

МАВЛИЕВ Альберт Разифович

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2011**

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования Санкт-Петербургском государственном горном университете

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор

Молчанов Анатолий Александрович

кандидат технических наук, доцент

Мирсаетов Олег Марсимович

Ведущая организация – Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов», г. Уфа.

Защита диссертации состоится 30 сентября 2011 г. в 13:15 ч на заседании диссертационного совета Д 212.224.10 при Санкт-Петербургском государственном горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1160.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского государственного горного университета.

Автореферат разослан 30 августа 2011 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета
Д.Т.Н., доцент

А.К. НИКОЛАЕВ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

Анализ технологий ремонтных работ отечественной и зарубежной нефтегазовой отрасли показывает устойчивую тенденцию к использованию при подземном ремонте скважин (ПРС) multifunctional технологических жидкостей (ТЖ), значительно повышающих эффективность ремонтных операций. Среди таких жидкостей все более широкое применение находят гидрофобно-эмульсионные составы (ГЭС), в частности, обратные водонефтяные эмульсии (ОВНЭ), благодаря ряду положительных качеств, среди которых, в первую очередь, следует отметить гидрофобизацию обводненных интервалов нефтяного пласта и защиту внутрискважинного оборудования от коррозии.

Гидрофобно-эмульсионные составы обеспечивают сохранение фильтрационных характеристик пород призабойной зоны пласта (ПЗП) при их использовании в качестве жидкостей глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в отличие от большинства из традиционно используемых ТЖ на водной основе, снижающих производительность скважин или повышающих обводненность продукции. Кроме этого, ГЭС могут использоваться для закачки в призабойную зону нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля их приемистости и при реализации потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов.

Вместе с необходимостью регулирования фильтрационных характеристик ПЗП борьба с коррозией внутрискважинного оборудования является одной из актуальнейших задач при эксплуатации нефтяных месторождений, вступивших в заключительную стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции.

Дальнейшее развитие работ по совершенствованию ТЖ с multifunctional свойствами на основе гидрофобно-эмульсионных составов связано с разработкой высокоэффективного эмульгатора, способного стабилизировать ГЭС при повышенных температурах, а также с разработкой эмульсионного состава с повышенным гидрофобизирующим действием на поверхность поровых каналов породы-коллектора и улучшенной антикоррозионной защитой внутрискважинного оборудования.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин на основе разработки multifunctional гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при подземном ремонте, за счет регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нефтяного пласта и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.

Идея работы заключается в совмещении свойств в гидрофобно-эмульсионном составе по направленному регулированию фильтрационных характеристик призабойной зоны нефтяного пласта и защитных свойств по отношению к коррозии внутрискважинного оборудования для получения комплексного эффекта при использовании в процессе ремонтных операций в скважинах.

Задачи исследований:

1. Выявить критерии эффективного применения гидрофобно-эмульсионных составов на нефтяных месторождениях Ноябрьского региона Западной Сибири.
2. Разработать рецептуру термостабильного ГЭС и эмульгатора для его получения.
3. Исследовать влияние концентрации компонентов ГЭС на его технологические свойства.
4. Исследовать влияние ГЭС на фильтрационные характеристики пород-коллекторов.
5. Изучить антикоррозионные свойства ингибиторов коррозии, гидрофобизаторов и ГЭС.
6. Разработать технологии применения multifunctional ТЖ (ГЭС) при ремонте скважин, установить области их эффективного применения.

Методы решения поставленных задач

Работа выполнена в соответствии с общепринятыми методиками и методами теоретических и экспериментальных исследований (реологические, фильтрационные, исследование коррозии, диффузии и др.), помимо этого применялись специально разработанные методики лабораторных исследований по изучению адгезии ГЭС к поверхности металла и кварцевого стекла. Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики. Лабораторные исследования проводились в специализированной лаборатории повышения нефтеотдачи пластов Санкт-Петербургского государственного горного университета.

Научная новизна работы:

1. Выявлена способность разработанного гидрофобно-эмульсионного состава, представляющего собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2 – продуктом взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминокислот, сохранять и повышать при контакте с терригенной породой-коллектором ее фазовую проницаемость по нефти.
2. Установлена возрастающая зависимость адгезии к поверхности кварцевого стекла и металла (сталь марки Ст.3) разработанного гидрофобно-эмульсионного состава, представляющего собой

обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную эмульгатором ЯЛАН-Э2, от концентрации и дисперсности водной фазы и концентрации эмульгатора в углеводородной фазе эмульсии.

