

*На правах рукописи*

**Будовская Маргарита Евгеньевна**



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОЙ  
СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ  
НИЗКИХ ЗАБОЙНЫХ ТЕМПЕРАТУР (НА ПРИМЕРЕ  
ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

*Специальность 25.00.15– Технология бурения и освоения  
скважин*

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

Санкт-Петербург – 2022

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

**Научный руководитель:**

доктор технических наук, профессор

*Двойников Михаил Владимирович*

**Официальные оппоненты:**

*Некрасова Ирина Леонидовна*

доктор технических наук, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» филиал «ПермНИПИнефть», ведущий научный сотрудник;

*Нечаева Ольга Александровна*

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

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

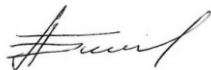
Защита состоится 30.06.2022 г. в 10:00 на заседании диссертационного совета ГУ 212.224.02 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д. 2, ауд. 1171а.

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

Автореферат разослан 29.04.2022 г.

**УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ**

диссертационного совета



**БЛИНОВ**

Павел Александрович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Перспективной ресурсной базой для развития топливно-энергетического комплекса России являются месторождения Восточной Сибири и Арктического шельфа, на которых сконцентрированы более 60% стратегических запасов нефти и газа.

При эксплуатации скважин на месторождениях Восточной Сибири, в частности на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), часто сталкиваются с проблемой, связанной с недостаточно высоким коэффициентом газоизвлечения. Данный показатель обусловлен воздействием бурового раствора и технологических жидкостей в процессе первичного вскрытия или освоения геологически неоднородных нефтегазовых пластов. В связи с тем, что верхние неустойчивые интервалы представлены солевыми отложениями, а поровая жидкость продуктивных пластов имеет минерализацию от 320 до 361 г/дм<sup>3</sup>, в качестве промывочной жидкости применяется буровой раствор на углеводородной основе (РУО). Следует отметить, что температура в интервалах продуктивных горизонтов (1850-2100 м) не превышает 12 °С.

На сегодняшний день бурение скважин в интервале вскрытия продуктивных пластов осуществляется с использованием инвертно-эмульсионного бурового раствора на основе растительного масла. В его состав входят смеси жирных кислот и их этиловые/метиловые эфиры в сочетании с утяжелителем и эмульгатором. На основе теоретических исследований и анализа промысловых данных выявлено, что вышеупомянутый раствор имеет ряд преимуществ перед современными аналогами: обладает высокой смазывающей и ингибирующей способностью; не имеет воды в фильтрате; способствует достижению максимальной продуктивности при вскрытии гидрофобных коллекторов; за счет своего состава на основе растительных масел оказывает минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Однако, по результатам анализа промысловых геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований установлено, что часть фильтрационной корки бурового раствора на стенках скважины после обработки

продуктивных пластов системами заканчивания – деструкторами, например, имеющих основу – дизельное топливо или стабильный газоконденсат, не подвержена разрушению. Продолжительное время статического взаимодействия углеводородных систем с флюидом продуктивного пласта в условиях низких забойных температур приводит к дополнительному увеличению вязкости и, как следствие, сложности их механического и химического удаления из пор коллектора. Наличие набухающих пакеров, входящих в компоновку нижнего заканчивания хвостовика-фильтра, не позволяет произвести полное замещение и очистку околоствольной зоны от остатков РУО при эксплуатации и ремонте скважины.

В этой связи, для повышения продуктивности коллектора требуется определение глубины проникновения фильтрата бурового раствора в приствольную зону продуктивного интервала с последующей разработкой углеводородной системы заканчивания скважин и технологии, позволяющей эффективно очистить от органических углеводородов продуктивный пласт, а также лифтовую колонну, увеличить дебит скважин в условиях низких забойных температур.

#### **Степень разработанности темы исследования**

Исследованиями свойств буровых растворов на углеводородной основе и значительный вклад в разработку их составов для вскрытия продуктивных пластов внесли отечественные и зарубежные ученые: Гасумов Р.А., Гайдаров М.М.Р., Казьмин А.В., Касьянов Н.М., Касперский Б.В., Липкес М.И., Мухин Л.К., Минхайров К.Л., Николаев Н.И., Ноздря В.И., Орлов Г.А., Рылов Н.И., Савенок О.В., Токунов В.И., Хабибуллин Р.А., Хейфец И.Б., Шарафутдинов З.З., Carl Gatlin, George R. Gray и другие.

