. 4, pp. 529-562.

УДК 622.276.66

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Д. В. Кокшин, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия, DVKokshin@udn.rosneft.ru

С. Ю. Борхович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия, SYBorhovich@udsu.ru

Аннотация. Применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах позволяет рентабельно разрабатывать коллектора с низкой проницаемостью. При этом стоимость строительно-монтажных работ по внедрению данной технологии гораздо выше, чем стоимость обычного гидроразрыва пласта (ГРП) на вертикальных скважинах. В связи с этим, на этапе проектирования МГРП остро встаёт вопрос о подборе оптимальных параметров данной технологии.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, Ельниковское месторождение, горизонтальная скважина, эффективность, длина ГС, трещина ГРП, фрак, пластовое давление, низкопроницаемые коллектора, оптимизация технологии, дебит скважины.

Цель исследования: оптимизация технологических параметров МГРП применительно к подоло-каширо-верейскому объекту разработки Ельниковского месторождения.

Методы исследования: математическое и гидродинамическое моделирование основных параметров притока жидкости.

Результаты: по результатам исследования, для условий Ельниковского месторождения было выявлено, что проведение более 6 трещин МГРП является нерациональным ввиду снижения эффективности при дальнейшем увеличении числа фраков, оптимальная длина ГС должна составлять не более 400 м. Обоснование данных критериев было проведено в программном обеспечении FlexPDE, а также представлена зависимость дебита жидкости от удалённости трещины ГРП.

Введение

На данный момент рынок технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) стремительно растёт с каждым годом (рис.1) [1]. Применене-

ние данной технологии в целях разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях России показывает весьма успешные результаты [2].

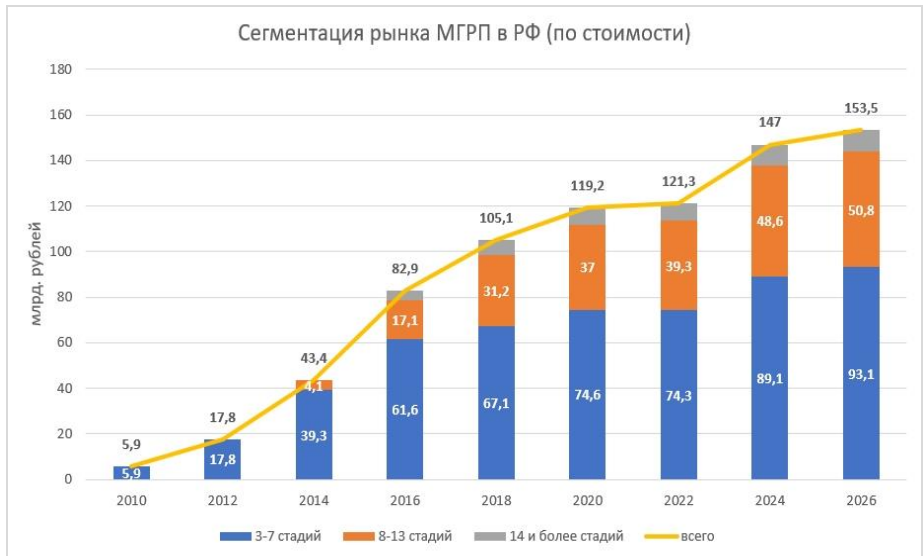


Рис.1. Сегментация рынка МГРП в разрезе стадийности операций в денежном выражении, млрд. рублей

Однако, проведение гидроразрыва пласта (ГРП) на горизонтальных скважинах (ГС) имеет существенные отличия от гидроразрыва вертикальных скважин на всех этапах подготовки и проведения. И, соответственно, эффективность МГРП зависит от особых факторов, которые будут рассмотрены в данной работе на примере опытного участка ПАО «Удмуртнефть».

Оптимизация технологических параметров МГРП

Как известно, на Ельниковском и Арланском месторождениях разрабатываются одни и те же нефтегазоносные отложения и, соответственно, объектами разработки являются схожие нефтенасыщенные толщины [3].

Специалисты «Башнефти» успешно применяют технологию горизонтального бурения с многостадийным гидроразрывом пласта на Арланском месторождении в больших масштабах, формируя систему разработки каширско-подольского объекта [4-5]. Учитывая данный факт, по принципу аналогии можно предположить, что внедрение технологии МГРП на подолокаширо-верейском объекте Ельниковского месторождения также даст хоро-

шие результаты. В соответствии с этим оптимизация технологических критериев проведена применительно к данному объекту разработки.

Для расчета дебита ГС с МГРП (для поперечных трещин) в работе [6] предложена следующая формула:

$$Q = \frac{2khL}{\mu l} \left(P_{пл} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right) + Q_D \quad (1)$$

Первое слагаемое в данном уравнении описывает приток жидкости к границе трещинного пространства, не учитывая внешние части зон дренирования крайних трещин.

Второе слагаемое учитывает зоны дренирования крайних трещин, которое рассчитывается по формуле:

$$Q_D = \frac{2k(P_{пл} - P_{заб})}{\mu l} 2hx_f \quad (2)$$

Где $2hx_f$ – площадь образованной трещины; x_f – полудлина образованной трещины; l – расстояние до контура питания.

Давление на границе межтрещинного пространства:

$$P_0 = \frac{P_{пл} - \left(\frac{l}{2} - (N-1)^2 A\right) P_{заб}}{\frac{l}{2} + (N-1)^2 A} \quad (3)$$

Где $A = \frac{2x_f l}{L^2}$; L – длина горизонтальной части скважины; N – число фразов (англ. hydraulic fracturing – frac (ГРП)).

Произведем расчет дебита ГС с МГРП, пробуренной в условиях подо-каширо-верейского объекта для различного количества фразов.

Геолого-физические характеристики данного объекта: пластовое давление ($P_{пл}$) 10,4 МПа, толщина продуктивного пласта (h) 18,7 м, забойное давление ($P_{заб}$) 3,55 МПа, среднее значение проницаемости по пласту (k) $52 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Зададим исходные данные для расчета: длина скважины (L) 400 м, вязкость (μ) 14,1 мПа*с, полудлина трещины (x_f) 50 м, расстояние до контура питания (l) 300 м, объемный коэффициент (b) 1,024 [7].

Результаты расчётов представлены на рис.2.

На рис.2 хорошо видно, что при количестве трещин ГРП больше 6-8 существенного прироста дебита по жидкости не происходит, то есть график выравнивается.

Далее рассмотрим влияние параметра полудлины трещины на дебит в зависимости от количества фразов (рис.3).

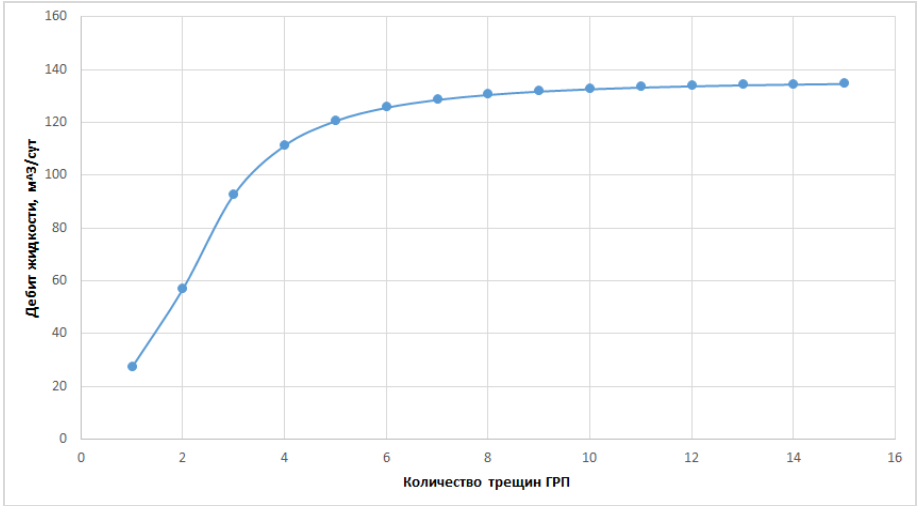


Рис.2. Зависимость дебита жидкости от количества фрактов

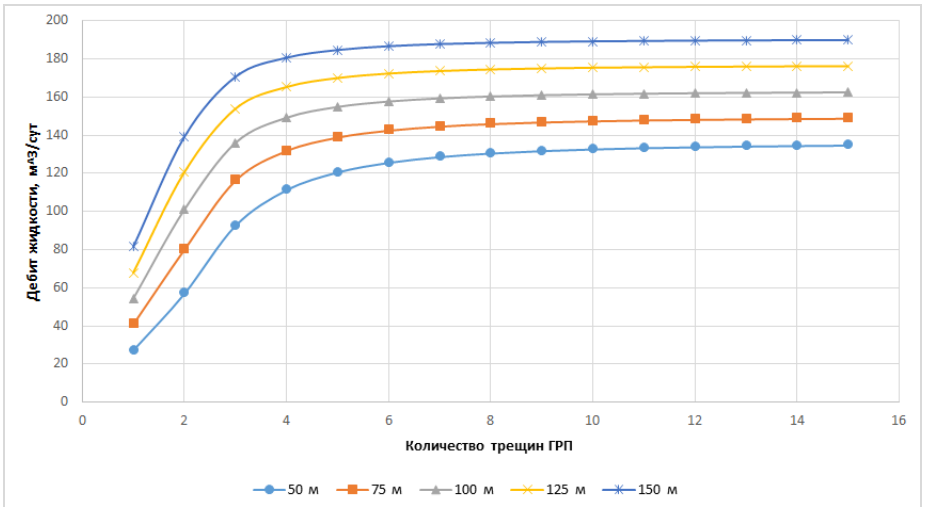


Рис.3. Зависимости дебита жидкости от количества фрактов для их различных полудлин

При увеличении полудлины трещины дебит жидкости соответственно возрастает, наблюдается незначительное снижение влияния длины трещин с ростом количества фрактов. В этом случае максимальная длина трещины

ограничивается лишь геологическими характеристиками объекта разработки, где возможен прорыв трещины в водонасыщенные пласты.

Преимущественное влияние на дебит оказывает длина горизонтальной части скважины. Построенная зависимость отображена на рис.4.

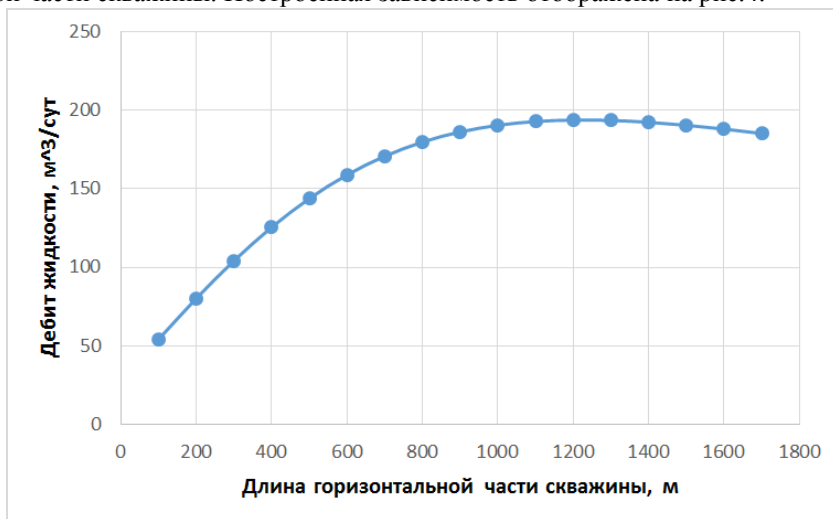


Рис.4. Зависимость дебита жидкости от длины горизонтальной части

На графике видно, что значительный прирост дебита по жидкости происходит в случае увеличения длины ГС лишь до 800 м, а при длине более 1200 м, появляется отрицательный эффект. Бурение более длинных горизонтальных стволов эффективно при формировании более интенсивной системы ППД.

Также, при проведении ГРП на участках ГС, удалённых от вертикальной составляющей скважины, дебит в разы меньше, чем дебит фряков, проведённых в ближней части ГС. Это объясняется потерей энергии потока жидкости на преодоление фильтрационных сопротивлений вдоль горизонтального ствола [8].

Для выявления зависимости дебита жидкости от удалённости фряка проведён вычислительный эксперимент в программе FlexPDE. Было смоделировано 8 трещин ГРП на разных участках скважины в интервале 50 м в условиях коллектора, имеющего характеристики подола-каширо-верейского объекта. Для учёта потерь давления на трение при движении жидкости по горизонтальной части ствола скважины была использована формула Дарси-Вейсбаха (для случая турбулентного течения) [9]:

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{d_{\text{экв}}} \frac{v^2}{2} \rho_{\text{ж}} \quad (4)$$

Результаты моделирования представлены в виде графика на рис.5.

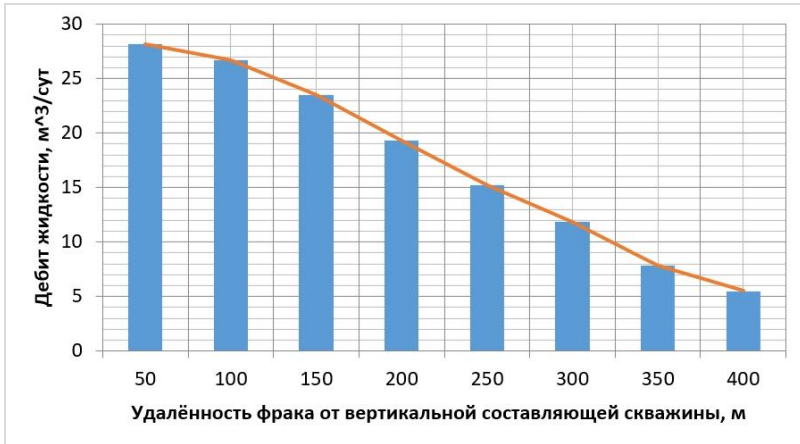


Рис.5 Зависимость дебита жидкости от удалённости флека

На получившемся графике хорошо видно, как сильно влияют фильтрационные сопротивления на дебит трещины ГРП в горизонтальной части ствола. Также, на практике происходит искривление ствола в форме синусоиды, в результате в нижних сегментах образуются песчаные пробки, а в верхних – скапливается газ, что затрудняет движение жидкости [10]. По результатам моделирования было выявлено, что трещины, располагающиеся на расстоянии более 400 метров в ГС, становятся малоэффективными.

На основе выявленных оптимальных параметров в используемом программном обеспечении FlexPDE была смоделирована операция МГРП применительно к условиям подола-каширо-верейского объекта разработки Ельниковского месторождения. Показатели параметров МГРП представлены на рис.6-8.

Максимальный дебит по жидкости равен $104 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении 3,55 МПа, накопленные отборы за 90 дней составили 4450 м^3 , падение пластового давления имеет незначительный характер. На основании данных показателей можно сделать вывод, что предлагаемая оптимизация технологических критериев МГРП является приемлемой и в дальнейшем результаты проведённой работы могут использоваться при проектировании МГРП на подола-каширо-верейском объекте Ельниковского месторождения.



Рис.6 Накопленные отборы по жидкости за 90 дней

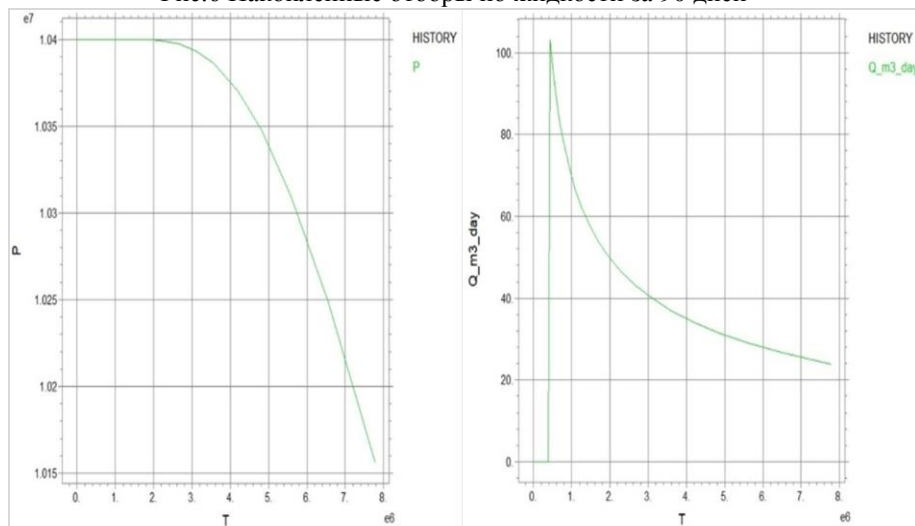


Рис.7 Динамика пластового давления и дебита по жидкости в течение 90 дней

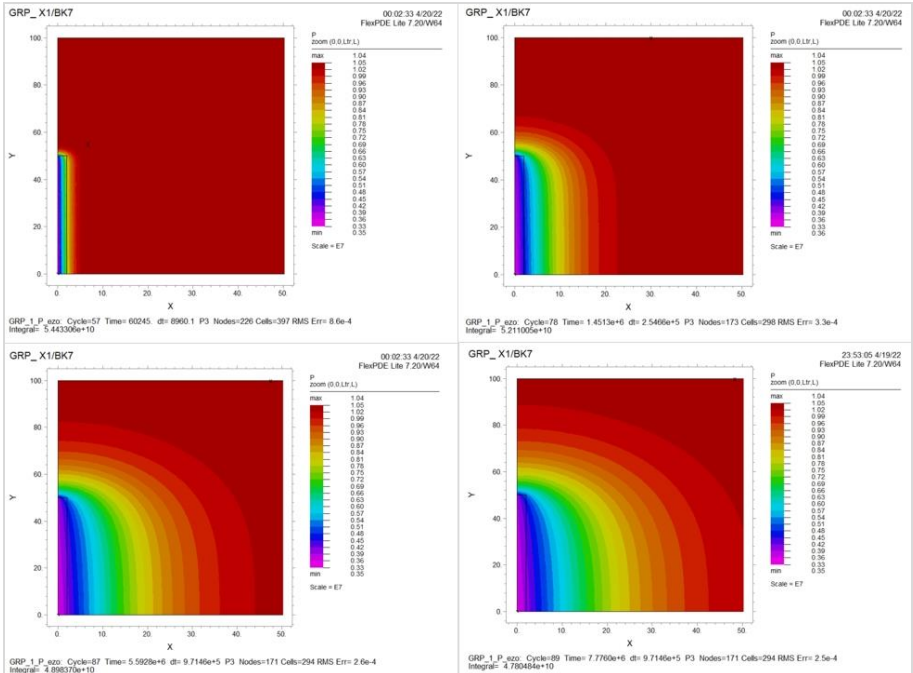


Рис.8 Распределение поля давления в пласте около трещин на момент времени 17 часов, 17 дней, 65 дней и 90 дней соответственно

Заключение

Горизонтальные скважины с МГРП на данный момент являются одним из наиболее эффективных методов разработки трудноизвлекаемых запасов. Рынок технологии МГРП стремительно растёт с каждым годом.