Защищаемые научные положения:

1. Применение в процессе проведения текущего ремонта нефтяных скважин в качестве блокирующей жидкости глушения разработанного гидрофобно-эмульсионного состава, представляющего собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2 – продуктом взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминоспиртов, обеспечивает сохранение и улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

2. Повышение концентрации и дисперсности водной фазы и концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 в углеводородной фазе разработанного гидрофобно-эмульсионного состава (обратной водонефтяной эмульсии) увеличивает его гидрофобизирующее действие на породу-коллектор при применении в потокоотклоняющих технологиях.

3. При создании на поверхности внутрискважинного оборудования профилактической антикоррозионной смазки, представляющей собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную эмульгатором ЯЛАН-Э2, интенсивность коррозионных процессов снижается при повышении концентрации и дисперсности водной фазы и концентрации эмульгатора в углеводородной фазе эмульсии.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокотехнологичного оборудования (произведенного компаниями Coretest Systems, Messgerate Medingen, Kruss, Zeiss), высокой сходимостью расчетных величин с фактическими данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Практическое значение работы:

1. Разработан реагент-эмульгатор (на основе продуктов взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминоспиртов) для стабилизации гидрофобно-эмульсионных составов в условиях высокотемпературных пластов Западной Сибири (патент РФ №2414290).

2. Разработана технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с использованием блокирующего эмульсионного состава, гидрофобизирующего водонасыщенные интервалы пласта и создающего профилактическую антикоррозионную смазку на поверхности внутрискважинного оборудования.

3. Разработана потокоотклоняющая технология для нагнетательных скважин Западной Сибири, основанная на нагнетании в призабойную зону пласта разработанного гидрофобно-эмульсионного состава.

4. Разработана технология нанесения профилактической антикоррозионной смазки на поверхность внутрискважинного оборудования в надпакерной части нагнетательных скважин и в скважинах, переводимых в консервацию.

Апробация работы

Основные положения, результаты экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на VI Международной научно-практической конференции «Нефтегазовые технологии» (г.Самара, СамГТУ, 2009); X Международной научной конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела» (г.Уфа, «Реактив», 2009); XIV Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г.Томск, ТПУ, 2010); XI Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2010» (г.Ухта, УГТУ, 2010); V Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромышленная химия», (г.Москва, 2010); всероссийской научно-технической конференции «Нефтегазовое и горное дело», (г.Пермь, ПермГТУ, 2010); выставке при Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (г.Москва, ЦВЗ «Манеж», 2011); Международном форуме-конкурсе молодых учёных «Проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, СПбГУ, 2011).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 11 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации, получен 1 патент Российской Федерации.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 117 наименований. Материал диссертации изложен на 153 страницах машинописного текста, включает 11 таблиц, 45 рисунков и 1 приложение.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе приведено обоснование свойств многофункциональных технологических жидкостей для эффективного проведения подземного ремонта скважин на основе разработки критериев применения в условиях нефтяных месторождений Ноябрьского региона Западной Сибири. Были выявлены основные осложняющие факторы разработки нефтяных месторождений рассматриваемого региона: многопластовость, зональная и слоистая неоднородность горизонтов по проницаемости, полимиктовый тип коллектора с высокой удельной поверхностью, высокая гидрофильность коллектора, большое содержание остаточной воды, повышенная пластовая температура, одновременная эксплуатация нескольких объектов и наличие обширных зон с низкой проницаемостью.

Для залежей нефти рассматриваемого региона характерна интенсивная выработка высокопродуктивных пропластков, что явилось причиной опережающего обводнения большинства скважин при высоких остаточных запасах. Значительный рост обводнения наблюдается на участках с форсированным отбором жидкости и массивным проведением гидроразрывов пластов. Обводнение в таких скважинах обусловлено фильтрацией воды по наиболее проницаемым пропласткам.

Для повышения выработки остаточных запасов и стабилизации добычи нефти наиболее приемлемым методом является перераспределение фильтрационных потоков из промытой части продуктивного пласта в слабо дренируемые интервалы физико-химическими методами. Применение гидрофобно-эмульсионных составов в данном ключе является оптимальным решением, поскольку технологии их применения являются «щадящими», т.е. исключают полное блокирование промытых интервалов, обладающих существенными запасами нефти. Гидрофобно-эмульсионные составы позволяют временно блокировать и частично ограничивать фильтрацию воды за счет гидрофобизации высокопроницаемых интервалов продуктивных пластов.