Исследованиями в области технологических жидкостей заканчивания на углеводородной основе занимались такие отечественные и зарубежные ученые, как: Артамонов В.Ю., Ахметова В.М., Беляков А.Ю., Некрасова И.Л., Плешакова Е.В., D.J. Elder., D.J. Kelly, R. Lentz, D. McMillan и многие другие.

Ими предложены достаточно эффективные технико–технологические решения в области повышения качества освоения скважин. Однако, не решена задача качественного освоения скважин после бурения с применением буровых растворов на углеводородной основе в условиях низких забойных температур. В связи с этим, разработка состава углеводородной системы заканчивания скважин для данных условий является важной научно–технической задачей.

**Объект исследования** – бурение и освоение газовых и газоконденсатных скважин.

**Предмет исследования** – свойства бурового раствора на углеводородной основе и углеводородная система заканчивания скважин в условиях низких забойных температур.

**Цель работы** – повышение эффективности освоения скважин с низкими забойными температурами углеводородными системами заканчивания скважин.

**Идея работы** заключается в создании углеводородной системы заканчивания скважин – деструктора буровых растворов на углеводородной основе для условий низких забойных температур, состоящей из композиции нефтяного и природного растворителей.

**Основные задачи исследования:**

1. Научное обоснование и теоретическое подтверждение целесообразности использования комплексного подхода к подбору растворов на углеводородной основе и системы заканчивания скважин для повышения коэффициента извлечения газа на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении.

2. Исследование физико-механических свойств углеводородного бурового раствора на основе жирных кислот и их этиловых эфиров и изучение влияния фракционного состава кольматанта на глубину проникновения фильтрата в поры коллектора разной проницаемости с учетом заданных аномально низких забойных температур.

3. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин (раствора-деструктора) для эффективного механического и

химического удаления буровых растворов на углеводородной основе из пристволенной зоны продуктивного пласта.

4. Проведение опытно-промысловых испытаний разработанной углеводородной системы заканчивания на скважинах Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения.

#### **Научная новизна работы**

1. Установлено, что глубина проникновения фильтрата в пласт в условиях низких забойных температур Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения определяется пластической вязкостью бурового раствора на основе производных жирных кислот и не зависит от дисперсности кольматанта в условиях неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных интервалов.

2. Научно обоснован механизм растворения фильтрационной корки бурового раствора углеводородной системой заканчивания скважин за счет реакции сольватации жирных кислот неполярными растворителями (уайт-спирит и сульфатный скипидар), представленными легкими алканами и терпенами, что приводит к снижению температуры кристаллизации всей смеси и препятствует их повторному затвердеванию в диапазоне температур от 8 до 12 °С.

**Теоретическая и практическая значимость** заключается в повышении эффективности освоения скважин в условиях низких забойных температур за счет использования разработанной углеводородной системы заканчивания скважин, обеспечивающей восстановление фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта после бурения на углеводородных растворах, представленных жирными кислотами и их природными эфирами на Чайнинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Результаты теоретических и экспериментальных исследований внедрены в производство компании ООО «Химпром» (акт внедрения от 23.11.2021 г.), в учебный процесс кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета и используются для подготовки студентов по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (акт внедрения от 30.03.2022 г.).

### **Методология и методы исследований**

Работа выполнена в соответствии с существующими методиками проведения экспериментальных исследований, а также в соответствии со стандартами ГОСТ, ISO, API. Используются методы математической статистики, включающие в себя планирование проведения экспериментов (полный факторный эксперимент), корреляционно-регрессионный анализ результатов исследований, выполненные в программном комплексе «STATISTICA 13.05.01».

#### **На защиту выносятся следующие положения:**

1. Дифференциация продуктивных горизонтов Чайнинского месторождения на два объекта вскрытия – высокопроницаемый ботоубинский ( $3 \cdot 10^{-12}$ – $7 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>) и среднепроницаемые хамакинский с талахским ( $0,02 \cdot 10^{-12}$ – $0,15 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>) горизонты позволяет оценить влияние фракционного состава утяжелителя и физико-механических свойств РУО на формирование кольматационного экрана в призабойной зоне низкотемпературного газового пласта. Установлено, что понижение температуры менее 12 °С приводит к повышению пластической вязкости дисперсионной среды РУО и снижению влияния фракционного состава твердой фазы на глубину проникновения фильтрата в поры коллектора.

