

*На правах рукописи*

**Парфирьев Василий Анатольевич**



**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ  
ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С ТЕРРИГЕННЫМ  
КОЛЛЕКТОРОМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

*Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин*

**Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2024

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

**Научный руководитель:**

доктор технических наук, профессор

*Закиров Николай Николаевич*

**Официальные оппоненты:**

*Исмаков Рустэм Адипович*

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», профессор;

*Нечаева Ольга Александровна*

кандидат технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», институт нефтегазовых технологий, директор.

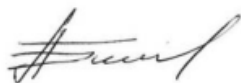
**Ведущая организация** - государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, республика Татарстан.

Защита диссертации состоится **12 апреля 2024 г. в 14:00** на заседании диссертационного совета ГУ.10 Санкт-Петербургского горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д. 2, аудитория № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru).

Автореферат разослан 12 февраля 2024 г.

УЧЁНЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



БЛИНОВ  
Павел Александрович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Нефтегазоносный регион Восточной Сибири – один из наиболее динамично развивающихся центров нефтегазовой промышленности России. В регионе разведанные и предварительно оцененные запасы нефти превышают 3,6 млрд. т, степень разведанности – 11,8 %, доля неоткрытых ресурсов составляет 76 %, что является потенциалом прироста будущих запасов нефти в целом по стране.

Большая часть этих запасов расположена в Якутии и приурочена к Непско-Ботуобинской антеклизе, в частности месторождению Талаканской группы, разрезы которых представлены преимущественно карбонатным коллектором осинского горизонта и терригенным коллектором порового типа хамакинского горизонта вендского возраста – пласт В<sub>10</sub>. В работе рассмотрены проблемы первичного вскрытия именно пластов с терригенным типом коллектора Восточно-Алинского месторождения, относящегося к Талаканской группе. Вскрытие терригенного коллектора пласта В<sub>10</sub> осложнено наличием тектонических деформаций в виде зон деструкций (разломов) и сдвигов, а также аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД, коэффициент аномальности – 0,8) и относительно низкими пластовыми температурами (в среднем 14 °С). Дополнительными факторами, усложняющими процесс вскрытия и дальнейшую эксплуатацию пласта В<sub>10</sub>, являются подверженность породы-коллектора негативному воздействию фильтрата бурового раствора ввиду его гидрофильности, а также набухание ангидрита при контакте с водой, содержащейся в поровом пространстве в виде включений. Опыт строительства скважин показывает, что применение моносолевых и соленасыщенных буровых растворов, содержащих водную дисперсионную среду, приводит к снижению продуктивности скважин. В пределах 30% скважин имеют пониженную начальную производительность (по сравнению с потенциально возможной). Одной из причин недостаточного притока флюида из скважины является проникновение фильтрата бурового раствора на водной основе в пласт и последующее его физико-химическое взаимодействие с породой и пластовым флюидом. Для этих условий перспективно и целесообразно использовать растворы, основой которых являются углеводороды –

растворы на углеводородной основе (РУО) и инвертные эмульсионные растворы (ИЭР).

**Степень разработанности темы исследования**

Исследования причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов и совершенствование технологий при бурении скважин отражены в работах отечественных и зарубежных ученых: И.К. Ахметшина, С.Н. Бастрикова, М.М-Р. Гайдарова, Р.А. Гасумова, В.Д. Городнова, Т.З. Ибрагимова, А.В. Казьмина, Н.М. Касьянова, Г.В. Конесева, Ю.С. Кузнецова, М.И. Липкеса, Р.Р. Лукманова, М.Р. Мавлютова, В.И. Мищевича, И.Т. Мищенко, М.М. Муслимова, И.Л. Некрасовой, Н.И. Николаева, В.И. Ноздри, Г.А. Орлова, В.И. Токунова, А.Х. Фаткуллина, З.З. Шарафутдинова, Joshi S.D., G.E. Dawies и многих других.

Результаты этих исследований нашли свое отражение в эпизодическом применении рекомендаций на ряде месторождений Восточной Сибири. Актуально использование в качестве основы нефти или продуктов ее переработки, реагентов для регулирования технологических свойств промывочной жидкости в условиях низких температур, низких пластовых давлений, переслаивания терригенных, солевых, карбонатных отложений, включения ангидритов в поровом пространстве, трещиноватости пород, т.е. в конкретных условиях Восточной Сибири.

