



Научно-производственная фирма «Нитро»

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

ISSN 2077-5423

№7/2015

16+

научно-технический журнал

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

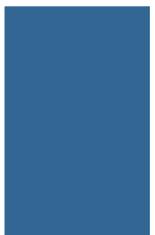
10 лет проекту!

iOilGas
conference

главная тема номера:

**Современные технологии
капитального ремонта
скважин и повышения
нефтеотдачи пластов.
Перспективы развития**

Стратегический партнер журнала –
ООО «Научно-производственная фирма «Нитро»,
организатор «Черноморских нефтегазовых конференций»



МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

/25 – 30 мая 2015 года, г. Геленджик/

Основные темы конференции:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- применение колтюбинговых технологий;
- оборудование и нефтепромысловая химия, тендерная политика и логистика снабжения;
- организация сервисных услуг;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии в области КРС и ПНП;
- подготовка молодых специалистов и их адаптация на предприятиях нефтегазовой отрасли.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ сентябрь - октябрь 2015

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

10 лет проекту!



www.oilgasconference.ru (861) 212-85-85 oilgasconference@mail.ru



Строительство и ремонт скважин - 2015

21-26 сентября 2015
АНАПА

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтубинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность;
- тендерная политика нефтегазодобывающих компаний в области снабжения;
- методология кадрового подбора на предприятиях нефтегазовой отрасли.

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО «НПФ «Нитпо»



ООО «Нефтегазовая вертикаль»

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы - 2015

19-24 октября 2015
СОЧИ

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- промышленная химия в процессах строительства и эксплуатации «интеллектуальных» скважин;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса;
- организация закупок компонентов Smart Field, система выбора поставщиков;
- подготовка и подбор кадров для работы на «интеллектуальных» месторождениях.

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО «НПФ «Нитпо»



ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации»

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ





Журнал выходит под эгидой:

- Министерства промышленности и технологий Самарской области
- НО «Инновационно-инвестиционный фонд Самарской области»



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

Решение проблем капитального ремонта скважин **6**

Мнения участников о конференции **8**

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О.

Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях **11**

Латыпов Р.Т., Нечаев А.С., Шмидт А.А.

Полимерное заводнение на высокоминерализованных водах в условиях Поволжского региона **22**

Хасанов И.М.

Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях ДО «Варьеганнефтегаз» **28**

Ефимов О.Д., Рахматулина Ю.Ш., Валиев М.Ф.

Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава «СТРИМ-С» на примере скважин Оренбургского НГКМ **34**

Войдер А.Л., Небогов С.М.

Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях ДО «Варьеганнефтегаз» **28**



РЕМОНТ СКВАЖИН

41

Киреев А.М.

Новые разработки для ремонтно-изоляционных работ

45

Демахин С.А.

Развитие новых технологий для эксплуатации нефтегазовых скважин в компании Zirax

50

Куликов А.Н., Силин М.А., Магадова Л.А., Шидгинов З.А.

Диагностика и ограничение водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов

56

Земцов Ю.В., Лыткин А.Э.

К вопросу оценки эффективности ограничения водопритоков в добывающих скважинах

62

Папков С.П., Кузин Р.А.

Инновационная система борьбы с пескопроявлениями – керамический песчаный фильтр ЗМ

65

Плаксиенко К.С., Хапанин А.Э.

Ведение работ по извлечению подземного оборудования (лифтовые НКТ-168 + пакер ПССГ-219, ПСС-219А, Baker) при капитальном ремонте сеноманских скважин Ямбургского НГКМ

70

Климов В.В.

Технические методы обнаружения нарушений в крепи скважин при межколлонных проявлениях

76

Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Кошелев А.Т., Усов С.В., Строганов М.А.

К вопросу о безопасной эксплуатации скважин с межколлонным давлением

Редакционная коллегия:

Алтунина Л.К., д.т.н., профессор, директор Института химии нефти СО РАН
Белянин Г.Н., к.г.-м.н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Боксерман А.А., д.т.н., профессор, советник генерального директора ОАО «Зарубежнефть»
Быков Д.Е., д.т.н., профессор, ректор Самарского государственного технического университета
Бриллиант Л.С., к.т.н., генеральный директор Тюменского института нефти и газа, член ЦКР «Роснедра», заместитель сопредседателя ТО ЦКР «Роснедра» по ХМАО, эксперт ГКЗ, ЦКР
Волков Ю.А., к.ф.-м.н., директор Центра совершенствования методов разработки нефтяных месторождений при АН РТ
Исмагилов А.Ф., к.э.н., генеральный директор ООО «Роснефть-СамараНИПИнефть»
Кульчицкий В.В., д.т.н., председатель ВОИР РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, директор НИИ буровых технологий
Муслимов Р.Х., д.г.-м.н., академик АН РТ, консультант президента РТ по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений
Силин М.А., д.х.н., проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок НИУ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Третьяк А.Я., д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» Южно-Российского государственного технического университета
Тян В.К., д.т.н., доцент, декан нефтетехнологического факультета Самарского государственного технического университета
Шашель В.А., к.т.н., ОАО «НК «Роснефть»
Шайдаков В.В., д.т.н., директор ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть», профессор кафедры «Гидравлика и гидромашины» УГНТУ
Шмаль Г.И., к.э.н., президент Союза нефтегазопромышленников России, член Совета по информации и сотрудничеству предприятий топливно-энергетического комплекса
Эпов М.И., д.т.н., профессор, академик РАН, заместитель председателя президиума СО РАН, директор Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Редакция:

главный редактор Б.Ф. Сазонов
 литературный редактор Е.С. Захарова
 научный редактор И.В. Царькова
 дизайн-верстка Е.А. Образцова
 корректор Г.В. Загребина

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

Отдел рекламы и маркетинга:
 тел. (846) 979-91-45

Адрес редакции и издателя:
 443008, г. Самара, Томашевский тупик, За
 Тел. (846) 979-91-77
 Факс (846) 979-91-88
 journal@neft-gaz-novacii.ru
 info@neft-gaz-novacii.ru
 red@neft-gaz-novacii.ru
 redaktor@neft-gaz-novacii.ru
 www.neft-gaz-novacii.ru

Учредитель
 ООО «Редакция журнала
 «Нефть. Газ. Новации»

Журнал зарегистрирован
 Министерством Российской
 Федерации по делам печати,
 телерадиовещания и средств
 массовых коммуникаций
 Рег. номер ПИ №77-7859
 от 27 апреля 2001 г.
 Перерегистрирован 4 апреля 2013 г.
 Рег. номер ПИ № ФС77-53536

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

Тираж 5000 экз.
 Подписано в печать 31.07.2015
 Цена: 770 руб. – печатная версия
 1200 руб. – электронная версия

Отпечатано в типографии
 ООО «ПолиГрафика»
 г. Самара, ул. Мичурина, 23

16+



Решение проблем капитального ремонта скважин

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

10 лет проекту!

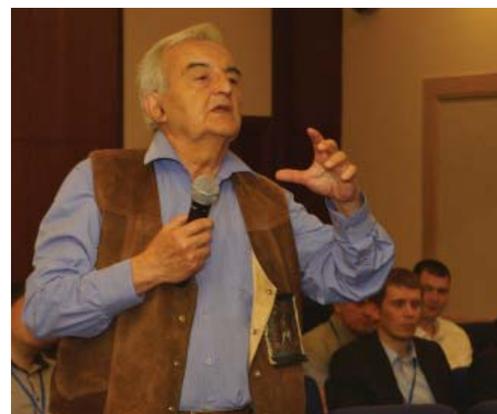
OilGas
conference

Ежегодно в мае на протяжении 10 лет лучшие отели Черноморского побережья – пятизвездочный отель «Надежда. SPA & Морской рай» (поселок Кабардинка), четырехзвездочный отель «Приморье» (г. Геленджик), четырехзвездочный отель «Ривьера-клуб. Отель&SPA» (г. Анапа) – принимают в своих стенах не обычных гостей, проводящих время за нехитрыми развлечениями и созерцанием великолепных пейзажей, а полную им противоположность – людей занятых, деловых. Съезжаются не только со всей России – с Крайнего Севера и Дальнего Востока, из Западной и Восточной Сибири, со Среднего и Нижнего Поволжья, Северного Кавказа, но и с ближнего и дальнего зарубежья.

Пять дней – а именно столько продолжается международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» – специалисты общаются, обмениваются опытом и обсуждают вопросы, связанные с решением одной из самых актуальных проблем отрасли. Отложив насущные дела и вырвавшись из деловой круговерти, они делают свой выбор в сторону профессионального форума и предпочитают информационным сетям простое человеческое общение. Такой выбор неслучаен. Надо отметить, что 10 лет работы в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции» для большинства из них не прошли впустую. Участие в черноморских форумах позволило им не только наладить деловые контакты и завязать партнерские отношения, но и достичь договоренности о ведении совместных работ.

Стоит заметить, что, как и десять лет назад, проблема повышения нефтеотдачи пласта продолжает оставаться одной из самых острых в отрасли, и видно невооруженным глазом, что механизм ее решения «буксует».

Десятилетие назад, обращаясь к участникам первой черноморской конференции, Герой Социалистического Труда,



и повышения нефтеотдачи пластов

По материалам международных «Черноморских нефтегазовых конференций»

д.т.н., академик Н.К. Байбаков уже говорил о том, что «необходимо создать законодательные и экономические условия, способствующие существенному сокращению времени между появлением идеи и ее внедрением в производство. А главное, необходим механизм, позволяющий опробовать новые технологии на бездействующем фонде скважин. Это станет основным стимулом для технологического рывка в отрасли». Увы, рывка до сих пор не произошло, и все же успехи в решении одной из основных задач отрасли бесспорны. Это хорошо заметно при работе с архивными материалами «Черноморских нефтегазовых конференций». Современные технологии, применяемые в последнее десятилетие, обеспечивают качественно новый уровень разработки месторождений. Прошедшая 25 – 30 мая 2015 года юбилейная 10-я международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» стала прямым доказательством того, что научно-технический прогресс не стоит на месте. Подтверждением этого являются публикуемые в данном выпуске журнала «Нефть. Газ. Новации» материалы, среди которых – вызвавшие особый интерес и признанные участниками форума лучшими доклады: «Диагностика и ограничение водопритоков в скважинах с целью повышения нефтеотдачи пластов» (Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина), «К вопросу оценки эффективности ограничения водо-

притоков в добывающих скважинах» (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»).