Обосновывается применение ГЭС при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом, в потокоотклоняющих технологиях, а также для создания профилактической антикоррозионной смазки на поверхности внутрискважинного оборудования.

Значительный вклад в развитие направления повышения эффективности эксплуатации скважин за счет регулирования фильтрационных характеристик ПЗП и защиты внутрискважинного оборудования от коррозии внесли отечественные и зарубежные ученые: Амиан В.А., Антипин Ю.В., Ахметов А.А., Аширов К.Б., Аллен Вильсон, Булатов А.И., Валеев М.Д., Валеев Ш.И., Вахитов Г.Г., Грей Дж., Девликамов В.В., Дияшев Р.Н., Желтов Ю.В., Зейгман Ю.В., Ибрагимов Л.Х., Кендис М.Ш., Маркин А.Н., Кудинов В.И., Кузнецов Ю.С., Ленченкова Л.Е., Магадова Л.А., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Мусабилов М.Х., Муслимов Р.Х., Низамов Р.Э., Орлов Г.А., Петров Н.А., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Рябokonь С.А., Сидоровский В.А., Силин М.А., Симкин Э.М., Слахеддин Кэфи, Соловьев А.А., Стрижнев К.В., Сургучев М.Л., Телин А.Г., Токарев М.А., Токунов В.И., Том Олсен, Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.А., Хисамутдинов Н.И., Юсупов И.Г. и многие другие.

При применении ГЭС в качестве жидкости глушения скважин (ЖГС) с экономической точки зрения оптимальной является технология частичной замены скважинной жидкости на блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав, перекрывающий интервал перфорации продуктивного пласта, с заполнением выше расположенного скважинного пространства технологической водой (минерализованной пластовой или подтоварной). Такой блокирующий состав должен обладать следующими свойствами:

- плотность должна быть в пределах 1,1-1,2 г/см³ (выше плотности подтоварной воды, максимальное значение которой для условий рассматриваемого региона равно 1,05 г/см³);
- состав должен быть агрегативно устойчивым при средней пластовой температуре 80°C в течение пяти суток (средняя продолжительность текущего ремонта скважины).

Основными свойствами ГЭС для эффективного регулирования фильтрационных свойств ПЗП нагнетательных скважин являются:

- обладание структурно-реологическими свойствами, позволяющими ограничивать фильтрацию воды по промытым интервалам пласта;
- в случае вымывания состава из ПЗП закачиваемой водой, должно оставаться высокое фильтрационное сопротивление для воды за счет адсорбции и адгезии к поверхности поровых каналов породы-коллектора, т.е. должен быть высокий остаточный фактор сопротивления;
- возможность регулирования реологических свойств состава в широких пределах для быстрой адаптации к различным геолого-физическим характеристикам залежей и скважин.

Эффективной защиты внутрискважинного оборудования от коррозии можно добиться путем создания на его поверхности профилактической антикоррозионной смазки (ПАС) при закачке в

скважину гидрофобно-эмульсионного состава (ГЭС). Для создания надежного защитного слоя ГЭС должен обладать высокой адгезией к поверхности металла.

Исходя из выдвинутых требований к ГЭС разработан новый эмульгатор ЯЛАН-Э2 – продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминокспиртов (совместно со специалистами ООО «Синтез-ТНП», г.Уфа), обоснованы основные компоненты ГЭС – водная фаза представляет собой подтоварную (пластовую) воду с растворенным в ней хлоридом кальция для утяжеления и стабилизации состава; углеводородная фаза состоит из дизельного топлива (или товарной нефти) и эмульгатора.

Во второй главе приводится описание приборов и высокотехнологичного оборудования, а также методик проведения экспериментальных исследований при разработке многофункциональных ТЖ для подземного ремонта скважин.

При проведении экспериментальных исследований использовались следующие приборы и оборудование: автоматический порозиметр-пермеаметр AP-608 (Coretest Systems) – для определения фильтрационно-емкостных свойств керна; фильтрационная установка FDES-645 (Coretest Systems) – для моделирования процесса фильтрации в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым; реометр Rheotest RN 4.1 (Messgerate Medingen) – для определения реологических свойств жидкостей; тензиометр EasyDrop (Kruss) – для исследования поверхностных свойств методом висящей и лежащей капли; микроскоп Axiolab (Zeiss) – для получения микрофотографий эмульсий; специально изготовленный стенд – для измерения адгезии жидкости к поверхности металлической пластины и кварцевого стекла.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств, обоснованию и выбору многофункциональных гидрофобно-эмульсионных составов для подземного ремонта скважин.

