Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Никитин Василий Игоревич



ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Двойников М.В.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 6

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА – ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА»..... 18

1.1 Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта при первичном вскрытии 18

1.2 Анализ исследований процессов образования внешней фильтрационной корки на стенке скважины 22

1.3 Анализ исследований процессов кольматации порового пространства твёрдой фазой буровой промывочной жидкости 33

1.4 Анализ методов моделирования фильтрации через проницаемую корку 36

1.5 Исследование методов моделирования распространения насыщенности фильтратом в поровом пространстве призабойной зоны пласта 44

1.6 Обзор методов моделирования движения буровых растворов в кольцевом пространстве скважины 55

1.7 Выводы по главе 1 72

ГЛАВА 2 МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ..... 74

2.1 Обоснование научной методологии исследования 74

2.2 Методы исследования свойств технологических жидкостей и пластовых флюидов 77

2.3 Методы проведения экспериментов по определению параметров фильтрации буровых промывочных жидкостей..... 83

2.4 Описание оборудования для проведения фильтрационных экспериментов с использованием образцов натурального керна..... 86

2.5 Обоснование выбора программной среды для математического моделирования..... 94

2.6 Выводы по главе 2..... 95

ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОБЪЁМА ФИЛЬТРАЦИИ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ 97

3.1 Методологический подход к прогнозированию объёмов фильтрации в пласт 97

3.2 Реализация метода расчёта в программном виде 108

3.3 Обоснование интервального метода расчёта накопленного объёма фильтрации в пласт 112

3.4 Расчёт объёмов фильтрации с использованием экспериментальных данных 115

3.5 Верификация расчётных данных с использованием образцов натурального керна при термобарических условиях месторождения 153

3.6 Методологический подход к определению параметров опережающей фильтрации в осевом направлении 161

3.7 Выводы по главе 3 169

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ФИЛЬТРАТОМ РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА 173

4.1 Описание параметров, моделируемых с использованием теории двухфазной фильтрации 173

4.2 Определение моделей относительных фазовых проницаемостей 175

4.3 Обоснование выбора закона фильтрации, используемого при моделировании 192

4.4 Результаты расчёта параметров двухфазной фильтрации 199

4.5 Корреляционные зависимости параметров, влияющих на изменение проницаемости призабойной зоны вследствие проникновения фильтрата бурового раствора 206

4.6 Выводы по главе 4 227

ГЛАВА 5 МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ НЕЛИНЕЙНО-ВЯЗКОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ В ЛАМИНАРНОМ РЕЖИМЕ 230

5.1 Математическая постановка задачи 230

5.2 Анализ метода решения уравнения движения относительно поля скоростей потока 234

5.3 Количественный показатель равномерности профиля скоростей 243

5.4 Методы количественной оценки качества очистки ствола скважины от частиц выбуренной породы 258

5.5 Зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от реологических параметров 265

5.6 Выводы по главе 5 281

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 283

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 286

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 288

ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664846 338

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665538 339

ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022661194 340

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023665562 341

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556 342

ПРИЛОЖЕНИЕ Е Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» 343

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «РИГРЕНТ» 346

ПРИЛОЖЕНИЕ И Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «Эксперт Технолоджи» 348

ПРИЛОЖЕНИЕ К Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО НИИЦ «Недра-Тест» 350

ПРИЛОЖЕНИЕ Л Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в учебный процесс ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» 352

ПРИЛОЖЕНИЕ М Протокол совещания Министерства энергетики РФ по вопросу рассмотрения актов внедрения результатов диссертационного исследования 354

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При вскрытии нефтяных терригенных коллекторов с использованием буровых растворов на водной основе (РВО) вследствие гидродинамических и массообменных процессов происходит изменение естественной проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Величина статической и динамической репрессии при вскрытии продуктивного интервала значительно влияет на проникновение фильтрата буровой промывочной жидкости (БПЖ) в пласт. Оценка количественных изменений фильтрационных параметров призабойной зоны пласта, вызванных проникновением фильтрата РВО, позволяет обосновать способ снижения негативного воздействия. Согласно РД-39-0147001-742-92, показателем качества вскрытия продуктивного пласта является отношение фактической продуктивности пласта к потенциальной (ОП). Его прогнозирование основано на определении скин-фактора, вызванного влиянием БПЖ. Скин-фактор вычисляется на основе результатов фильтрационных экспериментов на образцах натурального керна. Показатели изменения проницаемости зависят как от свойств фильтрата, содержания и состава твёрдой фазы, так и от характеристик породы-коллектора и свойств пластового флюида. Существуют упрощённые модели для определения радиуса зоны проникновения фильтрата с использованием данных о скорости фильтрации, определённой при проведении экспериментов. В термобарических скважинных условиях скорость проникновения фильтрата БПЖ в ПЗП не является постоянной величиной и зависит от параметров, изменяющихся в процессе бурения. При использовании методов моделирования двухфазной фильтрации расчётными параметрами являются насыщенность и глубина проникновения фильтрата в пласт, что отражает механизм и закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗП. Применение математических моделей, основанных на законах подземной гидромеханики с учётом особенностей проникновения фильтрата в пласт, установленных экспериментально, позволяет прогнозировать изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны нефтенасыщенного терригенного порового коллектора.