**Объект исследования** - продуктивный пласт с терригенным коллектором Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Предмет исследования** - физико-химические свойства инвертно-эмульсионных растворов, влияющие на сохранение естественных фильтрационных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта.

**Цель работы** – повышение качества первичного вскрытия терригенного коллектора продуктивного пласта В<sub>10</sub> Восточно-Алинского месторождения, разработанным РУО, обеспечивающим сохранение фильтрационно-емкостных свойств.

**Идея работы** заключается в разработке инвертного эмульсионного раствора на углеводородной основе из продукции вскрываемого пласта, для ингибирования терригенного коллектора и стабилизации

структурно-реологических свойств пластового флюида с сохранением естественных ФЕС.

**Основные задачи исследования:**

1. Анализ научных исследований и разработок для обоснования типов промывочных жидкостей для вскрытия пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта.

2. Исследование факторов, влияющих на сохранение ФЕС терригенного коллектора при вскрытии продуктивного пласта В<sub>10</sub> в условиях Восточно-Алинского НГКМ, и обоснование требований к параметрам бурового раствора.

3. Разработка компонентного химического состава ИЭР для условий вскрытия продуктивного пласта с терригенным типом коллектора хамакинского горизонта.

4. Проведение опытно-промышленных испытаний разработанного ИЭР и оценка эффективности его применения при первичном вскрытии продуктивного пласта Восточно-Алинского месторождения.

**Научная новизна работы:**

1. Разработан алгоритм определения эффективности предложенных составов инвертно-эмульсионных буровых растворов на основе углеводородной среды, полученной из пластового флюида нефтяного месторождения, для сохранения при контакте с терригенной породой-коллектором исследуемого объекта естественных фильтрационно-емкостных свойств.

2. Разработана математическая зависимость, позволяющая определить компоненты инвертно-эмульсионных буровых растворов, обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пласта В<sub>10</sub> Восточно-Алинского месторождения.

**Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Теоретическая значимость диссертации заключается в научном обосновании и разработке компонентного состава ИЭР на основе углеводородов, имеющих физико-механические свойства идентичные пластовой продукции, добавлением подобранных эмульгаторов, гидрофобизаторов и стабилизаторов, обеспечивающих ингибирование терригенного коллектора с сохранением структурно-реологических свойств пластового флюида.

2. Применение разработанного состава ИЭР обеспечило вскры-

тие пласта с минимальным ухудшением его ФЕС с последующим полным их восстановлением и увеличением притока нефти скважины на 29 т/сут в осложненных условиях Восточно-Алинского месторождения (низкие термобарические условия, изменчивость литологического разреза, трещиноватость пород, гидрофобность коллектора, наличие ангидрита, содержащегося в поровом пространстве в виде включений).

3. Применение разработанного состава ИЭР в условиях Восточно-Алинского НГКМ соответствует требованиям законодательных актов РФ в области охраны труда и промышленной безопасности, а также природоохранного законодательства РФ.

4. Результаты проведенных исследований применяются при составлении проектной и нормативно-технической документации для строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз».

5. Разработаны, утверждены и внедрены: руководящий документ Р 1800-076-2020 «Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов в скважинах на месторождениях НГДУ «Талаканнефть», руководящий документ Р 1800-077-2020 «Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на месторождениях НГДУ «Талаканнефть».

#### **Методология и методы исследования.**

Работа выполнялась с применением информационно-аналитических, экспериментальных, опытно-промышленных методов. Предметом исследования являлся инвертно-эмульсионный раствор на основе дизельного топлива и нефти. Лабораторные испытания проводились с применением методики рационального математического планирования эксперимента и методов статистического анализа на современном сертифицированном оборудовании.

Научные положения и выводы подкреплены фактическими данными, представленными в таблицах и рисунках, подтверждены результатами опытно-промышленных испытаний, а также использованием их при составлении проектной и нормативно-технической документации для строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз».

### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Разработанная методика рационального планирования эксперимента, основанная на методе анализа иерархий с использованием авторского программного обеспечения (свидетельство гос. рег. №2023664366), позволяет выявить зависимость свойств бурового раствора, необходимых для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, от его компонентного состава.