При разработке блокирующего ГЭС для глушения нефтяных скважин первоочередной задачей явилось изучение его термостабильности, поскольку составы предназначены для работы в условиях повышенных пластовых температур (80°C). Результаты исследований агрегативной устойчивости ГЭС, представляющего собой обратную водонефтяную эмульсию (ОВНЭ), стабилизированную разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2, показали повышение термостабильности эмульсии с увеличением содержания водной фазы и увеличением концентрации в последней хлорида кальция. Так, ОВНЭ с содержанием водной фазы 80% масс., при концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 3% масс. в эмульсии и хлорида кальция выше 5% масс. в водной фазе сохраняла агрегативную устойчивость при 80°C более 20 суток. Плотность ОВНЭ может варьироваться в широких пределах (0,950-1,3 г/см³) в зависимости от концентрации водной фазы и хлорида кальция.

Разработка оптимального состава ТЖ для потокоотклоняющей технологии требует получения необходимых структурно-реологических свойств и возможности регулирования эффективной вязкости в широких пределах. Для этого были проведены реологические исследования ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2, в зависимости от содержания компонентов в составе эмульсии.

На рисунке 1 видно, что эффективная вязкость ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2 (3% масс.), изменяется в широких пределах при содержании водной фазы от 50 до 90%, причем значительный рост данного параметра наблюдается при повышении содержания воды от 75 до 90% масс. При содержании водной фазы более 90% масс. наблюдается инверсия эмульсии. Несомненно, полезной является способность исследуемой ОВНЭ иметь при температуре 80°C эффективную вязкость, соизмеримую с вязкостью при 20°C, при содержании водной фазы выше 80% и при низких скоростях сдвига, сопоставимых со скоростью фильтрации состава в ПЗП при его закачке (рис. 1, а).

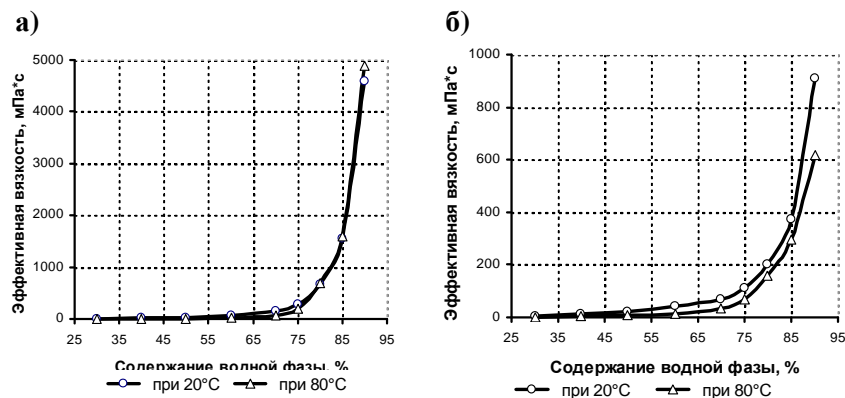


Рисунок 1 – Зависимость эффективной вязкости ОВНЭ от содержания водной фазы:
а) при скорости сдвига 9 с⁻¹; б) при скорости сдвига 90 с⁻¹

Исследования зависимости статического напряжения сдвига (СНС) обратной водонефтяной эмульсии от содержания водной фазы показали, что увеличение доли воды в эмульсии вызывает нелинейный рост СНС. При этом повышение концентрации хлорида кальция в водной фазе вызывает существенное снижение эффективной вязкости эмульсии.

Для оценки блокирующих и гидрофобизирующих свойств ОВНЭ были проведены фильтрационные исследования, моделирующие закачку данного состава в нагнетательную скважину, на естественных образцах пород-коллекторов нефтяных месторождений Ноябрьского региона, в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым. Были проведены фильтрационные эксперименты с кернами различной проницаемости и обратными водонефтяными эмульсиями (80% водной фазы и 3% эмульгатора в составе), отличающимися используемыми в составах марками эмульгаторов (табл. 1). При сравнении разработанного эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 с широко применяемым в Западной Сибири эмульгатором Нефтенол-НЗ выяснилось, что остаточный фактор сопротивления после фильтрации ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2, в среднем, в три раза выше в сравнении с ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором Нефтенол-НЗ. Данный факт подтверждает высокую эффективность ГЭС, приготовленных с применением эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, и косвенно свидетельствует об их высокой адгезии к поверхности породы-коллектора.