В обсуждении важнейших аспектов капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов в этом году приняли участие делегаты ОАО АНК «Башнефть», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «РИТЭК», ООО «НК «Мастернефть», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Башнефть-Добыча», ОАО «Чеченнефтепромхим», ЗАО «Геотрансгаз», M-I SWACO A Schlumberger Company, ЗАО «ЗМ Россия», ЗАО «ИКФ-СЕРВИС», ООО «Урал-Дизайн-Групп», ООО «Югсон-Сервис», ООО «Зиракс», ООО «ИНК-Сервис», ЗАО «Сиб Трейд Сервис», ООО «Нефтехимсервис-Самара», ООО «Синергия Технологий», ООО «ЧТПЗ Инжиниринг», ООО «ТМК-Премиум Сервис», ООО «Ашленд Истерн Маркетс», АО «Полиэкс», ООО «ТД «БКО», ООО «ТЕГАС», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ООО «РН-Уфанипинефть», филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть», Институт нефти и энергетики КубГТУ и многих других предприятий отрасли.

Когда-то, обращаясь к участникам первой «Черноморской нефтегазовой конференции», Н.К. Байбаков отметил: «Ваш форум, собравший представителей виднейших в отрасли предприятий, призван внести весомый вклад в решение одной из самых острых проблем... Убежден, что ваша конференция станет важным шагом в консолидации общества для решения насущных задач отрасли». По истечении 10 лет можно смело сказать: форум исполняет свое предназначение.

МНЕНИЯ УЧАСТНИКОВ О КОНФЕРЕНЦИИ



Анатолий Михайлович КИРЕЕВ – генеральный директор ООО «Югсон-Сервис»:

– Наше предприятие на протяжении многих лет является постоянным участником и официальным спонсором форумов, проводимых в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции». На мой взгляд, формат этих конференций наиболее удачен. Здесь есть возможность услышать что-то новое, поделиться своими достижениями, познакомиться с новыми деловыми партнерами и укрепить уже имеющиеся связи. Перечень докладов, представленных в программе этой конференции, удачно отражает практически все проблемы, связанные с ремонтом скважин и повышением нефтеотдачи.

Валерий Александрович ТРЕГУБОВ – начальник управления скважинных технологий и супервайзинга ОАО «Оренбургнефть»:

– Это уже десятая черноморская нефтегазовая конференция, посвященная вопросам ремонта скважин я принимал участие в семи из них. Как постоянный участник могу сказать, что эти конференции привлекают внимание специалистов прежде всего возможностью общения профессионалов своего дела, которые здесь собираются, делятся опытом, передают свои знания молодежи. А молодых участников с каждым годом становится больше,

что меня очень радует. Прошедшие конференции позволили мне не только получить определенную информацию о технологиях, которые уже успешно внедрены, но и подобрать новых грамотных подрядчиков. Считаю необходимым отметить, что благодаря организаторам данные форумы всегда проходят на высоком уровне, поэтому хочу сказать им спасибо и поздравить с юбилеем.

Андрей Павлович МЕРКУЛОВ – руководитель нефтегазовых проектов по РФ и СНГ департамента развития бизнеса ООО «Зиракс»:

– Тематика этой конференции полностью совпадает с направлением деятельности нашей компании, поэтому данное мероприятие мы посещаем уже восьмой раз, являемся его спонсорами. Мы выбрали эту конференцию как предмет для спонсорства благодаря ее особенному формату, который предполагает создание такой атмосферы, когда участники не только получают новые знания, делятся мнениями, но и становятся друзьями. Мы ежегодно увозим с этих конференций порядка 3-5 контактов, которые в течение года превращаются в реальные договоры. Организация конференции нам очень нравится, но хотелось бы пожелать ООО «НПФ «Нитпо» не останавливаться на достигнутом, идти в ногу со временем и использовать дополнительные форматы, которые бы делали этот форум еще

более интересным и привлекали еще больше участников.

Ренат Тахирович ЛАТЫПОВ – начальник сектора управления заводнением и повышения нефтеотдачи пластов ОАО «Самаранефтегаз»:

– Когда появляется возможность, мы стараемся посещать такие конференции, чтобы получать информацию о новых технологиях и делиться теми методами, которые используются у нас. На мой взгляд, уровень каждой конференции в основном определяется качеством предоставляемой информации и профессиональным уровнем участников. Формат этих конференций выбран организаторами очень удачно – здесь представлен большой спектр недропользователей, сервисных предприятий, предоставляющих современные технологии, а также разработчиков и производителей промышленной химии и оборудования.

Муса Сайпудинович ДЖАМАЛХАНОВ – консультант генерального директора ОАО «Чеченнефтехимпром»:

– Я производственник и до конца прошлого года работал в основном за границей – в Сирии, Ираке, а потому не имел возможности посещать подобные мероприятия. Можно сказать, что это фактически первая моя научно-практическая конференция. Все представленные



здесь доклады хорошие, высоко-профессиональные, но в докладе всего не скажешь. Поэтому хочу особенно отметить сложившуюся здесь благожелательную неформальную обстановку, позволяющую участникам интересно и полезно общаться между собой. Организация конференции отличная, все сделано на очень высоком уровне.

Евгений Михайлович ЧУМАКОВ – руководитель направления «Продуктивность скважин» M-I SWACO A Schlumberger Company:

– Мы классически занимались буровыми растворами, а сейчас рассматриваем возможности применения различных химреагентов и в технологиях КРС, поэтому данные конференции нас очень заинтересовали. Участвуем в этом мероприятии уже второй раз. Очень нравится состав участников, формат и организация конференции. Интересные доклады, много полезной информации. Планируем приехать на этот форум и в следующем году, а также принять участие в других конференциях этого года – в Анапе, Сочи.

Здесь мы представили два доклада, в которых попытались показать, благодаря чему наши технологии выгодно отличаются от технологий других компаний. Как химикам нам очень понравились доклады, связанные с химико-технологическим направлением, например представленные компанией «Зиракс». Всегда полезно услышать, что делают конкуренты.

Павел Викторович ЗАБРОДИН – начальник производственно-технического отдела ООО НК «Мастер-нефть»:

– Я впервые принимаю участие в «Черноморских нефтегазовых конференциях». Меня как специалиста по ремонту скважин здесь в основном заинтересовали выступления, посвященные «железу»: пакерному оборудованию, трубам, резьбовым соединениям и многому другому. Хочу сказать, что созданный организаторами формат конференции во многом способствует неформальному общению между участниками, обмену опытом и налаживанию деловых контактов. Организовано все очень хорошо. В будущем планирую посетить и другие конференции проекта, например конференцию «Строительство и ремонт скважин» в сентябре в Анапе.

Олег Дмитриевич ЕФИМОВ – генеральный директор ООО «Синергия технологий»:

– Мы стараемся посещать все основные нефтегазовые форумы, которые проходят в России. В этой конференции я участвую в третий раз. Такие мероприятия полезны, здесь ты не только получаешь новые знания и делишься с коллегами своими достижениями, но и общаешься с ними в неформальной обстановке, что для бизнеса очень важно. Нам как сервисной компании необходимо знать, что сейчас является наиболее важным

и актуальным для заказчика, а мы со своей стороны стараемся рассказать, что нового есть у нас. Эти конференции являются площадкой, на которой мы находим друг друга, ищем точки соприкосновения для дальнейшего сотрудничества.

Денис Григорьевич ШЕВЧЕНКО – генеральный директор ООО «Газойл пресс», член редакционной коллегии журнала «Газовая промышленность»:

– Мы уже давно являемся информационными партнерами «Черноморских нефтегазовых конференций» и рады, что в этот юбилейный для проекта год начали более тесное сотрудничество с научно-производственной фирмой «Нитпо». Среди участников этих конференций значительно больше нефтяников, чем газовиков. Но с учетом того, что проблемы и тех, и других во многом пересекаются, логичным будет усиление в организуемых конференциях газового направления. Можно быть уверенным, что наше деловое сотрудничество с фирмой «Нитпо» как раз этому и поспособствует.

Михаил Львович БОЛДЫРЕВ – заместитель начальника отдела ООО «СамараНИПИнефть»:

– Это первая конференция, в которой я принимаю участие. Конференцию оцениваю высоко – интересная тематика докладов. Меня



особенно заинтересовали выступления, связанные с развитием химических технологий и реагентов для повышения нефтеотдачи пластов. Прекрасно выбрано место проведения мероприятия, интересен и формат конференции – соединение научно-практической части рабочих сессий и неформального общения, в том числе спортивных состязаний. Это сближает участников, помогает им лучше узнать друг друга, завязать деловые контакты.

Александр Леонгардович ВОЙДЕР – начальник отдела технической поддержки продаж ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг»:

– Мы довольно часто посещаем «Черноморские нефтегазовые конференции». Формат этих конференций отличается как высоким научным уровнем специалистов, принимающих в них участие, их выступлений, так и значительным объемом неформального общения. Это не только способствует получению новых знаний, но и помогает познакомиться лично с другими участниками, завести новые связи для развития деловых отношений. Также следует отметить, что данная конференция, как и все предыдущие мероприятия проекта «Черноморские нефтегазовые конференции», организована на очень высоком уровне.

