ISSN 2077-5423
№7/2020

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал • входит в перечень ВАК

ГЛАВНАЯ ТЕМА НОМЕРА:

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. РЕМОНТ СКВАЖИН

CSE

ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

Технология селективного ограничения воды в обводненных нефтяных скважинах под действием реагента AC-CSE-1313

(Патент № 2592932 РФ)

Читайте с. 50

ISSN 2077-5423

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал

Основан в 1999 году

По решению Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки России журнал включен в «Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук» (редакция от 12.07.2017)

СОДЕРЖАНИЕ

№7 (236) 2020

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Назаренко М.Ю., Золотухин А.Б.
Применение промыслово-статистических моделей для прогнозирования добычи нефти, роста обводненности и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти 6

Поташев К.А., Куличкова К.А., Баушин В.В.
Эффективность изоляции высокопроницаемого обводненного пропластка при различном расположении блокирующего материала 12

Елисеев Д.Ю., Заворотный А.В.
Методические основы обработки данных лабораторных исследований для математического моделирования процессов интенсификации добычи нефти на гидродинамической модели месторождения 17

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И ДЕБИТА СКВАЖИН

Лопухов А.Н., Писарев Д.Ю., Латыпов Э.Ф.
Разработка экспресс-метода подбора скважин-кандидатов под ГРП по объекту БВ8(0) Самотлорского месторождения 20

Дарищев В.В., Харланов С.А., Газизянов А.И., Спектор А.Ю., Семкин А.М.
Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины 33

Исаев А.А., Наниш С.В., Голев К.В., Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А.
Закачка рабочего агента через термостойкое оборудование 39

Волгин Е.Р., Торопов К.В., Лапин К.Г., Химченко П.В., Нафиков И.Ф.
Лабораторные исследования реологических свойств полимерных растворов как важнейший этап обоснования технологии полимерного заводнения 43

50 **Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Павлишин Р.Л. , Селимов Д.Ф., Фаткуллин А.А., Тастемиров С.А., Пасанаев Е.А.**
Многоплановое промышленное тиражирование селективного метода ОВП АС-CSE-1313 – определяющий фактор повышения рентабельности добываемой нефти

55 **Демахин С.А., Меркулов А.П., Малайко С.В., Газизянов А.И., Мироненко К.Ю.**
Инновации в кислотных обработках: технологии группы компаний Zirax для интенсификации добычи нефти и газа

59 **Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Шмидт Е.М.**
Особенности стендовых испытаний газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти

67 **Крикун А.Н., Ермолаева И.В., Лестев А.Е., Лобакин Н.В.**
Пожаро- и взрывоопасные свойства брейкеров, используемых для интенсификации процессов нефтедобычи

70 **Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А.**
Откачка газа из затрубного пространства скважины на каменноугольной системе

РЕМОНТ СКВАЖИН

76 **Пономаренко М.Н., Абдреев К.Б., Ефимов О.Д.**
Опыт применения технологий и реагентов по глушению скважин на месторождениях ПАО «Газпром»

80 **Дубовцев А.В., Борхович С.Ю.**
Проблемы эффективности ремонтно-изоляционных работ и пути их решения на примере месторождений Удмуртии

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:
Аграфенин С. И., к.т.н., заместитель главного инженера – главный технолог АО «Гипровостокнефть»
Алтунина Л. К., д.т.н., профессор, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти Института химии нефти СО РАН
Антониади Д. Г., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело» имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского технологического университета
Балаба В. И., д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Боровский М. Я., к.г.-м.н., генеральный директор ООО «Геофизсервис»
Борхович С. Ю., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Удмуртского государственного университета
Бриллиант Л. С., к.т.н., генеральный директор Тюменского института нефти и газа
Булыгин Д. В., д.г.-м.н., заместитель генерального директора по геологии ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова»
Быков Д. Е., д.т.н., профессор, ректор СамГТУ, заведующий кафедрой «Химическая технология и промышленная экология» Самарского государственного технического университета
Восмериков А. В., д.х.н., профессор, директор ИХН СО РАН
Ерёмин Н. А., д.т.н., профессор, заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН
Елецкий Б. Д., д.б.н., к.г.н., профессор, помощник генерального директора по взаимодействию с государственными, региональными, муниципальными и общественными организациями ООО «Нефтяная компания «Приазовнефть»
Исмагилов А. Ф., к.э.н., заместитель генерального директора по развитию бизнеса АО «Зарубежнефть»
Кожин В. Н., к.т.н., генеральный директор ООО «СамараНИПИнефть» (научно-исследовательский и проектный институт ПАО «НК «Роснефть»)
Котенёв Ю. А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета
Кульчицкий В. В., д.т.н., профессор, директор НИИБТ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Курочкин А. В., к.х.н., главный технолог ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», исполнительный директор Ассоциации инженеров-технологов нефти и газа «Интегрированные технологии»
Лаврентьев А. В., д.х.н., доцент, директор ИК СО РАН, ЦНХТ ИК СО РАН
Муслимов Р. Х., д.г-м.н., профессор, консультант президента Республики Татарстан по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений
Опарин В. Б., д.ф.-м.н., профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств» Самарского государственного технического университета
Рогачев М. К., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета
Самигуллин Г. Х., д.т.н., заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета
Силин М. А., д.х.н., проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
Телин А. Г., к.х.н., доцент, заместитель директора по научной работе ООО «Уфимский научно-технический центр»
Теляшев Э.Г., д.т.н., профессор, член-корр. АНРБ, научный руководитель института, заместитель директора АО «ИНХП»
Третьяк А. Я., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета имени М. И. Платова
Тян К. В., д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета
Хисаметдинов М. Р., к.т.н., заведующий лабораторией отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть»