Таблица 1

Результаты фильтрационных исследований гидрофобно-эмульсионных составов

№ образца керна	Абсолютная проницаемость (по гелию), мкм ²	Марка эмульгатора	Начальный градиент давления сдвига эмульсионного состава водой, МПа/м	Остаточный фактор сопротивления, ед.
1	0,01	Нефтенол НЗ	11,2	5
2	0,03	Нефтенол НЗ	4,4	10
3	0,18	Нефтенол НЗ	1,8	11
4	0,38	Нефтенол НЗ	0,1	6
5	0,04	ЯЛАН-Э2	95	33
6	0,25	ЯЛАН-Э2	15,9	34

На рисунке 2 представлены результаты фильтрационных исследований ОВНЭ, стабилизированных эмульгатором ЯЛАН-Э2, с использованием двух естественных образцов породы-коллектора (высокой и низкой проницаемости) при моделировании процесса обработки ПЗП нагнетательной скважины с целью выравнивания профиля приемистости.

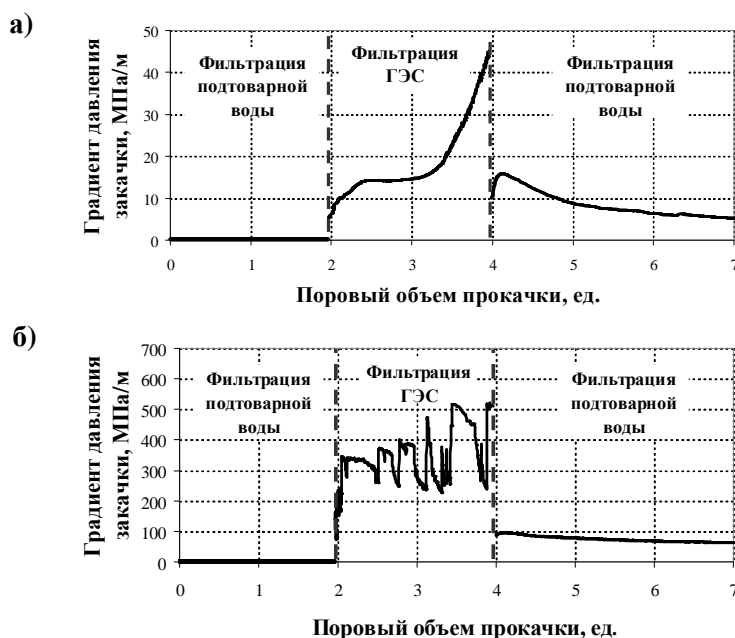


Рисунок 2 – Зависимость градиента давления закачки от числа прокачанных поровых объемов подтоварной воды и ОВНЭ через образцы породы различной проницаемости:

а) 0,25 мкм²; б) 0,04 мкм²

Как видно из рисунка 2, для нагнетания ОВНЭ в образец с высокой проницаемостью (рис. 2, а) достаточно создать градиент давления около 15 МПа/м, что возможно осуществить с помощью насосных агрегатов, широко применяемых при ремонтных работах. Однако, для

нагнетания данного состава в образец породы с низкой проницаемостью (рис. 2, б) необходимо создать градиент давления около 300 МПа/м, что выше давления опрессовки эксплуатационной колонны, т.е. при закачке с меньшими давлениями состав глубоко в пласт не проникнет, за счет чего будет достигаться селективность его закачки в ПЗП.

Результаты проведенных фильтрационных исследований позволяют подтвердить высокую эффективность применения предлагаемых гидрофобно-эмульсионных составов в виде ОВНЭ, стабилизированных разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2, не только в качестве ТЖ для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, но и в качестве блокирующей жидкости при проведении текущего ремонта нефтяных скважин. При глушении скважин репрессия на ПЗП незначительная, поскольку создается весом жидкости глушения, т.е. гидростатическим давлением. В этом случае можно утверждать, что фильтрация блокирующего состава в ПЗП осуществляться не будет. Фильтрация возможна только в высокопроницаемые интервалы пласта, обычно промытые водой. Это приведет к их гидрофобизации и снижению притока воды к скважине.