Юрий Валентинович КОНЕВ – помощник директора ТПП «Волгограднефтегаз» ОАО «РИТЭК»:

– Я на этой конференции в первый раз, поскольку последние 12 лет руководил компанией, которая занимается поиском и оценкой месторождений нефти и газа на шельфе Азовского моря. Наряду с представленными здесь современными технологиями ремонта скважин и повышения нефтеотдачи, оборудованием для проведения этих работ меня заинтересовали выступления представителей «ЧТПЗ-инжини-

ринг» и «ТМК-Премиум Сервис», посвященные новым разработкам в области трубной продукции и резьбовых соединений. Это особенно актуально сейчас, когда перед отечественными производителями стоит задача импортозамещения. Конференция хорошо организована, собрались грамотные специалисты, отношение у всех доброжелательное, чувствуется заинтересованность в решении общих задач, стоящих перед отраслью.

Ирина Олеговна ДОНСКАЯ – менеджер по продажам ООО «Ашленд Истерн Маркетс»:

– Я стараюсь посещать все наиболее значимые конференции нефтегазовой тематики. Сравнивая данную конференцию, которую организует НПФ «Нитпо», с другими, хочу сказать, что здесь собираются профессионалы, причем их «концентрация на один квадратный метр конференционной площади» значительно выше, чем на многих других подобных мероприятиях, а это очень важно. Организовано все замечательно, создана доброжелательная, открытая атмосфера. Несмотря на то, что в зале собрались в том числе и конкуренты, люди очень открыты, обмениваются идеями, дают какие-то «подсказки» по решению насущных проблем. Здесь происходит не просто зачитывание докладов, здесь налаживается диалог между участниками. У меня на этой конференции появилось очень много рабочих контактов, я стала лучше понимать проблемы этой индустрии.

Владимир Викторович ХОЙМОВ – генеральный директор ООО «Урал-Дизайн-Групп»:

– Я уже пятый раз принимаю участие в «Черноморских нефтегазовых конференциях». Эти форумы дают возможность представителям нефтегазодобывающих и сервисных компаний, предприятий –

производителей оборудования и реагентов пообщаться между собой, в том числе и в неформальной обстановке, обсудить насущные проблемы отрасли, найти пути их решения.

Могу сказать, что ряд тем, обозначенных на первых конференциях десять лет назад, остается актуальным и сегодня, но многие вопросы, связанные с технологическими решениями, инструментом, оборудованием и промышленной химией, в настоящее время уже успешно решены.

Сейчас, когда перед нами остро стоит проблема импортозамещения, хочу отметить, что в отечественном нефтегазовом секторе очень много талантливых людей, и их общение в рамках таких конференций создает перспективу его успешного развития.

Юрий Васильевич ЗЕМЦОВ – старший эксперт по МУН ООО «Тюменский нефтяной научный центр»:

– Я часто посещаю конференции нефтегазовой тематики, а в этом мероприятии участвую уже шестой раз. Мне эта конференция очень нравится своей деловой, практической атмосферой: интересные доклады, каверзные вопросы... Здесь ты не только получаешь новые знания, но и знакомишься с новыми партнерами. Меня заинтересовало выступление, посвященное новым отечественным геофизическим приборам для исследования скважин, которые по своим характеристикам превосходят мировой уровень. Отличное оборудование и технологии представила компания «Югсон-Сервис». Радостно за державу. И вообще, на этих конференциях мне, как правило, удается получить информацию по всем интересующим меня вопросам в области ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях



Ю.В. Земцов

Представлен опыт физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), накопленный в Западной Сибири за последние 10-15 лет. Рассмотрены технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации. Рассказывается о создании матрицы применимости данных технологий в Западной Сибири. Уделено внимание применению обратных эмульсий, полимерных технологий, полимер-дисперсно-волоконистонаполненных систем, термотропных, осадкообразующих, силикатных, нефтеотмывающих технологий. Показана эффективность применения отмеченных технологий.



А.В. Баранов

Ключевые слова: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), увеличение коэффициента охвата пласта, блокирование высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, создание водоотклоняющих барьеров, потокоотклоняющие технологии (ПОТ), выравнивание профиля приемистости (ВПП), реагенты, матрица применимости технологий ВПП, обратные эмульсии, полимерные технологии, полимер-дисперсно-волоконистонаполненные системы, термотропные технологии, осадкообразующие технологии, силикатные технологии, нефтеотмывающие технологии.



А.О. Гордеев

/ООО «ТННЦ»/

В течение последних десятилетий в России происходит непрерывное ухудшение качественного состояния нефтесырьевой базы за счет выработки высокопродуктивных пластов и ввода новых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При этом продолжается тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования сырьевой базы нефтедобычи [1]. Применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет существенно повысить величину извлекаемых запасов и добычу нефти. Поэтому обеспечение высокой эффективности промышленно внедряемых МУН является весьма актуальной задачей.

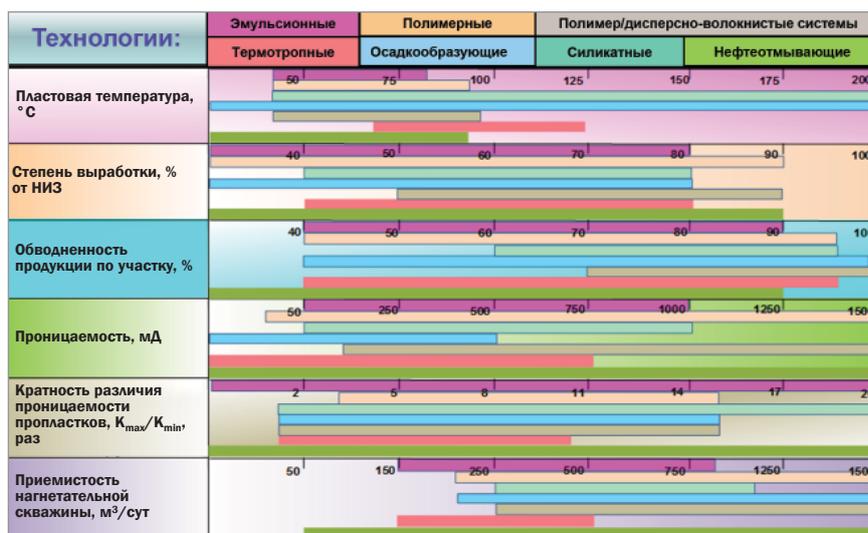
Настоящая работа консолидирует опыт физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), накопленный в Западной Сибири за последние 10-15 лет, и определяет области наиболее эффективного применения тех или иных технологий с учетом конкретных геолого-физических условий (ГФУ) пластов. В статье преимущественно рассмотрены технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, т.е. создания водоотклоняющих барьеров. Существуют различные технологии создания отклоняющих барьеров. Если барьер создается вблизи призабойной зоны



пласта, технологии классифицируются как ВПП (выравнивание профиля приемистости), если барьер образуется в межскважинном пространстве пласта, – такие методы относятся к ПОТ (потокоотклоняющим технологиям) [2]. В Западной Сибири наибольшее применение нашли ФХМУН, классифицируемые как малообъемные – с закачкой в нагнетательные скважины оторочек составов в объеме 100-3000 м³. То есть это технологии, которые согласно методическим указаниям компании «Роснефть» [2] относятся к ВПП.

К настоящему времени разработано, запатентовано и предложено к использованию несколько сотен различных реагентов и композиций, а также способов их применения для ВПП, которые могут классифицироваться по различным принципам. Например, в работах [1, 3] используется классификация, основанная на химической природе реагентов и механизмах физико-химических процессов, приводящих к образованию из них в пластовых условиях блокирующего водоотклоняющего экрана. В рамках настоящей работы произведена упрощенная классификация: реагенты и композиции объединены в отдельные группы по наиболее существенным характеризующим их признакам. Мы разделили реагенты и, соответственно, технологии с их использованием на следующие группы: эмульсионные, полимерные, полимер-дисперсно-волоконистые, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие.

Обобщение многолетнего опыта и анализ литературных данных позволили создать «матрицу» применимости данных технологий в Западной Сибири в зависимости от основных наиболее значимых геолого-физических и промысловых параметров, а именно: пластовой температуры, степени выработки от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), обводненности продукции на участке воздействия, проницаемости пласта и степени неоднородности по проницаемости отдельных пропластков, приемистости нагнетательной сква-



Матрица применимости технологий ВПП с учетом основных геолого-физических и промысловых условий

жины. Разработанная матрица приведена на рисунке.

Рассмотрим каждую технологию подробнее.

Обратные эмульсии (вода в масле) достаточно широко используются для изоляции высокопроводящих водопромытых зон фильтрации как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах, в том числе и на месторождениях Западной Сибири [4]. Физика процесса снижения проводимости таких участков (пропластков) заключается в снижении скорости фильтрации эмульсии из-за высокой вязкости этой системы и образования четочного течения эмульсии, дисперсной фазы (в случае наполнения эмульсии каким-либо дисперсным материалом: мел, глина) и дисперсионной среды. Более подробно механизм действия обратных эмульсий при их применении для увеличения нефтеотдачи рассмотрен в работе [5]. Технологическая эффективность эмульсионных технологий ВПП, внедренных в Западной Сибири, лежит в пределах 350-1900 т дополнительно добытой нефти на 1 обработанную нагнетательную скважину [6, 7, 8, 9, 10] и в наибольшей мере зависит от степени выработки объекта, а также таких геолого-физических параметров, как расчлененность, степень неоднородности по проницаемости, эффективная нефтенасыщенная тол-

щина пласта, пластовая температура. Эмульсионные технологии относятся к наиболее «мягким», поскольку не тампонируют каналы фильтрации на все последующее время. При движении обратной эмульсии в пористой структуре происходит выделение водной фазы и слияние капель воды [1], т.е. по мере удаления от ствола скважины происходит разрушение состава. Также общеизвестно, что стабильность эмульсий зависит от температуры: чем выше температура, тем быстрее разрушается эмульсия. Пластовые температуры месторождений Западной Сибири достаточно высоки: 60-105 °С и выше, и время жизни эмульсий в таких условиях довольно ограничено. Использование эмульсионно-суспензионных составов, содержащих мелкодисперсные твердые частицы, оказывает более жесткое воздействие на пласт за счет частичной необратимой коагуляции каналов фильтрации этими частицами, но в целом и данные технологии довольно «мягкие». В работе [6] отмечается, что в последнее время эмульсионно-суспензионные составы наиболее эффективно применяются в контексте «системной технологии» воздействия на пласт, т.е. при одновременной обработке и нагнетательных, и добывающих скважин участков. Продолжительность эффекта при таком воздействии составляет 1 год и более

[6]. Более подробная информация о наиболее благоприятных ГФУ для применения различных эмульсионных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений Западной Сибири приведена в **табл. 1**.