Разработка методологического подхода, обобщающего экспериментальные и теоретические принципы моделирования гидродинамических процессов в системе «скважина-ПЗП», и одновременный учёт начальных напряжений сдвига и псевдопластичных свойств при расчёте параметров движения БПЖ являются актуальным направлением для обоснования выбора жидкости вскрытия и оптимальной гидравлической программы промывки скважины.

Степень разработанности темы исследования. Вопросы изучения механизмов изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород присутствуют в работах известных отечественных и зарубежных исследователей: Басарыгина Ю.М., Булатова А.И., Войтенко Д.Н., Зозуля Г.П., Кошелева В.Н., Михайлова Н.Н., Мойсы Ю.Н., Мосина В.А., Паникаровского В.В., Рябоконь С.А., Свалова А.М., Bennion D.B., Bridges K.L., Civan F., Engelhardt W. и др. Цифровые модели процессов тепломассопереноса в скважине и призабойной зоне представлены в работах Баренблатта Г.И., Басниева К.С., Григулецкого В.Г., Каневской Р.Д., Ольховской В.А., Савельева Ю.П., Савенок О.В., Семёнова Н.Я., Телкова А.П., Филиппова А.И., Хасанова М.М. и др.

Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, закачивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов представлена в РД-39-0147001-742-92. Документ разработан во «ВНИИКРнефть» под руководством Булатова А.И. На протяжении многих лет данный документ является основой для разработки методик тестирования технологических жидкостей на образцах натурального керна. Основой такой методики является проведение фильтрационного эксперимента с вычислением скорости фильтрации и переходом к расчёту радиуса фильтрации с учётом радиуса скважины и времени воздействия бурового раствора (БР) на пласт при вскрытии. Несмотря на универсальность подходов и высокое качество данного документа, он не в полной мере отражает процесс фильтрации в скважинных условиях для прогнозирования скин-фактора и относительной продуктивности. Значительный вклад в анализ процессов, происходящих в призабойной зоне пласта при первичном вскрытии, внесён Михайловым Н.Н. Также известны

математические модели фильтрации, недостатком которых являются сложность и недостаточная точность методов определения входных параметров, что делает их применение неконструктивным с инженерной точки зрения.

Гидромеханика движения буровых растворов, как неньютоновских сред, является основой гидравлической программы бурения. В исследованиях Исаева В.И., Леонова Е.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Рабиновича Н.Р., Шищенко Р.И. и др. представлены в аналитическом виде выводы градиента давлений и профиля скоростей для реологических моделей ньютоновской среды, вязкопластичных сред (ВПЖ) Шведова-Бингама, степенного закона (Оствальда-де Ваале). В исследовании Маковея Н. представлена формула расчёта градиента давлений при движении жидкости, описываемой модифицированным степенным законом Гершеля-Балкли. Данная реологическая модель наиболее полно учитывает основные параметры напряженного состояния современных буровых промывочных жидкостей, а именно, наличие начального напряжения сдвига и псевдопластичных свойств. Известны частные решения для профиля скоростей модели Гершеля-Балкли с кусочным разбиением области течения или с использованием методов вычислительной гидродинамики (CDF). Анализ течения нелинейно-вязких буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины является наиболее репрезентативным методом для исследования профилей скоростей, соответствующих скважинным условиям.

Объект исследования – система «скважина – ПЗП» в процессе первичного вскрытия нефтяного терригенного коллектора.