По результатам математического и гидродинамического моделирования, для условий Ельниковского месторождения было выявлено, что проведение более 6 трещин МГРП является нерациональным ввиду снижения эффективности при дальнейшем увеличении числа фраков, оптимальная длина ГС должна составлять не более 400 м. Также было выявлено, что влияние длины трещин на дебит с ростом количества фраков незначительно, данный параметр ограничивается лишь геологическими характеристиками объекта разработки.

С помощью моделирования процесса МГРП в программном комплексе FlexPDE были обоснованы предлагаемые оптимальные критерии, а также показана зависимость дебита жидкости от удалённости трещины ГРП. Дебит снижается при удалении фрака от вертикальной составляющей скважины, причиной чего является фильтрационное сопротивление в горизонтальной части скважины и синусоидальное искривление ствола.

Список использованной литературы:

1. Время колтюбинга. Время ГРП. – 2022. – №79. – 74 с.
2. ПАО «НК «Роснефть» / Годовой отчет – 2020.
3. Горная энциклопедия «Аа-лава-Яшма». Волго-Уральская нефтегазоносная провинция [электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/v/volgo-uralskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>
4. Информагентство «Девон». Нефтяные новости Волги и Урала [электронный ресурс] – Режим доступа: https://iadevon.ru/news/oil/za_4_goda_%c2%abbashneft%c2%bb_postroila_bolee_180_gorizontalnih_skvazhin_na_arlanskom_mestorozhdenii-11146/
5. Комплексные подходы к совершенствованию системы разработки Арланского нефтяного месторождения / А.Т. Гареев, С.Р. Нуров, А.М. Вагизов, Т.В. Сибаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 6–128.
6. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С. В. Елкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
7. Дополнение к технологическому проекту разработки Ельниковского нефтяного месторождения Удмуртской республики / Ижевск, 2016 г.
8. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами / Н.Ф. Кагарманов, М.Р. Давлетбаев, В.Х. Самигуллин, Р.С. Шайнуров, Р.Х. Юмашев, Р.М. Гилязов. Межвуз. темат. сб. науч. тр. / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. – Уфа, 1996. – С. 63.
9. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов : учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / сост. В. К. Липский, М. Е. Демидова. – Новополюк : ПГУ, 2007. – 312 с.
10. Самойлов А.С. Анализ результатов ГРП в горизонтальных скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А.С. Самойлов, А.С. Ушаков // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. Междунар. симпозиума им. академика Усова, Томск: ТПУ, 2010. - С. 337-341.

EFFICIENCY OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

Kokshin Danil Vadimovich, 2nd year graduate student, Institute of Oil and Gas.
M.S. Gutseriev, Udmurt State University, Izhevsk, Russia
DVKokshin@udn.rosneft.ru

Borkhovich Sergey Yurievich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev, Udmurt State University, Izhevsk, Russia
SYBorhovich@udsu.ru

Abstract. The use of multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) technology in horizontal wells makes it possible to cost-effectively develop reservoirs with low permeability. At the same time, the cost of construction and installation works

for the implementation of this technology is much higher than the cost of conventional hydraulic fracturing (HF) in vertical wells. In this regard, at the design stage of multi-stage hydraulic fracturing, the question of selecting the optimal parameters of this technology is acute.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, Elnikovskoye field, horizontal well, efficiency, HF length, hydraulic fracture, frac, reservoir pressure, low-permeability reservoirs, technology optimization, well flow rate.

References

1. Coiled tubing time. Hydraulic fracturing time. - 2022. - No. 79. – 74 p.
2. Rosneft Oil Company PJSC / Annual Report - 2020.
3. Mountain encyclopedia "Aa-lava-Yashma". Volga-Ural oil and gas province [electronic resource] - Access mode: <http://www.mining-enc.ru/v/volgo-uralskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>
4. Devon news agency. Oil news of the Volga and Urals [electronic resource] - Access mode: https://iadevon.ru/news/oil/za_4_goda_%c2%abbashneft%c2%bb_postroila_bolee_180_gorizontalnyh_skvazhin_na_arlanskom_mestorozhdenii-11146/
5. Integrated approaches to improving the development system of the Arlan oil field / A.T. Gareev, S.R. Nurov, A.M. Vagizov, T.V. Sibaev // Oil industry. - 2018. - No. 12. - P. 6–128.
6. Model for calculating the flow rate of a horizontal well depending on the number of hydraulic fractures / S. V. Elkin et al. // Neftyanoe khozyaystvo. - 2016. - No. 1. - P. 64–67.
7. Addendum to the technological project for the development of the Elnikovskoye oil field in the Udmurt Republic / Izhevsk, 2016
8. Opening productive layers with horizontal wells / N.F. Kagarmanov, M.R. Davletbaev, V.Kh. Samigullin, R.S. Shainurov, R.Kh. Yumashev, R.M. Gilyazov. Interuniversity. subject. Sat. scientific tr. / Ufim. state oil tech. un-t. - Ufa, 1996. - S. 63.
9. Pipeline transport of oil and oil products: tutorial.-method. complex for stud. specialist. 1-70 05 01 "Design, construction and operation of gas and oil pipelines and gas and oil storage facilities" / comp. V. K. Lipsky, M. E. Demidova. - Novopolotsk: PGU, 2007. - 312 p.
10. Samoilov A.S. Analysis of hydraulic fracturing results in horizontal wells of Surgutneftegaz OJSC fields / A.S. Samoilov, A.S. Ushakov // Problems of geology and development of mineral resources: Tr. International symposium them. Academician Usov, Tomsk: TPU, 2010. - S. 337-341.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МУН

Д. С. Крюков, студент 3 курса,

Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

В. Г. Миронычев, директор Научно-образовательного центра «Инновационные технологии нефтедобычи» им. В.И. Кудинова Заместитель директора по внешним связям, начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корпус VII, e-mail: fngp@udsu.ru

С. С. Кузовлев, генеральный директор ООО «РАНГ-Проект», Россия, г. Тюмень, e-mail: s.kuzovlev@mail.ru

Аннотация. Наиболее распространённым методом воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения конечного нефтеизвлечения является метод закачки агента в пласт. В данной работе рассмотрен вариант оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи на нагнетательных скважинах одного из месторождений Удмуртской Республики с помощью различных характеристик вытеснения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, характеристики вытеснения, оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи.

В последние годы на нефтяных месторождениях Удмуртской Республики наблюдается снижение уровня добычи нефти. Это обусловлено несколькими факторами такими как падение мировых цен на нефть, заключение сделки ОПЕК, а также выработанность запасов и высокая обводненность основных месторождений [1].

Если снижение уровня добычи нефти будет продолжаться и дальше, то в скором времени это может привести нефтяные компании Удмуртии к существенным экономическим потерям. Одним из вариантов решения данной ситуации является применение различных методов увеличения нефтеотдачи.

Наиболее распространённым методом воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения конечного нефтеизвлечения является метод закачки агента в пласт. При разработке нефтегазовых месторождений возможен прорыв закачиваемых вод, что приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи. Операции по выравниванию профиля приемистости позволяют управлять фильтрационными потоками флюидов, что повышает нефтеотдачу пласта.

Одним из способов оценки эффективности проведенных мероприятий является применение линейных экстраполяций различных характеристик вытеснения. При получении дополнительной нефти происходит отклонение фактических значений от показателей по базовому варианту, разница между фактическими и экстраполируемыми значениями показывает дополнительную добычу нефти от проведенного мероприятия.

В существующих методиках эффект от методов увеличения нефтеотдачи, как правило, рассчитывается не в целом по участку воздействия, а суммированием эффектов, рассчитанных по каждой реагирующей скважине. Отреагировавшей считается скважина, на которой получен положительный эффект от метода увеличения нефтеотдачи, скважина, на которой получен отрицательный эффект, считается не отреагировавшей и из расчета исключается [2].

С нашей точки зрения исключение из расчета не отреагировавшей скважины является не корректным. Скважины, входящие в ячейки нагнетания или имеющие гидродинамическую связь с ячейкой нагнетания согласно индикаторным исследованиям, должны учитываться при расчетах независимо от величины эффекта. Исключать из расчетов необходимо скважины, находящиеся на отдельных куполах без системы заводнения, а также скважины, расположенные на значительном удалении от ячеек нагнетания и не испытывающие их воздействие.

В статье приведена оценка эффективности проведенных методов увеличения нефтеотдачи для терригенных отложений визейского яруса одного из месторождений Удмуртской Республики, был выбран анализируемый период с 2012 года по 2021 год. За данный период на скважинах нагнетательного фонда было проведено 6 операций по выравниванию профиля приемистости.

При расчетах методом линейных экстраполяций были использованы характеристики вытеснения Камбарова, Пирвердяна, Сазонова и Максимова. Применяемые методы приведены в таблице 1.

Таблица 1. Применяемые методы линейной экстраполяции

Метод	Формула
Модифицированный метод Камбарова	$Q_n * Q_{ж} = A + B * Q_{ж}$
Метод Камбарова	$Q_n = A - B / Q_{ж}$
Метод Пирвердяна	$Q_n = A + B / \sqrt{Q_{ж}}$
Метод Сазонова	$Q_n = A + B * \ln Q_{ж}$
Метод Максимова	$Q_n = A + B * \ln Q_v$

В ходе выполнения оценки эффективности от проведенных мероприятий были рассчитаны два варианта (рис.1):

- 1) все скважины месторождения;
- 2) все скважины месторождения, кроме скважин восточного поднятия и южной части основного поднятия.

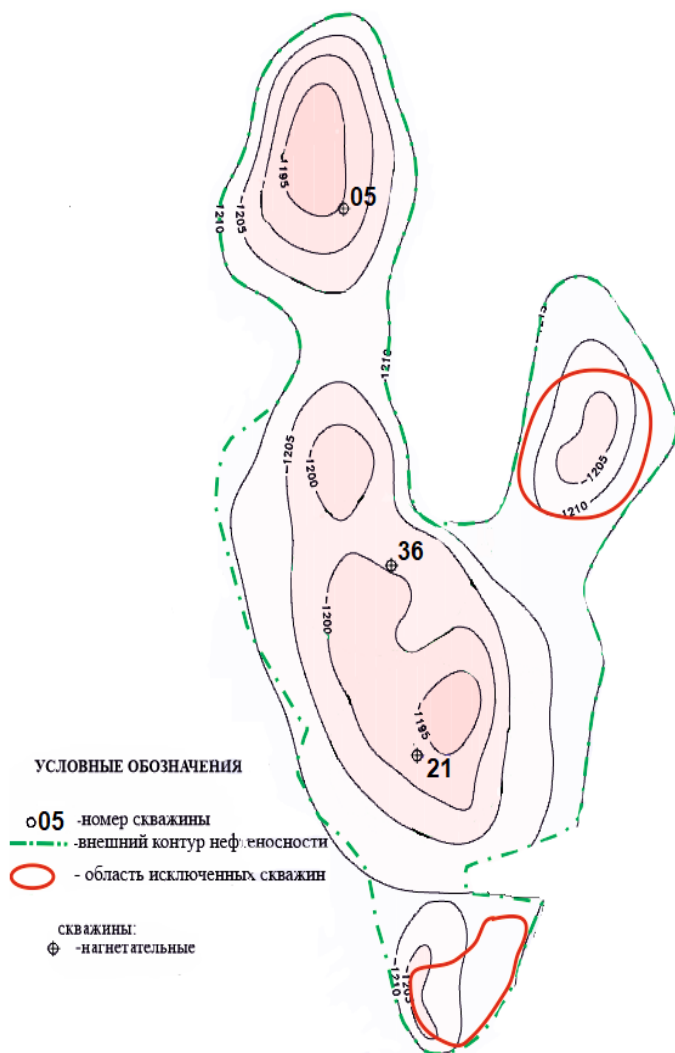


Рис. 1. Рассматриваемые участки

Полученные в результате экстраполяции зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости представлены на рисунках 2, 3.

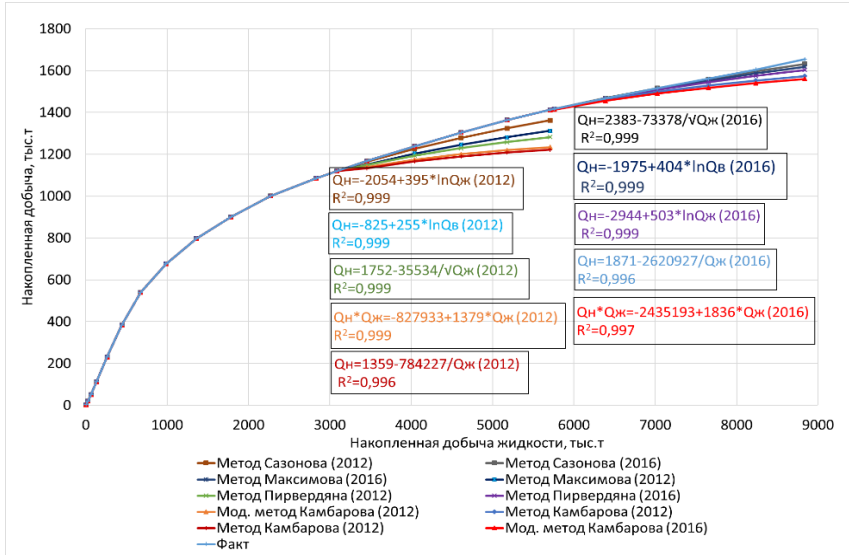


Рис. 2. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по всем скважинам месторождения

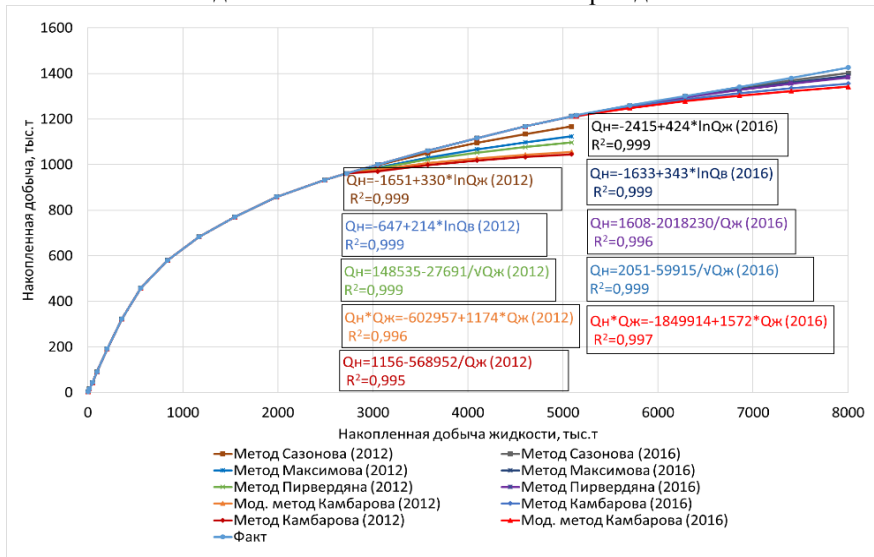


Рис. 3. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости по всем скважинам, кроме скважин восточного поднятия и южной части основного поднятия

Расчитанные значения дополнительной добычи нефти представлены в таблице 2. Для каждого участка были взяты средние значения по рассчитанным экстраполяциям.

Таблица 2 – Расчет дополнительной добычи нефти

Рассматриваемый участок	Год начала проведения МУН	Доп. добыча нефти, тыс. т	Доп. добыча нефти, %
Все скважины месторождения	2012	125,88	19,1
	2016	56,54	8,6
Все скважины месторождения, кроме скважин восточного поднятия и южной части основного поднятия	2012	114,45	23,5
	2016	48,70	10,0

По нашему мнению, наиболее достоверным вариантом расчета является вариант, учитывающий все скважины месторождения, кроме скважин восточного поднятия и южной части основного поднятия. Проведенная оценка показала, что применяемые методы увеличения нефтеотдачи оказались эффективными и позволили увеличить добычу нефти.

Выводы:

1) Контроль за разработкой нефтяного месторождения - важная часть технологического процесса. Оценка эффективности проводимых мероприятий позволяет своевременно анализировать разработку нефтяных месторождений и вносить в процесс необходимые корректировки.

2) Применение различных характеристик вытеснения для оценки эффективности различных мероприятий позволяет быстро и в любых условиях проводить данный процесс. Использование характеристик вытеснения не требует специального оборудования и программного обеспечения, они могут быть автоматизированы на компьютере.

3) При выделении исследуемых участков нужно рассматривать в расчетах скважины независимо от величины эффекта от проведенного мероприятия, исключать необходимо скважины, не имеющие связи с ячейками нагнетания.

4) Проведенные на рассматриваемом месторождении операции по выравниванию профиля притока оказались эффективными. Мы считаем наиболее достоверным вариант расчета, учитывающий скважины всего месторождения, кроме скважин восточного поднятия и южной части основного поднятия. Для итоговой оценки эффективности проведенных мероприятий использовали данный вариант.

5) В результате выполненных расчетов на рассматриваемом месторождении можно сделать вывод, что проведенные мероприятия позволили дополнительно добыть 163,5 тыс. т нефти за анализируемый период.

Список использованной литературы

1. В Удмуртии прогнозируют снижение добычи нефти [электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/638194-v-udmurtii-prognoziryuyut-snizhenie-dobychi-nefti-po-itogam-2020-g-na-8-3> (дата обращения: 24.03.2022)
2. РД-153-39.1-004 96 «Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи».