Полимерные технологии имеют самый широкий спектр используемых реагентов и композиций. Из числа полимеров в технологиях ВПП в Западной Сибири применяются составы на основе:

- метилцеллюлозы («РОМКА», «МЕТКА») [11, 12, 13];
- полиакриламидов (ПАА) различного строения, молекулярной массы и степени гидролиза: вязкоупругие составы – ВУС, сшитые полимерные

системы – СПС; ВУС и СПС с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) [14, 15, 50]; гелеобразующие составы (ГОС) [16, 17, 20, 50]; полимер-гелевые составы (ПГС) и ПГС с добавлением ПАВ [7];

■ водонабухающих полимеров: полимер-гелевые системы «Ритин», «Темпоскрин», «Темпоскрин-Люкс» [19, 20, 21, 22, 23, 24]; сшитого ПАА с добавлением биоактивного ила (осадкогелеобразующий состав ОГС) [26];

■ биополимеров, в частности БП-92 [20, 27, 28].

Самое широкое промышленное распространение в Западной Сибири нашли различные модификации сшивающихся полиакриламидов. В каче-

стве сшивателя чаще всего используется ацетат хрома, реже – бихроматы калия или натрия с введением в систему реагентов, восстанавливающих шестивалентный хром до трехвалентного, например лигносульфонатов. Физика процесса снижения проводимости наиболее проницаемых водопромытых пропластков при ВПП сшитыми полиакриламидными системами заключается в заполнении этих зон и участков первоначально маловязким раствором полимера и сшивателя и полной или весьма существенной их закупоркой образующимся при сшивке трехмерным пространственным полимером, обладающим высоким фактором сопротивления при филь-

Таблица 1
Наиболее благоприятные ГФУ для применения различных эмульсионных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений Западной Сибири

| Технологии | ЭС | ВЭС | ЭСС, ЭДС | ВЭДС | ВЭПС | ЭМКО, ЭМКО-101, ЭМКО-102 |
|---|---|---|---|---|---|--|
| Используемые реагенты | Нефть (бензиновая фракция), вода, эмульгатор «Нефтенол НЗ», «Нефтенол БФ», «Синол ЭМ» или «Алдинол-10», CaCl ₂ | Нефть, вода, эмульгатор («Нефтенол»/«Синол»), загуститель | Нефть, вода, эмульгатор «Нефтенол НЗ» («Нефтенол БФ», «Синол ЭМ»), CaCl ₂ , глино порошок | Нефть, вода, эмульгатор, глино порошок | Нефть, вода, эмульгатор, ПАА, глино порошок | Состав пасты является «ноу-хау», дополнительные реагенты: умягчитель воды СВ-30, метасиликат натрия, CaCl ₂ |
| Тип коллектора | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, карбонатный | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, карбонатный | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, полимиктовый |
| Вид коллектора | Поровый | Поровый, порово-трещиноватый | | | | |
| Стадия разработки | 2 – 3 | 2 – 4 | 3 – 4 | | | |
| Система заводнения | Площадная, очагово-избирательная, рядная | | | | | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 40 – 90 | 50 – 90 | 70 – 90 | 70 – 95 | 70 – 98 | 60 – 90 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,05 – 0,20 | 0,05 – 0,50 | 0,05 – 0,70 | 0,05 – 0,70 | 0,10 – 1,00 | 0,05 – 0,75 |
| Соотношение проницаемостей пропластков K _{max} /K _{min} , раз | 2–5 | 2 – 10 | 3–20 | 3–20 | 4–20 | 2 – 10 |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз) | Не регламентируется, предпочтит. выше 5 | | Не регламентируется, предпочтит. выше 10 | | | Не регламентируется |
| Песчанистость, д. ед. | 0,5 – 1,0 | | 0,7 – 1,0 | | 0,5 – 1,0 | |
| Коэффициент расчлененности N | 2 ≤ N ≤ 7 | 2 ≤ N ≤ 5 | 3 ≤ N ≤ 5 | | | 1 ≤ N ≤ 3 |
| Пластовая температура, °С | 40 – 80 | | | | | 20 – 100 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л | Не регламентируется | | | | | < 25 |
| Выработка, % от НИЗ | 20 – 70 | 20 – 80 | | | 40 – 80 | |
| Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 150 – 400 | 200 – 500 | 200 – 700 | 300 – 700 | 300 – 1000 | 100 – 800 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | 4 ≤ N ≤ 30 | 5 ≤ N ≤ 30 | 5 ≤ N ≤ 30 | 5 ≤ N ≤ 30 | 5 ≤ N ≤ 30 | 3 ≤ N ≤ 20 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м ³ | 10 – 80 | 10 – 40 | 10 – 20 | 10 – 25 | 10 – 20 | 5 – 20 |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ. | 650 – 400 | 780 – 500 | 1900 – 700 | 1000 – 840 | 680 – 600 | 1700 – 350 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ИПХ при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ООО «Гидроимпульс», ИПХ при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва; ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ЗАО «ПОЛИЭКС», г. Пермь |

ЭС (Эмульсионный состав)

ВЭС (Вязкий эмульсионный состав)

ЭСС, ЭДС (Эмульсионно-суспензионный состав; эмульсионно-дисперсный состав)

ВЭДС (Вязкий эмульсионно-дисперсный состав)

ВЭПС (Вязкий эмульсионно-полимерный состав)

ЭМКО, ЭМКО-101, ЭМКО-102 (Эмульсионная композиция на основе пасты)



трации воды. Технологическая эффективность ВПП сшитыми полимерными системами в Западной Сибири лежит в пределах 400÷3200 т/скв.-обработ. дополнительно добытой нефти [7, 18, 20, 50], при этом нужно отметить, что наиболее эффективны обработки участков с невысоким обводнением – 60÷80 % и невысокой выработкой – 20÷40 % от НИЗ. С увеличением выработки запасов эффективность снижается. Технологии, основанные на использовании сшитых ПАА, можно так же, как и эмульсионные системы, отнести к «мягким» технологиям, поскольку и в данном случае блокирование каналов фильтрации, заполняемых ВУС, СПС или ГОС, носит временный характер. Общеизвестно, что сшитые ПАА подвержены термоокислительной деструкции. В пластовых условиях, особенно при повышенных температурах (более 75-80 °С), они довольно быстро деградируют и, разлагаясь на низкомолекулярные «обрывки» пространственных макромолекул, утрачивают способность сдерживать поток нагнетаемой в пласт воды. Как правило, проницаемость обработанных зон практически полностью восстанавливается через 4-6 месяцев и участок требует повторной обработки.

Механизм действия водонабухающих полимеров отличен от описанного выше. «Темпоскрин» и «Ритин» – это однокомпонентные полимер-гелевые системы, которые способны существенно изменять свои реологические свойства вследствие набухания в воде и увеличения первоначальных размеров частиц полимера в десятки и сотни раз. Обратим внимание, что водная дисперсия, например, «Темпоскрин» в исходном состоянии содержит частицы полимера размером 0,2÷4,0 мм [25], т. е. обладает проникающей способностью по отношению только к трещинам и крупным порам породы. После набухания гель-частицы полимера способны значительно снизить проводимость этих каналов, изолировать пропластки суперколлекторов и направить закачиваемую воду в менее проницаемые интервалы. То есть физика ВПП в данном случае имеет закупоривающий кольма-

тирующий характер: полимер-гелевые частицы закачиваемого раствора, а точнее суспензии, попадая в водопроницающие высокопроницаемые каналы и трещиноватые пропластки, закупоривает их при разбухании полимеров. Следует отметить, что полимеры «Темпоскрин» и «Ритин» практически не подвержены термоокислительной деструкции. С учетом данного обстоятельства технологии, основанные на их применении, следует характеризовать как весьма «жесткие». Технологическая эффективность применения в Западной Сибири для ВПП рассматриваемых водонабухающих полимеров составляет 490÷3300 т/скв.-обработ. [20, 25, 51] и определяется приемистостью обрабатываемых скважин, которая, в свою очередь, зависит от проницаемости пласта (предпочтительно 1000÷5000 мД) и его природной или техногенной трещиноватости. Немаловажную роль при этом играет расчлененность и степень неоднородности пласта по проницаемости слагающих пропластков: предпочтительное соотношение проницаемостей пропластков составляет $5 \leq K_{\max}/K_{\min} \leq 20$.

В группу полимерных мы также включили технологии, основанные на использовании биополимеров. Из их числа в Западной Сибири внедрялись ОГС (осадкогелеобразующий состав) и биополимерная технология БП-92. Первый состав содержит тот же сшивающийся ПАА и биоактивный ил, представляющий собой отходы и продукты жизнедеятельности бактерий. То есть, по существу, это композиция ПАА, сшитого с кольматирующим наполнителем. Второй – это именно водный раствор биополимера под маркой БП-92, но применялся он с добавлением в состав крахмала или глины, т. е. данный состав можно отнести также к полимер-дисперсным системам. Соответственно, физика процесса ВПП рассматриваемыми «биополимерными» технологиями заключается как в создании фактора высокого остаточного сопротивления в водопромытых каналах фильтрации воды биополимером или сшитым полимером, так и в кольматации этих

каналов твердыми механическими частицами (биоактивный ил, глина). Технологическая эффективность отмеченных биополимерных технологий в Западной Сибири составляет 130÷1300 т/скв.-обработ. [20, 28, 29]. Информация о наиболее благоприятных ГФУ для применения полимерных технологий ВПП приведена в **табл. 2**.