Для эффективной гидрофобизации породы-коллектора с целью достижения высокого значения остаточного фактора сопротивления и создания профилактической антикоррозионной смазки для надежной защиты внутрискважинного оборудования от коррозии разрабатываемые гидрофобно-эмульсионные составы должны обладать хорошей адгезией: в первом случае – к поверхности породы-коллектора, во втором – к поверхности металла. Исследования адгезии ГЭС к поверхности металла и породы проводились на специально изготовленном стенде путем измерения напряжения отрыва двух пластин, смоченных исследуемым составом. При этом в качестве аналога терригенной породы использовались пластины из кварцевого стекла, а в качестве аналога внутрискважинного оборудования – пластины из конструкционной стали марки Ст.3.

Результаты исследований адгезии гидрофобно-эмульсионного состава в виде ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2, к металлической пластине и кварцевому стеклу показали ее нелинейный рост при увеличении содержания водной фазы от 60 до 80 % (рис. 3) и линейный рост при увеличении содержания эмульгатора в углеводородной фазе от 15 до 45 % (рис. 4).

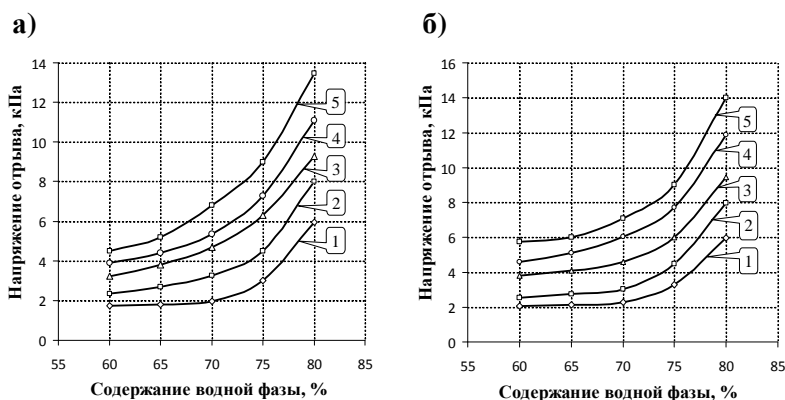


Рисунок 3 – Зависимость напряжения отрыва пластин, смоченных эмульсионным составом, от содержания водной фазы в составе с различным количеством эмульгатора в углеводородной фазе:
1 – 5%; 2 – 15%; 3 – 25%; 4 – 35%; 5 – 45%

а) металлическая пластина; б) пластина из кварцевого стекла

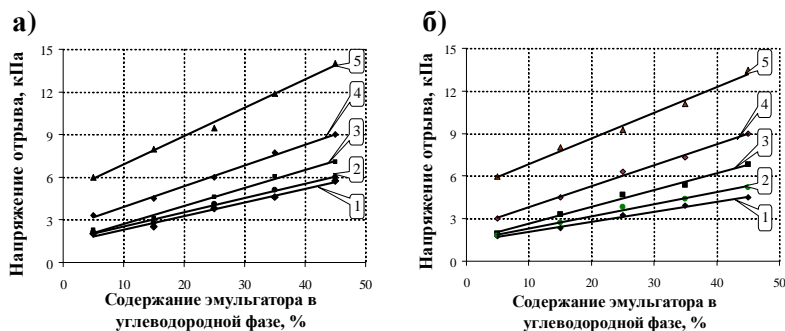


Рисунок 4 – Зависимость напряжения отрыва пластин, смоченных эмульсионным составом, от содержания эмульгатора в углеводородной фазе при различном количестве водной фазы:
1 – 60%; 2 – 65%; 3 – 70%; 4 – 75%; 5 – 80%

а) металлическая пластина; б) пластина из кварцевого стекла

Для объяснения причины роста адгезии ГЭС к металлу и кварцевому стеклу и его реологических характеристик при увеличении содержания водной фазы были приготовлены эмульсионные составы (ОВНЭ с эмульгатором ЯЛАН-Э2) с различной дисперсностью водной фазы, и сделаны их микрофотографии, позволяющие измерить средний диаметр глобул водной фазы. Составы с различной дисперсностью готовились при разных скоростях перемешивания. Результаты экспериментов показали существенный рост напряжения отрыва пластин, смоченных эмульсионным составом, при уменьшении среднего диаметра глобул его водной фазы (рис. 5).