2. Разработанная углеводородная система заканчивания скважин на основе легких углеводородов: уайт-спирита и сульфатного скипидара в концентрациях по массе 75 и 25 % позволит очистить скважину от органической составляющей углеводородного бурового раствора, представленного смесью жирных кислот и их природных эфиров более, чем на 80-85 % в диапазоне температур 8-12 °С.

**Апробация результатов.** Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на:

–12-ой Российско–Германской сырьевой конференции (г. Санкт-Петербург; 2019 г.);

- Международной научно-практической конференции: «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.);
- Международной научно-практической конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2021 г).

**Степень достоверности и апробация результатов работы** 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 методов математической статистики. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

**Личный вклад автора.** Проведены исследования влияния низких температур в интервалах продуктивных пластов на технологические свойства растворов, используемых для бурения и заканчивания скважин с целью определения возможности повышения коэффициента извлечения газа на Чайндинском НГКМ. Проведен анализ технологических мероприятий, определяющих качество вскрытия продуктивного горизонта. Выявлена основная причина снижения проницаемости призабойной зоны пласта, основанная на изменении пластической вязкости дисперсионной основы бурового раствора на основе производных жирных кислот с понижением забойной температуры. Разработан раствор-деструктор для очистки призабойной зоны пласта от органической составляющей РУО в условиях низких забойных температур. Получены результаты лабораторных исследований применяемого бурового раствора на углеводородной основе и разработанного раствора-деструктора, а также его опытно-промышленные испытания. Научно обоснован механизм взаимодействия раствора-деструктора с фильтрационной коркой РУО, обеспечивающего снижение скин-фактора в условиях геолого-гидродинамического строения ботоубинского, хамакинского и талахского горизонтов.



**Публикации.** Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 2 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 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство на программу для ЭВМ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 116 наименований. Работа изложена на 119 страницах машинописного текста, содержит 37 рисунков, 25 таблиц, список сокращений и условных обозначений, 3 приложения.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** представлено общее описание работы, обоснована актуальность, сформулированы цель и задачи исследований.

**В первой главе** показан анализ геологических условий и технологических решений бурения и освоения скважин в условиях низких забойных температур.

Чаяндинское НГКМ является сложно-построенным объектом с аномально низкими термобарическими условиями и разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) продуктивных пластов, относящихся к ботуобинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам. Выявлено, что пористость по трем интервалам изменяется с 22 до 26 % и проницаемость от  $0,02 \cdot 10^{-12}$  до  $7 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>.

Для первичного вскрытия продуктивных горизонтов применяется буровой раствор на углеводородной основе, а именно инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) на основе смеси жирных кислот, их природных эфиров, разработанный отечественными учеными. В отличие от распространенных ИЭР данный буровой

раствор не приводит к высокой экологической агрессивности, что определяет его актуальность в данных условиях.

В результате анализа промысловых данных выявлено, что применяемый РУО содержит в качестве утяжелителя твердую фазу фракцией 10 мкм, представленной микрограммом, что с учетом сложных термодинамических условий и неоднородности ФЕС ботоубинского, хамакинского, талахского продуктивных горизонтов при вскрытии приводит к неравномерной глубине проникновения фильтрата в зону коллектора и образованию кольматирующего, непроницаемого экрана в продуктивных пластах. Проведенные теоретические исследования процесса кольматации порового пространства коллектора показали, что для формирования фильтрационной корки буровой раствор должен содержать определенное количество частиц размером немного меньше, чем отверстия в порах пласта, что будет способствовать неглубокому проникновению, закрывая поры и создавая фильтрационную корку. В связи с этим, для качественного подбора фракционного размера утяжелителя бурового раствора и дальнейшего оптимального контроля его технологических свойств целесообразным является разделение продуктивных интервалов на два объекта исследования – высокопроницаемый ботоубинский ( $3-7 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ) и среднепроницаемые хамакинский с талахским ( $0,02-0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ) продуктивные горизонты.

При освоении скважин для получения высоких результатов добычи, особенно в протяженных горизонтальных стволах необходимо добиться достижения равномерной и полной очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от фильтрационной корки. Как правило, очистка ПЗП осуществляется распространенными типами деструкторов: водный раствор с окислительным материалом (персульфат), системы кислот и окислительных материалов и др. Непосредственно, для очистки фильтрационной корки на Чайдинском НГКМ используются жидкости заканчивания (деструкторы), имеющие основу – дизельное топливо, многоатомные спирты, стабильный газоконденсат. При обработке

ПЗП указанными технологическими жидкостями эффективность очистки околоскважинной зоны от фильтрационной корки составляет не более 30 %. Исходя из того, что исследуемый буровой раствор представлен неполярными соединениями, то для эффективного разрушения фильтрационной корки и качественной очистки продуктивных интервалов требуется разработка системы заканчивания, состоящей из неполярных растворителей.