2. Разработанный инвертно-эмульсионный буровой раствор для первичного вскрытия пласта-коллектора В<sub>10</sub> Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе пластового флюида (состав: пластовая нефть - 65%, водный раствор CaCl<sub>2</sub> – 27,5%, эмульгаторы – 3,5%, гидрофобизатор – 1,5%, органобентонит – 1,5%, СаО (негашеная известь) – 1%) позволяет сохранить его первоначальные фильтрационно-емкостные свойства.

**Степень достоверности и апробация результатов** подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и отечественным стандартам на современном и сертифицированном оборудовании, достаточной сходимостью результатов исследований. Обработка экспериментальных исследований осуществлена с помощью методики рационального математического планирования эксперимента. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

**Апробация диссертационной работы** проведена на 12 научно-технических мероприятиях с докладами: Всероссийская научно-техническая конференция «75 лет нефтяному образованию Республики Башкортостан», посвященная 70-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа, 2018 г.); VII Международная конференция с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи» (г. Уфа, 2018 г.); Актуальные проблемы науки и техники – 2019 (г. Уфа, 2019 г.); Всероссийская научно-техническая конференция «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ - 2019: эффективные технологии разработки нефтегазовых месторождений» (г. Иркутск, 2019 г.); Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового

потенциала Западной Сибири» (г. Тюмень, 2020 г.); Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (г. Тюмень, 2021 г.); Всероссийская научная конференция «Геология и нефтегазовый потенциал Республики Саха (Якутия): проблемы разведки и освоения» (г. Якутск, 2022 г.); Национальная научно-техническая конференция «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина» (г. Тюмень, 2022 г.); Всероссийская научно-техническая конференция «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ - 2022: эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Новые вызовы. Развитие технологического потенциала и суверенитета региона» (г. Иркутск, 2022 г.); Международная научно-практическая конференция им. Д.И. Менделеева, посвящённая 90-летию профессора Р.З. Магарила. Освоение нефтегазовых скважин Восточной Сибири (г. Тюмень, 2022 г.); Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвящённая памяти Виктора Ефимовича Копылова (г. Тюмень 2022 г.); III Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвящённая памяти В.И. Муравленко (г. Тюмень, 2023 г.).

**Личный вклад автора.** Проведен обзор и анализ существующих проблем в области строительства скважин на терригенный коллектор в Восточной Сибири, параметров и составов применяемых промысловых жидкостей и оценено их влияние на ФЕС продуктивного пласта. Выявлены основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта, основанные на изменении ФЕС вследствие гидрофобности коллектора, низких пластовых температур, АНПД и включения ангидрита в поровом пространстве породы. Разработаны растворы ИЭР, удовлетворяющие сложным горно-геологическим особенностям Восточно-Алинского месторождения. Проведено обос-



нование и внедрение разработанной рецептуры ИЭР в производственный процесс при строительстве скважин месторождений Восточной Сибири. Проведена статистическая обработка и интерпретация результатов, представлены выводы и рекомендации.

**Публикации по работе.** Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 24 печатных работах, в том числе в 5 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – перечень ВАК), в 7 статьях в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus, в 12 статьях - в сборниках научных трудов и материалов конференций. Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

**Объем и структура работы.** Диссертационная работа изложена на 199 страницах, содержит 39 таблиц, 16 рисунков. Состоит из введения, четырёх глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 113 наименований, 11 приложений.

**Благодарности.** Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю доктору технических наук, профессору Закирову Н.Н. Глубокую признательность выражает также коллегам Тюменского отделения СургутНИПИнефть, НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» и коллективу кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследований, научная новизна и личный вклад автора, приводятся результаты и положения, выносимые на защиту, обосновывается их практическая ценность, апробация работы и результаты внедрения исследований.

**В первой главе** представлены сведения о геологическом разрезе месторождений Восточной Сибири; проведен анализ используемых в настоящее время технологий и технических средств при строительстве скважин Восточно-Алинского месторождения; факторов, оказывающих влияние на процесс бурения скважины.

**Во второй главе** приводится теоретическое обоснование со-

става промывочных жидкостей для первичного вскрытия терригенных коллекторов рассматриваемого месторождения с применением растворов на углеводородной основе; обоснованы и описаны методы и методики проведения исследований. На стадии теоретических изысканий разработаны требования, предъявляемые к раствору, обеспечивающие условия вскрытия хамакинского горизонта (пласт В<sub>10</sub>).