РЕДАКЦИЯ:

Главный редактор
Г.Н. БЕЛЯНИН,
к.г.-м.н., академик МТА РФ
Литературный редактор
Е.С. ЗАХАРОВА
Дизайн
Е.А. ОБРАЗЦОВА
Верстка
И.М. ПРОНЯЕВА

Отдел распространения и подписки:
тел. +7 (846) 979-91-10

Отдел рекламы и маркетинга:
тел. +7 (846) 979-91-44
тел. +7 (846) 979-91-88

Адрес редакции и издателя:
443008, Самарская область, г. Самара, Томашевский тупик, 3а
Тел. (846) 979-91-77
(846) 979-91-47
(846) 302-91-99
journal@neft-gaz-novacii.ru
info@neft-gaz-novacii.ru
red@neft-gaz-novacii.ru
redaktor@neft-gaz-novacii.ru
marketing@neft-gaz-novacii.ru
www.neft-gaz-novacii.ru

Учредитель
ООО «Портал Инноваций»

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций
Рег. номер № С01964
от 25 февраля 1999 г.
Перерегистрирован
28 сентября 2018 г.
Рег. номер ПИ № ФС 77-73741

Периодичность – 12 номеров в год
При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефть. Газ. Новации» обязательна

Тираж 10 000 экз.
Подписано в печать 31.07.2020
Цена:
870 руб. – печатная версия
1200 руб. – электронная версия

Отпечатано в типографии
ООО «ПРИНТ-РУ»
443070, г. Самара
ул. Верхне-Карьерная, 3а

УДК 550.832.9:622.245:622.245.142:622.276

Опыт применения технологий и реагентов по глушению скважин на месторождениях ПАО «Газпром»

Practical Experience in Applying Procedures and Reagents to Kill the Wells at the Fields of "Gazprom" PJSC

М.Н. Пономаренко

К.Б. Абдреев

О.Д. Ефимов

М.Н. Пономаренко, к.т.н.
К.Б. Абдреев
/ООО «Газпром подземремонт Уренгой», г. Санкт-Петербург/
О.Д. Ефимов, к.х.н.
/ООО «Синергия технологий», г. Казань
sin_tech@mail.ru/

M.N. Ponomarenko, PhD
K.B. Abdreev
/"GazpromPodzemRemont Urengoy" LLC, Saint-Petersburg/
O.D. Efimov, PhD
/"Synergiya Technology" LLC, Kazan/

Рассматриваются вопросы, связанные с процессом капитального ремонта скважины, работающей в условиях АНПД. Поднята проблема поглощения жидкостей глушения (ЖГ), возникающая при глушении скважин в условиях АНПД. Показана необходимость правильного подбора ЖГ. Рассматривается проблема снижения дебита в процессе КРС из-за загрязнения продуктивного пласта при глушении и ремонте, одной из основных причин которого также является несоответствие применяемых ЖГ геолого-техническим условиям. Рассказывается об успешном опыте подбора и применения жидкостей глушения в условиях АНПД для скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, где была применена комплексная технология щадящего глушения.