Предмет исследования – гидродинамические параметры промывки скважины и фильтрации в ПЗП, в том числе распределение скоростей бурового раствора в кольцевом пространстве, а также объёмы фильтрации, насыщенность и глубина проникновения фильтрата.

Цель работы – повышение качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе.

Идея заключается в обосновании влияния гидродинамических параметров первичного вскрытия продуктивного пласта, реологии бурового раствора и свойств фильтрата на равномерность профиля скоростей в кольцевом пространстве скважины и сохранение ФЕС ПЗП.

З**адачи исследования**:

1. Проанализировать текущее состояние и мировой опыт моделирования гидродинамических процессов в системе «скважина – ПЗП» при первичном вскрытии терригенных поровых коллекторов.

2. Обосновать и провести серии экспериментальных исследований, необходимых для построения гидродинамической модели фильтрации в ПЗП.

3. На основании теоретических и экспериментальных методов разработать методологический подход для расчёта объёма фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающего в призабойную зону пласта при первичном вскрытии с учётом этапов фильтрации, площади фильтрации, давления репрессии, времени контакта промывочной жидкости.

4. Произвести анализ математической модели для расчёта насыщенности и глубины проникновения фильтрата РВО в призабойную зону нефтяного пласта, определить критерий их оптимизации с целью сохранения ФЕС.

5. Установить наличие связей между свойствами фильтрата РВО и характеристиками процесса фильтрации для разработки рекомендаций по управлению насыщенностью и глубиной проникновения фильтрата.

6. Обосновать математическую формулировку задачи движения нелинейно-вязких буровых промывочных жидкостей в кольцевом пространстве скважины.

7. Ввести количественный показатель равномерности профиля скоростей буровой промывочной жидкости при движении в кольцевом пространстве скважины.

8. Установить зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли и параметров, характеризующих движение бурового раствора в кольцевом пространстве скважины.

9. Разработать рекомендации по применению методов моделирования при проектировании гидравлической программы промывки.

Научная новизна работы:

1. Разработан методологический подход к прогнозированию объёмов фильтрации в ПЗП при первичном вскрытии нефтяных терригенных коллекторов, включающий кусочное описание трёхэтапного процесса фильтратоотделения РВО со способом определения границ этих этапов на основе зависимости накопленного объёма фильтрации от времени.

2. Установлена закономерность совместного влияния насыщенности и глубины проникновения фильтрата РВО в ПЗП на значение коэффициента восстановления проницаемости.

3. Выведен критерий для оптимизации насыщенности фильтратом РВО призабойной зоны пласта, основанный на минимальности безразмерного параметра, включающего в себя среднюю насыщенность фильтратом, глубину его проникновения и радиус скважины, и зависящий от отношения объёма горной породы, занятой фильтратом, к объёму скважины.

4. На основании численного решения стационарного модифицированного уравнения Навье-Стокса с граничными условиями для кольцевого пространства скважины доказана необходимость учёта трёх коэффициентов модели Гершеля-Балкли при описании движения буровой промывочной жидкости в ламинарном режиме.

5. Установлена зависимость модифицированного коэффициента эксцесса, характеризующего равномерность профиля скоростей потока БР в кольцевом пространстве скважины, от коэффициентов трёхпараметрической реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления при движении в ламинарном режиме

Соответствие паспорту специальности. Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пунктам: 6. «Гидромеханика процессов бурения скважины. Движение жидкости в скважине в различных термобарических условиях. Реология

технологических жидкостей и влияние реологических параметров на процессы строительства скважины»; 7. «Физико-химические процессы в объёме технологических жидкостей. Составы, свойства и технологии применения технологических жидкостей, химических реагентов для бурения и освоения скважин. Фильтрационные процессы в скважине».

Теоретическая значимость исследования заключается в уточнении научно-методических принципов моделирования гидродинамических процессов фильтрации РВО при первичном вскрытии нефтяного терригенного коллектора, основанных на определении трёх этапов описания процесса фильтрации: мгновенной фильтрации; фильтрации при стабилизации формирования фильтрационной корки; квазистационарной фильтрации. Каждому этапу фильтрации соответствует форма уравнения регрессии, учитывающая переход к скважинной площади фильтрации, давлению репрессии, времени контакта промывочной жидкости, вязкости фильтрата. Для оценки изменения ФЕС ПЗП вследствие воздействия буровыми промывочными жидкостями введён параметр, включающий в себя насыщенность порового пространства фильтратом, глубину его проникновения, радиус скважины. Установлена его связь со скин-фактором и коэффициентом восстановления проницаемости. Для определения целевой величины при оптимизации насыщенности разработан алгоритм определения локального минимума введённого безразмерного параметра. Получено условие оптимизации насыщенности в аналитическом виде. Обосновано влияние отношения подвижностей фильтрата бурового раствора на водной основе и нефти на насыщенность ПЗП при первичном вскрытии. Обоснована возможность применения модифицированного коэффициента эксцесса в качестве количественного показателя равномерности профиля скоростей потока жидкости в кольцевом пространстве скважины при движении в ламинарном режиме. С использованием π-теоремы Букингема установлена зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления. Помимо задачи движения