Полимер-дисперсно-волокнутонаполненные системы отнесены нами к самостоятельной группе технологий, которые объединяет один присущий им признак: наличие в композициях раствора полимера и кольматирующего наполнителя. В качестве полимера преимущественно используется ПАА (чаще – сшитый ПАА), реже карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), в качестве дисперсного наполнителя – преимущественно глина, в качестве волокнистого материала – древесная мука. Подбором типа и концентраций полимера и глины в полимер-дисперсных системах создают условия полного связывания (флокуляции) полимером частиц глины с образованием устойчивых полимерно-глинистых глобул значительных размеров, движение которых в пористой среде затруднено или даже практически невозможно [39]. Древесная мука, во-первых, набухает и «распушается» при введении ее в воду, что само по себе резко увеличивает вязкость раствора, а во-вторых, вступает в межмолекулярное взаимодействие с полимером за счет действия электрофизических сил – водородных связей, тем самым армируя образующуюся структуру. При сшивке ПАА в присутствии распушенной древесной муки образуется пространственно сшитая сетка макромолекул полимера с повышенными структурно-механическими свойствами [40, 41]. Таким образом, физика процесса блокады водопромытых зон и пропластков технологиями с применением полимер-дисперсно-волокнутонаполненных композиций включает несколько составляющих:

■ заполнение водопромытых каналов полимером, обладающим вы-

Таблица 2
Наиболее благоприятные ГФУ для применения полимерных технологий ВПП

| Технологии | ГОС «МЕТКА»; ГОС «РОМКА» | СПС; СПС-ПАВ | СПС + Наполнитель (СПС-6Б; СПС-БС и др.) | ВУС, ВУС-ПАВ, ГОС, ГОС-1 | ПГС; ППГС | ПГС «РИТИН»; Модифицированный водонабухающий ПАА | ПГС «Темпос-Крин/Локус» | ОГС | БП-92 |
|--|--|---|---|---|--|--|---------------------------------|--|---|
| Используемые реагенты | Водный раствор: МЕТКА – метилцеллюлозы + карбамиды; РОМКА – метилцеллюлозы, роданистого алюминия и карбамиды | ПАА + сшиватель (ацетат хрома) (ПАА+сшиватель+НПАВ) | ПАА + сшиватель + наполнитель (мелкодисперсный карбонат Са, водонабухающий полимер, белая сажа) | ПАА+сшиватель; ПАА+сшиватель+НПАВ | ПАА+сшиватель; ПАА+сшиватель+НПАВ | Модифицированный ПАА водонабухающий ПАА | ПГС «Темпос-Крин/Локус» | Биоактивный ил + ПАА + сшиватель | БП-92; возможны добавки: крахмал, глинопоршок и др. |
| Геологические условия применения | | | | | | | | | |
| Тип коллектора | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, карбонатный | | | | | | | |
| Вид коллектора | Поровый, порово-трещиноватый | Поровый, порово-трещиноватый, трещинный | | | | | | | |
| Стадия разработки | 2 – 4 | 3 – 4 | | | | | | | |
| Система заводнения | Не регламентируется | Любая | | | | | | | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 40 – 95 | 50 – 98 | 60 – 98 | 60 – 90 | 50 – 90 | 75 – 98 | 40 – 99 | 70 – 98 | 60 – 85 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,03 – 0,50 | 0,03 – 0,50 | 0,05 – 2,00 | 0,03 – 0,50 | 0,03 – 0,50 | 0,10 – 1,50 | 0,08 – 5,00 | 0,20 – 1,50 | 0,03 – 0,50 |
| Соотношение проницаемостей пропластков $K_{max}/K_{мин}$ раз | 2 – 15 | 2 – 10 | 2 – 15 | 2 – 10 | 2 – 10 | 3 – 20 | 3 – 20 | 2 – 15 | 2 – 10 |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с (СПЗ) | до 20 | Не регламентируется | | | | | | | |
| Песчаность, д.ед. | Не регламентируется | 0,2 – 0,5 | 0,3 – 0,7 | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 0,7 | Не реглам. | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 1,0 |
| Коэффициент расщеленности N | > 2 | $2 \leq N \leq 7$ | $2 \leq N \leq 5$ | $2 \leq N \leq 5$ | $2 \leq N \leq 5$ | > 2 | $2 \leq N \leq 15$ | > 2 | > 2 |
| Пластовая температура, °С | 45 – 100 | 40 – 80 | 40 – 80 | 40 – 90 | 40 – 90 | до 100 | до 90 | 40 – 90 | 40 – 120 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППА) воды, г/л | Не регламентируется | Не регламентируется | | | | | | | |
| Выработка, % от НИЗ | 40 – 80 | 20 – 70 | 40 – 80 | 20 – 70 | 20 – 70 | 70 – 90 | 70 – 90 | 40 – 90 | 30 – 70 |
| Проницаемость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 150 – 500 | 200 – 500 | 300 – 800 | 250 – 800 | 200 – 700 | 300 – 1500 | 100 – 1500 | 300 – 1000 | 200 – 1000 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³ | 3 – 50 | 10 – 60 | 20 – 100 | 15 – 30 | 12 – 20 | 15 – 150 | 5 – 50 | 10–100 | 2 – 20 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | $3 \leq N \leq 25$ | $3 \leq N \leq 30$ | $3 \leq N \leq 30$ | $4 \leq N \leq 30$ | $4 \leq N \leq 30$ | $2 \leq N \leq 70$ | $3 \leq N \leq 40$ | $3 \leq N \leq 40$ | $3 \leq N \leq 30$ |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-образ. | 590 – 380 | 3200 – 500 | 1400 – 400 | 1300 – 800 | 1300 – 490 | 2900 – 550 | 3300 – 490 | 1500 – 160 | 1300 – 260 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ИХН СО РАН, г. Томск; ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым | ООО МПК «ХимСервис-Инжиниринг», г. Москва; ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым | ООО «ПРОГРЕСС», г. Когалым; ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым | ООО МПК «ХимСервис-Инжиниринг», г. Москва; ООО «Гидроимпульс», г. Когалым | ООО «Сургут-нефтегаз», «Сургутнефте-прохим», г. Сургут | ОАО «РИТЭК», г. Москва | ООО НТФ «Атомбиотех», г. Москва | ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым | ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва |
| СПС; СПС-ПАВ (Шитые полимерные системы; шитые полимерные системы с добавлением ПАВ) СПС + Наполнитель (СПС-6Б; СПС-БС и др.) (Шитые полимерные системы с дисперсными наполнителями) ВУС, ВУС-ПАВ (Вязкоупругие составы), ГОС, ГОС-1 (Гелеобразующие составы) ПГС (Полимер-гелевый состав); ППГС (Полимер-ПАВ-содержащий гелевый состав) | | | | | | | | | |



соким фактором остаточного сопротивления (особенно при его сшивке);

- кольматация каналов фильтрации устойчивыми к размыву полимерно-глинистыми глобулами;

- кольматация каналов фильтрации пространственно сшитой сеткой полимера, армированной изнутри макромолекулами целлюлозы (древесной муки), что обеспечивает тампонажному материалу высокие структурно-механические свойства.

Здесь необходимо отметить, что глина и древесная мука в термобарических пластовых условиях не разлагаются, и зоны, куда они попали, необратимо кольматируются. Указанный механизм воздействия и отмеченные факторы выводят технологии применения полимер-дисперсно-во-

локнистых систем в разряд наиболее «жестких». Соответственно, применяют их на более поздних стадиях выработки объектов: при обводненности 80÷98 % и отборах от НИЗ 80 % и более [18]. Технологическая эффективность рассматриваемых методов ВПП на западно-сибирских месторождениях составляет 500÷2600 т/скв.-об. раб. [7, 18, 36, 38, 42, 50] и, как у других технологий, снижается по мере увеличения выработки запасов. Благоприятные геолого-физические условия для применения полимер-дисперсно-волоконистонаполненных систем отражены в **табл. 3**.