**Во второй главе** представлены методы и методологии исследований свойств бурового раствора на углеводородной основе и системы заканчивания скважин. Показаны материалы, химические реагенты и оборудование для оценки эффективности применения бурового раствора на основе смеси жирных кислот и их природных эфиров, а также разработанной углеводородной системы заканчивания скважин «WC-1» в условиях низких забойных температур. Планирование экспериментов по изучению влияния фракционного состава твердой фазы в составе РУО на изменение глубины проникновения фильтрата в поровое пространство пород-коллекторов с учетом петрофизических свойств продуктивных горизонтов осуществляется на основе полного факторного эксперимента. Для проведения лабораторных экспериментов используется оборудование фирм FANN и OFITE по существующим методикам, а также в соответствии со стандартами ГОСТ, ISO, API.

Первый этап проведения экспериментов предусматривает исследование реологии РУО и его тестирование на совместимость с минерализованной водой, приближенной по своему составу и концентрации ( $\text{CaCl}_2$  – 50 %;  $\text{MgCl}_2$  – 25%;  $\text{NaCl}$  – 25%) к пластовой жидкости месторождения с целью определения физико-механических свойств бурового раствора в условиях низких забойных температур (+8°C) и солевой агрессии.

Вторым этапом исследований является разработка «WC-1», состоящая из двух неполярных растворителей: уайт-спирита и сульфатного скипидара в концентрациях по массе 75 и 25 %. На основе информации о геологическом строении месторождения, сложенного солевыми отложениями, проводятся исследования

влияния термостарения на «WC-1» и исследования на растворимость каменной соли в ее среде. Для определения коэффициентов изменения проницаемости естественных образцов керна продуктивных интервалов по керосину после их взаимодействия с РУО и раствором-деструктором «WC-1» в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым, проводятся фильтрационные эксперименты на установке FDES-645, а также микротомографические исследования образцов керна на томографе SkyScan 1173.

На основе метода Викерса по подбору диаметра твердой фазы в составе бурового раствора и гидродинамических условий в скважине проводится ряд исследований по определению влияния твердой фазы разной дисперсности в РУО на восстановление ФЕС керна с учетом проницаемости продуктивных горизонтов Чаяндынского НГКМ. Корреляционно-регрессионный анализ результатов исследований осуществляется в MS Office Excel и в программном комплексе «STATISTICA 13.05.01».

**В третьей главе** представлены результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств бурового раствора на основе смеси жирных кислот и их природных эфиров и его совместимости с минерализованной водой. Выявлено, что с понижением температуры от 12 °С наблюдается увеличение пластической вязкости (ПВ) в среднем на 3,81 мПа·с, что приводит к изменению структуры бурового раствора и ухудшению проницаемости ПЗП, образуя плотный кольматационный экран в поровом пространстве породы-коллектора газового пласта. Определено, что с увеличением содержания соли, пластическая вязкость возрастает линейно - это обуславливает эффективность выбранного бурового раствора и его устойчивость к солевой агрессии. Установлен механизм химического растворения фильтрационной корки исследуемого РУО, являющегося жирными кислотами в твердом состоянии, углеводородной системой заканчивания скважин «WC-1», представленной смесью легких алканов и терпенов (формула 1, таблица 1).

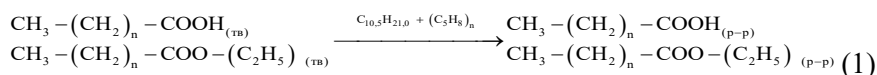


Таблица 1 – Результаты исследования химического растворения фильтрационной корки бурового раствора под действием системы заканчивания «WC-1».