Ключевые слова: *эксплуатация нефтегазовых скважин, капитальный ремонт скважины (КРС) в условиях аномально-низких пластовых давлений (АНПД), обводнение скважины, глушение скважин в условиях АНПД, предупреждение поглощения жидкости глушения (ЖГ), подбор технологических жидкостей глушения, технологии комплексного глушения при КРС и ремонтно-изоляционных работах (РИР), Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ), комплексное глушение скважин ОНГКМ, жидкости глушения на углеводородной основе, блокирующий состав на углеводородной основе «Унисолт», эмульгатор «Эксимол», технология щадящего глушения.*

The authors discuss the issues related to the process of well work-over in conditions of ALFP and consider the problem of well kill fluid (WKF) loss, which occurs when wells are killed in conditions of AHFP. The paper illustrated the necessity in proper WKF selection and presents the problem of flow rate reduction in the process of well work-over (WWO) due to productive reservoir contamination in cases with well killing and servicing, where one of the main reasons is concentrated round the WKF discrepancy and available geotechnical conditions. The authors also describe the successful experience in selecting and applying WKF in the conditions of ALFP for wells of Orenburg oil and gas condensate field, where they have applied the complex technology of light well killing.

Key words: *operation of oil and gas wells, well work-over (WWO) in conditions of abnormally low formation pressures (ALFP), well water-cut, well killing in conditions of ALFP, prevention of well kill fluid (WKF) loss, selection of process well kill fluids, procedure of complex well killing while conducting WWO and water shut-off (WSO) jobs, Orenburg oil and gas condensate field (OOGCF), complex well killing at OOGKF, hydrocarbon-based well kill fluids, plugging composition at the basis of "Unisalt" hydrocarbon base, "Eximol" emulsifier, light well killing procedure.*

При длительной эксплуатации нефтегазовых скважин, работающих при аномально низких пластовых давлениях (АНПД) (коэффициент аномальности ниже 0,8), неизбежно происходит обводнение залежи и скважины, разрушение породы в призабойной зоне пласта (ПЗП) и, как следствие, – вынос пластового песка, образование каверн в ПЗП, нарушение герметичности эксплуатационной колонны. В результате ухудшаются рабочие характеристики скважины, снижается уровень и качество добываемых газа и газового конденсата [1]. Технологический процесс капитального ремонта скважины, работающей в условиях АНПД, направлен на решение следующих основных задач:

- ограничение и/или изоляция притока пластовых вод в скважине;
- укрепление пород в ПЗП и предотвращение выноса пластового песка;
- ликвидация межколонных давлений;
- восстановление герметичности эксплуатационной колонны и др.

Глушение скважин перед выполнением ремонтных работ существенно затрудняется в условиях аномально низких пластовых давлений в связи с поглощением жидкостей глушения (ЖГ). Поглощение технологических растворов также имеет место, когда скважиной вскрываются горные породы, имеющие высокую проницаемость, трещины, каверны и прочие крупные каналы, а гидростатическое давление раствора превышает пластовое

в рассматриваемом интервале. При наличии АНПД в пласт закачивается блокирующий состав с соответствующими реологическими свойствами, который позволяет создать в продуктивном пласте экран, предупреждающий поглощение жидкости глушения. При этом важно, чтобы экран достаточно легко удалялся и не оказывал отрицательного влияния на проницаемость коллектора по окончании ремонтных работ [2].

Успешность технологического процесса капитального ремонта скважины (КРС) напрямую зависит от правильно подобранных технологических жидкостей (химических реагентов) глушения. Разнообразность геологических факторов, присутствующих на нефтегазовых месторождениях Российской Федерации, не позволяет применять к глушению универсальный подход. К технологическим жидкостям глушения предъявляются строгие требования, а именно совместимость с пластовыми флюидами, стабильность действия при заданном промежутке времени, пассивность к взаимодействию с горной породой и со стенками нефтепромыслового оборудования, а также быстрота освоения скважины после капитального ремонта и минимальное негативное воздействие на проницаемость продуктивных коллекторов [3]. Поэтому для достижения положительного результата при глушении необходимо применять комплексный, индивидуальный подход к подбору химических реагентов для каждой скважины, учитывающий характеристики эксплуатационной колонны и геофизические (тип коллектора, температура и давление пласта) факторы месторождения, а также удовлетворяющий запрос нефтегазодобывающего предприятия.

Вторая проблема, возникающая в процессе КРС, заключается в том, что после капитального или текущего ремонта практически во всех скважинах наблюдается снижение дебита из-за загрязнения продуктивного пласта при глушении и собственно ремонте. Одной из основных причин снижения продуктивности скважин после ремонта является несоответствие применяемых ЖГ геолого-техническим условиям. Жидкости глушения должны подбираться из условий нанесения продуктивному пласту минимального ущерба и обеспечения проведения необходимых операций по ремонту [4]. Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что вопрос глушения до сих пор остается крайне актуальным.