бурового раствора в скважине, данный результат может быть использован в прикладных задачах механики при описании движения нелинейно-вязких жидкостей в кольцевых каналах.

Практическая значимость работы:

1. В рамках предложенного методологического подхода к прогнозированию параметров фильтрации при первичном вскрытии пласта, разработаны программные модули:

– программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664846 (Приложение А);

– программа для расчёта объема фильтрата, проникающего в пласт при бурении скважин – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665538 (Приложение Б);

– программа по расчету насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023665562 (Приложение Г).

2. Для сопровождения гидравлической программы промывки разработаны программные модули:

– оперативный гидравлический калькулятор при строительстве скважин – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556 (Приложение Д);

– программа для расчёта профиля скоростей при ламинарном движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022661194 (Приложение В).

3. Разработанная в диссертационном исследовании комплексная методика расчёта объёма фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающего в терригенный поровый коллектор, и метод моделирования параметров двухфазной фильтрации применены к результатам фильтрационных экспериментов,

проведённых на образцах керна низкой и средней проницаемости в лабораториях ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (акт внедрения от 30.06.2026 г., Приложение Е).

4. Авторские методики и программы для расчёта объёмов фильтрации, насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии нефтяного терригенного пласта использованы компанией ООО «РИГРЕНТ» в рамках инженерно-технического сопровождения выбора жидкостей вскрытия продуктивных пластов (акт внедрения от 06.07.2026 г., Приложение Ж).

5. Авторские методики использованы в деятельности ООО «Эксперт Технолоджи» при обосновании выбора жидкостей для щадящего глушения скважин (акт внедрения от 23.06.2026 г., Приложение И).

6. Показатель равномерности профиля скоростей бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины использован в деятельности ООО НИИЦ «Недра-тест» в рамках проекта по развитию программы для гидравлических расчетов бурения «DiPC Engineer» (акт внедрения от 10.06.2026 г., Приложение К).

7. Разработанные автором методики расчета и моделирования, а также математические модели и рекомендации к их применению используются в рамках дисциплин: «Физико-математические основы решения инженерных задач и статистические методы обработки данных в бурении», «Компьютерные и математические методы моделирования и обработки данных в нефтегазовом деле», «Гидроаэромеханика в бурении на суше и на море» специальностей 21.03.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 21.04.01 «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин» при проведении лекционных, практических и лабораторных занятий (акт внедрения от 18.05.2026 г., Приложение Л).

Решением Министерства энергетики Российской Федерации, обозначенным в Протоколе совещания о рассмотрении актов внедрения результатов исследования от 07.08.2026 года № 09-23-пр результаты исследований автора по объектам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «РИГРЕНТ», ООО «Эксперт

Технолоджи», ООО НИИЦ «Недра-тест» и ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» признаны существенными для развития топливно-энергетического комплекса, решения актуальных задач повышения качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе (Приложение М).

Методология и методы исследований включали в себя: аналитические исследования по моделированию движения неньютоновских жидкостей в кольцевом пространстве скважины и фильтрации в призабойной зоне пласта; экспериментальные исследования по определению свойств технологических и пластовых жидкостей; экспериментальные исследования, направленные на изучение изменения ФЕС нефтенасыщенных образцов керна из-за воздействия буровых промывочных жидкостей и их фильтратов; обработку экспериментальных данных методами математической статистики; корреляционный и регрессионный анализ, в том числе с применением метода наименьших квадратов для вычисления коэффициентов регрессии; методы математического анализа для определения условий наличия локального экстремума функции; применение методов машинного обучения для определения наличия детерминированных зависимостей; методы анализа размерностей, в том числе π-теоремы Букингема.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный методологический подход позволяет определить объём фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающий в нефтяной терригенный коллектор при первичном вскрытии, с учётом давления репрессии, вязкости фильтрата, времени и площади контакта промывочной жидкости с призабойной зоной пласта для трёх последовательных этапов фильтрационного процесса.