Формула	Описание
$\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{COOH}_{(тв)}$ $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{COO}-(\text{C}_2\text{H}_5)_{(тв)}$	РУО (смесь жирных кислот и их этиловый эфир в твердом состоянии)
$\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{COOH}_{(р-р)}$ $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{COO}-(\text{C}_2\text{H}_5)_{(р-р)}$	РУО (смесь жирных кислот и их этиловый эфир в растворенном состоянии)
$\text{C}_{10,5}\text{H}_{21,0}$	Уайт-спирит (смесь алканов)
$(\text{C}_5\text{H}_8)_n$	Сульфатный скипидар (общая формула терпенов – основы скипидара)

При растворении фильтрационной корки, представленной затвердевшей эмульсией жирных кислот, разрушаются связи «жирная кислота-жирная кислота» в твердом состоянии и образуются более прочные связи в растворимых сольватах типа «жирная кислота-алкан» в случае уайт-спирита или «жирная кислота-терпен» - в случае скипидара.

На основе результатов влияния термостарения на технологические показатели «WC-1» определено, что пластическая вязкость после 24 часов и увеличения температуры с 8 до 20 °С составила 2,5 мПа·с. При этом, ДНС снизилось с 0,48 до 0 Па. Полученные данные указывают, что разработанный «WC-1» по своей структуре является неньютоновской жидкостью и под воздействием температуры разрушаются высокомолекулярные химические соединения в его среде.

Анализ результатов тестирования на растворимость каменной соли в среде системы заканчивания показал, что ПВ жидкости заканчивания после засоления снизилась с 2 до 1.2 мПа·с, условная вязкость повысилась с 15 до 16 с и ДНС выросло с 0 до

0,432 Па, что, в свою очередь, удовлетворяет требованиям применения «WC-1» в условиях минерализации пласта. Полученные результаты фильтрационных экспериментов по влиянию РУО и «WC-1» на фильтрационные свойства пород-коллекторов продуктивных горизонтов показали, что коэффициент восстановления проницаемости после применения БР составляет -71,4 %, а при использовании «WC-1» -32,0 %, что обуславливает эффективность системы в аномально низких термобарических условиях (рисунок 1).

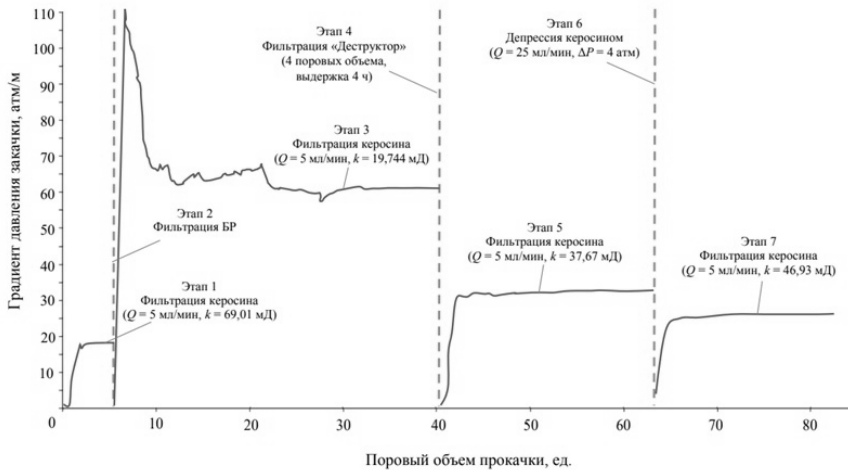


Рисунок 1 – Зависимость градиентов давления закачивания керосина от порового объема прокачивания при моделировании процесса первичного вскрытия с использованием БР и раствора-деструктора «WC-1».

В результате вычислительных экспериментов установлены зависимости по исследованию влияния дисперсности твердой фазы в компонентном составе РУО на изменение глубины проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство образцов керна продуктивных горизонтов Чайдинского НГКМ с учетом их проницаемости (рисунок 2). Данные зависимости указывают на то, что при выборе фракционного состава твердой фазы в диапазоне от

5 до 150 мкм фильтрат углеводородного бурового раствора на основе производных жирных кислот будет проникать в поровое пространство образца керна высокопроницаемого ботоубинского горизонта ( $3\cdot 7\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ) на глубину от 5 до 15 мм, а в керн, взятый со среднепроницаемых хамакинского и талахского горизонтов ( $0,02\text{-}0,15\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ) – на глубину не более 3 мм. На основе полученных результатов выявлено, что использование кольматанта разной дисперсности в составе РУО с дисперсионной средой, представленной смесью жирных кислот и их природных эфиров, не оказывает влияния на изменение глубины проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство пород-коллекторов, составляя разницу в показателях – 15 %. Полученные результаты подтверждены микротомографическими исследованиями образцов керна продуктивных интервалов на томографе SkyScan-1173 (таблица 2).