**В третьей главе** представлены сведения о результатах проведенных исследований по обоснованию оптимальной концентрации реагентов рекомендуемого для вскрытия пласта В<sub>10</sub> бурового раствора с применением методики рационального планирования эксперимента и методов статистического анализа.

**В четвертой главе** приведены результаты опытно-промышленных работ при бурении двух горизонтальных участков скважин и одной наклонно-направленной скважины на Восточно-Алинском месторождении с применением в качестве промывочной жидкости инвертно-эмульсионного бурового раствора на основе дизельного топлива. Выполнена оценка эффективности предложенной технологии на основе анализа и сравнения продуктивности скважин, законченных бурением различными способами.

Основные результаты выполненных исследований отражены в следующих защищаемых положениях.

**1. Разработанная методика рационального планирования эксперимента, основанная на методе анализа иерархий с использованием авторского программного обеспечения (свидетельство гос. рег. №2023664366), позволяет выявить зависимость свойств бурового раствора, необходимых для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, от его компонентного состава.** Для пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта характерны anomalно низкие давления (11,0 МПа при средней вертикальной отметке их залегания на 1480 м, коэффициент anomalности 0,77) и низкая температура пласта со значениями в диапазоне 10-16 °С. Вскрытие продуктивного пласта насыщенным соевым биополимерным раствором (НСБР) зачастую приводит к репрессии на пласт, иногда превышающей более чем на 40 % пластовое давление. Наблюдается сворачиваемость развёрнутых конформационных форм макромолекул в глобулярное состояние, что способствует дополни-

тельной кольматации прискважинной зоны пласта. Вместе с тем в образуемой системе «фильтрат бурового раствора – порода – нефть» на границе раздела фаз формируется повышенное поверхностное натяжение. Для определения эффективности технологий строительства и освоения скважин проведена оценка их потенциальной продуктивности, рассчитанной по формуле 1:

$$Q_n = \alpha_{\text{ср}} \cdot \sum_i^n k \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1)$$

где  $\alpha_{\text{ср}}$  - среднее значение коэффициента (продуктивность скважины, приведенная к единице проводимости пласта);  $\sum k \cdot h$  – суммарный коэффициент проводимости всех вскрытых скважиной (перфорацией) нефтенасыщенных интервалов пласта;  $P_{\text{пл}}$ , - значение пластового давления, МПа;  $P_{\text{заб}}$  - значение забойного давления, Мпа.

Для анализа были рассмотрены 72 эксплуатационные скважины. Дебит по скважинам, вскрытым на СБР и введенным в эксплуатацию с 2012 по 2015 годы, составлял 10-15 м<sup>3</sup>/сут. при ожидаемых, как говорилось выше, 30-40 м<sup>3</sup>/сут., в некоторых случаях после освоения объекта приток получен не был, 42 скважины не вышли на потенциальную производительность. Опыт строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении позволил выявить основные причины, оказывающие влияние на качество вскрытия продуктивного пласта, в том числе аномально низкое пластовое давление, кольматация пласта и наличие безводного ангидрита в коллекторе. Причиной ухудшения фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны в скважинах Восточно-Алинского месторождения является воздействие фильтрата бурового раствора на водной основе, вызывающего набухание ангидритизированных включений в продуктивном пласте, создающих избыточную репрессию на продуктивный пласт при бурении, цементировании и перфорации, что в совокупности приводит к снижению ФЕС продуктивного объекта.

На стадии теоретических изысканий разработаны требования, предъявляемые к раствору, обеспечивающие условия вскрытия хамакинского горизонта (пласт В<sub>10</sub>):

- плотность раствора должна находиться в пределах 860–1100 кг/м<sup>3</sup> для снижения гидростатического давления столба жидкости в скважине ( $K_a \approx 0,8$ );
- при выборе компонентного состава раствора, а также моде-

- лировании его реологических характеристик необходимо учитывать низкие температуры пласта  $V_{10}$  порядка  $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

- дисперсная среда раствора, проникающая в поровое пространство коллектора, должна обладать физико-химической инертностью по отношению к породообразующим минералам;

- фильтрат бурового раствора не должен вступать во взаимодействие с вещественным составом цемента породы (вызывать его набухание и деструкцию), а также быть нейтральным к «очаговым» внутрипоровым вторичным минералообразованиям, в частности, ангидрида  $\text{CaSO}_4$  способного при взаимодействии с водой увеличивать свой объем в поровом пространстве коллектора пласта  $V_{10}$  от 1,5-9,5 % до 3-15 % от объема породы;