2. Повышение качества вскрытия нефтяного терригенного коллектора обеспечивается управлением средней насыщенностью фильтратом призабойной

зоны пласта с учётом отношения объёма горной породы, занятой фильтратом, к объёму скважины.

3. Установленная зависимость модифицированного коэффициента эксцесса от трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления позволяет проектировать гидравлическую программу промывки скважины с обеспечением равномерного профиля скоростей при ламинарном режиме течения.

Степень достоверности результатов исследований обеспечивается применением научно обоснованных современных подходов к решению поставленных задач, воспроизводимостью полученных данных, подтверждением результатов физического и математического моделирования, применением методов статистического и математического анализа к исследуемым процессам. Полученные результаты исследований в достаточной степени согласуются с результатами отечественных и зарубежных авторов.

Апробация результатов диссертации за последние 10 лет проведена на 21 научно-практическом мероприятии с докладами, в том числе на 11 международных:

1. Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (28 сентября-02 октября 2016 г., г. Туапсе);

2. Международная научно-практическая конференция «Бурение в осложненных условиях» (05-06 октября 2016 г., г. Санкт-Петербург);

3. XIV международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (26-29 сентября 2017 г., г. Самара);

4. XV Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (12-14 ноября 2018 г., г. Самара);

5. III Международная научно-практическая конференция «Бурение скважин в осложненных условиях» (8-9 ноября 2018 г., г. Санкт-Петербург);

6. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (24-27 сентября 2019 г., г. Туапсе);

7. XVII Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (24-27 сентября 2020г., г. Туапсе);

8. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (28-29 сентября 2021, г. Самара);

9. Международная научно-практическая конференция «R.E.X. 2021» (3 июня 2021, г. Краснодар);

10. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (13 декабря 2022 г., г. Самара);

11. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (26 сентября 2023 г., г. Самара);

12. I Российская конференция по технологиям Wolfram Mathematica (1-2 июня 2023 г., г. Санкт-Петербург);

13. II Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (7-9 июня 2023 г., г. Санкт-Петербург);

14. II Ежегодная конференция «Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири. Трудноизвлекаемые запасы» (4-5 июня 2024 г., г. Тюмень);

15. III Научно-техническая конференция «Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (09-13 сентября 2024, г. Санкт-Петербург);

16. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (13-14 ноября 2024 г., г. Самара);

17. IV Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (20-22 мая 2025 г., г. Санкт-Петербург);

18. XI Международная научно-практическая конференция «Инновационные перспективы Донбасса» (27-29 мая 2025 г., г. Донецк);

19. Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (11-12 ноября 2025 г., г. Самара);

20. Международная конференция «Трудноизвлекаемые запасы нефти» (24 сентября 2025 г., г. Альметьевск);

21. V Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (19-21 мая 2026, г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и формулировке задач диссертационного исследования, обобщении мирового опыта моделирования потоков бурового раствора в кольцевом пространстве скважины и процессов фильтрации при первичном вскрытии пласта, проведении экспериментальных исследований, численных экспериментов, разработке методологического подхода, математическом моделировании, анализе и обобщении полученных результатов. Основные положения работы апробированы на конференциях.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 40 печатных работах (пункты списка литературы № 42, 74, 81-83, 162, 164, 165, 169, 171, 172, 174, 176, 177, 179, 180-185, 188, 190, 192, 194-198, 200-206, 229, 294, 349, 372), в том числе в 16 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, в 5 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получены 5 свидетельств о государственной регистрации программы для ЭВМ (пункты списка литературы № 250, 252, 254-256, Приложения А-Д).