Выявлено, что зона фильтрации зависит от скорости фильтрации, времени воздействия на пласт, пористости коллектора, а также одним из ключевых факторов является вязкость фильтрата бурового раствора (формула 2). В связи с этим, следующим этапом исследований являлось определение зоны фильтрации в зависимости от пластической вязкости исследуемого РУО при изменении температуры ( $\Delta T = 7\text{-}50 \text{ }^\circ\text{C}$ ):

$$R_{зф} = R_c \sqrt{1 + \frac{2V_{ф}\cdot T}{m\cdot\eta\cdot R_c}}, \quad (2)$$

где  $R_c$  – радиус скважины, м;  $V_{ф}$  – скорость фильтрации жидкой фазы БР, м/с;  $T$  – время действия репрессии при первичном вскрытии пласта, с;  $m$  – пористость коллектора, доли ед.;  $\eta$  – пластическая вязкость БР, мПа·с.

Полученные результаты представлены в таблице 3.

Экспериментально подтверждено, что снижение проницаемости породы-коллектора газового пласта, загрязнение ПЗП обусловлено воздействием низких забойных температур ( $7\text{-}12^\circ\text{C}$ ) в интервалах продуктивных пластов на химический состав исследуемого углеводородного бурового раствора на основе

производных жирных кислот, в результате которого, происходит затвердевание их этиловых эфиров в его составе, приводящих в дальнейшем к повышению пластической вязкости дисперсионной среды раствора, и как следствие, увеличению глубины проникновения фильтрата. Установлено, что фракционный состав кольматанта в данном случае не оказывает влияния на изменение зоны фильтрации бурового раствора, как это выражено в растворах на водной основе.

Таблица 3 - Результаты пластической вязкости в зависимости от изменения температуры

Температура, °С	Пластическая вязкость, мПа*с	Зона фильтрации, мм
7	16	76
12	14	75
17	11	75
25	9	74
31	7	74
38	6	74
44	6	74
50	6	74

После обработки кернов продуктивных интервалов с помощью «WC-1» выявлена полная очистка порового пространства образцов породы-коллектора от органической составляющей бурового раствора.

**В четвертой главе** представлены результаты опытно-промышленных испытаний углеводородной системы заканчивания скважин «WC-1» на Чаяндинском НГКМ.

Технология очистки с применением разработанной системы заканчивания производится следующим образом. С помощью колтюбинговой установки ГНКТ осуществляется спуск «WC-1» через колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до забоя (рисунок 3). Затем производится его закачивание в объеме, равном длине подвески и кольцевому пространству, между гибкой трубой и внутренней полостью целевого фильтра. В нижней части компоновки



присоединяется устройство с концентрично расположенными насадками «jet blaster», обеспечивая создание дополнительного гидроволнового эффекта. Производится подъем гибкой трубы с промывкой раствором-деструктором «WC-1».

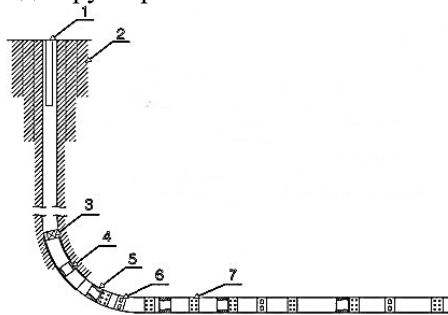


Рисунок 3 - Компоновка скважины на Чайндинском НГКМ

На рисунке 3: 1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – конструкция скважины; 3 – разбуриваемый, извлекаемый пакер-пробка с обратным клапаном; 4 – нецементируемая подвеска хвостовика; 5 – нефтенабухающий пакер; 6 – муфта многостадийного ГРП; 7 – фильтр щелевой.