Термотропные технологии характеризуются и отличаются тем, что фактором, обуславливающим образование из применяемых реагентов

блокирующего воду экрана, является температура, точнее тепловая энергия пласта. Маловязкие при низких температурах растворы в условиях высоких пластовых температур превращаются в гели. Отметим, что вязкость исходных растворов сопоставима с вязкостью закачиваемой или пластовой воды, требуемая для инициации гелеобразования температура составляет 70÷120 °С. Образующийся при термовоздействии гель по реологическим свойствам относится к тиксотропным псевдопластическим телам коагуляционной структуры [1]. Физика использования термотропных реагентов в технологиях ВПП аналогична таковой в сшитых полимерных системах: заполнение высокопроницаемых зон и участков

Таблица 3
Наиболее благоприятные ГФУ для применения полимер-дисперсно-волоконистонаполненных систем

| Технологии | ГОС-1(АС) | ПДС; СПДС | СС | ПДНС | ДСК | ВДПС | МПДС |
|--|---|--|---|--|---|--|--|
| Используемые реагенты | ПАА+ сшиватель + НПАВ + сапрпель | ПАА+глинопорошок; ПАА + сшиватель + глинопорошок | Водный раствор КМЦ + глинопорошок | ПАА + сшиватель + глинопорошок, древесная мука | ПАА, глинопорошок, древесная мука | ПАА + сшиватель + древесная мука + глинопорошок + АПАВ и НПАВ | ПАА + сшиватель + активированная глина |
| Геолого-физические условия применения | | | | | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, карбонатный | |
| Тип коллектора | Терригенный, карбонатный | | | | Терригенный, полимиктовый | Терригенный, карбонатный | |
| Вид коллектора | Поровый, порово-трещиноватый | Поровый, порово-трещиноватый, трещинный | Поровый, порово-трещинный | Поровый, порово-трещиноватый, трещинный | | | |
| Стадия разработки | 3 – 4 | 4 | 3 – 4 | 4 | 3 – 4 | | |
| Система заводнения | Площадная, очагово-избирательная, рядная | | | | | | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 70 – 99 | 90 – 98 | 75 – 90 | 90 – 98 | 75 – 98 | 70 – 98 | 75 – 98 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,10 – 2,00 | 0,20 – 2,0 | 0,10 – 1,00 | 0,20 – 2,0 | 0,10 – 1,00 | 0,20 – 2,0 | 0,05 – 0,50 |
| Соотношение проницаемостей пропластков K_{max}/K_{min} , раз | 5 – 15 | 2 – 5 | | 1,5 – 4 | 2 – 10 | 2 – 15 | 1,5 – 15 |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (СПЗ) | Не регламентируется | | | | | | |
| Песчанистость, д.ед. | 0,5 – 1,0 | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 1,0 | 0,4 – 1,0 | 0,4 – 1,0 | 0,5 – 1,0 | 0,6 – 0,75 |
| Коэффициент расчлененности N | 1 ≤ N ≤ 5 | 2 ≤ N ≤ 7 | 2 ≤ N ≤ 7 | 2 ≤ N ≤ 7 | 2 ≤ N ≤ 10 | 1 ≤ N ≤ 9 | 2 ≤ N ≤ 8 |
| Пластовая температура, °С | 40 – 90 | 40 – 80 | 40 – 100 | 40 – 90 | 40 – 90 | 15 – 85 | 40 – 95 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л | Не реглам. | Пресная | Не реглам. | Пресная | | < 50 | Пресная |
| Выработка, % от НИЗ | 50 – 90 | 50 – 90 | 50 – 90 | 60 – 90 | 60 – 90 | 60 – 90 | 50 – 80 |
| Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 350 – 1500 | 250 – 2000 | 250 – 1000 | 250 – 2000 | 250 – 1500 | > 400, предпочтительно 500-800 | 300 – 1800 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³ | 20 – 100 | 20 – 45 | 15 – 25 | 5 – 10 | 20 – 40 | 20 – 60 | 30 – 50 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | 3 ≤ N ≤ 40 | 3 ≤ N ≤ 40 | 3 ≤ N ≤ 40 | 3 ≤ N ≤ 40 | 3 ≤ N ≤ 40 | 4 ≤ N ≤ 50 | 6 ≤ N ≤ 50 |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ. | 2700 – 590 | 1900 – 580 | 890 – 490 | 2100 – 640 | 1020 – 730 | 2600 – 700 | 2600 – 540 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ООО «Прогресс-НефтеСервис», г. Когалым; ООО «Гидроимпульс», г. Москва, г. Когалым | РПК «ОТО Продакшн Лтд», г. Самара | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ОАО «Ойл Технолоджи Оверсиз», г. Самара; ОАО «Когалымнефтепрогрес», г. Когалым | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ОАО «Ойл Технолоджи Оверсиз», г. Самара; ООО «Гидроимпульс», г. Москва, г. Когалым | ЗАО «Технология-99», г. Тюмень |

ГОС-1(АС) (Гелеобразующая система)

ПДС; СПДС (Полимер-дисперсная система; сшитая полимер-дисперсная система)

СС (Структурированный состав)

ПДНС (Полимер-дисперсная наполненная система)

ДСК (Дисперсно-содержащая композиция)

ВДПС (Волокнисто-дисперсная полимерная система)

МПДС (Модифицированная полимер-дисперсная система)

первоначально маловязким раствором и их закупорка образующимся гелем. На месторождениях Западной Сибири данные технологии нашли довольно широкое применение, в первую очередь на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами 85÷110 °С и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. Это такие технологии, как ГОС «ГАЛКА» [30], «ГАЛКА-Термогель» [31], «ТЕРМО-ГОС» [32], РВ-ЗП-1 [33], РВ-ЗП-1 МС [34]. Технологическая эффективность термотропных технологий составляет 390÷1450 т/скв.-обраб. [35, 36]. Более подробная информация о благоприятных ГФУ для применения отмеченных термотропных технологий ВПП приведена в **табл. 4**.

Осадкообразующие технологии имеют, пожалуй, самый простой принцип создания водоотклоняющих барьеров. Примером этого принципа могут служить водные растворы солей, при смешении которых после ионообменной реакции образуется нерастворимая соль, выпадающая

в осадок. Например, смешение растворов хлористого кальция CaCl_2 и сульфата натрия Na_2SO_4 приводит к образованию нерастворимого осадка сульфата кальция CaSO_4 , способного достаточно эффективно закупорить поровое пространство породы [37]. Таким образом, физика процесса снижения проводимости водопромытых пропластков в данном случае заключается в их закупорке образующимся нерастворимым осадком. Здесь уместно отметить, что технологии, основанные на использовании водных растворов осадкообразующих реагентов, отличаются высокой селективностью воздействия на пласт. В силу более высокой фазовой проницаемости водный раствор всегда лучше фильтруется в водонасыщенную пористую среду, нежели в нефтенасыщенную. Еще одно преимущество – это низкая вязкость таких растворов (практически равная вязкости закачиваемой для ППД воды) и, соответственно, высокая фильтруемость в низкопроницаемые коллекторы, закачка в

которые, например, полимерных или эмульсионных систем просто невозможна. Осадкообразующие технологии также довольно широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах 400÷2900 т/скв.-обработку [37, 38, 52]. Информация о наиболее благоприятных геолого-физических условиях их применения приведена в **табл. 5**.

Силикатные технологии основаны на использовании силикатов металлов, преимущественно силиката натрия – жидкого стекла. Следует выделить две подгруппы технических решений применения жидкого стекла (ЖС). К первой относятся методы, основанные на образовании нерастворимых осадков, например при взаимодействии ЖС с растворами неорганических солей двух- и трехвалентных металлов [3, 43], во вторую следует отнести композиции, образующие гелеобразующие соединения различной природы: кисло-

Таблица 4
Наиболее благоприятные ГФУ для применения термотропных технологий ВПП

| Технологии | ГОС «ГАЛКА»; «ГАЛКА-ТЕРМОГЕЛЬ»; ГОС «ГАЛКА-М» | «ТЕРМ»; «ТЕРМОГЕЛЬ-1»; «ТермоГОС» | РВ-ЗП-1; РВ-ЗП-1 МС |
|--|--|--|---|
| Используемые реагенты | Карбамид + алюмохлорид | Карбамид + оксихлорид алюминия | Карбамид + оксихлорид алюминия |
| Геолого-физические условия применения | | | |
| Тип коллектора | Терригенный, полимиктовый | | Терригенный, карбонатный |
| Вид коллектора | Поровый, порово-трещиноватый | | |
| Стадия разработки | Не регламентируется | 2 – 4 | |
| Система заводнения | Площадная, очагово-избирательная, рядная, блочная | Площадная, очагово-избирательная, рядная | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 40 – 95 | | 40 – 98 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,04 – 0,30 | 0,02 – 0,05 | 0,02 – 0,75 |
| Соотношение проницаемостей пропластков $K_{\text{max}}/K_{\text{min}}$, раз | 1,5 – 10 | 2 – 10 | 2 – 10 |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз) | Не регламентируется | | |
| Песчаность, д.ед. | 0,5 – 1,0 | 0,1 – 0,8 | 0,1 – 0,8 |
| Коэффициент расчлененности N | $2 \leq N \leq 5$ | $4 \leq N \leq 6$ | $2 \leq N \leq 5$ |
| Пластовая температура, °С | 70 – 100 | 60 – 95 | 70 – 120 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л | Не регламентируется | | |
| Выработка, % от НИЗ | 40 – 80 | | |
| Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | > 150 | 100 – 500 | > 150 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³ | 5 – 60 | 3 – 10 | 2 – 20 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | $3 \leq N \leq 20$ | $2 \leq N \leq 15$ | $2 \leq N \leq 20$ |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обраб. | 540 – 320 | 520 – 200 | 1450 – 390 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ИХН СО РАН г. Томск; ИПХ при РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, г. Москва | ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым; ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект», г. Москва | ООО МПК «ХимСервис-Инжиниринг», г. Москва |



Таблица 5
Наиболее благоприятные ГФУ для применения осадкообразующих технологий

| Технологии | ССС; ССК | ДООС | ООС |
|--|---|--|---|
| Используемые реагенты | Чередующаяся закачка водных растворов $\text{Na}_2\text{SO}_4 + \text{Na}_2\text{CO}_3$ и CaCl_2 | Активированная глина+сульфатно-содовая смесь | Чередующаяся закачка водных растворов: $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, CaCl_2 , Na_2CO_3 , NaOH ; CaCO_3 , NH_4Cl , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, $\text{Na}_2(\text{SO}_4)$ |
| Геолого-физические условия применения | | | |
| Тип коллектора | Терригенный, карбонатный | | |
| Вид коллектора | Поровый, порово-трещиноватый | | |
| Стадия разработки | 3 – 4 | | |
| Система заводнения | Площадная, очагово-избирательная, рядная | | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 60 – 97 | 40 – 97 | 70 – 95 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,02 – 0,30 | 0,02 – 0,50 | 0,15 – 1,00 |
| Соотношение проницаемостей пропластков $K_{\text{max}}/K_{\text{min}}$, раз | 1,5 – 7 | 3 – 15 | 3 – 11 |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз) | Не регламентируется | | |
| Песчанность, д.ед. | 0,5 – 0,9 | 0,5 – 0,7 | Не регламентируется |
| Коэффициент расчлененности N | $2 \leq N \leq 10$ | $3 \leq N \leq 8$ | $3 \leq N \leq 10$ |
| Пластовая температура, °С | Не регламентируется | | 20–100 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л | Пресная | | |
| Выработка, % от НИЗ | 20 – 80 | 40 – 80 | |
| Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 200 – 400 | 250 – 1500 | 200 – 800 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³ | 10 – 25 | 30 – 50 | 10 – 20 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | $2 \leq H \leq 20$ | $6 \leq H \leq 20$ | $3 \leq H \leq 20$ |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ. | 1480 – 400 | 2900 – 1080 | 1500 – 500 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ЗАО «Технология-99», г. Тюмень | | ОАО «СИБИНКОР», г. Тюмень |