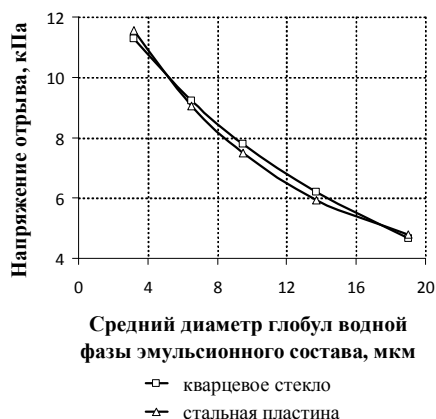


Рисунок 5 – Зависимость напряжения отрыва пластин, смоченных эмульсионным составом, от среднего диаметра глобул водной фазы

Таким образом, увеличение содержания и дисперсности водной фазы в ГЭС приводит к повышению его реологических характеристик и адгезии к поверхности кварцевого стекла и металла, что можно объяснить уменьшением толщины углеводородного слоя, бронирующего водную фазу в обратных эмульсиях.

Известно, что тонкие пленки жидкостей обладают аномальными квазитвердыми свойствами и отличаются от исходной жидкости своими физико-химическими и реологическими свойствами. В данном случае тонкий углеводородный слой придает структуре ГЭС большую жесткость и упругость, а также повышенную адгезию к поверхности металла и кварцевого стекла.

Лабораторные исследования коррозии стальных пластин проводились с использованием приготовленной модели пластовой воды с минерализацией, характерной для месторождений Ноябрьского региона. Результаты экспериментов, проводимых при стандартных условиях в течение длительного времени (210 суток), показали, что нанесение на стальную пластину ПАС в виде разработанного ГЭС (ОВНЭ с эмульгатором ЯЛАН-Э2) обеспечивает полную защиту металла от коррозии в отличие от известных ингибиторов коррозии Нефтехим 40 и Нефтехим НС, которые не обеспечивали 100% защиту от коррозии, хотя и способствовали значительному снижению скорости коррозии металла. Верхняя температурная граница применимости ПАС, выше которой она отслаивается от поверхности металла, зависит от ее адгезии к металлу, а значит от компонентного состава и способа приготовления. Практически все исследованные гидрофобно-эмульсионные составы не отслаивались до температуры 50°C. Но даже при частичном отслаивании ГЭС от поверхности металла на нем остается тонкая защитная пленка.

Для возможности прогнозирования сохранности свойств ГЭС, адсорбированного на поверхности породы-коллектора (в случае его гидрофобизации) и на поверхности металла (для его защиты от коррозии), в течение длительного времени при нахождении в водной среде были проведены исследования кинетики процесса диффузии эмульгатора ЯЛАН-Э2 из углеводородной фазы (дизельное топливо – ДТ) в водную фазу и из водной в углеводородную, в результате которых был подсчитан коэффициент распределения реагента между фазами, он оказался равным 4. Таким образом, после прекращения процесса диффузии концентрация ПАВ эмульгатора в ДТ остается в четыре раза выше по сравнению с водой. При нахождении слоя ГЭС в проточной воде, которая будет постоянно уносить с собой диффундирующий из состава эмульгатор необходимо готовить эмульсию с большим содержанием эмульгатора. При контакте ГЭС с углеводородной фазой, например с нефтью, вследствие хорошей растворимости в ней эмульгатора, эмульсия будет намного быстрее терять свою структуру и свойства. Тем самым будет достигаться селективность воздействия ГЭС при обработке ПЗП добывающих скважин.

Результаты выполненных исследований показали multifункциональность разработанных гидрофобно-эмульсионных составов в виде обратных водонефтяных эмульсий, стабилизированных разработанным эмульгатором ЯЛАН-Э2, и возможность их эффективного применения при подземном ремонте скважин. Технологические свойства этих составов регулируются в широких пределах, что позволяет прогнозировать высокую эффективность их применения в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений не только Ноябрьского региона Западной Сибири, но и за его пределами.

В четвертой главе приводится обоснование технологий применения разработанных ГЭС при подземном ремонте скважин: при глушении нефтяных скважин; в потокоотклоняющих технологиях; для нанесения профилактической антикоррозионной смазки на поверхность внутрискважинного оборудования.

Технология глушения нефтяной скважины с использованием разработанного ГЭС основана на создании в призабойной зоне скважины блокирующего (перекрывающего интервал перфорации с запасом до 300 м) столба жидкости с плотностью выше плотности технологической воды (минерализованной пластовой или подтоварной).