- раствор должен обладать таким коагуляционным действием, которое будет препятствовать проникновению фильтрата в пласт и способствовать быстрому восстановлению проницаемости при обратном токе флюида из пласта в скважину;

- фильтрат раствора не должен создавать дополнительные напряжения в поровом пространстве продуктивного коллектора, обеспечивая минимальную смачиваемость породы и иметь низкое поверхностное натяжение на границе раздела с пластовым флюидом.

Достижение потенциальной продуктивности скважин возможно только при комплексном решении следующих задач: разработка оптимальной рецептуры промывочной жидкости на углеводородной основе с заданными реологическими свойствами; создание технологии вскрытия продуктивного горизонта на равновесии (депрессии); обоснование конструкции скважины и применяемых рецептур промывочной жидкости исходя из горно-геологических условий вскрываемого разреза. Планируемая программа разработки рецептуры ИЭР состояла из следующих этапов исследований:

- выбор эмульгаторов, обеспечивающих образование стабильной эмульсии «вода в нефти»;

- изучение влияния эмульгаторов на электростабильность эмульсий и поверхностное натяжение на границе раздела фаз «углеводородная среда – минерализованная вода»;

- моделирование реологических параметров и плотности раствора посредством добавки водной фазы;

- обоснование использования добавок структурообразователей, стабилизаторов, понизителей вязкости, гидрофобизаторов;

- оценка коэффициента восстановления проницаемости коллектора на образцах керн пласта  $V_{10}$  после воздействия технологического раствора на приборе FDTES.

Проведение экспериментальных исследований осуществлялось с использованием стандартного лабораторного оборудования для оценки свойств технологических жидкостей, а также для оценки свойств загущения – Swellmeter Complete compacter; свойств набухания – Dynamic linear models (DLM); загрязняющего воздействия раствора FDTES-100-140; для оценки пористости и проницаемости кернового материала исследования проводились по методикам в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. В результате рассмотрения причин кольматации ПЗП при первичном вскрытии были сформулированы требования к качеству технологических растворов:

- плотность предлагаемого раствора должна находиться в пределах 900–1100 кг/м<sup>3</sup>;

- реологические свойства раствора должны обеспечивать вынос выбуриваемой породы без создания дополнительных гидравлических сопротивлений и больших репрессий на пласт;

- при создании раствора и выборе компонентного состава, а также моделировании реологических характеристик раствора необходимо учитывать низкие температуры хамакинского горизонта пласта  $V_{10}$  со средним показателем 14 °С;

- состав раствора должен исключать его фильтрацию в ПЗП и ее кольматацию, обеспечивать сохранность фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта.

Приготовление ИЭР с соблюдением данных требований обеспечит максимальное сохранение ФЕС при первичном вскрытии пласта. По методике, базирующейся на одном из приемов решения многокритериальных задач, – методе анализа иерархий – подтвержден выбор ИЭР на основе нефти как оптимального типа бурового раствора для первичного вскрытия коллектора хамакинского горизонта. В результате экспериментальных исследований были получены следующие важные для достижения цели работы результаты:

1. На границе раздела фаз «нефть - раствор  $CaCl_2$ » наиболее-

эффективно снижают величину поверхностного натяжения эмульгаторы «Cleave-FM», «MP-150».

2. В дисперсионной среде «нефть - водный раствор  $\text{CaCl}_2$ » наиболее эффективны эмульгаторы вида «Нефтенол Н» и «ЭКС-МБ марки Б».

3. Содержание водной фазы раствора  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1170 \text{ кг/м}^3$  для обеспечения плотности ИЭР не более  $1100 \text{ кг/м}^3$  на основе нефти не должно превышать 60%, пластовой воды плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  не более 50%, на основе дизельного топлива в том и другом случае не более 60%.

4. Для удешевления стоимости раствора наиболее целесообразно сочетание реагентов – основного эмульгатора с легким талловым маслом (ЛТМ).

5. По способности загущать ИЭР и создавать блокирующий слой из твердых частиц на поверхности раздела фаз, изолируя их контакт, наиболее эффективным реагентом является глина "Орбент-91".