В настоящее время компания ООО «Синергия технологий» располагает обширной линейкой химических реагентов, применяемых для глушения скважин. Сотрудники компании для каждого заказчика осуществляют подбор реагентов, а также разрабатывают технологии комплексного глушения при КРС и ремонтно-изоляционных работах (РИР).

В 2019 году сотрудниками ООО «Синергия технологий» был произведен подбор жидкостей глушения с целью капитального ремонта для скважин, базирующихся на Оренбургском месторождении и обслуживающихся предприятиями ПАО «Газпром». Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) включает в себя две газоконденсатные залежи: Основную и Филипповскую с нефтяными оторочками. Основная залежь, где сконцентрировано около 92 % начальных запасов свободного газа, подстилается нефтяной оторочкой. Оторочка образует самостоятельные газонефтяные залежи: на западе – Среднекаменноугольную, на востоке – Ассельскую и Артинско-сакмарскую. Размер месторождения составляет 120×20 км. Этаж газоносности достигает 500 м. Продуктивная толща представляет собой карбонатный коллектор с высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств по разрезу, наличием плотных прослоев между объектами разработки и тонких переслаивающихся карбонатно-глинистых пропластков внутри выделенных объектов. Такое строение предопределяет сложность фильтрационных процессов при разработке месторождения [5].

Начальные геологические запасы месторождения составляли около 2 трлн м^3 газа и около 600 млн т жидких углеводородов (нефть + конденсат). Оренбургское месторождение уникально из-за наличия в сырье неуглеводородных компонентов (сероводород, углекислый газ, гелий, меркаптаны). На текущем этапе месторождение находится на поздней стадии разработки (**рис. 1**). Текущая выработанность запасов углеводородов составляет 68 %. Эксплуатация месторождения осложнена обводнением скважин, снижением пластового давления и перераспределением остаточных запасов нефти и газа в сторону их относительного увеличения в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Средневзвешенное пластовое давление за весь период эксплуатации снизилось с 20,44 до 6,3 МПа [6].

Таким образом, за период разбуривания и эксплуатации ОНГКМ выявлены следующие сложности:

- сильное обводнение действующих скважин;
- снижение пластового давления;
- наличие зон трещиноватости с относительно высокой продуктивностью скважин и зон с низкой продуктивностью, представленных преимущественно коллекторами порового типа;
- неоднородность коллекторских свойств пласта по разрезу залежи;
- низкая гидродинамическая сообщаемость между слоями в разрезе залежи;
- низкая активность водонапорной системы.

Таким образом, можно сделать вывод, что при проведении КРС следует:

- предусмотреть мероприятия по сохранению фильтрационных характеристик нефтегазоотдающих коллекторов;
- создавать надежные водоизолирующие экраны;
- использовать селективные методы воздействия на скважину.

В 2019 г. было проведено комплексное глушение скважин ОНГКМ с целью их капитального ремонта. Данные скважины характеризуются АНПД с карбонатным и карбонатно-поровым типами коллектора с небольшими интервалами перфорации (**табл. 1**).

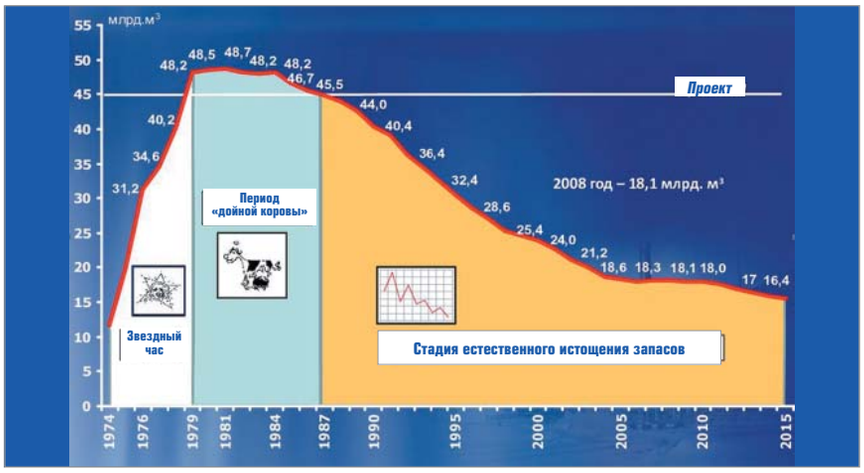


Рис. 1. Жизненный цикл разработки Оренбургского месторождения

Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения работ в скважинах в качестве жидкости глушения рекомендуются растворы на углеводородной основе, а также обратные эмульсии с широким диапазоном технологических свойств [7]. Сотрудниками ООО «Синергия технологий» были разработаны технологические решения по проведению КРС на обводнившихся скважинах ПАО «Газпром», в частности комплексная технология глушения, включающая в себя одновременное применение блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт» и инвертно-эмульсионного раствора с использованием эмульгатора «Эксимол».