Потокоотклоняющая технология основана на закачке в призабойную зону нагнетательной скважины разработанного ГЭС в объемах, рассчитанных по предлагаемой методике, совмещающей теорию фильтрации, результаты лабораторных фильтрационных экспериментов на естественных образцах породы-коллектора и практический опыт закачки аналогичных композиций. Базовыми параметрами при расчете являются остаточный фактор сопротивления и величина снижения приемистости скважин в требуемых пределах.

Нанесение профилактической антикоррозионной смазки на поверхность внутрискважинного оборудования происходит во всех разработанных технологиях применения ГЭС. Помимо этого, предлагается специальная технология применения ГЭС для защиты внутрискважинного оборудования в качестве надпакерных и консервационных жидкостей.

Эффективность применения разработанного гидрофобно-эмульсионного состава, стабилизированного эмульгатором ЯЛАН-Э2, в качестве жидкости для выравнивания профиля приемистости при применении комплексной технологии подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на 32 нагнетательных скважинах месторождений Ноябрьского региона Западной Сибири компанией ООО "Сервис ТЭК". Результаты испытаний показали высокую эффективность комплексной технологии применения ГЭС совместно с закачкой гелеобразующих систем.

Основные выводы и рекомендации

1. Обосновано применение ГЭС в качестве многофункциональных ТЖ при подземном ремонте скважин: в процессах глушения нефтяных скважин, в потокоотклоняющих технологиях, для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии. На основе анализа особенностей геологического строения залежей, физико-химических свойств флюидов и текущего состояния разработки нефтяных месторождений Ноябрьского региона Западной Сибири определены основные свойства ТЖ, требуемые для эффективного применения в описанных технологиях: высокая агрегативная устойчивость при температурах до 80°C; наличие структурно-реологических свойств; возможность регулирования технологических показателей в широких пределах; высокая адгезия к поверхности породы-коллектора и внутрискважинного оборудования.

2. Разработан высокоэффективный эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий марки ЯЛАН-Э2, позволяющий стабилизировать эмульсии при высоких температурах (до 80°C), активными компонентами которого являются продукты взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминокислот.

3. На основе проведенных лабораторных экспериментов подтверждены высокие технологические характеристики разработанных гидрофобно-эмульсионных составов в виде обратной водонефтяной эмульсии, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2. Доказана возможность регулирования их технологических свойств в широких пределах для адаптации к конкретным геолого-технологическим условиям. Повышение адгезии ГЭС к поверхности породы-коллектора и металла внутрискважинного оборудования достигается увеличением концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 в углеводородной фазе, повышением содержания и дисперсности водной фазы эмульсии.

4. Эффективность применения ГЭС для создания ПАС на поверхности внутрискважинного оборудования в результате проведения лабораторных экспериментов оказалась выше в сравнении с широко применяемыми ингибиторами коррозии, поскольку ПАС обеспечивает полную защиту от коррозии, к тому же, не требует периодической дозировки реагентов для поддержания постоянной концентрации в проточной добываемой жидкости.

5. Обоснованы технологии подземного ремонта скважин с использованием разработанного ГЭС в виде ОВНЭ, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2: технология глушения нефтяных скважин; потокоотклоняющая технология; технология защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.

Содержание диссертации отражено в следующих основных печатных работах:

1. Рогачев М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. №3. http://www.ogbus.ru/authors/Rogachev/Rogachev_2.pdf. С. 180-190.
2. Мавлиев А.Р. Исследование антикоррозионных свойств технологических жидкостей для скважинной добычи нефти / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. №3. http://www.ogbus.ru/authors/Mavliev/Mavliev_1.pdf. С. 462-471.
3. Мавлиев А.Р. Обоснование объемов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – СПб: СПГГУ, 2011. – Т.189. – С.182-187.
4. Патент №2414290 Российская Федерация, МПК B01F17/34. Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий / Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я., Стрижнев К.В., Мардашов Д.В., Мавлиев А.Р.; заявитель и патентообладатель ГОУВПО СПГИ им. Г.В. Плеханова (ТУ), ООО «Синтез ТНП» – №2009133562/04; заявл. 07.09.2009; опубл. 20.03.2011, бюл. №8.
5. Мавлиев А.Р. Разработка потокоотклоняющих технологий на основе гидрофобноэмульсионных составов / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, М.В. Наугольников // Научные исследования и инновации: научный журнал. – Пермь: ПермГТУ, 2011. – Т.5, №2. – С. 84-87.