Анализ результатов газодинамических исследований в скважине, представленных в таблице 4 и на рисунке 4 указывает на эффективность от проведенной обработки фильтров и внутренней поверхности насосно-компрессорных труб углеводородной системой заканчивания скважин «WC-1» и с применением вращающейся насадки типа «jet blaster». Наблюдается увеличение устьевых давлений и снижение скин-фактора с +4.9 до +2.55. Выявлено снижение гидравлических сопротивлений потоку газа. Таким образом, изменяются гидравлические параметры фонтанного лифта, проточная часть лифта и фильтровой части призабойной зоны пласта очищены от загрязнений органической составляющей бурового раствора. Результаты промыслово-геофизических исследований скважин показали увеличение работающих интервалов на 20 м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалифицированной работой, в которой предлагается решение важной и актуальной научно-технической задачи – повышение эффективности освоения скважин с низкими забойными температурами применением разработанной углеводородной системы заканчивания скважин.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. На основе теоретического анализа геологических условий Чайнинского НГКМ и экспериментальных исследований обоснована целесообразность использования углеводородных систем заканчивания для эффективного освоения скважин после бурения на растворе, представленного смесью жирных кислот и их природных эфиров в интервалах низких забойных температур от 8 до 12 °С.

2. Анализ результатов экспериментальных исследований показал, что зона фильтрации в керн ботоубинского горизонта составляет до 15 мм, а в керне с хамакинского и талахского горизонтов – до 3 мм с учетом петрофизических свойств продуктивных горизонтов и гидродинамических условий в скважине. Разница глубины проникновения одного объекта от другого составляет не более 15 %. Данный показатель указывает на то, что проницаемость коллектора не влияет на выбор фракционного состава кольматанта в составе РУО, так как глубина проникновения фильтрата в пласт зависит от забойной температуры и от водной и химической составляющей РУО и пластовой воды.

3. Разработана углеводородная система заканчивания скважин «WC-1», компонентный состав которой, включает в себя композицию из двух неполярных растворителей на основе легких углеводородов – уайт-спирита и сульфатного скипидара. Научно обосновано, что уайт-спирит, состоящий из смеси легких алканов, и сульфатный скипидар, представленный, в основном, смесью терпенов, не только участвуют в реакции сольватации жирных

кислот, которыми, в большей степени, представлена корка бурового раствора, но и снижая температуры кристаллизации всей смеси, препятствуют их повторному затвердеванию в условиях низких забойных температур. Определена концентрация компонентов углеводородной системы заканчивания скважин (уайт-спирит – 75%; сульфатный скипидар – 25%) с учетом петрофизических свойств продуктивных горизонтов.

4. Опытнo–промысловые испытания разработанной системы заканчивания, проведенные на двух скважинах Чаяндинского НГКМ, показали свою эффективность. Проведение работ с использованием технологии ГНКТ позволяет в течение 6 часов произвести качественную очистку продуктивного пласта от органической составляющей РУО. Дебит газа двух скважин увеличился в среднем от 10 до 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

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

*Публикации в изданиях из Перечня ВАК:*

1. Двойников, М.В. Исследование реологии растворов на углеводородной основе в зависимости от их компонентного состава/ Двойников М.В., Николаев Н.И., Нуцкова М.В., Будовская М.Е., Сидоров Д.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.– 2020. – №10. – С.25-28.

2. Будовская, М.Е. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири / Будовская М.Е., Двойников М.В., Блинов П.А., Камбулов Е.Ю., Минибаев В.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.–2022.– №3.–С.29-34.

*Публикации в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science:*

3. Gizatullin, R.R. Development of detergent for drilling muds while directional drilling / R.R. Gizatullin, М.Е. Budovskaya,

M.V. Dvoynikov // Advances in raw material industries for sustainable development goals: Proceedings of the XII Russian-German raw materials conference, 27-29 November 2019, St. Petersburg, Russia. CRC Press, 2020. P. 309-313. (Scopus)

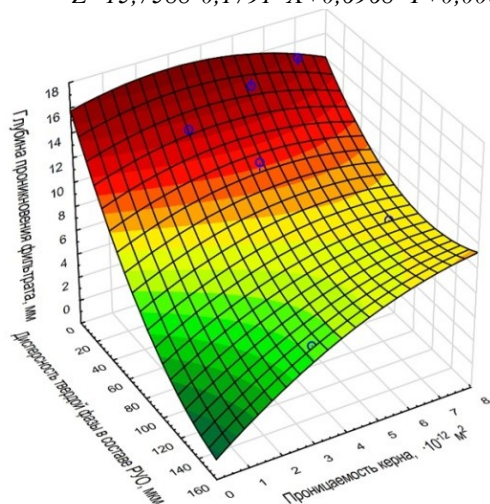
4. Nutskova, M.V. Improving energy efficiency in well construction through the use of hydrocarbon-based muds and muds with improved lubricating properties / Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., **Budovskaya M.E.**, Sidorov D.A., Pantyukhin A.A. //Journal of Physics: Conference Series.– 2021.– 1728(1), 012031. (Scopus)