Блокирующий состав «Унисолт» представляет собой гелеобразную жидкость на углеводородной основе, обладающую псевдопластичными свойствами, с очень высокой блокирующей способностью (способность выдерживать перепад давлений, достигающий 20 МПа). Состав «Унисолт» осуществляет щадящее глушение за счет углеводородной основы и оказывает минимальное негативное воздействие на послеремонтную продуктивность скважины. Долгое сохранение свойств позволяет применять состав для консервации скважин. Состав легко удаляется кислотной обработкой или промывкой углеводородной жидкостью с добавлением ПАВ [8].

Инвертная эмульсия на основе эмульгатора «Эксимол» обладает низкой водоотдачей с возможностью регулирования вязкости и плотности в широком интервале. Состав «Эксимол» применяется для снижения приемистости при РИР, сохранения коллекторских свойств при глушении с использованием солевых составов и селективной мягкой водоизоляции. Эмульсия загущается при контакте с водой и разжижается при контакте с углеводородами [9].

Технология глушения данных скважин состояла из двух этапов. Расчет количества реагентов осуществлялся с учетом пористости коллектора, интервала перфорации и давления пласта (коэффициента аномальности) на основании заранее проведенных исследований. В соответствии с разработанной технологией щадящего глушения работы велись в следующей последовательности:

- на первом этапе для устранения заколонного перетока с нижележащего водоносного пласта в интервал обводнения закачивался обратно-эмульсионный раствор на основе эмульгатора «Эксимол» (**рис. 2, а**);
- затем происходила закачка раствора «Унисолт» на углеводородной основе с продавливанием в трубное пространство с целью закрепления блокирующего состава (**рис. 2**, б) и образования непроницаемого экрана в толще пласта (**рис. 3**);
- далее производился технологический отстой скважины в течение 6 часов;
- второй этап осуществлялся в том случае, если скважина не была заглушена, для этого на основании решения представителя ООО «Синергия технологий» дополнительно доливался требуемый объем эмульсионного раствора на основе эмульгатора «Эксимол» с последующей докачкой при необходимости блокирующего состава «Унисолт» (**табл. 2**).

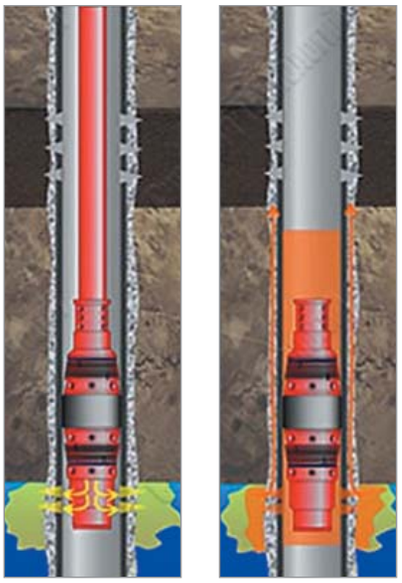
В результате, если падения давления в скважине не наблюдалось, это свидетельствовало о создании качественного непроницаемого блокирующего экрана по периметру скважины и в толще пласта.

После проведенных работ все скважины, базирующиеся на Оренбургском

Таблица 1

Информация о скважинах ПАО «Газпром» Оренбургского месторождения

Номер скважины	1	2	3	4
Давление пласта, МПа	10,85	5,6	5,4	2,3
Глубина скважины, м	1942	1810	1820	1333
Диаметр НКТ, м	0,06033	0,1778	0,140	0,114
Интервал перфорации, м	1930:1950	1731:1812	1547-1570 1585-1656	1170:1200
Расчетный коэффициент аномальности	0,57	0,32	0,33	0,18
Коэффициент пористости пласта	0,21	0,12	0,11	0,10
Тип коллектора	Карбонатный порово-трещиноватый	Карбонатный поровый	Карбонатный порово-трещиноватый	Карбонатный поровый



а б

Рис. 2. Образование блокирующего экрана:

а – после закачки эмульсионного состава на основе эмульгатора «Эксимол», б – закрепление блокирующего состава раствором на углеводородной основе «Унисолт»

месторождении и обслуживающиеся предприятиями ПАО «Газпром», были успешно заглушены и допущены к капитальному ремонту и РИР. Скважины №№ 1, 2 и 3 были заглушены в один этап без добавления дополнительной порции блокирующего состава, а № 4 – в два этапа.