Структура диссертации. Диссертация состоит из оглавления, введения, 5 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 418 наименований и 11 приложений. Диссертация изложена на 361 странице машинописного текста, содержит 129 рисунков и 26 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА – ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА»

1.1 Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта при первичном вскрытии

При вскрытии продуктивных пластов на репрессии неизбежно влияние буровых промывочных жидкостей на естественную проницаемость призабойной зоны пласта [173]. Вопросы изучения механизмов изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород присутствует в работах известных отечественных и зарубежных исследователей: Басарыгина Ю.М., Булатова А.И. [18], Войтенко Д.Н. [158], Зозуля Г.П. [91], Кошелева В.Н. [118, 119], Михайлова Н.Н. [117, 152, 153], Мойсы Ю.Н. [156, 207], Мосина В.А. [158, 276], Паникаровского В.В. [218, 219], Рябоконь С.А.[241,242], Свалова А.М. [249], Bennion D.B. [321, 322], Bridges K.L. [32, 33], Civan F. [330], Engelhardt W. [338] и др. Цифровые модели процессов тепломассопереноса в скважине и призабойной зоне представлены в работах Баренблатта Г.И. [16, 17], Басниева К.С. [19-21], Григулецкого В.Г. [61, 122, 146], Каневской Р.Д. [98, 99], Ольховской В.А. [209, 361, 376], Савельева Ю.П. [60, 61, 244], Савенок О.В. [245, 246], Семёнова Н.Я. [141, 258], Телкова А.П. [268], Филиппова А.И. [277, 278], Хасанова М.М. [287, 288] и др. Согласно анализу исследований, механизм изменения проницаемости вследствие контакта с буровым раствором можно классифицировать следующим образом. Установлено изменение проницаемости за счет:

– коркообразующих свойств бурового раствора: внешняя и внутренняя фильтрационная корка;

– проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство пласта.

Схема процесса проникновения промывочной жидкости в ПЗП представлена на рисунке 1.1.

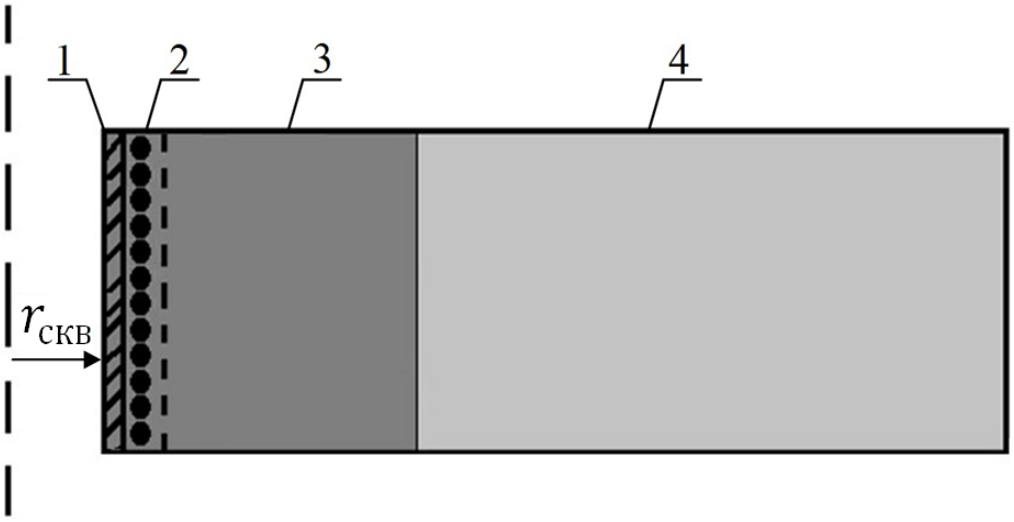


Рисунок 1.1 – Схема процесса проникновения промывочной жидкости в ПЗП: 1) внешняя фильтрационная корка; 2) зона проникновения частиц твёрдой фазы; 3) зона проникновения фильтрата; 4) зона с естественной проницаемостью [167]

Внешняя фильтрационная корка образуется на стенках скважины, содержит твёрдую фазу бурового раствора с частицами шлама и другими компонентами бурового раствора. Для растворов, не содержащих твёрдую фазу, также применяют понятие «фильтрационная плёнка». Согласно обзору литературных источников, термин «фильтрационная корка» обобщает в себе эти два понятия. Фильтрационные корки обладают низкой проницаемостью, что сопутствует снижению фильтрации в пласт под действием давления репрессии. Непроницаемых фильтрационных корок не существует, но данный термин к ним применятся ввиду их малой проницаемости в отличии, например, от проницаемости самой горной породы [249].