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF METHODS TO INCREASE OIL RECOVERY

D. S. Kryukov, 3rd year student,

Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: ivan.ivanov.200026@gmail.com

V. G. Mironychev, director of the scientific and educational center «Innovative technologies of oil production» named after V. I. Kudinov, deputy Director for external relations, head of fundamental and applied researches (FAR) Department, Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev at the Udmurt State University,
Universitetskaya St., 1/7, Izhevsk, Russia, 426034
e-mail: fngp@udsu.ru

S. S. Kuzovlev, General Director of LLC "RANK-Project", Tyumen, Russia
e-mail: s.kuzovlev@mail.ru

Abstract. The most widespread method of influencing the productive reservoir in order to increase the final oil recovery is the method of pumping the agent into the reservoir. In this paper, a variant of evaluating the effectiveness of methods for increasing oil recovery at injection wells of the field in question in the Udmurt Republic using various displacement characteristics is considered.

Keywords: methods of increasing oil recovery, displacement characteristics, evaluation of the effectiveness of methods of increasing oil recovery

References

1. Udmurtia predicts a decline in oil production: [electronic resource]. URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/638194-v-udmurtii-prognoziryuyut-snizhenie-dobychi-nefti-po-itogam-2020-g-na-8-3> (accessed: 24.03.2022)
2. RD-153-39.1-004 96 "Methodological guide for assessing the technological effectiveness of the use of methods to increase oil recovery"

УДК 665.61

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Е. А. Куданов, студент 1 курса магистратуры,
ФГАОУ ВО «ПНИПУ», evgenij.kudanov@pnn.lukoil.com

Аннотация. Современные гидродинамические исследования скважин позволяют получать необходимую информацию о параметрах пласта, на основе которых составляются технологические проекты разработки. В данной статье поднимается проблема обработки результатов кривых восстановления давления. Рассматриваются различные методы: аналитический, метод Хорнера, Баренблата и использование программного обеспечения. С помощью каждого метода получено значение проницаемости пласта.

Ключевые слова: исследования скважин, кривые восстановления давления, программные продукты.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются наиболее информативными источниками информации о пластах, а также являются частью комплексного контроля за разработкой. ГДИС проводят в добывающих и нагнетательных скважинах, используют для получения данных о фильтрационных параметрах, продуктивности и приемистости пластов, определения границ и зон дренирования, изучается неоднородность по площади, а также получают данные о свойствах и строении [1]. Достоверность характеристик пласта по результатам ГДИС зависит от многих факторов. Основные их них:

- подбор правильной гидродинамической модели и способа интерпретации результатов;
- установление области применения методики;
- влияние границ пласта;
- источники вероятных погрешностей.

В условиях промысла кривые восстановления давления используют для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для обработки кривых восстановления давления (КВД) используются различные методы: аналитический, Хорнера, Баренблата, также использование специализированного программного обеспечения.

Аналитический метод. Для установления пластовых свойств по КВД в призабойной зоне скважины может быть использован принцип касательной линии, в основе которого лежит уравнение упругого режима, позволяющее рассчитывать изменение давления в каждой точке пласта во времени.

$$\Delta P = \frac{Q \mu h}{4\pi k h} \cdot \ln\left(\frac{2.246 \gamma t}{r^2}\right) = \frac{Q \mu h}{4\pi k h} \cdot \ln\left(\frac{2.246 \gamma}{r^2}\right) + \frac{Q \mu h}{4\pi k h} \cdot \ln t$$

или

$$\Delta P = A + B \cdot \ln t,$$

где t – время, прошедшее с момента выключения скважины; ΔP – изменение давления за время t на забое скважины. В теории КВД в указанных координатах имеет вид прямой с угловым коэффициентом $B_{\text{КВД}}$ и отсеченным по оси ординат отрезком $A_{\text{КВД}}$. Возможно фактическое искажение КВД в следствии послепритока флюида в скважину после ее остановки и изменения свойств пласта в призабойной зоне.

Метод Хорнера. КВД обрабатываются методом Хорнера после кратковременного притока, недостаточного для полного образования воронки депрессии. Также метод Хорнера позволяет е определить текущее пластовое давление. При обработке методом Хорнера КВД строится в координатах $P - \ln \frac{t}{T+t}$. Для обработки на графике выделяется прямолинейный участок, по уклону которого определяются проницаемость и другие ФЕС удаленной зоны пласта. Если экстраполировать прямолинейный участок КВД до пересечения с осью ординат, то точка пересечения будет соответствовать значению пластового давления $P_{\text{пл}}$ [2].

Метод Баренблата.

Метод основан на приближенном решении в пространстве изображений Лапласа задачи о поле давления в неограниченном однородном пласте для данного переменного расхода на скважинной стенке $Q(t)$. Для использования интегрального метода Г. И. Баренблатта необходимо аппроксимировать КВД, чтобы интервал времени измерения был одинаковый. Для этого КВД необходимо разбить на несколько участков и к каждому участку подобрать линию тренда.

Программное обеспечение.

Существуют различные программные продукты, предназначенные для интерпретации результатов исследования скважин. Наибольшее распространение получил аинтегрированная платформа ПО Карра «Saphir NL». Saphir NL применяется абсолютно во всех крупных национальных и зарубежных компаниях, так как является стандартом программного обеспечения по интерпретации ГДИС. Легкий и простой в использовании интерфейс позволяют пользователям программы самостоятельно понять и изучить продукт. Для продвинутых пользователей программа предоставляет доступ к оригинальному набор инструментов для анализа, множество численных и аналитических моделей. Также возможно взаимодействие с программами Topaze NL и Rubis, применяемых для анализа добычи и динамических данных. Диагностика моделей производится путем сопоставления кривых, которые характерны для различных режимов течения.

Сравнение результатов.

Результаты обработки по всем методам представлены в таблице 1.

Таблица 1. Значения проницаемости.

Метод	Значение проницаемости, мкм ²
Метод касательной	1,846
Метод Хорнера	1,798
Метод Баренблатта	0,153
ПО Sapphire	0,454

Таким образом, в статье были рассмотрены различные методы интерпретации гидродинамических исследований скважин, получены значения проницаемости пласта. Исходя из результатов сделан вывод, что ПО Карра «Saphir NL» являются наиболее точным способом интерпретации ГДИС.

Список использованной литературы

1. Хакимова А.С. Определение скин-фактора методами гдис. Сборник статей по материалам XIII международной научно-практической конференции. 2018. С. 215-218.
2. Фамутдинов А.Г. Сравнительный анализ методов обработки гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин. Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции. 2019. С. 163-173.

ANALYSIS OF METHODS FOR PROCESSING PRESSURE RECOVERY CURVES IN HYDRODYNAMIC WELL STUDIES BY THE EXAMPLE OF A FIELD IN THE PERM REGION

Kudanov Evgeny Andreevich, a 1-year master's student, PNRPU

Abstract. Modern hydrodynamic studies of wells allow obtaining necessary information about reservoir parameters, on the basis of which technological development projects are prepared. This article raises the problem of processing the results of pressure recovery curves. Different methods are considered: analytical, Horner method, Barenblatt and the use of software. Using each method, the value of formation permeability is obtained.

Keywords: well studies, pressure recovery curves, software products.

References

1. Khakimova A.S. Determination of the skin factor by gdis methods. Collection of articles based on the materials of the XIII International Scientific and practical Conference. 2018. pp. 215-218.
2. Shamsutdinov A.G. Comparative analysis of methods for processing hydrodynamic studies of horizontal oil wells. Collection of articles based on the materials of the international scientific and practical conference. 2019. pp. 163-173.

УДК 665.61

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Е. А. Куданов, студент 1 курса магистратуры, ФГАОУ ВО «ПНИПУ»,
kudanov1992@gmail.com

Аннотация. Рассмотрены основные возможные причины обводнения добывающих скважин. Оценено значение ремонтно-изоляционных работ на нефтяных скважинах на примере одного из месторождений Пермского края, проведен анализ эффективности применения различных ремонтно-изоляционных работ, посчитана дополнительная добыча.

Ключевые слова: обводненность, ремонтно-изоляционные работы, дебит нефти.

Проблема обводнения скважинной продукции – наиболее часто встречаемый фактор, негативно влияющий на разработку месторождений. Преждевременный прорыв воды в скважины на разных может быть вызван рядом причин: коррозия эксплуатационной колонны, цементирование плохого качества, наличие подошвенной воды, которая конусообразно затягивается в призабойную зону, неравномерная выработка запасов и др. Независимо от факторов возникновения воды в продукции, происходит снижение дебита нефти.

В настоящее время эксплуатация высокообводненных скважин экономически не оправдана, скважины становятся малорентабельна, поэтому их останавливают и переводят в бездействующий фонд.

Для обеспечения дальнейшей работоспособности высокообводненных скважин необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ по ограничению притока воды. Цель ремонтно-изоляционных работ – это исключение гидродинамического канала связи с обводненным пластом. Рассмотрим применяемые РИР на примере месторождения Пермского края.

Таблица 1. Ремонтно-изоляционные работы

Вид	Количество	Количество успешных	Доп. добыча, т	Продолжительность эффекта, месяцев
Цемент	14	8	14816,6	12
DSGA	1	-	-	-
СНПХ-9633	3		3694,1	5

На добывающих скважинах было проведено 8 ремонтно-изоляционных работ с использованием цемента, 6 из которых были проведены успешно. На 2 скважинах успешность мероприятия оценить затруднительно, т.к до проведения мероприятия эти скважины находились в консервации и данные по дебиту жидкости, дебиту нефти и обводненности отсутствуют. В результате проведения работ:

•обводненность продукции уменьшилась в среднем в 6,8 раз. Самый низкий эффект снижения обводненности зафиксирован на скважине, где обводненность снизилась с 99,8% до 71,8%. Самый высокий эффект на скважине, где обводненность продукции снизилась с 96% до 5%.

•дебит нефти увеличился в среднем в 13,4 раз. Самый низкий эффект зафиксирован при увеличении дебита нефти с 3,1 т/сут до 4,1 т/сут. Самый высокий эффект – дебит нефти увеличился с 0,4 т/сут до 7,8 т/сут.

В 2014 проведены опытно-промышленные работы по ограничению водопритока синтетическим, водорастворимым полимером DSGA Polymer. Эффект по снижению дебита жидкости и обводненности без потери дебита нефти не получен.

Для изоляции водопритока составы СНПХ-9633 использовались на 3 скважинах. Дополнительная добыча при этом незначительна - 3694.1 т.

В результате, эффекта от данного мероприятия не наблюдалось: обводненность продукции не уменьшилась, а наоборот, увеличивалась в среднем на 1%. Дебит нефти оставался неизменным или же уменьшался – на скважине №269 с 2.2 т/сут до 0.8 т/сут.

Использование цемента при РИР показало высокий эффект по снижению обводненности продукции, в результате чего увеличивался дебит нефти. Следовательно, проведение РИР с помощью цемента рекомендуется к дальнейшему применению на месторождении.

Список использованной литературы

1. Апасов Г. Т. Практическое применение ремонтно-изоляционных работ с комбинированными составами // Нефтегазовое дело. - 2013. - №12. – с. 18-24.
2. Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных. Инженерная практика. – 2010. -№5. – С.24-30.

THE EFFICIENCY OF REPAIR AND INSULATION WORKS ON THE EXAMPLE OF A FIELD IN THE PERM REGION

Kudanov E. A., a 1-year master's student, PNRPU

Abstract. The main possible causes of water encroachment of producing wells are considered. The value of repair and insulation work on oil wells on the example of a field in the Perm region, an analysis of the effectiveness of various repair and insulation work, calculated additional production.

Keywords: watercut, repair and insulation works, oil flow rate.

References

1. Apasov G. T. Practical application of repair and insulation works with combined compositions // Oil and gas business. - 2013. - No.12. – pp. 18-24.
2. Svetashov V.N. Technical means for repair and insulation. Engineering practice. - 2010. - No. 5. – pp.24-30.

УДК 553.982.2

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МГРП TEXAS TWO STEP ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЧУТЫРСКО-КИЕНГОПСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УДМУРТИИ

О. В. Лихачева, студент 3 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ
Г. Ю. Кашин, специалист, ООО «Газпром нефть НТЦ»
А. В. Дубовцев, технолог, Schlumberger

Аннотация. В работе рассмотрена возможность использования МГРП Texas Two Step с целью интенсификации нефтеотдачи на давно разрабатываемых месторождениях Удмуртии. Наиболее перспективным объектом для внедрения данной технологии на территории Удмуртии является самое крупное газонефтяное месторождение республики – Чутырско-Киенгопское. В статье перечислены преимущества и обоснована экономическая эффективность применения технологии МГРП Texas Two Step на Чутырско-Киенгопском месторождении.

Ключевые слова: МГРП Texas Two Step, увеличение КИН, многостадийный гидроразрыв пласта, Удмуртская Республика.

Истощение месторождений нефти и газа, а также ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе разработки приводит к снижению добычи нефти на давно разрабатываемых месторождениях Удмуртии.

С целью увеличения добычи нефти применяются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН): механические, химические, тепловые, биологические и т.д. Наиболее успешно и эффективно себя зарекомендовал один из механических МУН, а именно – гидроразрыв пласта (ГРП). ГРП позволяет не только увеличить добычу нефти, но и вовлечь в разработку участки залежи, которые ранее не были охвачены разработкой по различным причинам.

Перспективной технологией ГРП является многозоновый гидроразрыв пласта Texas Two Step (TTS). Данная технология применяется с целью увеличения проницаемости, эффективной трещиноватости и площади дренирования, и позволяет снизить скин-фактор. В результате, можно добиться длительного увеличения дебита добывающих скважин.

Многозоновый гидроразрыв пласта Texas Two Step проводится на горизонтальных скважинах с целью создания искусственного коллектора для повышения продуктивности пластов.

Принцип работы технологии основан на возникновении дополнительных напряжений, создаваемых между двумя крайними интервалами после

проведения ГРП на горизонтальном стволе. Это обеспечивает условия для получения существенно лучших параметров трещин при проведении ГРП на этот промежуточный интервал.

Преимуществами технологии TTS является отсутствие необходимости точного размещения портов ГРП в боковом стволе скважины и создание значительно более коротких трещин, чем при обычном ГРП. Это значительно снижает риски «кинжального» прорыва пластовых вод к скважине.

Еще одним неоспоримым преимуществом данной технологии являются подвижные муфты – Premium Port, открытие и закрытие которых происходит при помощи специального инструмента, спускаемого на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе. Это делает возможным открывать и закрывать муфты в желаемом порядке и производить ГРП на конкретном интервале. Кроме того, это позволяет, в случае прорыва воды к одному из портов, перекрыть только этот порт, сохранив остальную часть горизонтального ствола работоспособной.

Перспективным объектом, рассматриваемым для применения Texas Two Step на территории Удмуртской Республики, является крупнейшее месторождение углеводородов региона – Чутырско-Киенгопское.

Чутырско-Киенгопское месторождение расположено в центральной части Удмуртии на территории Якшур-Бодьинского, Игринского и Шарканского районов, в 50-70 км от г. Ижевска. Площадь месторождения – около 250 км² [2].

К Чутырско-Киенгопскому месторождению примыкают месторождения-сателлиты: Михайловское, Сундурско-Нязинское, Еселейское, Патраковское, Николаевское, Ошворцевско-Дмитриевское, Лудошурское, Сосновское, Центральное, Итинское и Кабановское, которые разрабатываются различными компаниями-недропользователями.

Нефтегазоносность месторождения контролируется двумя главными поднятиями: Чутырским и Киенгопским, которые осложнены системой более мелких поднятий и куполов. В связи с этим, с глубиной происходит разукрупнение и локализация залежей.

В настоящее время, на Чутырско-Киенгопском месторождении планируется как бурение новых горизонтальных скважин, так и бурение боковых стволов на уже имеющихся вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Использование технологии Texas Two Step на Чутырско-Киенгопском месторождении углеводородов позволит увеличить дебиты добывающих скважин на 32%, вовлечь низкопроницаемые пропластки в разработку и увеличить технико-экономические показатели разработки. Также, TTS позволит повысить конечный КИН месторождения на 5-12%. В результате, минимальный прирост извлекаемых запасов на Чутырско-Киенгопском месторождении составит 20,5 млн. т.

Список использованной литературы

1. Кааров Ж. З. Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта по технологии TTS на нефтяных месторождениях Западной Сибири в условиях низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением // Достижения науки и образования № 5 (46), 2019. - с. 28–30.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Чутырско-Киенгопского газонефтяного месторождения Удмуртской Республики // ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», ОАО «Удмуртнефть», 2017.

USE OF TEXAS TWO STEP FRACTURING TO INCREASE OIL PRODUCTION AT THE CHUTYRSKO-KIENGOPSKOYE FIELD, UDMURTIA

O.V. Likhacheva, 3rd year student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University
G.Yu. Kashin, specialist, LLC «Gazprom нефт STC»
A.V. Dubovtsev, technologist, Schlumberger

Abstract. The paper considers the possibility of using Texas Two Step multifracturing to enhance oil recovery in the long-developed fields of Udmurtia. The largest gas and oil field in Udmurtia - Chutyrsko-Kiengopskoe - is the most promising object for implementation of this technology in Udmurtia. The article lists the advantages and substantiates the economic efficiency of applying the Texas Two Step gas fracturing technology in the Chutyrsko-Kiengopskoye field.

Keywords: Texas Two Step fracturing, recovery factor increasing, multi-stage fracturing, Udmurt Republic.

References

1. Кааров Ж. З. Experience in Applying Multi-Stage Hydraulic Fracturing Using TTS Technology at Oil Fields of Western Siberia in Conditions of Low-Permeable Reservoirs with Complex Geological Structure. Dostizheniya nauki i obrazovaniya - Achievements of Science and Education, 2019, no. 5 (46), pp. 28–30.
2. Supplement to the Technological Project for the Development of the Chutyrsko-Kiengopskoye Gas and Oil Field in the Udmurt Republic. Izhevsk Oil Research Center, Udmurtneft JSC, 2017.