ССС (Сульфатно-содовая смесь)
 ССК (Сульфатно-содовая композиция)

ДООС (Дисперсный осадкообразующий состав)
 ООС (Осадкообразующий состав)

ты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения. Находит применение также технология с использованием алюмосиликата, инициатором гелирования в которой выступает соляная кислота [46, 47]. Таким образом, физика процесса снижения проводимости водопромытых каналов при применении силикатов может быть двойной: закупорка или существенное снижение проницаемости образующимся нерастворимым осадком (аналог осадкообразующих технологий) или заполнение первоначально маловязким раствором и закупорка образующимся гелем (аналог сшитых полимерных систем). Растворы жидкого стекла имеют низкую вязкость и способность к фильтра-

ции при пониженной проницаемости (20-30 мД), образуют устойчивые и достаточно прочные гели [48], стабильные до 200 °С и более, что позволяет использовать их в условиях, где многие другие технологии неприменимы. Эффективность силикатов для ВПП в Западной Сибири составляет 400÷3700 т/скв.-обработку [18, 42]. Рекомендуются области геолого-физических условий применения данных технологий приведены в **табл. 6**.

Нефтеотмывающие технологии направлены в первую очередь на увеличение нефтеотдачи за счет доотмыва остаточной нефти. Отмыв производится с помощью ПАВ, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела вода/нефть. В последнее

время в Западной Сибири находят применение закачки в нагнетательные скважины малообъемных оторочек ПАВ: 10÷20 м³ на 1 погонный метр интервала перфорации [7, 36]. Зачастую, особенно при низкой приемистости скважин в зонах низкопроницаемого коллектора (10÷20 мД), такому воздействию предшествует кислотная обработка призабойной зоны (ОПЗ) [49]. Например, в призабойную зону закачивается (1,5÷7,5 м³ на 1 м интервала перфорации) реагент «Алдинол-20», представляющий собой водный раствор соляной кислоты, смеси многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ, и продавливается в пласт оторочкой (10÷15 м³ на 1 м интервала перфорации) композицией

Таблица 6
Наиболее благоприятные ГФУ для применения силикатных и нефтеотмывающих технологий

| Технологии | Силикатные технологии | | | | Нефтеотмывающие технологии | |
|---|---|---|---|--|---|---|
| | СГС | ОГОС, ОГС | СПГ | ГОС АСС-1 | «Алдинол-20» | ПАВ V-3 |
| Используемые реагенты | Силикат Na + многоосновные кислоты | Силикат Na + CaCl ₂ | Силикат Na + HCl + ПАА | Техническая вода, реагент АСС-1 (жидкая или сухая форма) + HCl | HCl (HF) + многоатомные спирты + КПАВ + НПАВ; продавка водогликолевым раствором АПАВ и НПАВ | Водный раствор различных ПАВ |
| Геолого-физические условия применения | | | | | | |
| Тип коллектора | Терригенный, карбонатный | Терригенный | | Карбонатный | Терригенный, карбонатный | |
| Вид коллектора | Поровый, порово-трещиноватый | | | | | |
| Стадия разработки | 2 – 4 | | 3 – 4 | | Любая | |
| Система заводнения | Площадная, очагово-избирательная, рядная | | | | Не регламентируется | |
| Средняя обвод. доб. продукции по участку, % | 20 – 98 | 85 – 95 | 70 – 98 | 75 – 90 | 0 – 75 | 0 – 90 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,08 – 2,00 | 0,05 – 0,40 | 0,1 – 1,0 | 0,05 – 1,00 | 0,01 – 0,15 | 0,01 – 1,50 |
| Соотношение проницаемостей пропластков K _{max} /K _{min} , раз | 2 – 15 | 1,5 – 5 | 2 – 15 | 1,5 – 20 | до 5 | Не регламентируется |
| Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз) | Не регламентируется | | | | Предпочтительно до 50 | Не реглам., предпочтительно до 50 |
| Песчанность, д. ед. | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 0,7 | 0,2 – 0,5 | 0,3 – 1,0 | 0,3 – 0,6 | Не регламентируется |
| Коэффициент расчлененности N | 2 ≤ N ≤ 7 | 2 ≤ N ≤ 9 | 3 ≤ N ≤ 7 | 3 ≤ N ≤ 7 | N ≥ 6 | Не регламентируется |
| Пластовая температура, °С | 40 – 200 | 40 – 150 | 40 – 95 | Не регламентируется | до 90 | до 90 |
| Минерализация пластовой (закачиваемой для ППА) воды, г/л | Пресная | | | Не регламентируется | | < 50 |
| Выработка, % от НИЗ | 40 – 80 | 40 – 80 | 40 – 80 | 50 – 80 | 30 – 80 | 30 – 90 |
| Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | 250 – 750 | 250 – 800 | 600 – 1000 | 250 – 750 | 50 – 180 | 100 – 1500 |
| Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м ³ | 5 – 40 | 6 – 35 | 20 – 30 | 5 – 20 | 1,8–7,2 + продавка раствора ПАВ 10–15 | 10 – 20 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м | 3 ≤ N ≤ 30 | 4 ≤ N ≤ 30 | 3 ≤ N ≤ 30 | 3 ≤ N ≤ 30 | 3 ≤ N ≤ 30 | 5 ≤ N ≤ 30 |
| Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ. | 2100 – 470 | 2080 – 470 | 3700 – 400 | 1440 – 580 | 720 – 160 | 860 – 750 |
| Разработчик технологии (подрядчик) | ООО «Дельта-пром», г. Самара; ООО «Гидроимпульс», г. Москва, г. Когалым | ЗАО «Технология-99», г. Тюмень; ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут | ООО «Гидроимпульс», г. Москва, г. Когалым | Центр химической механики нефти АН Республики Башкортостан, г. Уфа; ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», г. Москва | ЗАО НПФ «Нефтесервискомплект», г. Москва; ОАО «Когалымнефтепрогресс», г. Когалым | ОАО «Сургутнефтегаз», «Сургутнефтепромхим», г. Сургут |

СГС (Силикатный гелеобразующий состав)
ОГОС, ОГС (Осадко-гелеобразующий состав)
СПГ (Силикатно-полимерный гель)

ГОС АСС-1 (Гелеобразующий состав на основе алюмосиликатов)
ПАВ V-3 (ПАВ-обработка)

«ПолиПАВ» – водогликолевым раствором анионных и неионогенных ПАВ [36]. Применяется также комплексное потокоотклоняющее и нефтеотмывающее воздействие, включающее работы по ВПП, например СПС или СПС+дисперсный наполнитель, и закачку «ПолиПАВ». Отметим, что «доотмыв» нефти в рассмотренных случаях происходит только в непосредственной близости от ствола нагнетательной скважины – в радиусе не более 4÷6 м. То есть доотмыв нефти играет здесь положительную роль, которая заключается прежде всего в снижении нефтенасыщенности призабойной зоны пласта (ПЗП) и, соответственно, увеличении фазовой проницаемости для закачи-

ваемой воды, т. е. приемистости скважины. В этом, собственно, и заключается физика процесса воздействия. При комплексном воздействии «кислота + ПАВ» или «ВПП + ПАВ» включаются дополнительные механизмы. В первом случае это кислотный дренаж и увеличение абсолютной проницаемости ПЗП, что важно и необходимо в низкопроницаемых коллекторах, а во втором – предварительное выравнивание профиля приемистости и уже после этого ПАВ- или ПАВ-кислотное воздействие. В любом случае указанные комплексы воздействия приводят к позитивному изменению профиля приемистости нагнетательной скважины: происходит «мягкое»

перераспределение потоков закачки с подключением в выработку ранее не принимавших менее проницаемых пропластков. Эффективность применения отмеченных нефтеотмывающих технологий в условиях Западной Сибири колеблется на уровне 160÷860 т/скв.-обработку [7, 36] и определяется в основном степенью выработки пласта (предпочтительно не более 40÷50 % от НИЗ), песчанностью (до 60 %) и расчлененностью участков воздействия (не менее 6÷8 пропластков). Наиболее благоприятные и рекомендуемые области геолого-физических условий применения данных технологий приведены в табл. 5.



Выводы и рекомендации

1. К настоящему времени разработано и успешно применяется в Западной Сибири достаточно много физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, основанных на самых различных механизмах выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин. Накоплен опыт их реализации в самых различных геолого-физических условиях пластов и промысловых состояниях разработки и выработки запасов.

2. Необходимо отметить, что в последние годы наблюдается тенденция снижения эффективности МУН, объяснимая объективными причинами: прежде всего это выработка пластов и истощение извлекаемых запасов. Общеизвестно, что при повторных обводнениях участков дополнительно из-

влекается все меньше и меньше нефти. В данных условиях в качестве общей рекомендации можно отметить, что на второй и третьей стадиях разработки при невысокой выработке (30-40 % НИЗ) и невысокой обводненности участков (40-70 %) следует применять «мягкие» технологии: эмульсионные, сшитые полимерные системы. По мере увеличения выработки и обводненности предпочтение следует отдавать более «жестким» технологиям: эмульсионно-суспензионным, полимер-дисперсным, осадкообразующим, силикатным. В конце третьей и на четвертой стадии разработки при выработке 70-90 % НИЗ и обводнении 80-98 % следует использовать максимально «жесткие» технологии: вязкие эмульсионно-дисперсионные, полимер-дисперсионно-волоконисто-наполненные

системы, водонабухающие полимеры. Нефтеотмывающие технологии могут применяться на любой стадии разработки и выработки пласта.