Внутренней фильтрационной коркой называется часть порового пространства призабойной зоны, закольматированная твёрдой фазой бурового раствора, частицами шлама, другими компонентами бурового раствора, из которых состоит внешняя фильтрационная корка. В части исследований внешнюю и внутреннюю фильтрационную корку отождествляют. Известна классификация, при которой между зоной кольматации и зоной проникновения фильтрата рассматривается промытая зона, в которой процесс вытеснения уже завершён [152,153]. Экспериментальные исследования [210] показали, что в песчано-глинистых и кавернозно-трещиноватых коллекторах промытая зона не образуется

даже при прохождении 12-50 поровых объёмов фильтрата [152]. Коэффициент вытеснения всегда меньше единицы. Ввиду непоршневого характера вытеснения, одним из методов моделирования зоны проникновения фильтрата является метод двухфазной фильтрации, доказавший свою достаточную эффективность.

Под действием перепада давлений в поровое пространство пласта проникает фильтрат бурового раствора, проходя через внешнюю и внутреннюю фильтрационную корку. Фильтрат буровой промывочной жидкости в зависимости от основы или оттесняет в непоршневом режиме пластовый флюид от стенки скважины (растворы на водной основе), или смешивается с пластовым флюидом, распространяясь вглубь пласта (растворы на углеводородной основе).

Согласно обзору Мосина В.А. и Войтенко Д.Н. [158] для пластов разного типа и фильтрационных характеристик, каждый из описанных механизмов имеет свою значимость в большей или меньшей мере. Каждый из представленных механизмов изменения проницаемости призабойной зоны описывается совокупностью физических и физико-химических явлений, подлежащих детальному рассмотрению. Их изучение позволяет осуществить правильное проектирование бурового раствора для заданных горно-геологических условий и прогнозировать изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. При вскрытии продуктивных пластов особенно важно контролировать объём и химический состав фильтрата [163]. Данные факторы в значительной мере влияют на вызов притока, то есть освоение скважины [133].

В монографии Кошелева В.Н. [119] относительно требований к жидкостям вскрытия продуктивных пластов сделаны следующие выводы. Для обеспечения наилучшего качества вскрытия продуктивного пласта требуется:

1. Минимальная фильтрация.

2. При наличии глинистых минералов в составе породы-коллектора необходимо соблюдение равенства осмотической активности раствора с пластовым флюидом.

3. Водная фаза раствора должна обладать низким поверхностным натяжением, в частности, межфазным натяжением между пластовым флюидом и фильтратом [174, 349].

4. Исключение возможности выпадения нерастворимых осадков и водонефтяных эмульсий в поровом пространстве пласт.

5. Для слабосцементированных и трещиноватых коллекторов необходимо содержание сводообразующих частиц для предотвращения необратимого загрязнения.

Данные выводы сделаны на основании изучения механизмов изменения проницаемости призабойной зоны. Большое количество информативных исследований сделано ещё в XX веке, но наличие современного аппаратного и вычислительного оборудования в XXI веке позволяет подтвердить и расширить предыдущий опыт. Современный этап освоения месторождений трудноизвлекаемых запасов сталкивается с задачей использования новых рецептур промывочных жидкостей [293]. Некоторые коллекторы обладают критически малой проницаемостью. Частным случаем затруднительной добычи является неньютоновское поведение вязкопластичной нефти и нелинейные законы фильтрации, описывающие её движение в пластовых условиях [230, 266].

При изучении системы «скважина – ПЗП» важно учитывать движение бурового раствора в самой скважине, так как оно непосредственно влияет на процессы фильтрации в призабойной зоне. Все законы фильтрации включают в себя давление репрессии, вычисление и прогноз которого для процесса бурения является неоднозначно определённой задачей в наше время. Разнообразие реологических моделей и расчётных методов решения уравнений движения показывают значительные различия в результатах. Помимо фильтрации необходимым является контроль качества выноса шлама и поддержания устойчивости стенок скважины [84].

1.2 Анализ исследований процессов образования внешней фильтрационной корки на стенке скважины

Аналитические подходы к описанию кинетики образования внешней фильтрационной корки описаны в фундаментальных работах [111, 338]. Наиболее комплексным и представительным исследованием процессов образования фильтрационной корки бурового раствора является работа Энгельхардта В., опубликованная в 1953 году [338]. Автором описаны научные основы формирования фильтрационной корки бурового раствора. Экспериментальные изыскания работы были выполнены на фильтр-прессе Baroid. В настоящее время аналогичное оборудование выпускается фирмами Fann, Ofite и др. Из уравнения Дарси с учётом баланса объёма фильтрационной корки выведена формула (1.1), отражающая зависимость объёма фильтрации от квадратного корня времени:

$$Q_ф = \sqrt{\frac{\Delta p \mathrm{A}^2}{\mu_ф} \frac{k_{фк}}{b} t}, \tag{1.1}$$