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ ОБВОДНЕННОСТИ ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА ЕЛЬНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. С. Лукин, студент 2 курса магистратуры,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ
С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент каф. РЭНГМ,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ

Аннотация. На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений Урало-Поволжья находятся на заключительной стадии разработки, характеризующейся незначительными дебитами и высокой обводненностью добываемой продукции. При закачке воды, довольно часто наблюдается проблема низкого охвата продуктивного пласта агентом, вследствие особенностей геологического строения залежей, невыдержанности коллекторских свойств пород как по вертикали, так и по горизонтали, при этом значительные запасы нефти, находящиеся в менее проницаемых участках пласта, остаются невыработанными. Задача при разработке месторождений на поздней стадии разработки – добыча ТРИЗ из высокообводненных участков пласта.

Ключевые слова: месторождение нефти, обводненность, нагнетательная скважина, профиль приемистости, трассерные исследования.

Цель работы: *определение причин и путей обводнения добывающих скважин нагнетаемой водой, а также рассмотреть эффективность применяемых методов, направленных на увеличение коэффициента охвата пласта заводнением и снижения количества добываемой воды.*

По состоянию на 1.01.2016 г. из залежей визейского объекта отобрано 88,6% от НИЗ. Текущий коэффициент нефтеизвлечения - 0,369 (проектный - 0,416). Обводненность добываемой продукции 92,1%.

Величина обводненности превысила 50% ещё в начале II стадии разработки, что говорит о довольно раннем прорыве закачиваемой воды в добывающие скважины. Также степень выработки запасов отстает от обводненности, т.е. для достижения проектных показателей разработки и поддержания текущих темпов отбора необходимо проведение геолого-технических мероприятий, способствующих интенсификации добычи нефти и снижению количества попутно добываемой воды. Но перед проведением каких-либо мероприятий необходимо в первую очередь знать причины их появления. Причины раннего обводнения скважин можно разделить на геологические и технологические.

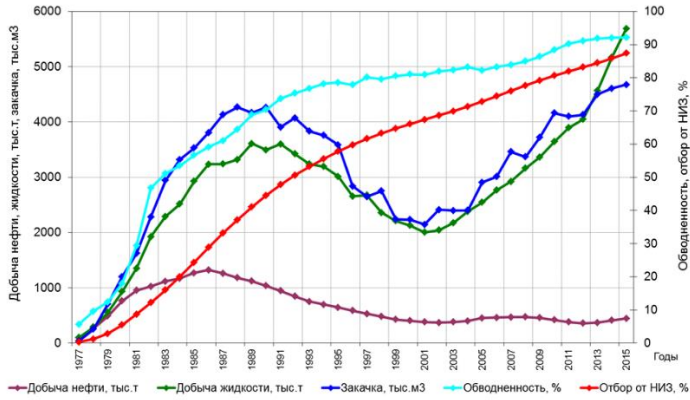


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей разработки визейского объекта.

Одной из главных **геологических причин** преждевременного обводнения скважин является невыдержанность ФЕС объекта как по вертикали, так и по площади:

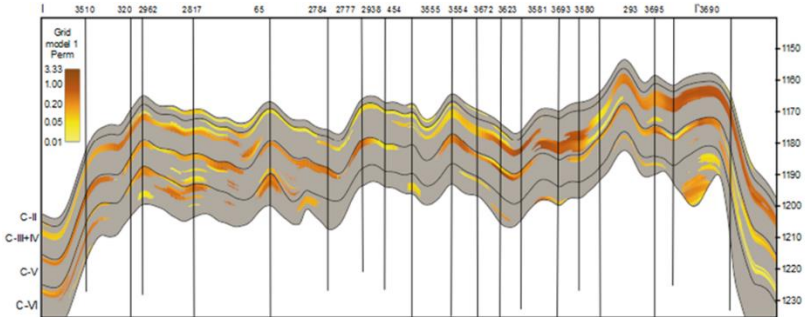


Рис. 2. Вертикальный срез куба проницаемости отложений визейского яруса нижнего карбона.

Из рисунков 2 видно, что объект неоднороден по фильтрационно-емкостным свойствам не только по площади, но и по вертикали. Нагнетаемая вода в первую очередь поступает в пласты с меньшим гидродинамическим сопротивлением и большей проницаемостью, что значительно усложняет его разработку с достижением высоких показателей КИН, т.к. остаются целики нефти - участки пласта обойденные фронтом заводнения в низкопроницаемых зонах.



Рис.3 Профиль приемистости нагнетательной скважины N визейского объекта Ельниковского месторождения

Большой объем закачиваемой воды через скважину N поступает в пласт C- V, имеющий наибольший отбор от НИЗ. В пласт C- II, имеющий наименьший отбор от НИЗ, поступает всего 5% закачиваемой воды, что подтверждает невыдержанность объекта по ФЕС и не вовлеченность в активный процесс разработки всех пропластков.

Еще одной важной причиной резкого обводнения является наличие высокопроводящих каналов, по которым закачиваемая вода поступает в добывающие скважины.

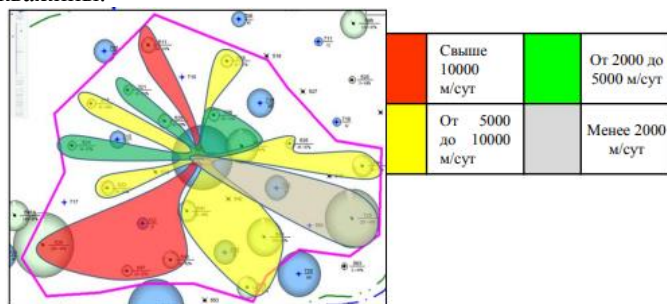


Рис.4 Поле скоростей на очаге нагнетательной скважины визейского объекта Ельниковского месторождения

Трассерные исследования подтверждают неравномерность воздействия нагнетательной скважины на окружающие добывающие. В результате интерпретации исследований было определено, что объем суперколлекторов (трещин) составил $11,6 \text{ м}^3$, объем высокопроводящих каналов – $1459,2 \text{ м}^3$.

Для определения **технологических причин** преждевременного обводнения скважин необходимо проанализировать историю разработки объекта.

Формирование системы ППД на визейском объекте Ельниковского месторождения началось в 1977 году, то есть непосредственно с самого начала разработки объекта.

Анализ величин компенсации отдельно по элементам заводнения, проведенный с учётом долей участия скважин в отборе каждой ячейки, показал наличие резких отклонений анализируемых величин как в большую, так и в меньшую сторону. Для равномерного вытеснения нефти водой рекомендуемое значение компенсации 110-115%. Тогда как в некоторых элементах разработки данное значение превысило более 200%. Перекомпенсация приводит к увеличению водонасыщенности пласта и вода как более подвижная фаза, прорывается к добывающим скважинам по высокопродуктивным участкам пласта, снижая охват пласта воздействием.

Также одной из технологических причин высокой обводненности добывающих скважин является негерметичность эксплуатационной колонны. На 15% действующего фонда скважин по результатам исследований наблюдаются негерметичности эксплуатационных колонн, а также заколонные перетоки жидкости, в связи с чем можно предположить, что значительная часть как закачиваемой, так и добываемой воды не участвует в процессе вытеснения нефти.

Также одной из технологических причин роста обводненности является проведение некачественных геолого-технических мероприятий, снижающих добычу нефти и увеличивающих обводненность. После проведения ГРП могут образовываться прорывы воды, со значительным ростом добычи жидкости и ростом обводненности.

Критерии выбора объекта для применения ГРП

- эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10 м;
- удаленность скважины от ГНК (газонефтяной контакт) и ВНК (водонефтяной контакт) должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;

- начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;
- расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;

Итак, для предотвращения опережающего обводнения скважин необходима разработка мероприятий еще на стадии проектирования разработки месторождений. Для снижения влияния геологических причин необходимо подбирать сетку скважин и расположение скважин с учетом строения объекта, площадной неоднородности. Закачку и добычу производить отдельно по пластам, если имеется значительная разница по ФЕС и физико-химическим свойствам. При определении прорывов воды необходимо проводить мероприятия по их ликвидации в целях снижения неэффективной закачки и увеличения коэффициента охвата воздействием. С точки зрения борьбы с технологическими причинами конечно же в первую очередь не стоит их допускать. Для этого необходимо изучать историю разработки на схожих по характеристикам объектах, анализировать проводимые мероприятия, выявлять наиболее эффективные из них и испытывать их на опытных участках.

Лабораторные исследования реагентов для проведения ВПП СПС

Изучение процесса сшивки полимера 0,2% FP-107 + 0,03% TD2A + 0,04% TD2B с использованием органических сшивателей на образце подтоварной воды Прикамского участка Ельниковского месторождения.

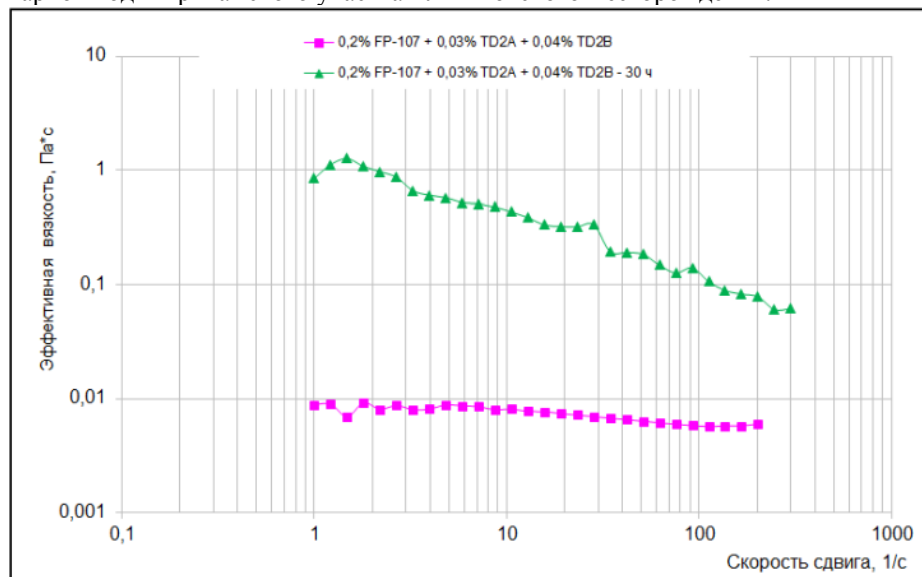


Рис.5. Реовязкостные кривые

Компонент	Значение
Плотность, г/л	1,088
Na ⁺ +K ⁺ , мг/л	39307
Ca ²⁺ , мг/л	5290
Mg ²⁺ , мг/л	348
Sr ²⁺ , мг/л	130
SO ₄ ²⁻ , мг/л	174
HCO ₃ ⁻ , мг/л	293
Cl ⁻ , мг/л	70763
Минерализация, г/л	116,3

Рис.6 Состав сточной воды Прикамского участка



Спустя 30 часов состав сшился, показав вязкость более 1000 сПз при низких скоростях сдвига, при этом по внешнему виду СПС наблюдается расслоение фаз - внизу осадок полимера. Поэтому для приготовления растворов СПС не рекомендуется использовать более минерализованную воду, так как это приведет к еще большему образованию осадков и исключению части полимера из процесса шивки, что в конечном итоге приведет к снижению технологического эффекта от обработки.

Реагент «АЦМ-100» (активная целлюлозная мука).

Исследование проводилось на пресной и высокоминерализованной (сточная вода Гремихинского месторождения с минерализацией 219 г/л) воде.

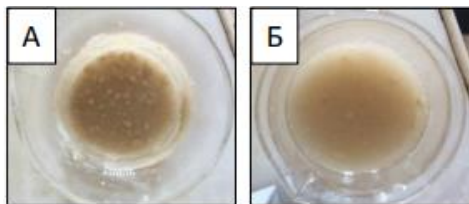


Рис.7. Внешний вид 1% раствора АЦМ-100 (А) до и после (Б) дополнительного интенсивного перемешивания

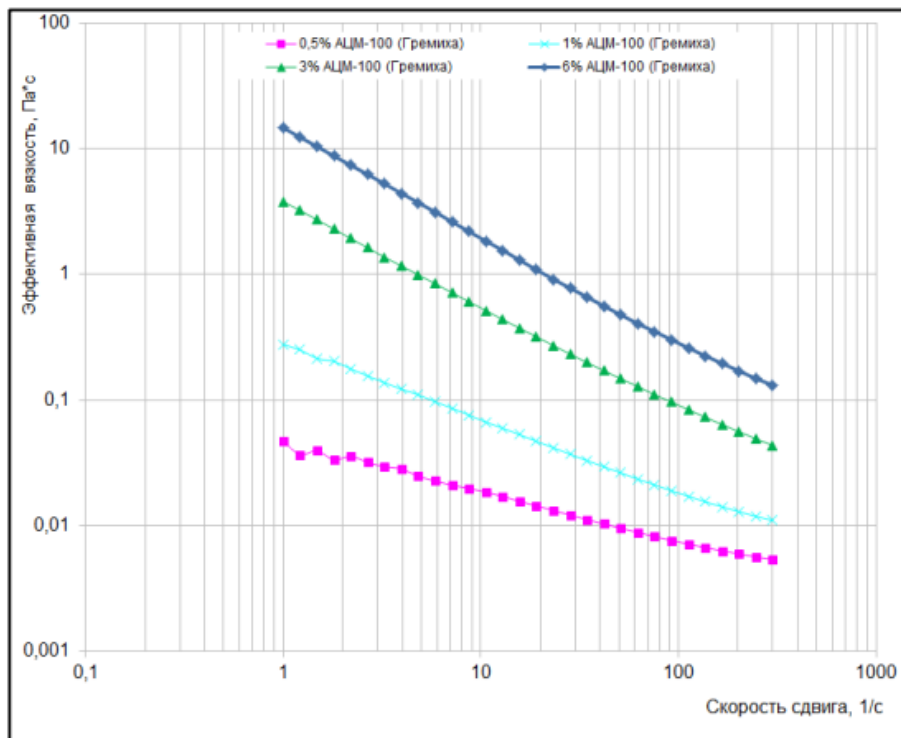


Рис. 8. Реологические кривые АЦМ-100

1. При приготовлении рабочего раствора состав образует суспензии, для гомогенизации которых требуется достаточно интенсивное перемешивание.

2. Суспензии реагента АЦМ-100 характеризуются значительной вязкостью, с увеличением концентрации реагента АЦМ-100 вязкость составов увеличивается.

3. Вязкость составов, приготовленных на минерализованной воде, незначительно ниже вязкости составов, приготовленных на пресной воде, что свидетельствует о малом влиянии минерализации на свойства состава. С течением времени вязкость составов практически не изменяется.

4. Работы по применению реагента АЦМ-100 следует проводить на объектах с высокой проницаемостью неоднородностью и высокими значениями средней проницаемости, где необходимо блокирование водопромытых высокопроницаемых каналов, трещин и суперколлекторов.

Реагент Геопан-М

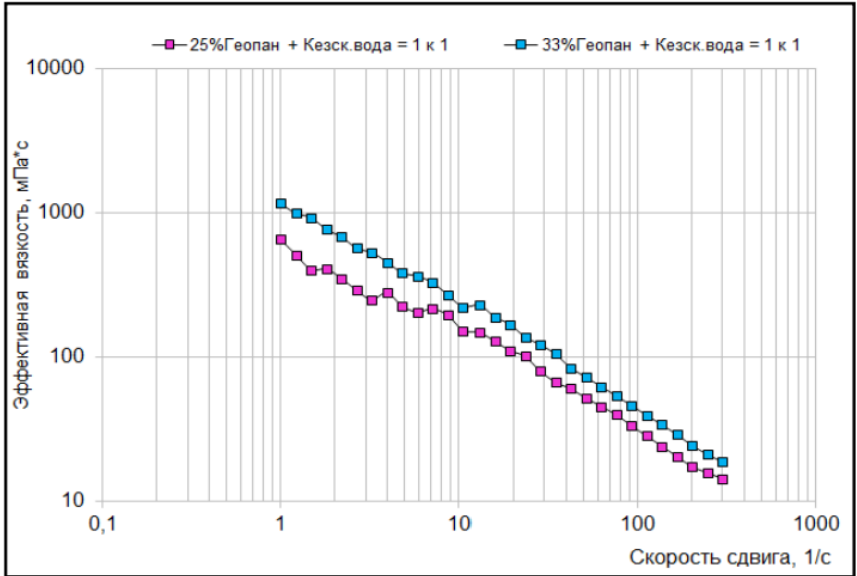


Рис. 9. Реологические кривые Геопан-М

№ пробы воды	1	2	3	4
Дата отбора	01.10.2014	03.10.2014	08.10.2014	09.10.2014
Ca ²⁺ , мг/л	7184	7162	7080	6753
Mg ²⁺ , мг/л	4680	5736	3768	4240
Sr ²⁺ , мг/л	184	184	175	184
K ⁺ + Na ⁺ , мг/л	38011	36514	39801	35017
Cl ⁻ , мг/л	84236	85078	84276	77725
CO ₃ ²⁻ , мг/л	0	0	0	0
HCO ₃ ⁻ , мг/л	244	232	232	244
SO ₄ ²⁻ , мг/л	975	840	805	772
Мин-я, мг/л	135514	135746	136137	124935

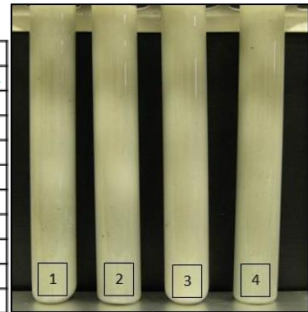


Рис.10. Состав сточной воды Кезского месторождения

Геопан при смешении рабочих растворов 25 и 33% с водой системы ППД Кезского месторождения образуются объемные творожистые осадки.

Как видно из реологических свойств реагент Геопан-М обладает высокой эффективной вязкостью, достигающей 1000 мПа*с при малых скоростях сдвига. При этом рабочие растворы были приготовлены на воде минерализацией более 130 г/литр, что говорит об эффективности не только в пресной

воде и возможности применения для проведения ВПП на месторождениях Удмуртии.