6. Добавка стабилизатора в виде негашеной извести ( $\text{CaO}$ ) обеспечивает стабилизацию состава, увеличивает показатель электростабильности, не оказывает влияние на реологические свойства, утяжеляет систему, способствует снижению показателя фильтратоотдачи.

7. Гидрофобизирующие реагенты не снижают показатель фильтрации. При этом такие гидрофобизаторы, как «АБР», «ИВВ-1», «Основа ГС» и «ХППГ» препятствуют смачиванию выбуренной породы раствором на углеводородной основе, увеличению напряжения при «электрическом пробое».

С целью полного исследования влияния концентраций обозначенных реагентов на показатели свойств ИЭР потребовалось проведение 25 опытов с различными комбинациями факторов и неповторяющимися сочетаниями. Для всех выходных параметров принята математическая модель полинома, известная в литературе по вопросам планирования эксперимента, включающая их двойные и тройные взаимодействия, по формуле 2:

$$Y_j = a_{j_0} + a_{j_1}x_1 + a_{j_2}x_2 + a_{j_3}x_3 + a_{j_4}x_4 + a_{j_5}x_1x_2 + a_{j_6}x_1x_3 + a_{j_7}x_1x_4 + a_{j_8}x_2x_3 + a_{j_9}x_2x_4 + a_{j_{10}}x_3x_4 + a_{j_{11}}x_1^2 + a_{j_{12}}x_2^2 + a_{j_{13}}x_3^2 + a_{j_{14}}x_4^2 + a_{j_{15}}x_1x_2x_3 + a_{j_{16}}x_2x_3x_4 + a_{j_{17}}x_1x_3x_4, \quad (2)$$

где  $a_{j_0} - a_{j_{17}}$  - коэффициенты регрессии для модели j-го выходного параметра ( $j = 1;10$ )

$x_i$  - нормированное значение фактора

Обработка результатов экспериментов позволила получить модели множественной регрессии для каждого выходного параметра. Адекватность полученных моделей подтверждена приемлемыми критериями их качества. Значения поверхностей отклика моделей параметров бурового раствора на вариацию концентраций реагентов позволили установить, наиболее лучшие показатели свойств бурового раствора. Результаты исследований явились основанием рекомендации двух рецептур ИЭР (на основе нефти и дизельного топлива). Их составы и свойства показаны в таблице 1. Соотношение компонентов в рецептуре ИЭР подобрано таким образом, чтобы обеспечивалась минимальная вязкость в условиях пластовой температуры. Разработанные рецептуры растворов исследованы на предмет их влияния на естественные фильтрационно-емкостные свойства пласта, для чего на скважине №304-27Р Восточно-Алинского НГКМ с глубины 1448-1470 м отобран керновый материал.

Таблица 1 - Рецептуры разработанных ИЭР

Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, с	СНС, дПа	$\eta$ , Па с	$\tau_0$ , дПа	В, см <sup>3</sup> /30 мин	$\rho$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu$
На основе дизельного топлива									
Дизельное топливо ДТ-3-минус 35	60-80								
Органобентонит	1-3								
Водный раствор CaCl <sub>2</sub>	14,5-30,5								
Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	1,5-2,5	350 - 500	35-45	18 - 20 / 20 - 25	21 - 37	77 - 101	0,5 - 1,5	950-1090	0,13 - 0,14
Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0-2								
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0-2								
Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1-2								

Продолжение таблицы 1.

На основе нефти							
Нефть	70-90						
Водный раствор CaCl <sub>2</sub> (плотностью 1170 кг/м <sup>3</sup> )	15-19						
Эмульгатор (Нефтенол Нз)	1-2	700					
Органофильная глина	1-3		100 - 200				
СаО (негашеная известь)	1-2			0,5 - 2 / 15 - 35			
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	1-2			29 - 63			
Гидрофобизатор (АБР, Основа-ГС)	1-2			62 - 120	0,5 - 2		
						900 - 950	
							0,13 - 0,14

Результаты изложенных экспериментальных исследований послужили основанием для опытно-промышленного внедрения разработанного состава ИЭР. При помощи созданного программного средства для ЭВМ реализована возможность регулирования параметров раствора.