5. Dvoynikov M. V., & **Budovskaya M.E.** (2022). Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia. Journal of Mining Institute. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.4> (Scopus, WoS)

*Свидетельство:*

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021612540, Российская Федерация. Программа для определения допустимой плотности бурового раствора и массы утяжеляющего материала в нем для обеспечения безаварийной проводки скважин: № 2021611606: заявл. 15.02.2021: опубл. 19.02.2021/ Двойников М.В., **Будовская М.Е.**, Фиалковский И.С. заявитель СПГУ. – 1 с..

$$Z=15,7588-0,1791*X+0,6968*Y+0,0005*X^2+0,0088*X*Y-0,1136*Y^2$$

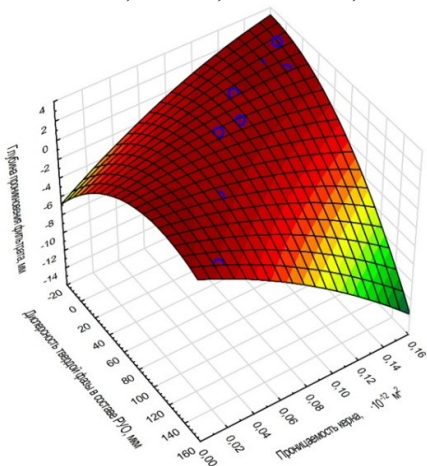


Глубина проникновения фильтрата, мм



а

$$Z=-4,2803+0,1179*X+78,0429*Y-0,0005*X^2-0,8873*X*Y-205,0935*Y^2$$



Глубина проникновения фильтрата, мм



б

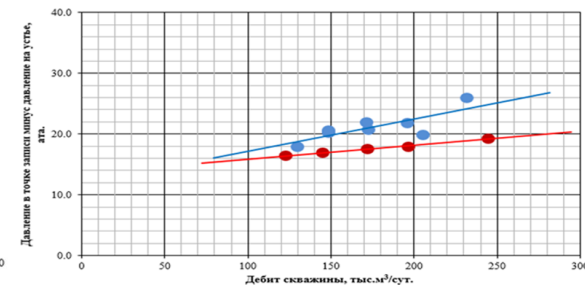
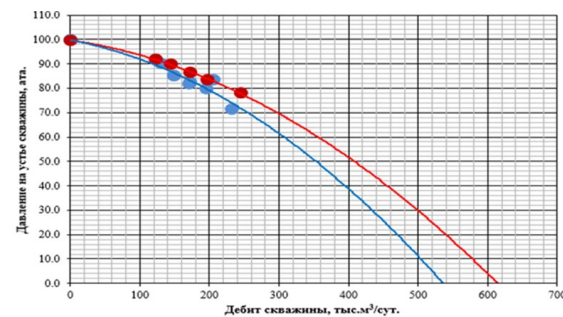
Рисунок 2 – Влияние диаметра твердой фазы в РУО на глубину проникновения фильтрата с учетом проницаемости пластов ботобунского (а) и хамакинского с талахским (б) продуктивных горизонтов

Таблица 2 – Результаты глубины проникновения фильтрата в образец керна в зависимости от дисперсности кольматанта

Название горизонта	Петрофизические свойства		Дисперсность твердой фазы, мкм					
	Проницаемость, $\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Пористость, %	5	10	25	50	100	150
ботобунский	3-7	25-26	<5	<5	<10	<15	<15	<15
хамакинский и талахский	0,02-0,15	22-23	<3	<3	<3	<3	<3	<3

Таблица 4 – Результаты газодинамических исследований скважины «до» и «после» обработки углеводородной системой заканчивания скважин «WC-1»

Скважина X					
Диафрагма, мм	Давление, ата		t, °C	ΔP	Q <sub>г</sub> , тыс.м <sup>3</sup> /сут
	трубное	ДИКТ	устья	кгс/см <sup>2</sup>	
ГДИ после бурения до обработки «WC-1»					
14	71,5	70,8	-10	16,3	231,7
P <sub>стат.</sub>	99,8				
Скин-фактор	+4,9				
ГДИ после обработки «WC-1» (jet blaster)					
14	78,03	75,94	-3,4	14,72	244,7
P <sub>стат.</sub>	99,64				
Скин-фактор	+2,55				



а



б

Рисунок 4 – Продуктивность скважины до (а) и после (б) введения «WC-1»