Эффективность проведения ВПП на Ельниковском месторождении

На Прикамском участке Ельниковского месторождения проводилось ВПП по технологии сшитых полимерных систем на двух участках свк. №727 и №714

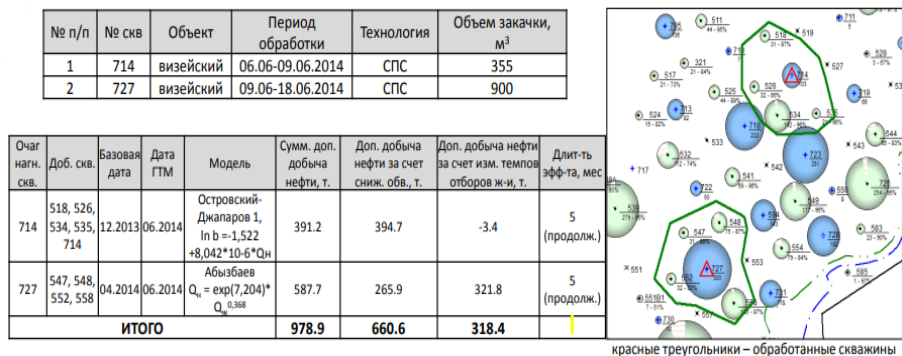
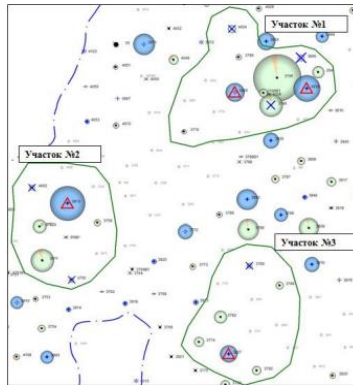


Рис. 11. Технологическая эффективность на очаге скважин Прикамского участка

Также на Соколовском поднятии Ельниковского месторождения проводилось ВПП с применением реагента Сонпласт.

Суммарный эффект от проведения ВПП на 6-ти нагнетательных скважинах Ельниковского месторождения составил 7,7 тыс. тонн нефти. Но если рассматривать каждое мероприятие подробнее, то становится ясно, что не каждое проведение ВПП имеет эффективность. После проведения ВПП на скважине №3927 положительной динамики добычи нефти не наблюдалось. Поэтому перед проведением ВПП необходимо проводить выбор скважин-кандидатов на основе трассерных исследований, гидропрослушиваний для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие.



Очаг нагн. скв.	№ скв.	Доп. добыча от снижения обводненности, т	Доп. добыча от интенсификации отборов, т	Всего, т	Продолжительность эффекта, мес	Примечание
3929, 3939	4024	87.6	51.5	139.2	2	12.2013 Доп. перф.
	3786	541.1	303.3	844.4		
	3770	9.1	-15.1	-6.0	0	Незначительный эффект, отдаленная скважина
	3795	1486.4	575.1	2061.5		эффект рассчитан на фоне проведенного в августе 2013г ГТМ
	3108В1	2242.3	4.0	2246.3		
	3796	1145.6	67.1	1212.7		11.2014 ИДН
	3806	169.0	6.2	175.2	7	22.05.2014 РИР
	294	-23.3	38.6	15.3	0	нет эффекта
	ИТОГО по скв. с ГТМ	1492.2	124.8	1527.0		
ИТОГО по 1 участку	5657.8	1030.7	6688.6			
3913	4002	0.0	0.0	0.0	0	ОПЗ сразу после даты МУН, эффект не учитывается
	3752А	1012.6	-46.6	965.9		
	3759	-14.9	-3.0	-17.9	0	нет эффекта
	3911	72.5	-17.5	55.0	6	эффект завершился
	3756	10.3	0.9	11.2	0	Доп перфорации, 01.2014. Наблюдается снижение обводненности по скважине на 5 пунктов
	ИТОГО по скв. С ГТМ	10.3	0.9	11.2		
	ИТОГО по 2 участку	1080.5	-66.2	1014.2		
3927	3774	-10.3	4.8	-5.5	0	нет эффекта
	3782	133.4	-95.0	38.4	4	эффект закончен 2.2014
	3792	-38.2	0.5	-37.7	0	нет эффекта
	3799	-60.8	-2.4	-63.2	0	нет эффекта
	3790	0.0	0.0	0.0	0	11.2013 ОПЗ, эффект не считается
	ИТОГО по 3 участку	24.1	-92.1	-68.0		
В целом по Ельнинковскому м-ю		6762.4	872.3	7634.8		

Рис. 12. Технологическая эффективность на очаге скважин Соколовского поднятия

Эффективность проведения ВПП на месторождениях Удмуртии

Таблица 1. Технологическая эффективность проведения ВПП.

Месторождение, участок, площадь и т.д.	Объект разработки (пласт, ярус и т.д.)	Очаг нагн. скв.	Доб. скв.	Доп. добыча нефти, т.			Длит-ть эфф-та, мес
				Суммарная	За счет сниж. обв.	За счет изм. темпов отборов жи	
Прикамский участок Ельниковского	визейский	714	518, 526, 534, 535	391.2	394.7	-3.4	5 мес. продолж.
		727	547, 548, 552, 558	587.7	265.9	321.8	5 мес. продолж.
Кырыкмасское	визейской	129, 214	124, 126, 130, 211, 215В1	1314.4	1187.2	127.2	5 мес. продолж.
	подоло-наширово-верейский	214	121, 123, 126, 127, 130, 20, 213,	227.5	278.7	-51.3	4 мес. продолж.
Мещеряковское	верейско-башкирский	3328, 3329	3302, 3304, 3305, 3306, 3307, 3308, 3309, 3310, 3311, 3356, 3357, 3359, 3364, 3370, 3374, 3406, 3409, 378, 39R, 41R	137.1	129.8	7.3	3 мес. продолж.
Сундурско-Нязинское, Нязинская пл.	башкирский	503	107, 300, 301, 401	311.4	277.5	33.9	4 мес. продолж.
Сундурско-Нязинское, Сундурская пл.		547, 553, 764A	190, 191, 195, 196, 199, 202, 203	312.3	333.6	-21.3	3 мес. продолж.
		536, 538, 542	159, 164, 165, 171, 178	98.9	76.2	22.8	3 мес. продолж.
Гремичинское	башкирский	831, 822, 818, 814	267, 277, 278, 286, 287, 295, 296, 297, 306, 307, 329, 694	1170.0	1102.1	68.0	5 мес. продолж.
		966, 972, 983	1507, 1563, 584, 610, 611, 623В1, 624, 633, 635, 636, 645, 646, 647, 657	1052.0	1286.1	-234.2	3 мес. продолж.
Чутьрское	башкирский	1118, 1119	1060, 1061, 1062, 1064, 1118, 1119, 1312, 1330, 1365, 829, 830, 845, 846, 847	597.2	553.4	43.8	3 мес. продолж.
		898	1050,1275, 1274, 1284, 1283, 1282	0.0	0.0	0.0	отсутствует
ВСЕГО				6199.7	5885.2	314.6	

Суммарная дополнительная добыча от закачки композиции составила 6199,7 т, в том числе от снижения обводненности составила 5885,2 т, от изменения темпов отборов жидкости 314,6 т.

Наибольший удельный эффект отмечается по Кырыкмасскому месторождению. Меньший эффект наблюдается по Мещеряковскому и Сундурско-Нязинскому месторождениям.

Для определения причины разницы в технологической эффективности рассмотрим трассерные исследования скважин на которых проводилось ВПП.

Трассерные исследования на Кыракмасском месторождении

Скважина №214, визейский объект. 17.02.2014 Закачан Уранин-А (1,0 г/л). Индикатор обнаружен в скважинах 126, 216, 215В1 и 130. В скважинах 129А и 211 индикатор не обнаружен.

В результате интерпретации исследований получено, что объем суперколлекторов (трещин) составил 20,6 м³, объем высокопроводящих каналов – 275,6 м³, объем водонасыщенных каналов, имеющих проницаемость близкую к средней проницаемости пласта – 160,8 м³.

Трассерные исследования на Сундурско-Нязинском месторождении.

Скважина №553. Закачан Эозин-Н (1,1 г/л). Индикатор обнаружен в скважинах 191, 195, 199, 202, 203. Не обнаружен в скважинах 190, 196, 176 и 185.

В результате интерпретации исследований получено, объем суперколлекторов (трещин) составил 0,21 м³, объем высокопроводящих каналов –

698,35 м³, объем водопромытых каналов, имеющих проницаемость близкую к средней проницаемости пласта – 243,8 м³. Суммарный объем каналов, по которым прошел индикатор, составил 942,37 м³.

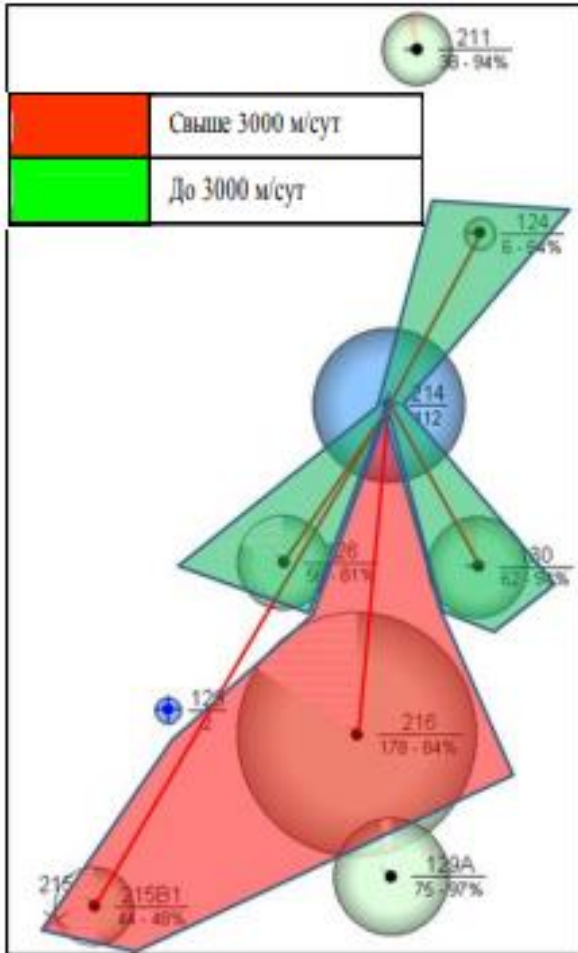


Рис. 13. Поле скоростей на очаге нагнетательной скв. 214

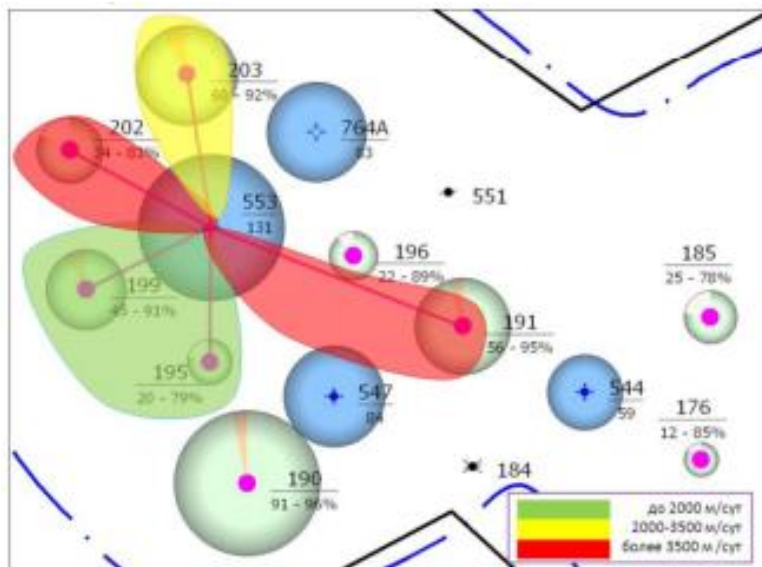


Рис. 14. Поле скоростей на очаге нагнетательной скв. 553

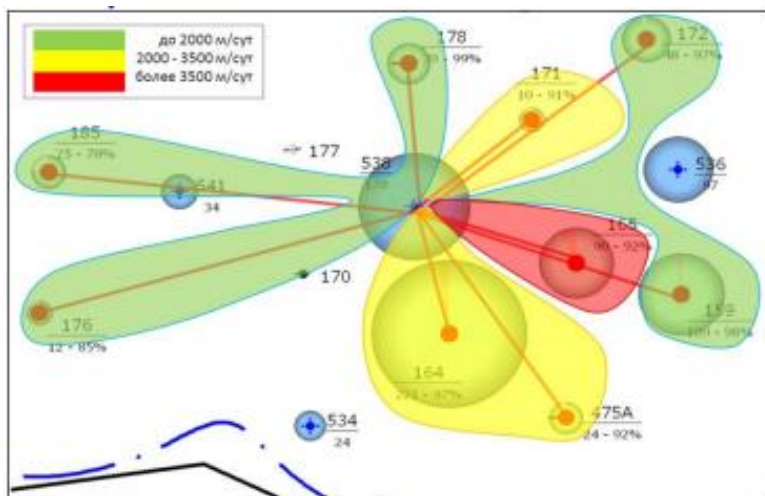


Рис. 15. Поле скоростей на очаге нагнетательной скв. 538

Скважина №538. Закачан Уранин-А (0,8 г/л). Индикатор обнаружен во всех скважинах: 475а, 159, 164, 165, 171, 172, 178, 176 и 185. Общая масса 136,8 г.

В результате интерпретации исследований получено, что объем суперколлекторов (трещин) составил $0,05 \text{ м}^3$, объем высокопроводящих каналов – $3149,36 \text{ м}^3$, объем воднасыщенных каналов, имеющих проницаемость близкую к средней пластовой – $383,59 \text{ м}^3$. Суммарный объем высокопроницаемых каналов составляет $3533,0 \text{ м}^3$.

По результатам трассерных исследований и удельной технологической эффективности можно сделать вывод, что эффективность ВПП зависит в первую очередь от объема суперколлекторов (трещин), являющихся основными каналами течения нагнетаемой воды к добывающим. Так, на Сундурско-Нязинском месторождении удельная эффективность от ВПП по очагам нагн. скважин 553 и 538 не превышает 100 т/скв.-опер. В результате трассерных исследований определено, что суперколлекторы (трещины) на данном участке отсутствуют.

Максимальный удельный эффект от ВПП получен на Кырыкмасском месторождении, по очагу нагнетательных скважин 129 и 214 визейского объекта (более 650 т/скв.-опер.). До проведения выравнивания профиля приемистости по трассерным исследованиям было определено, что объем суперколлектора в скв.214 составляет более 20 м^3 . Все это говорит о том, что трещины являются основными путями прорыва нагнетаемой воды к добывающим скважинам, и применение технологи СПС позволяет успешно бороться с кинжальным обводнением по промытым высокопроводимым каналам.

Итак, для успешной разработки ТРИЗ высокообводненных месторождений на поздней стадии разработки необходимо в первую очередь знать причины обводнения:

1. Основной геологической причиной раннего обводнения скважин нагнетаемой водой является невыдержанность залежи по ФЭС и наличие высокопроводимых каналов в разрезе.
2. Основной технологической причиной прорыва воды являются несоблюдение запроектированных темпов закачки и отбора жидкости, а также некачественный подбор скважин для ГТМ (ГРП, дострел).
3. Для применения на месторождениях Удмуртии с высокой минерализацией пластовых вод предпочтительны реагенты АЦМ-100 и Геопан-М.
4. Эффективность проведения ВПП зависит от наличия трещин между нагнетательными и добывающими скважинами, т.е. перед проведением ГТМ необходим цикл исследований таких как трассерные исследования, гидропрослушивание, определение профилей приемистости нагнетательных скважин.

Список использованной литературы

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Ельниковского нефтяного месторождения УР, Ижевск 2016.

2.Итоговый отчет «Научное сопровождение МУН на нагнетательных скважинах месторождений ОАО «Удмуртнефть» в 2014 году».

DETERMINATION OF THE REASONS FOR THE ADVANCED WATERING OF THE VISEYSKY OBJECT OF THE YELNIKOVSKY OILFIELD

A.S. Lukin, 2st year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

S.Yu. Borhovich, Ph. D., associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

Abstract. To date, most of the oil fields of the Ural-Volga region are at the final stage of development, characterized by insignificant debits and high water content of the produced products. When water is injected, the problem of low coverage of the productive reservoir by the agent is quite often observed, due to the peculiarities of the geological structure of deposits, the lack of reservoir properties of rocks both vertically and horizontally, while significant oil reserves located in less permeable areas of the reservoir remain unprocessed. The task in the development of deposits at a late stage of development is the extraction of TRIZ from highly watered areas of the formation.

Keywords: oil field, water cut, injection well, input profile, tracer analysis

References

1. Supplement to the technological development project of Yelnikovskoye oil field of the UR, Izhevsk 2016.
2. Final report «Scientific support of EOR at injection wells of Udmurtneft's fields in 2014».

УДК 622.276

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Г. Ю. Некрасов, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7

GYNekrasov@udn.rosneft.ru

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ, Удмуртская республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 7

SYBorhovich@udsu.ru

Аннотация. Гидроразрыв пласта - достаточно продуктивный в наше время, способ интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, получивший глобальное применение. В целом гидроразрывы представляют положительные результаты, но результативность зависит от геолого-физических характеристик пластов, а также подобранной технологии проведения. Одним из основных факторов снижающих успешность проведения, считается присутствие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В данном случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продолжить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, осуществив ГРП, повысить обводненность.

Ключевые слова: месторождение нефти, гидроразрыв, проппант, жидкость гидро разрыва, обводненность, эффективность.

Цель работы: *определение причин недостижения плановых показателей после проведения гидро разрыва, а также выбор методов для предупреждения влияния негативных факторов и повышения эффективности ГРП и кислотных ГРП (далее КГРП) в будущем.*

Работы по кислотно-проппантному ГРП на месторождениях компании ОАО «Удмуртнефть» были начаты в июне 2017-го года. Информация по количеству выполненных работ приведена на рисунке №1. Как видно из рисунка №1, количество скважин ГРП росло до 2019-го года включительно, в 2020-м году было выполнено на 17 операций меньше, что связано с выполнением в 2019-м году дополнительной программы ГРП.