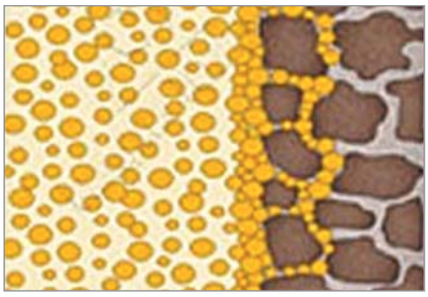


Рис. 3. Принцип блокирования призабойной зоны пласта

ВЫВОДЫ

Многообразие жидкостей глушения заставляет серьезно задумываться о том, какие технологические жидкости оптимальны для условий месторождений. В условиях АНПД на Оренбургском месторождении наблюдаются довольно сильные поглощения жидкости глушения. Применяемые для глушения скважин жидкости не всегда обеспечивают надежное блокирование пласта.

Преимуществом подхода компании ООО «Синергия технологий» является обеспечение технического и научного сопровождения на всех этапах сотрудничества: от подбора технологий до внедрения их на скважине. Благодаря накопленному опыту на базе широкой линейки реагентов для различных целей специалисты компании разрабатывают технологии по индивидуальным техническим заданиям и адаптируют реагенты к требованиям заказчика.

В результате проделанной работы по глушению скважин с АНПД при совокупном применении инвертной эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» и блокирующего состава «Унисолт» в составе разработанной сотрудниками ООО «Синергия технологий» технологии щадящего глушения была достигнута 100%-ная успешность. Скважины №№ 1, 2 и 3 были заглушены в один этап без добавления дополнительной порции блокирующего состава, а № 4 – в два этапа.

Проведенные технологические операции по глушению скважин ПАО «Газпром» показали, что предлагаемое сочетание блокирующего состава на углеводородной основе «Унисолт» и обратной эмульсии с использованием эмульгатора «Эксимол» обеспечивает:

- надежную изоляцию продуктивного пласта в процессе проведения ремонтных работ;
- сохранение фильтрационных свойств пласта-коллектора после деблокирования;
- сокращение времени при освоении и выводе скважин на режим.

Таким образом, разработанная сотрудниками ООО «Синергия технологий» технология щадящего глушения имеет состав, который позволяет выдерживать перепады давлений до 20 МПа, сохраняет после деблокирования естественную проницаемость продуктивного пласта, легко удаляется после КРС, экологически безопасен.

Таблица 2

Результаты глушения скважин ПАО «Газпром» Оренбургского месторождения

Номер скважины	1	2	3	4
Объем примененных реагентов глушения, м³	10-Эксимол 5-Unisolt-M	5-Эксимол 5-Unisolt-M	5-Эксимол 5-Unisolt-M	30-Эксимол 13-Unisolt
Результат глушения	Скважина заглушена после I этапа	Скважина заглушена после I этапа	Скважина заглушена после I этапа	Скважина заглушена после II этапа

Литература

1. Заливин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.

2. Петров Н.А. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. – СПб.: Недра, 2007. – 544 с.

3. Басарыгин Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2001. – 543 с.

4. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. – 711 с.

5. Анализ основных показателей разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения [Электронный ресурс]. – URL: https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=655499. Доступ свободный.

6. Отчет генерального директора «Газпром добыча Оренбург» В.А. Кияева [Электронный ресурс]. – URL: https://orenburg-dobycha.gazprom.ru/about/. Доступ свободный.

7. Рябоконь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар: Бурение, 2009. – 338 с.

8. Блокирующий состав на углеводородной основе «Унисолт» [Электронный ресурс]. – URL: http://synergytechnology.ru/reagents/drilling-fluids/blocking-compounds/blocking-composition-unisolt/. Доступ свободный.

9. Эмульсионный блокирующий состав «Эксимол» [Электронный ресурс]. – URL: http://synergytechnology.ru/reagents/drilling-fluids/blocking-compounds/emulsion-blocking-composition-eximol/. Доступ свободный.