**2. Разработанный инвертно-эмульсионный буровой раствор для первичного вскрытия пласта-коллектора В<sub>10</sub> Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе пластового флюида (состав: пластовая нефть - 65%, водный раствор CaCl<sub>2</sub> - 27,5%, эмульгаторы - 3,5%, гидрофобизатор - 1,5%, органобентонит - 1,5%, СаО (негашеная известь) - 1%) позволяет сохранить его первоначальные фильтрационно-емкостные свойства.** Проведен анализ технологических параметров буровых растворов при температуре 24 °С и минимальной температуре пласта В<sub>10</sub> 10 °С Восточно-Алинского месторождения. Результаты исследований представлены в основной работе. Из полученных результатов сравнительных экспериментов сделан вывод, что восстановление проницаемости для эмульсии на основе минерального масла «Эмулькарб М» (Буринтех) составило - 46,7 %, для «Megadril-М» (ИКФ) - 57 %, для ИЭР - 100 %, для СБР - 18,1 %. После воздействия ИЭР на основе нефти и дизельного топлива коэффициент восстановления составил 75-100 %, СБР - 9-18,1 %.

Для принятия решения о наилучшем (оптимальном) типе, удовлетворяющем все обозначенные выше требования, применена мето-



дика, алгоритм которой основан на одном из способов решения многокритериальных задач – методе анализа иерархий. Критерием оптимальности в используемой методике выступает наибольшая величина глобального (обобщенного синтезированного) приоритета одного из вариантов буровой промывочной жидкости. Применение данной методики позволило научно обосновать, что оптимальным для вскрытия пласта В<sub>10</sub> Восточно-Алинского месторождения будет инвертно-эмульсионный буровой раствор «ИЭР – нефть».

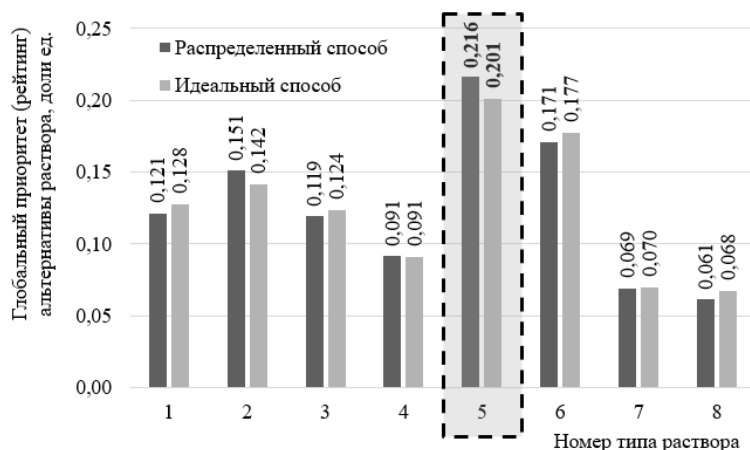


Рисунок 1 – Рейтинг вариантов типа бурового раствора:

1 - «Эмулькарб» марки М; 2 - «Эмулькарб» марки Д; 3 - «Megadril М» на минеральном масле; 4 - «Megadril Д» на дизельном топливе; 5 - «ИЭР – нефть»; 6 - «ИЭР – дизельное топливо»; 7 - СБР; 8 - НМБРК-001

На начальном этапе к опытно-промысловому внедрению был рекомендован раствор на основе дизельного топлива, в большей степени удовлетворяющий требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли из-за более высокого значения температуры вспышки дизельного топлива по сравнению с температурой вспышки нефти, при бурении скважин на Восточно-Алинском месторождении в интервале горизонтального участка (под хвостовик). Состав: пластовая нефть - 65%, водный раствор CaCl<sub>2</sub> – 27,5%, эмульгаторы – 3,5%, гидрофобизатор – 1,5%, органобентонит – 1,5%, СаО (негашеная известь) – 1%). Предлагаемая технология бурения в условиях рав-

новесия (в т.ч. депрессии) позволила: сохранить ФЕС продуктивного пласта В<sub>10</sub>, его эксплуатационные качества за счет исключения проникновения фильтрата бурового раствора и частиц выбуриваемой породы в пласт, предотвратить поглощение пластом бурового раствора и его взаимодействие с вещественным составом пород и пластовым флюидом, о чем свидетельствуют начальные дебиты скважин №125Гр – 62,9 т/сут. и 102Гр – 46,1 т/сут. Проведен расчёт и сравнение коэффициентов продуктивности, приведённых к мощности и проницаемости нефтенасыщенной части исследуемого пласта-коллектора В<sub>10</sub>. Экономический эффект от внедрения рекомендованных рецептур растворов на углеводородной основе составил порядка 328 млн. руб. по трём скважинам за 36 месяцев их эксплуатации.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Выявлены и обобщены специфические геологические и физико-химические особенности терригенных коллекторов хамакинского горизонта Восточно-Алинского НГКМ, определяющие необходимость разработки усовершенствованной рецептуры промывочных жидкостей для вскрытия исследуемого продуктивного разреза с целью достижения проектных дебитов скважин.