Рис. 1. Информация по количеству выполненных ГРП

География проведения ГРП охватывает следующие месторождения: Весеннее, Гремихинское, ельниковское, Еснейское, Заборское, Карсовайское, Киенгопское, Кырыкмасское, Ломовское, Мишкинское, Ончугинское, Прикамский участок Ельниковского месторождения, Чутырское и Шарканское месторождения.

Распределение количества работ, выполненных в 2020-м году, по месторождениям, представлено на рисунке 2.

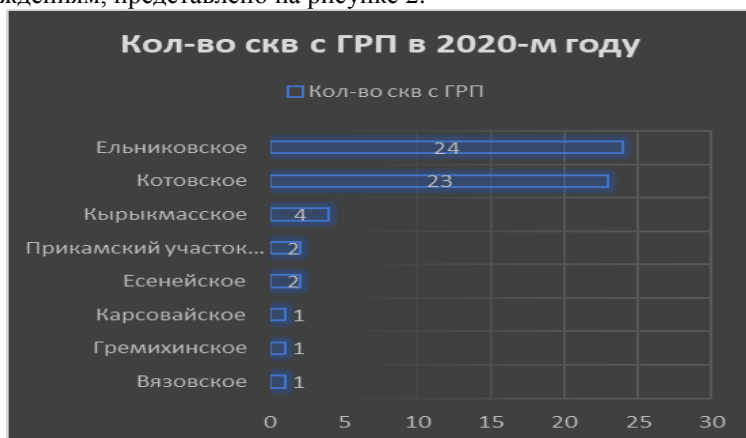


Рис. 2. Распределение проведенных ГРП по месторождениям в ОАО «Удмуртнефть» в 2020-м году

Выбор оптимальной технологии проведения ГРП

Стандартная операция ГРП состоит из нагнетательного теста (мини-ГРП. При необходимости проводится два теста: замещение и мини-ГРП), и основного ГРП, во время которого в скважину сначала закачивается кислота, потом буферная жидкость (закачка проводится в два этапа: сначала в скважину закачивается линейный гель, потом сшитый гель), затем следует проппантная стадия, которая сменяется снова закачкой кислоты, после чего следует стадия продавки.

При выборе химических реагентов для проведения закачек был использован опыт ранее проведенных работ по ГРП. При проведении кислотных стадий использовалась соляная кислота HCl концентрации 15 % с добавлением стабилизаторов железа, деэмульгаторов, диспергаторов и ингибиторов коррозии.

При разработке дизайнов планируемых обработок был выбран проппант производства фирмы «Ника Петротэк» фракции 16/20 и 12/18 и Велл Проп фракций 16/20 и 12/18.

При проектировании дизайнов ГРП (ПКГРП) учитывались результаты ранее проведенных работ. Для выбранных скважин-кандидатов на проведение ГРП (ПКГРП) были выполнены дизайны ГРП (ПКГРП).

Результаты проведенных ГРП

В 2020-м году при проведении ГРП были применены следующие подходы:

- Одностадийный ГРП
- Двухстадийный ГРП
- КГРП+П на скважинах с низким Rпл;
- КГРП+П по технологии импульсной стимуляции
- Проппантный ГРП на карбонатах;
- КГРП+П с отсыпками в процессе закачки;
- ПГРП на загеленной кислоте.

В целом, наблюдается достижение планируемых приростов по скважинам. На запуске по 20-ти скважинам из 60-ти было зафиксировано недостижение плановых показателей на запуске. Эффективность ГРП в % приведена на рисунке 3.

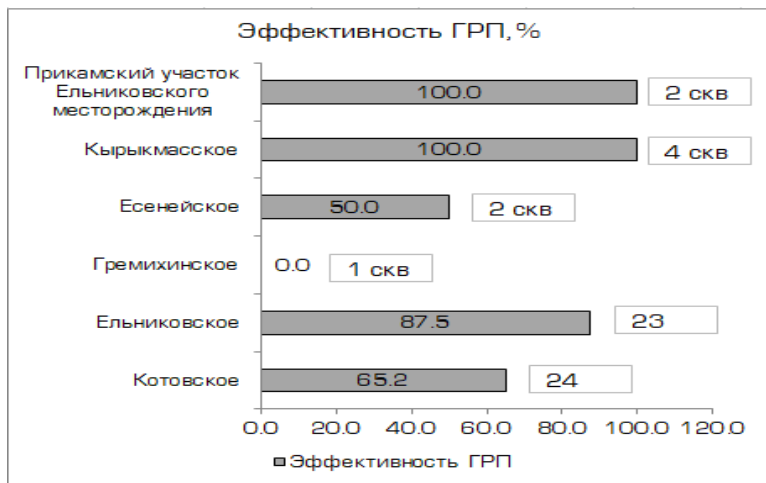


Рис. 3. Распределение по эффективности скважин ГРП 2020-го года

Из 60 скважин, на которых проводился ГРП, 13 скважин являются некупаемыми, это скважина №596 Гремихинского месторождения, скважины №2761, №4008, №2791 Ельниковского месторождения, скважина. №4211 Есенийского месторождения, скважины №1115, №338, №533, №361, №210, №544 и №546 Котовского месторождения.

Распределение некупаемых скважин по месторождениям приведено на рисунке 4.

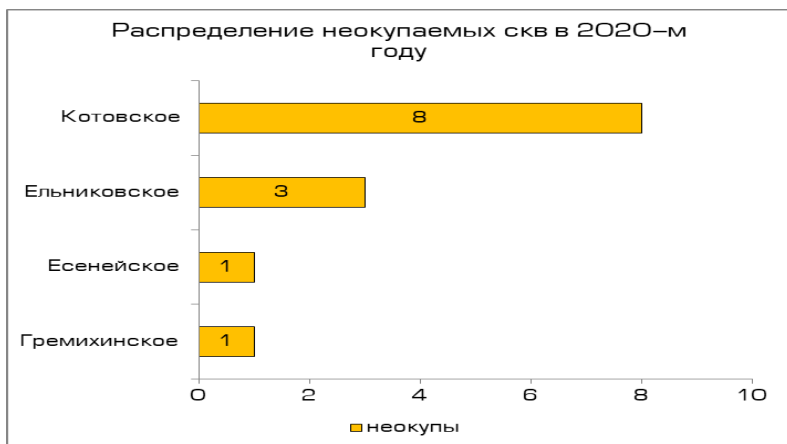


Рис 4. Распределение неуспешных скважин ГРП 2020-го года по месторождениям

В ходе анализа информации по данным скважинам и скважинам, которые перешли из категории некупаемых в эффективные после выхода на режим, были выявлены причины недостижения плановых показателей.

Распределение данных причин по количеству скважин представлено на рисунке 5.



Рис. 5. Процент причин неуспешности (неокупов) и количества скважин

Следует также отметить ряд дополнительных причин по скважинам, которые в процессе вывода на режим перешли из категории некупаемых в категорию эффективных. Это причины:

- Стимуляция нецелевого водонасыщенного пласта
- Длительный вывод скважины на режим

Таким образом, можно выделить ряд мероприятий по снижению влияния негативных факторов с целью повышения эффективности ГРП и КГРП в будущем. Это такие мероприятия как:

1. Для избежания проблем, связанных с выносом проппанта и длительным выводом скважин на режим:

- Проведение ГРП с незначительной перепродавкой проппанта в пласт,
- Использовать механические фильтры и термозакрепление,

2. Для обеспечения поддержания пластового давления в районах проведения ГРП необходимо своевременное проведение мероприятий по оптимизации работы скважин системы ППД.

3. Во время проведения ГРП (КГРП+П) рекомендуется осуществлять спуск глубинного манометра на всех операциях ГРП, поскольку показания глубинных датчиков более корректно отражают забойное давление.

Список использованной литературы

- 1) Дополнение к технологическому проекту разработки Ельниковского нефтяного месторождения УР
- 2) «Инженерно-техническое сопровождение ГРП» ЗАО ИННЦ 2020 г.
- 3) «Итоговый анализ эффективности проведения ГРП и КГРП 2020 года на месторождениях ОАО Удмуртнефть на переходящем фонде» ЗАО ИННЦ 2020 г.

ANALYSIS OF THE MAIN REASONS FOR REDUCING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE EXAMPLE OF FIELDS IN THE UDMURT REPUBLIC

G. Y. Nekrasov, 2st year graduate student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, GYNekrasov@udn.rosneft.ru

S. Y. Borhovich, candidate of Engineering Sciences, docent, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University, Udmurt Republic, Izhevsk, Universitetskaya str., 1/7, SYBorhovich@udsu.ru

Abstract. Hydraulic fracturing is a fairly productive method of intensifying oil production from low-permeability reservoirs, which has received global application. In general, hydraulic fracturing presents positive results, but the effectiveness depends on the geological and physical characteristics of the reservoirs, as well as the selected technology. One of the main factors that reduce the success of the implementation is the presence of extensive oil-water zones, especially in the deposits represented by the low permeability reservoir. In this case, the question arises as to what is more preferable - to continue the operation of wells (without hydraulic fracturing) with a low oil production rate or, after hydraulic fracturing, to increase the water cut.

Keywords: oil field, hydraulic fracturing, proppant, hydraulic fracturing fluid, water cut, efficiency.

References

- 1) Addition to the technological project for the development of the Yelnikovskiy UR oil field
- 2) "Engineering and technical support of hydraulic fracturing" CJSC INNOC 2020.
- 3) "Final analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing and acid fracturing in 2020 at the fields of OAO Udmurtneft on a rolling fund" CJSC INNOC 2020

УДК 622.234.573

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В. А. Петина, студент 1 курса

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
vicka.petina@gmail.com

Н. В. Соловьев, к.т.н., заведующий каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, solovyevnv@mgi.ru

К. О. Щербакова, преподаватель каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, sherbakovak@mgi.ru

Б. А. Овезов, старший преподаватель каф. СТБС

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго
Орджоникидзе, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, ovezovba@mgi.ru

Аннотация. На сегодняшний день существует вопрос уменьшения производительности нефтеотдачи гидроразрыва пласта, метод, применяемый с целью добычи нефти их низкопроницаемых коллекторов. В первую очередь, это связано с кропотливым планированием операции, а также осуществлением разных изучений. В период проведения либо уже после могут возникнуть различные технические проблемы, которые существенно снижают эффективность технологии ГРП. На данный момент происходит интенсивное применение новейших технологий и научно-технологических решений, которые снижают отрицательные факторы и тем самым повышают производительность проведения гидроразрыва пласта для повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: Гидравлический разрыв пласта, вынос проппанта, жидкость для гидроразрыва пласта, скважина.

Снижение открытия углеводородных ресурсов заставило нефтегазовые фирмы сконцентрироваться на способах увеличения нефтеотдачи. Активизация скважин как единственный из этих способов представляет немалую значимость в нефтяной промышленности.

Гидравлический разрыв пласта [1] (рис.1) считается одним из широко используемых на сегодняшний день методов, позволяющим повысить количество добываемой нефти и газа. Однако при осуществлении гидроразрыва пласта не всегда получается достигнуть ожидаемого итога, но иногда метод ГРП также способен предоставить отрицательный результат. Главными усло-

виями, приводящими к уменьшению производительности гидроразрыва пласта считаются: вынесение пропанта с трещины пласта и подбор флюида для гидроразрыва. Данные факторы уменьшают также длительность результата, то что приводит к значительному как техническому, так и экономическому убытку от использования данного технологического процесса. При этих факторах требуются использования дополнительных научно-технических решений для снижения риска недостижения итога от ГРП.

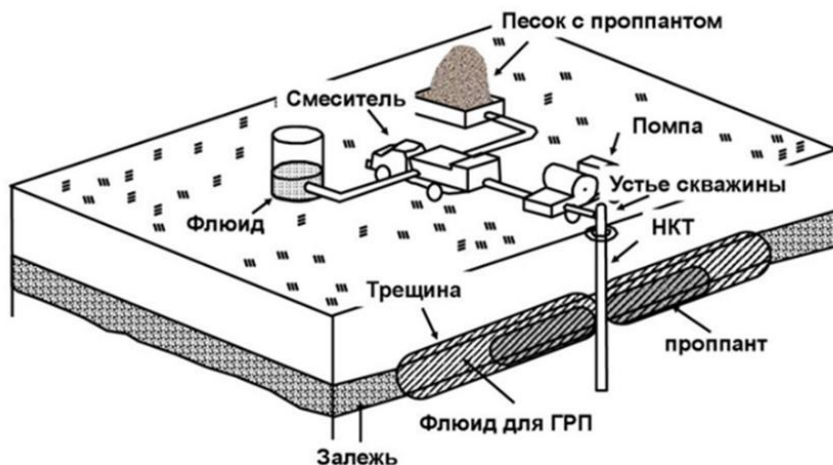


Рис. 1. Гидравлический разрыв пласта

Метод ГРП [1] проводится в две стадии. Первая стадия содержит в себе добавление жидкости ГРП с давлением с целью формирования трещины в слое. Второй этап заключается с инъекции суспензии, которая состоит из пропанта и флюида для разрыва, которая сохраняет трещину открытой. Обработка гидроразрыва пласта обладает широким использованием и способен осуществляться в разных глубинах коллектора, начиная с небольших уровней от 150 метров в случае грязных мелкозернистых песчаников, сланцев, мелов, несущих нефть или газ, вплоть до весьма глубоких глубин, превышающих 6000 метров в случае крепких песчаников, сланцев и горизонтов окупаемости газа угольных пластов.

Обработка гидроразрыва пласта содержит в себе два главных фактора: подпирющий агент (пропант) и жидкость для разрыва пласта. Пропант [2] — это материал, который применяется в ГРП с целью, чтобы удерживать трещины раскрытыми. Раствор, который применяется для перенесения пропантов в трещину, называется жидкостью для разрыва. Для того чтобы осуще-

ствить расположение проппантов изнутри трещины, проппанты суспендируют в раствор, а затем перекачивают в находящиеся поз землей образования.

Приблизительно 85 % ГРП в настоящий период ведутся с применением жидкостей на водной основе. Флюиды обладают большой эластичностью, которая способна легко преобразовываться в тягучий разрыв пласта путем добавления определенных добавок. С целью увеличения способности к транспортировке проппанта раствор на водной основе перемешивают с гуаровыми полимерами. Помимо флюидов на водной основе могут применяться также и другие виды жидкостей для ГРП, производящиеся из нефти, метанола, а также консистенции газов. Флюид на основе метанола способен являться применением для минимизации потери, что приводит к увеличению рекуперации жидкости. Флюиды ГРП, базирующиеся на полимерных веществах и произведены с метанолом, имеют все шансы усовершенствовать метод гидроразрыва пласта. Перемешивание газов, например, азот или диоксид карбона, с жидкостью для ГРП способен послужить причиной к формированию пены. Небольшой объем жидкости для ГРП на основе пены нужен для перенесения проппанта изнутри трещины.

Имеются различные разновидности добавок, имеющие все шансы являться в составе жидкости ГРП. Они являются применением для очищения образования от примесей, для стабилизации пены, для избежания или снижения потери или для уменьшения неглубокого натяжения натяжения.

Значительный вопрос представляет вынесение проппанта в скважину уже после выполнения ГРП. Итогом способна являться утрата пристволенной проводимости с абсолютной остановкой добычи в случае абсолютного перекрытия результативной области. Устранение вынесенного проппанта связано с внушительными расходами.

Вынесение проппанта из пласта считается довольно длительным явлением, но однако нередки случаи, когда приток проппанта с трещины носит крайне временный вид. Фактором длительного выноса проппанта считается непостоянным положением проппантной массы в трещине в следствии влияния значительно высокой быстроты фильтрующихся пластовых жидкостей, а также газа. Следственно, снижение депрессии на эффективный пласт и быстроты фильтрации флюида в пласте, дает возможность уменьшить насыщенность проппантового выноса. Фактором временного характера выноса проппанта считается вероятность его вымывания с призабойной зоны, в следствии чего появляется существенная возможность смыкания трещины возле ствола скважины, что, безусловно, очень отразится в результативной проводимости трещины.

Большое условие угрозы этой проблемы вместе со значительной частотой ее проявления обусловили исследования, а также и формирования

большого количества технологий и методов избежания выноса проппанта из трещины.

Решения проблемы выноса проппанта:

1. Закачка в слой вместе с проппантом особого эластичного стекловолокна, наполняющие интервалы среди частичек проппанта, что гарантирует наиболее значительную стабильность проппантной набивки. Но максимальное продвижение приобрело применение RCP-проппанта. Главной его характерной черной считается присутствие в плоскости проппанта отвердителя из фенолформальдегидной смолы.

2. Проппант, произведенный из нитиноловых пружин [4]. На начальной стадии ГРП подают керамический проппант или песок. На завершающей стадии крепления трещины предполагается осуществить закачку нитиноловых пружин. Нитин – это соединение никеля и титана в соотношении 55х45%, владеющий значительной коррозионной и эрозионной стойкостью. Необыкновенным качеством считается в таком случае то, что это соединение владеет результатом памяти.

3. Применение особого удерживающего частички волокна. Накачиваемый в скважину совместно с проппантом в составе рабочего флюида волоконный использованный материал, который дает возможность сформировать устойчивую сетку, не закрепляющую поступление приток нефти или газа.

Использование описываемых решений на практике даст возможность выработать базовый состав с целью удержания трещины в открытом варианте. Данное решение даст возможность уменьшить вынесение проппанта, а также повысить электропроводимость трещины гидроразрыва пласта.

Планирование ГРП считается ответственным процессом, от которого зависит не только успешность выполнения способа, но и продуктивность исследования объекта в целом. Имеются несколько технологий, методов и научно-технических способов, позволяющих при правильном планировании исключить вероятных проблем, связанных с проведением этой операции.

Список использованной литературы

1. Васильев В.А., Верисокин А.А. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. С.101-108.
2. Казакова Л.В. Эффективная очистка проппантной упаковки и стенок скважины после гидроразрыва пласта в процессе ее освоения // Бурение и нефть. 2014. №3. С. 40-42.
3. Тетельмин В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс. В двух томах. Том 2 // Инфра-Инженерия. 2021. С.55.

4. Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений // Перм. нац. исслед. политехн. ун-т, 2013. С.177.