3. Ориентиром выбора технологий может служить приведенная выше «матрица». Для более детальной оценки и выбора конкретной технологии ФХМУН рекомендуется принимать во внимание данные, отраженные в таблицах. Представляется, что изложенные в настоящей работе материалы будут полезны специалистам по реализации МУН и окажут помощь в выборе наиболее адекватного, соответствующего тем или иным геолого-физическим условиям физико-химического метода увеличения нефтеотдачи, а выбор оптимального метода обеспечит максимальную эффективность.

Литература

1. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А.

Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 224 с.

2. ЛНД «НК «Роснефть». Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи для обоснования опытно-промышленных работ на месторождениях компании: методические указания компании № П1-01.03 М-0089, утв. приказом ОАО «НК Роснефть» № 102 от 27.02.2014. – 43 с.

3. Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Фахретдинов Р.Н. [и др.] Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. – 2003. – № 9. – С. 4-22.

4. Глуценко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 360 с.

5. Ахметов А.Т., Телин А.Г., Мавлетов М.В., Здольник С.Е. Новые принципы применения обратных водонефтяных эмульсий в потокоотклоняющих технологиях и глушении скважин // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 119-126.

6. Кулагин С.Л., Дулкарнаев М.Р., Галимов Ш.С., Малыгин А.А. Новые подходы к выработке малоподвижных текущих запасов в условиях высокой обводненности добываемой продукции // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 6. – С. 79-83.

7. Кондаков А., Гусев С., Мурзин И. Инновации для КИН // Нефть России. – 2012. – № 9. – С. 51-54.

8. Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ». – М.: ЗАО «Химеко-ГАНГ», 2008. – С. 7-16.

9. Разработка технологий и производство химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности // Презентационный материал ЗАО «ПОЛИЭКС». – Пермь, 2013.

10. Опыт применения химических методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» // Презентационный материал ЗАО «ПОЛИЭКС» – ТПП «Когалымнефтегаз». – Пермь – Когалым, 2006.

11. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Наука, 1995. – 198 с.

12. Технология ограничения водопритока путем комплексного воздействия на призабойные зоны нагнетательных и добывающих скважин гелеобразующими составами «РОМКА» с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов месторождений НК «ЛУКОЙЛ». Программа и методика испытаний. – Томск: Ин-т химии нефти СО РАН, 2000. – 16 с.

13. Инструкция по применению технологии повышения нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта и ограничения водопритоков при заводнении гелеобразующими составами «МЕТКА» // Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». Т. 1. – М.: Монография, 2004. – С. 43-54.

14. Инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением вязкоупругих систем (ВУС, ВУС+ПАВ). – М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2012. – 9 с.

15. Инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением сшитых полимерных систем (СПС, СПС+ПАВ). – М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2012. – 9 с.

16. Инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением гелеобразующих составов (ГОС). – М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2012. – 7 с.

17. Технология проведения работ по снижению обводненности путем закачки армированного сапропелью гелеобразующего полимерного состава (ГОС-1 АС) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». – Когалым: ООО «Прогресс-НефтеСервис», 2007. – 19 с.

18. Рамазанов Р.Г., Земцов Ю.В. Эффективность и перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи для стабилизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 34-35.

19. Идиятуллин А.Р., Крылов С.Ю. Новый реагент для повышения нефтеотдачи пластов РИТИН-10 // Интенсификация добычи нефти и газа: материалы Междунар. технологич. симпозиума. – Москва, 26-28.03.2003. – С. 3.

20. Кулагин С.Л., Земцов Ю.В., Галимов Ш.С. Эффективность

МУН при различной степени выработки объекта // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – С. 50-52.

- 21. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Батырбаев М.Д.** Создание и промышленное внедрение технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений полимерно-гелевой системой «Темпоскрин» – технология нового поколения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 8. – С. 28-37.
- 22. Каушанский Д.А.** Улучшение показателей разработки нефтяных месторождений при использовании полимерно-гелевых систем «Темпоскрин» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 7. – С. 36-46.
- 23. Исмагилов Т.А., Игдавлетова М.З.** Результаты комплексного воздействия на горизонт БС10 Усть-Балыкского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 72-75.
- 24. Инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов (НПП) методом выравнивания профиля приемистости по технологии «ТЕМПОСКРИН-ЛЮКС».** – М.: ООО НТФ «Атомбиотех», 2012. – 12 с.
- 25. Каушанский Д.А.** Темпоскрин-Люкс // Презентация Института проблем нефти и газа РАН, ООО НТФ «Атомбиотех», 2012. – 39 с.
- 26. Инструкция по применению технологии осадкогелеобразующего состава (ОГС), предназначенной для повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов, а также внутрпластовой изоляции** // Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». Т. 1. – М.: Монография, 2004. – С. 55-61.
- 27. Инструкция по применению технологии ограничения водопритока и повышению нефтеотдачи с использованием композиции на основе биополимеров (Продукт БП-92)** // Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». Т. 1. – М.: Монография, 2004. – С. 231-251.
- 28. Тимчук А.С., Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.С.** Эффективность опытно-промышленных работ по биополимерному заводнению на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 118-121.
- 29. Билинчук А.В., Рязанов А.П., Власов С.А., Каган Я.М.** Биополимерное заводнение – основа прироста извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 2-13.
- 30. Инструкция по применению технологии увеличения нефтеотдачи ГОС «ГАЛКА-М» для изоляции притока закачиваемых вод** // Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». Т. 1. – М.: Монография, 2004. – С. 113-120.
- 31. Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ».** – М.: ЗАО «Химеко-ГАНГ», 2008. – С. 7-16.
- 32. Термотропный гелеобразующий состав ТЕРМОГОС. Инструкция по применению в технологиях повышения нефтеотдачи пластов.** – М.: ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект», 2009. – 9 с.
- 33. РД Метод повышения нефтеотдачи пластов за счет выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритоков использованием реагента РВ-ЗП-1.** – Когалым: НИИ «Нефтеотдача» АН РБ – ТПП «Когалымнефтегаз», 1998. – 6 с.
- 34. Временная инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов, выравниванию профилей приемистости с применением гелеобразующего состава на основе реагента «РВ-ЗП-1 МС».** – М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2013. – 9 с.
- 35. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.** Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Наука, 1995. – 198 с.
- 36. Результаты внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи** // Презентация ООО «КогалымНИПИнефть», 2010. – 40 с.
- 37. Гусев С.В. [и др.] Опыт внедрения осадкообразующих соединений для увеличения нефтеотдачи пластов ТПП «Урайнефтегаз» на поздней стадии разработки** // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 1. – С. 2-6.
- 38. Мазаев В.В., Андрианов В.В., Александров В.М., Асмандияров Р.Н.** Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: сб. докладов XII науч.-практ. конференции, 2009. Т. 2. – С. 72-81.
- 39. Зайнетдинов Т.И. [и др.]. Композиции глинистых дисперсных систем для регулирования проницаемости неоднородных пластов на поздней стадии разработки** // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 2. – С. 29-31.
- 40. Баранов Ю.В. [и др.]. Технология применения волокнисто-дисперсной системы – новое перспективное средство повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти** // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 3. – С. 38-41.
- 41. Баранов Ю.В. [и др.] Применение технологии на основе древесной муки для повышения нефтеотдачи и изоляции притока воды** // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 24-28.
- 42. Ситулин Ю.Б., Мазаев В.В.** Результаты применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи при извлечении слабодренлируемых запасов нефти на месторождениях мамонтовской группы ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: Сб. докладов XI науч.-практ. конференции, 2008. Т. 2. – С. 373-382.
- 43. Клещенко И.И.** Гелеобразующие составы на основе силиката щелочного металла // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 8-9. – С. 15-16.
- 44. Кан В.А., Поддубный Ю.А., Сидоров И.А., Чекалина Г.К.** Гидрогели из растворов силикатов натрия // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 10. – С. 44-46.
- 45. Европейский патент № 02608888, МКИ Е 21 В 33/138. Colloidal silica-based fluid diversion** // Оpubл. 1988.
- 46. Максимова Т.Н., Кононова Т.Г. и др.** Гелеобразующие композиции на основе цеолитного компонента. – Уфа: Гилем, 1998. – 238 с.
- 47. Инструкция по применению гелеобразующей технологии на основе алюмосиликатов (АСС-1).** – М.: ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2012. – 8 с.
- 48. Земцов Ю.В., Лыткина Т.А.** Некоторые аспекты процесса гелеобразования жидкого стекла при его применении для изоляции водопритоков // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 2. – С. 23-26.
- 49. Инструкция по проведению ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин кислотными составами на основе композиции АЛДИНОЛ-20.** – Когалым: ЗАО НПП «Нефтесервискомплект», 2008. – 27 с.
- 50. Гусев С.В.** Опыт и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 104 с.
- 51. Халимов М.А.** Эффективность использования ПГС «РИТИН» для выравнивания профиля поглощения нагнетательных скважин // Сб. докладов второй науч.-практ. конференции ООО «КогалымНИПИнефть», г. Когалым. – Уфа: Монография, 2006. – С. 200-210.
- 52. Справочник технолога: Повышение нефтеотдачи пластов. Ремонтно-изоляционные работы. Вторичное вскрытие и глушение скважин.** – Тюмень: ОАО «СИБИНКОР», 1998. – 93 с.