2. Определены основные причины и усугубляющие факторы снижения продуктивности скважин, сформулированы оптимальные требования к технологическим параметрам РУО, соблюдение которых обеспечит сохранение ФЕС при первичном вскрытии в условиях продуктивного пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения.

3. Разработаны и рекомендованы адаптированные составы растворов на углеводородной основе для вскрытия продуктивных терригенных коллекторов в осложнённых условиях Восточно-Алинского месторождения, их применение позволило добиться восстановления проницаемости по керну до 100 % (РУО на нефти) и 70,6 % (РУО на дизельном топливе) вместо 9-18,1 % при использовании СБР.

4. Опытное-промышленное внедрение разработанных рецептур РУО при вскрытии продуктивного пласта В<sub>10</sub> Восточно-Алинского месторождения обеспечило сохранение естественной проницаемости

прискважинной зоны продуктивного пласта, о чем свидетельствуют дебиты скважин Восточно-Алинского НГКМ порядка 41,8 т/сут, что способствовали получению значительного экономического эффекта, равного 328,3 млн. руб., за счёт повышения продуктивности скважин.

#### **СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

*Публикации в изданиях из Перечня ВАК:*

1. Парфирьев, В.А. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири / В.А. Парфирьев, С.А. Палеев, Ю.В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 97-100.

2. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В.А. Парфирьев, С.А. Палеев, Н.Н. Закиров, Ю.В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 63-68.

3. Проблемы строительства скважин в Восточной Сибири и пути их решения / В.А. Парфирьев, Н.Н. Закиров, Ю.В. Ваганов [и др.]. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 52-57.

4. Парфирьев, В.А. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия Хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В.А. Парфирьев, Ю.В. Ваганов, Н.Н. Закиров. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 44-53.

5. Парфирьев, В.А. Опыт применения раствора на углеводородной основе при вскрытии продуктивного пласта на месторождении Восточной Сибири / В.А. Парфирьев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2022. – № 2. – С.40-42.

*Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:*

6. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения / Д. С. Апеньшев, А. М. Карлов, В. А. Парфирьев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 20-22.

7. Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits /Vaganov Yu. V., Yagafarov A. K., Kleshchenko I. I., Parfiriev V. A. Popova Zh.S. – Direct text // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. –Vol.12, N 24. – P. 16072-16082.

8. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири / В.А. Парфирьев, С.А. Палеев, Н.Н. Закиров, Ю.В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 112-114.

9. Парфирьев, В.А. Обоснование технологии вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В.А. Парфирьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 88-91.

10.Парфирьев, В.А. Особенности освоения эксплуатационных скважин, пробуренных на терригенный коллектор хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В.А. Парфирьев, Н.Н. Закиров, С.А. Палеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 96-98.

11.Оценка перспектив нефтегазоносности вулканогенно-осадочного комплекса пород пермско-триасового возраста в Западной и Восточной Сибири / В.М. Александров, В.А. Парфирьев, Н.Н. Закиров, С.А. Палеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 2. – С. 38-41.

12.Разработка и применение технологических жидкостей для строительства скважин в условиях Восточной Сибири / В.А. Парфирьев, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, О.В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №10. – С. 19-23.

*Патенты/свидетельства на объекты интеллектуальной собственности:*

13.Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023664366 Российская Федерация. Программа для расчёта количества вводимых компонентов регулирования параметров раствора при бурении скважин: № 2023664366: заявл. 2023663839 : опубл. 04.07.2023 / В.А. Парфирьев, Н.Н. Закиров, С.А. Палеев; правообладатель В.А. Парфирьев. – URL: <https://new.fips.ru>.(дата обращения: 04.07.2023). – Текст: электронный.