HYDRAULIC FRACTURING FOR ENHANCED OIL RECOVERY

V. A. Petina, 1st year student,

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, vicka.petina@gmail.com

K. O. Shcherbakova, teacher of the Department of STBS

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, sherbakovak@mgi.ru

N. V. Solovyov, Candidate of Technical Sciences, Head of the STBS Department

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow, solovyevnv@mgi.ru

B. A. Ovezov, Senior lecturer of the STBS Department

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Mi-
klukho-Maklaya str., Moscow,
ovezovba@mgi.ru

Abstract. To date, there is a question of reducing the productivity of hydraulic fracturing oil recovery, a method used to extract oil from their low-permeability reservoirs. First of all, this is due to the painstaking planning of the operation, as well as the implementation of various studies. During the implementation period or after, various technical problems may arise that significantly reduce the efficiency of hydraulic fracturing technology. Currently, there is an intensive application of the latest technologies and scientific and technological solutions that reduce negative factors and thereby increase the productivity of hydraulic fracturing to increase oil recovery.

Keywords. Hydraulic fracturing, proppant removal, fracturing fluid, well.

References

1. Vasiliev V.A., Verisokin A.A. Hydraulic fracturing in horizontal wells // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. 2013. No. 6. pp.101-108.
2. Kazakova L.V. Effective cleaning of the proppant packaging and the walls of the well after hydraulic fracturing in the process of its development // Drilling and oil. 2014. No. 3. pp. 40-42.
3. Tetelmin V.V. Oil and gas business. Full course. In two volumes. Volume 2 // Infra-Engineering. 2021. p.55.
4. Yushkov I.R. Development and exploitation of oil and gas fields // Perm. nats. research. polytech.un-t, 2013. p.177.

УДК 622. 276. 031: 53 (075)

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА МЕТОДОМ ЗАКАЧКИ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

О. В. Ренёва, студент 2 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева УдГУ
С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент каф. РЭНГМ,
Институт нефти и газа им.М.С.Гучериева УдГУ

Аннотация. Многие месторождения разрабатываются традиционными методами заводнения, при этом в пласте остаются застойные зоны, не охваченные вытеснением нефти водой. Кроме этого на месторождениях присутствует проблема увеличивающейся обводнённости продукции нефтяных скважин. В связи с этим большое значение приобретают методы ограничения водопритокков и изоляции меж пластовых перетоков жидкости при эксплуатации скважин. В данной статье приведена оценка эффективности применения сшитых полимерных систем на примере месторождений АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Ключевые слова: сшитые полимерные системы, эффективность, обработки.

В настоящее время практически все месторождения нефтедобывающих компаний находится на заключительной стадии разработки. Многие месторождения разрабатываются традиционными методами заводнения, при этом в пласте остаются застойные зоны, не охваченные вытеснением нефти водой. Кроме этого на месторождениях присутствует проблема увеличивающейся обводнённости продукции нефтяных скважин. В связи с этим большое значение приобретает совершенствование методов ограничения водопритокков и изоляции меж пластовых перетоков жидкости при эксплуатации скважин [1]. Актуальной технологией для этого являются обработки составами на основе полиакриламидов (ПАА) со сшивателем ацетата хрома (АЦХ). Эти составы в результате химической реакции обладают способностью увеличивать эффективную вязкость со временем, что позволяет их закачать в скважину прежде, чем произошло сшивание состава. Данные составы хорошо работают как с матричной, так и с трещинной структурой коллектора, что отчасти обуславливает их широкое применение.

Эффективность технологии можно рассмотреть на примере обработок методом закачки сшитых полимерных систем проводимых компанией АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Суть технологии сшитых полимерных систем (СПС) заключается в закачке растворов различной концентрации, которые проникают вглубь пласта и создают потокоотклоняющие экраны. Таким образом, в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением [2].

Для приготовления раствора сшитой полимерной системы (СПС) используется полиакриламид (ПАА) 0,4%, в качестве сшивателя ацетат хрома 0,08%, так же для обработок некоторых скважин добавляется бентонитовый глинопорошок. Объем закачки варьируется от 190 до 840 м³. Плотность воды для смешивания 1,17 г/см³ (погреш. +/- 5%). Продавка производится технической водой.

За последние 5 лет в компании было выполнено 116 обработок с применением СПС (в 2021 - 35, 2019 – 31, 2018 -29, 2017- 21). В 2020 году обработки не проводились.

Одним из показателей эффективности обработки скважины, является достижение гарантированного технологический эффект (ГТЭ). Сравнение гарантированного технического эффекта к фактически добытой нефти показано на рисунке 1.

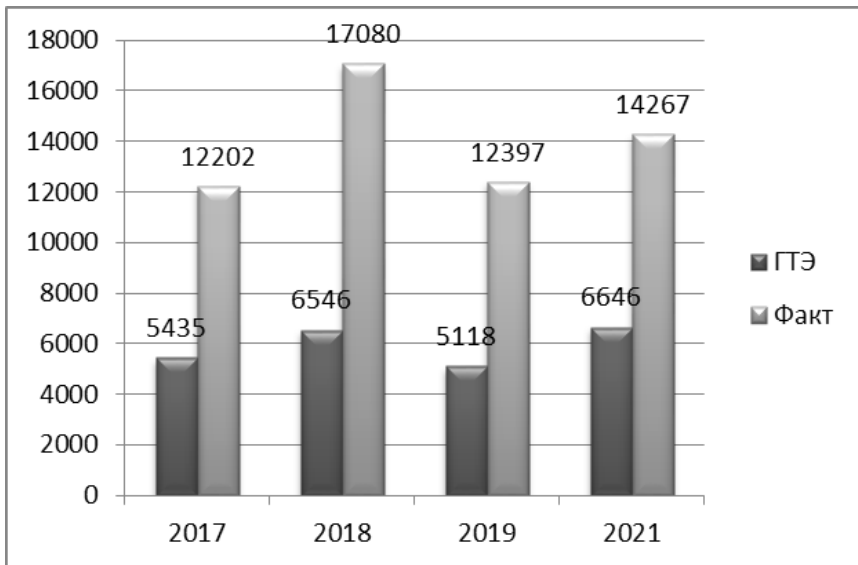


Рис. 1. Сравнение гарантированного технического эффекта к фактически добытой нефти

В обработках так же важна экономическая эффективность, её можно оценить по индексу рентабельности. Средний индекс рентабельности по обработкам скважин за последние года составляет 4,56.

Ниже представлено сравнение эффективности в 2019 и 2021 годах. По таблице 1 явно можно заметить улучшение качества обработок в 2021 году.

Таблица 1. Сравнение эффективности обработок за 2019 и 2021 года

Год	Средний объем закачки полимера на 1 скв, тн	Средний прирост от скв.операции, тыс.т.	Средний показатель эффективности прироста добычи нефти от закачки 1тн. полимера, тн
2019	6	0,3	62,1
2021	4,8	0,3	90,3

Так же эффективность можно рассмотреть на примере трассерных исследований проведенных на одинаковых нагнетательных скважинах в разном промежутке времени (повторное исследование проведено через несколько лет). Ниже приведена таблица 2, на которой представлены обработки на трех скважинах и сравнение объемов каналов.

Таблица 2. Сравнение объема каналов НФС в межскважинном пространстве

Скважина ППД	Добывающая скважина	Объем каналов НФС в межскважинном пространстве, м ³	
		Год 1	Год 2
20	1	6,72	959,84
	2	16,39	363,57
	3	1,52	43,45
	4	2,02	32,6
21	5	1,693	2973,88
	6	0,92	766,61
	7	0,177	195,5
22	8	26,78	655,217
	9	69,21	1074,18
	10	48,52	2195,66

Таким образом, можно сделать следующие выводы об обработках методом закачки сшитых полимерных систем:

1. Такие обработки являются эффективными, так как по представленному графику видно, что за последнее время суммарная добыча сильно превосходила гарантированный технический эффект. Но необходимо отметить, что если рассматривать достижение ГТЭ по каждой скважине отдельно, то про-

цент достижения будет менее 100%. Следовательно, подбор скважин должен быть очень тщательный.

2.Экономически такие обработки эффективны, так как показатель среднего индекса рентабельности (4,56), является хорошим.

3.Обработки так же имеют накопительную функцию, так как по представленной таблице видно, что по всем исследованиям по истечению времени наблюдается рост каналов с низким фильтрационным сопротивлением. Из-это следует, что необходимо увеличение объемов закачиваемого СПС с последующими повторяющимися обработками.

4.Технология закачки полимерных систем показала себя как надежная технология, проверенная временем.

Как следует из выводов выше, технология закачки шитых полимерных систем имеет множество неоспоримых достоинств. Особенно востребованы регулярные обработки, позволяющие повышать коэффициент извлечения нефти. Всё это делает её самой актуальной технологией для месторождений с прогрессирующим ростом обводнённости.

Список использованной литературы

1.Шарифуллина Р.Р. Оценка эффективности полимер-кислотного воздействия на турнейском ярусе Туймазинского месторождени/ Р.Р. Шарифуллина, Р.Р. Хуснутдинова, Л.В. Петрова// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сб. статей. - Уфа, 2021. - С. 192-195.

2.Технология СПС [Электронный ресурс]:Профессиональный сервис гидроимпульс. Режим доступа:gidroimpuls.com/sps

EFFICIENCY OF ENHANCED OIL RECOVERY BY INJECTION OF CROSS-LINKED POLYMER SYSTEMS

O. V. Reneva, 2th years student, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

S. Yu. Borhovich, Ph.D., associate Professor, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

Abstract. During oil field development, stagnant zones remain in the reservoir, not covered by oil displacement by water. In addition, there is a problem of a progressive increase in the water cut of production wells at the fields. In this regard, methods of limiting water inflows and isolating reservoir interflow fluids during well operation are of great importance. This article provides an assessment

of the effectiveness of the use of cross-linked polymer systems on the example of the fields of JSC "Belkamneft" named after. A.A. Volkov.

Keywords: cross-linked polymer systems, effectiveness, processing.

References

1. Sharifullina R.R. Evaluation of the effectiveness of polymer-acid effects on the Tournaisian tier of the Tuymazinsky deposit/ R.R. Sharifullina, R.R. Khusnutdinova, L.V. Petrova// Modern technologies in oil and gas business – 2021: collection of articles. - Ufa, 2021. - pp. 192-195.
2. ATP technology [Electronic resource]:Professional hydroimpulse service. Access mode:gidroimpuls.com/sps

УДК 123.456.78

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОДГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕННЫХ СИСТЕМ

К. К. Шатунова, магистрант 2 курса,
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ,
426056, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: filippovaksysha@gmail.com

С. Ю. Борхович, к.т.н., доцент,
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ,
426056, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7,
e-mail: SYBorhovich@yandex.ru

Аннотация. В статье выявлены проблемы, встречающиеся на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова – а именно активная разработка подгазовых оторочек и отсутствие эффективной технологии по ликвидации прорыва газа в горизонтальных скважинах. Проанализированы причины прорывов газа. Разработана и обоснована технология по ликвидации прорыва газа за счёт применения пенных систем. Технология направлена на ликвидацию прорыва газа в добывающих нефтяных скважинах, в том числе с горизонтальным окончанием, путем создания блокирующего экрана закачкой состава пенообразователя с последующим закреплением гелевым составом, который в пластовых условиях создаст значительные фильтрационные сопротивления поступлению газа.

Ключевые слова: подгазовые залежи, прорывы газа, пенные системы, гелеобразователь, горизонтальная скважина.

В процессе эксплуатации скважин, в результате активного продвижения границ раздела получают, как правило, двухфазные притоки с опережающим движением воды или газа. При разработке таких месторождений возникают весьма сложные задачи, и рациональная эксплуатация оказывается невозможной без знаний геолого-промысловых особенностей и закономерностей обводнения и загазовывания нефтяных залежей.

Снижается эффективность подготовки извлекаемых запасов углеводородов промышленных категорий, добычи нефти и газа и достижение максимальных (проектных) коэффициентов извлечения углеводородов вследствие недостаточного научного обоснования подходов к воздействию на прискважинную зону. Увеличение продуктивности скважин и получение промышленных притоков нефти является актуальной проблемой, решение которой

отразится на повышении эффективности подготовки извлекаемых запасов, добычи углеводородов и степени использования сырьевых ресурсов.

В ходе анализа фонда скважин, осложненных прорывами газа на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им. В.И.Кудинова, было выявлено, что на текущий момент нет ни одной эффективной технологии по ликвидации прорыва газа, в частности для скважин с горизонтальным окончанием. Предлагается для решения данной проблемы рассмотреть применение пенных систем.

Технология по ликвидации прорыва газа за счёт применения пенных систем

В ходе закачки в горизонтальный ствол водного раствора пенообразователя CSE-F происходит образование пены в результате барботирования газа через раствор. Далее площадь охвата пеной интервала прорыва газа увеличивается и газ запирается внутри пены. В ходе дальнейшего этапа – закачки полимер-геля «SPA-Well», создается стабильный газоизоляционный экран, способный выдерживать высокие напряжения сдвига. Последовательность проведения технологии:

1) Закачка водного раствора ХСИ-4601 («CSE-F») с концентрацией 0,15-0,3% масс.

2) Закачка гелеобразующего экрана на основе реагента «AC CSE-1313» марка В (SPA-WELL) с концентрацией 1,2-3,0% масс.

Преимущества применения комплексной технологии ограничения прорыва газа в следующем:

- использование однокомпонентных растворов снижает трудоемкость операция и повышает безопасность работ;
- пенообразование и гелирование растворов в пластовых условиях позволяет создавать структурированные прочные экраны в интервалах прорыва газа.

Основные критерии применения технологии:

- Коэффициент выработки извлекаемых запасов не более 90%;
- Тип коллектора терригенный/карбонатный;
- Проницаемость пласта от 8 мД;
- Неравномерный профиль притока по ПГИ;
- Целостность эксплуатационной колонны;
- Температура пласта не ограничивается;
- Минерализация пластовой воды не ограничивается;
- Глубина залегания и толщина продуктивной части пласта не ограничивается;
- Температура пласта не ограничивается;
- Минерализация пластовой воды не ограничивается;
- Глубина залегания и толщина продуктивной части пласта не ограничивается.

Лабораторные тесты по определению технологических параметров

Исследовались различные массовые концентрации реагента в составах – 1,5; 1,7; 2,0; 2,2 %. В качестве растворителя использовались пресная вода и высокоминерализованная пластовая вода (минерализация 219 г/л), характерная для месторождений ПАО «Удмуртнефть».

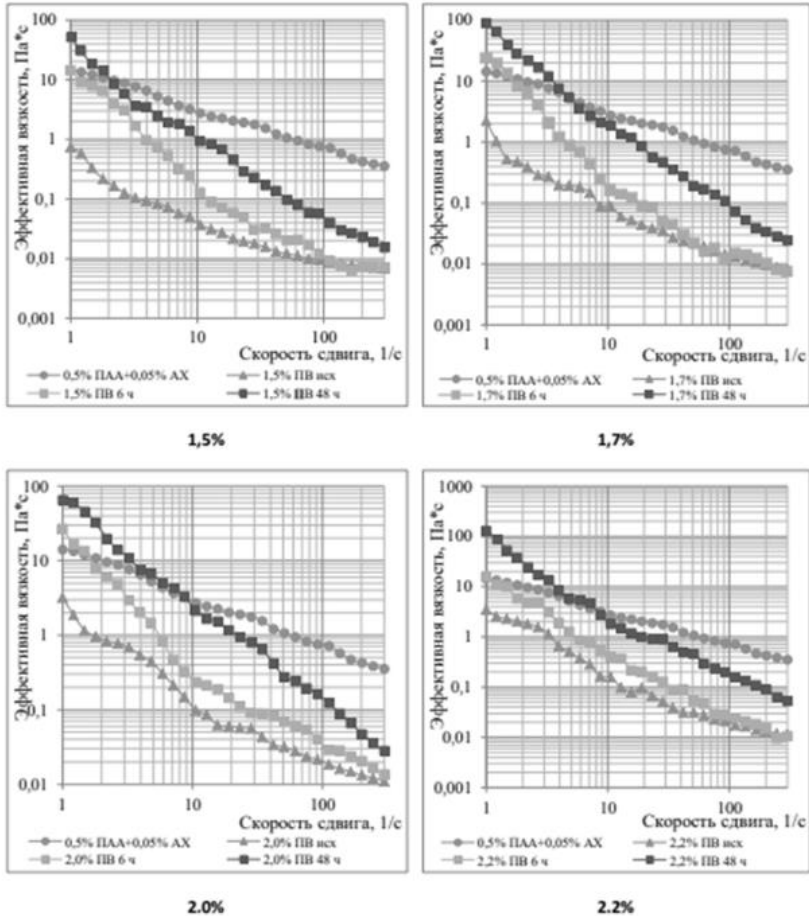


Рис. 1. Кривые вязкости составов на основе реагента «АС-CSE1313» марки В, приготовленных на пресной воде (ПВ) в сравнении с кривой вязкости композиции на основе 0,5% масс. ПАА сшитого ацетатом хрома.

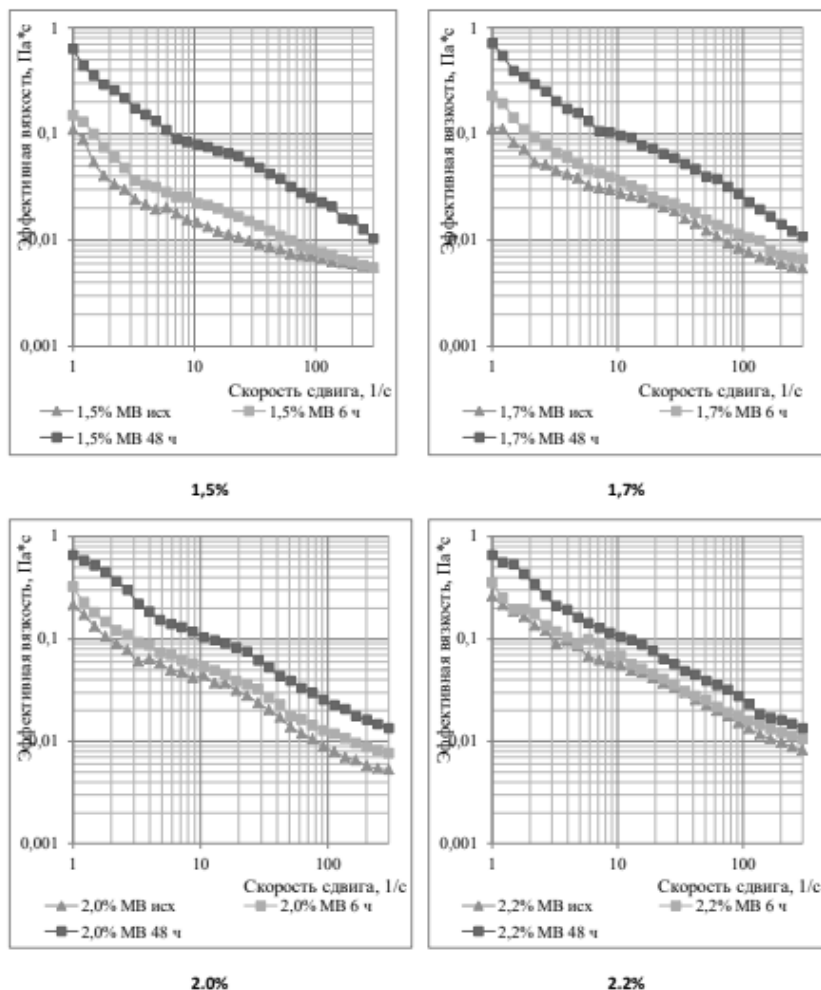


Рис. 2. Кривые вязкости составов на основе реагента «АС-CSE1313» марки В, приготовленных на высокоминерализованной пластовой воде (МВ) (минерализация 219 г/л).

Таким образом, на основе проведенных лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Растворимость реагента «АС-CSE1313» марки В в пресной и высокоминерализованной пластовой воде, характерной для месторождений ПАО

«Удмуртнефть» им.В.И. Кудинова хорошая, расхождение реагента происходит достаточно быстро, без осложнений.

2. Седиментационная стабильность составов на основе реагента «АС-CSE1313» марки В, приготовленных на пресной воде через 1 час после приготовления хорошая. Использование высокоминерализованной воды в качестве растворителя приводит к осаждению реагента через час после приготовления.

3. Показано, что выдержка всех составов в течение 48 часов при температуре 25 °С приводит к набору вязкости.

4. Составы, приготовленные на основе пресной воды, имеют высокие значения эффективной вязкости.

5. Составы реагента «АС-CSE1313» марка В в высокоминерализованной воде показали низкие значения эффективной вязкости во всем диапазоне измеряемых скоростей сдвига. вязкоупругими свойствами, присущими органическим молекулам полимеров акриламида.

Итоги

В результате была разработана технология по эффективной разработке подгазовых залежей на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им.В.И.Кудинова. Также определены критерии применимости данной технологии и даны рекомендации по применению реагентов исходя из лабораторных исследований.

Применение технологии по закачке в горизонтальный ствол водного раствора пенообразователя обосновано и рекомендовано к использованию на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им.В.И.Кудинова.

Список использованной литературы

- 1.Яркева Н.Р., Шафиков И.И. Применение пенной системы, стабилизированной наноразмерной добавкой, для увеличения срока эксплуатации месторождения – Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2018. №6;
- 2.Мосесян А.А., Симаков Ю.О. Комплексное моделирование и оценка эффективности изоляции прорывов свободного газа системами пенообразования в условиях дренирования нефтяной оторочки на шельфе Каспийского моря – Москва, октябрь 2013;
- 3.Суслова А.А. Газоизоляция в пластах нефтегазовых месторождений – Москва, 2015;
- 4.Бочкарёв В.К. Разработка технологий и технических средств для ограничения и ликвидации водопескопроявлений при эксплуатации нефтяных скважин – Тюмень, 2009;
- 5.Зозуля, Г.П., Клещенко, И.И., Гейхман, М.Г., Чабаев, Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень, 2002.

IMPROVING THE DEVELOPMENT SYSTEM OF UNDER-GAS DEPOSITS THROUGH THE USE OF FOAM SYSTEMS

K. K. Shatunova, undergraduate 2nd year,
Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the UdSU,
e-mail: filippovaksysha@gmail.com
S. Y. Borhovich,
Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the UdSU,
e-mail: SYBorhovich@yandex.ru

Abstract. The article identifies the problems encountered in the fields of PJSC "Udmurtneft" named after IN AND. Kudinov - namely, the active development of under-gas rims and the lack of an effective technology to eliminate gas breakthrough in horizontal wells. The causes of gas breakthroughs are analyzed. A technology has been developed and justified to eliminate gas breakthrough through the use of foam systems. The technology is aimed at eliminating gas breakthrough in producing oil wells, including those with a horizontal end, by creating a blocking screen by pumping a foaming agent composition, followed by fixing with a gel composition, which in reservoir conditions will create significant filtration resistance to gas flow.

Keywords: sub-gas deposits, gas breakthroughs, foam systems, gelling agent, horizontal well.

References

- 1.N.R. Yarkeeva, I.I. Shafikov. Application of the foaming system stabilized by nano-sized additive to increase the term operation of deposits – 2018;
- 2.A.A. Mosesyan; Y.O. Simakov. Complex Modeling and Efficiency Evaluation of Free Gas Breakthrough Isolation Efficiency with Foaming Systems in Conditions of Oil Rim Drainage at Caspian Sea Shelf – Moscow, Russia, October 2013. Paper Number: SPE-166894-MS;
- 3.A.A. Suslova. Gas isolation in reservoirs of oil and gas fields – Moscow, 2015;
- 4.V.K. Bochkarev. Development of technologies and technical means for limites and packages of water and sand manifestations during the operation of oil wells – Tyumen, 2009.
- 5.G.P. Zozulya, I.I. Kleshchenko, M.G. Geikhman, L.U. Chabaev, Theory and practice of choosing technologies and materials for repair and insulation work in oil and gas wells. - Tyumen, 2002.

УДК 622.06

АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ МЕТОДОВ УВЛЕЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Э. А. Шахвердиев, профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе

А. В. Денисов, старший преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе

Т. Т. Мажренова, студентка 2 курса, Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе

Аннотация. Ежегодно количество трудноизвлекаемых запасов нефти увеличивается. По этой причине возникает необходимость в разработке новых технологий и модернизации уже существующих процессов по увеличению нефтеотдачи. В данной статье были проанализированы преимущества и недостатки методов увеличения нефтеотдачи с использованием CO_2 в качестве вытесняющего агента. Разобраны возможные перспективы использования данных методов для разработки месторождений с высоковязкой нефтью на территории Российской Федерации. Рассмотрен опыт других государств в применении двуокиси углерода в качестве вытесняющего агента.

Ключевые слова: углекислый газ, высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи, технологии разработки нефтяных месторождений, внутрипластовая генерация CO_2 .

Введение. На более поздних этапах разработки нефтяных месторождений возникает необходимость в применении дополнительных средств для извлечения флюида из пласта, также с каждым годом увеличивается количество трудноизвлекаемых запасов нефти. Одним из методов третичной разработки месторождений является закачка вытесняющих агентов в пласт. К таким веществам относятся природные газы – метан, пропан, бутан и их различные смеси. Однако, гораздо более эффективным вытесняющим агентом является двуокись углерода. Углекислый газ в качестве вытесняющего агента имеет ряд неоспоримых преимуществ: высокая способность растворяться в воде и нефти – за счет этого свойства происходит снижение вязкости и флюида и увеличение его подвижности, снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода; растворяясь в воде, углекислый газ образует соединение H_2CO_3 (угольная кислота), которое взаимодействуя с породой-коллектором приводит к увеличению объема порового пространства. Стоит отметить, что

использование CO_2 в качестве вытесняющего агента, может стать эффективным способом утилизации двуокиси углерода, являющейся парниковым газом.

Физико-химические характеристики CO_2 . Диоксид углерода является бесцветным, нетоксичным газом, тяжелее воздуха. В нормальных условиях его плотность составляет приблизительно $1,98 \text{ кг/м}^3$. Критическая температура для CO_2 – $31,1 \text{ }^\circ\text{C}$ ($304,1 \text{ K}$); критическое давление – $73,8 \text{ атм.}$ ($7,38 \text{ МПа}$). На рисунке 1 изображена фазовая диаграмма состояний углекислого газа.

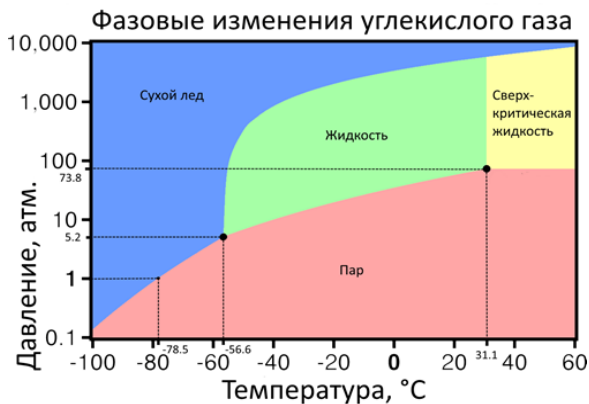


Рис. 1. Фазовая диаграмма состояний CO_2 .

Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а также от давления и температуры. Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с нефтью является то, что при взаимодействии легкие компоненты последней растворяются в CO_2 , то есть экстрагируются. Экстрагирование легких углеводородов тем интенсивнее, чем выше давление. Эмпирически установлено, что при наличии в нефти достаточного количества легких углеводородов и значений пластовых давлений и температуры равных критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, то наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода [1].

Методы закачки углекислого газа в пласт. Можно выделить целый ряд методов по закачке двуокиси углерода в пласт, ниже будут рассмотрены следующие из них:

1. Закачка карбонизированной воды: относительно низкий расход углекислого газа при закачке карбонизированной воды в пласт является основным преимуществом данного метода, делающим его экономически целесообразным. Закачка карбонизированной воды производится с помощью нагнета-

тельных скважин. Рекомендуемое для процесса давление должно превышать давление насыщения воды CO_2 приблизительно в 1,5 раза.

В пласте углекислый газ переходит в нефть, которая до этого осталась за фронтом вытеснения. В результате этого процесса снижается вязкость нефти и происходит ее набухание, как следствие – увеличивается коэффициент извлечения нефти. Исходя из исследований, проведенных в лабораторных условиях, оптимальная концентрация углекислого газа в воде – 4-5%. Для стабилизации работы метода в условиях гидрофильных коллекторов рекомендуется использовать гидрофобные примеси (катионные ПАВ). Также, катионные ПАВ являются ингибиторами коррозии – одной из главных проблем вытеснения с помощью двуокиси углерода.

2. Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO_2 : одна из главных проблем закачки углекислого газа в пласт заключается в его преждевременном прорыве к забою добывающей скважины. Это явление становится причиной снижения охвата вытеснением. Для решения этой проблемы предлагается использовать ПАВ (поверхностно активные вещества). За счет использования ПАВ происходит образование стабильных пен, позволяющих качественно увеличить вытеснение флюида. Данный метод особенно актуален для неоднородных коллекторов.

3. Закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды: недостатком вышеописанного метода закачки в пласт карбонизированной воды является отставание фронта концентрации двуокиси углерода от фронта вытеснения. Данная проблема решается закачкой в пласт оторочки чистого углекислого газа и его последующее продвижение карбонизированной водой. Оторочка двуокиси углерода может закачиваться как в газообразном, так и в жидком состоянии с учетом PVT-параметров. Второй способ решит проблему с низкой вязкостью углекислого газа. При использовании данного метода расход CO_2 увеличивается, однако решается серьезная проблема с отставанием фронтов. Данный факт позволяет отнести этот метод к эффективным и целесообразным.

4. Внутрипластовая генерация CO_2 : реогазохимический метод пластовой генерации углекислого газа исключает необходимость закачки агента из наземных коммуникаций, что делает эту технологию экономически эффективной [4,7]. Преимущество метода – генерация CO_2 за счёт стехиометрической реакции последовательно закачиваемых в пласт водных растворов газообразующих и газовыделяющих химических реагентов. Выделяемый в результате химической реакции CO_2 участвует в образовании газожидкостной оторочки в процессе заводнения пласта. Газожидкостная оторочка, формируемая в пласте в результате реакции водных растворов химических реагентов с включениями полимера, блокирует высокопроницаемые прослои и устраняет фрактальность переднего слоя вытеснения, что интенсифицирует дви-

жение жидкости через низкопроницаемые слабодренлируемые и застойные зоны [5,6].

Основные недостатки применения CO₂. У применения углекислого газа в качестве вытесняющего агента есть ряд недостатков, которые требуют решения. Газообразный углекислый газ обладает низкой вязкостью, что может способствовать преждевременному прорыву к забою скважины и отставанию фронтов. Коррозия оборудования нагнетательных и добывающих скважин также является актуальной проблемой при использовании двуокиси углерода. При закачке CO₂ в пласт наблюдается явление понижения температуры, что способствует образованию АСПО. В присутствии свободных молекул происходит процесс кристаллогидратов.

Перспективы применения CO₂ в качестве вытесняющего агента. Исходя из того, что с каждым годом количество трудноизвлекаемых запасов нефти растет, использование МУН при разработке месторождений становится неотъемлемой частью процесса. По данным исследований из работ [2,3] на территории РФ (исходя из таких критериев, как количество электростанций станций в регионе и их суммарный объем выбросов CO₂, среднее расстояние от электростанций до ближайших нефтяных месторождений, годовая потребность CO₂ для целей ПНО, количество потенциальных проектов способных быть экономически успешными, а также средние затраты на транспортировку и закачку CO₂) можно выделить наиболее перспективные для использования CO₂ -методов регионы. Таким образом, наиболее подходящие месторождения для применения диоксида углерода в качестве агента для повышения нефтеотдачи приурочены к Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

Заключение. Методы повышения нефтеотдачи имеют ряд неоспоримых преимуществ, а их технологическая и экономическая эффективность является подтвержденной при использовании на реальных месторождениях. Количество трудноизвлекаемых запасов углеводородов и тенденция к снижению эмиссии парниковых газов позволяют предположить, что увеличение нефтеотдачи с помощью двуокиси углерода получит более широкое применение в ближайшие годы.

Список использованной литературы

1. Григорьев Р.С., Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, Томский Политехнический Университет, 2020 год.
2. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи // Дисс. кандидата эконом. наук. СПб.: НМСУ Горный. – 2016.

3. Cherepovitsyn A. et al. Potential of Russian regions to implement CO₂-enhanced oil recovery // *Energies*. – 2018. – Т. 11. – №. 6. – С.
4. Mandrik I.E., Panakhov G.M., Shakhverdiev A.Kh., *Nauchno-metodicheskie i tekhnologicheskie osnovy optimizatsii protsessa povysheniya nefteotdachi plastov* (Scientific and methodological and technological bases of process optimization of EOR), Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2010, 288 p.
5. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Mandrik I.E., Abbasov E.M., *Proceedings of International Scientific Conference "Geopetrol'-2008"*, Pol'sha, Krakov, 2008, p.7.
6. Shakhverdiev A.Kh., Abbasov E.M., Huimin Zeng et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 6, pp. 44–48
7. Willem Schulte experience from use of CO₂ for enhanced oil recovery in the USA, Presentation, OG21 seminar, 2004, September.

ANALYSIS AND PROSPECTS OF METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY USING CARBON DIOXIDE

E. A. Shakhverdiev, Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University

A. V. Denisov, Senior Lecturer of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University

T. T. Mazhrenova, 2nd year student, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University

Abstract. Every year, the number of hard-to-recover oil reserves increases. For this reason, there is a need to develop new technologies and modernize existing processes to increase oil recovery. In this article, the advantages and disadvantages of methods of increasing oil recovery using CO₂ as a displacing agent were analyzed. The possible prospects of using these methods for the development of deposits with high-viscosity oil on the territory of the Russian Federation are analyzed. The experience of other states in the use of carbon dioxide as a displacing agent is considered.

Keywords: carbon dioxide, high-viscosity oil, methods of increasing oil recovery, technologies for the development of oil fields, in-situ generation of CO₂.

References

1. Grigoriev R.S., *The use of carbon dioxide in the processes of enhanced oil recovery during field development*, Tomsk Polytechnic University, 2020.

2. Sidorova K. I. Economic assessment of the use of carbon dioxide utilization technology in oil fields to increase oil recovery //Diss. candidate of Economics. nauk. SPb.: NMSU Gorny. – 2016.
8. Cherepovitsyn A. et al. Potential of Russian regions to implement CO₂- enhanced oil recovery //Energies. – 2018. – Т. 11. – №. 6. – С.
9. Mandrik I.E., Panakhov G.M., Shakhverdiev A.Kh., Nauchno-metodicheskie i tekhnologicheskie osnovy optimizatsii protsessa povysheniya nefteotdachi plastov (Scientific and methodological and technological bases of process optimization of EOR), Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2010, 288 p.
10. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Mandrik I.E., Abbasov E.M., Proceedings of International Scientific Conference “Geopetrol’-2008”, Pol’sha, Krakov, 2008, p.7.
11. Shakhverdiev A.Kh., Abbasov E.M., Huimin Zeng et al., Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2010, no. 6, pp. 44–48
12. Willem Schulte experience from use of CO₂ for enhanced oil recovery in the USA, Presentation, OG21 seminar, 2004, September.

Научное издание

**СБОРНИК ТЕЗИСОВ
XI МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ**

15 апреля 2022 г.

Сборник тезисов конференции

Совет молодых специалистов
АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» им. А.А. Волкова
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «УдГУ»
UdSU SPE STUDENT CHAPTER

Авторская редакция
Отпечатано с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 06.10.2022 г.
Формат 60×84 ¹/₁₆. Усл. печ. л. 21,16. Уч.-изд. л. 23,81.
Тираж 300 экз. Заказ № 22-38.

АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»,
426053, г. Ижевск, ул. Ворошилова, д. 123.
<http://shop.rcd.ru> E-mail: mail@rcd.ru Тел./факс: +7 (3412) 50-02-95

Отпечатано в цифровой типографии
АНО «Ижевский институт компьютерных исследований»