где $Q_ф$ – объём фильтрации, м^3;

Δp – перепад давлений, Па;

А – площадь фильтрационной поверхности, м^2;

$k_{фк}$ – проницаемость фильтрационной корки, м^2;

$\mu_ф$ – вязкость фильтрата, Па·с;

t – время фильтрации, с;

b – безразмерный коэффициент объёма фильтрационной корки, из равенства (1.2):

$$A h_{фк} = b Q_ф, \tag{1.2}$$

где $h_{фк}$ – толщина фильтрационной корки, м.

Тогда толщина фильтрационной корки вычисляется по формуле (1.3):

$$h_{фк} = \sqrt{\frac{2\Delta p}{\mu_ф} k_{фк} b t}. \tag{1.3}$$

В экспериментальных исследованиях автором установлена неоднородность фильтрационной корки. Нижние слои являются наиболее плотными и наименее проницаемыми. При этом под проницаемостью фильтрационной корки понимают

значение средней проницаемости всех слоёв. Авторами также упоминается о смыве верхних слоёв фильтрационной корки в скважине при циркуляции бурового раствора и о наибольшей толщине корки в верхних интервалах скважин, где время контакта бурового раствора с породой наиболее продолжительно. Неустойчивость верхних слоёв подтверждается методами компьютерной томографии в современном исследовании корок буровых промывочных жидкостей на водной основе [337]. Показано, что при тесте на фильтрацию корки имели толщину 2,5 мм и 1,8 мм для статической и динамической фильтрации, соответственно. Особенности статической и динамической фильтрации также обсуждаются в исследовании [360]. По мнению автора, выражения (1.1)-(1.3) хорошо описывают экспериментальные данные в первый час фильтрационного процесса, поэтому в работе рассматривается только данный временной промежуток. Данный факт подтверждается современными исследованиями [408]. Доказано, что в течение длительного временного промежутка, особенно при динамической фильтрации, формулы (1.1)-(1.3) не описывают процесс фильтрации через проницаемую корку. В исследовании [403] установлено, что толщина внешней фильтрационной корки, образующейся через определенное время, не зависит от проницаемости породы и определяется только свойствами бурового раствора при условии, что проницаемость породы больше 10^{-3} мкм^2. Поэтому нет достаточных оснований делать выводы о проницаемости породы методом анализа толщины фильтрационной корки по данным микрокаротажа. Подходы, описанные в данной работе, в настоящее время используются при моделировании и специальных исследованиях фильтрационных корок [401].

В книге Коллинза Р. 1961 года [111] при изучении процесса фильтрации используется гипотеза о полном осаждении твёрдых частиц бурового раствора на поверхности фильтрационной корки. При этом упоминается проникновение в поры частиц меньшего размера чем размер пор, что подтверждено исследованиями Шехтмана Ю.М. того же времени [298]. Динамику отложения части твёрдой фазы описывают соотношением (1.4):

$$dQ_{тв.фк} = \frac{f_{тв.бр}}{1-f_{тв.бр}} dQ_{ф}, \quad (1.4)$$

где $Q_{тв.фк}$ – объём твёрдых частиц, осевших на фильтрационной корке, м^3;

$f_{тв.бр}$ – объёмная доля твёрдых частиц в промывочной жидкости, д.е.

На основании данного подхода в работе [234] представлена возможность прогнозирования глубины проникновения твёрдой и жидкой фазы в коллектор и характеристик процесса образования корки по анализу кривой $Q_ф(t)$ процесса фильтрации. Считается, что на определённом временном промежутке оканчивается формирование кольматационной зоны и дальнейшим изменением свойств фильтрационной корки можно пренебречь. Допущением аналитических выводов является поршневое вытеснение при проникновении фильтрата.

В книге [324] представлены выводы функции нарастания фильтрационной корки из закона фильтрации Дарси. Тогда уравнение материального баланса прошедшего через проницаемую корку фильтрата с учётом объёмной доли твёрдой фазы в буровом растворе принимает вид (1.5):

$$f_{тв.бр}\left(h_{фк}A + Q_ф\right) = f_{тв.фк}h_{фк}A, \quad (1.5)$$

где $f_{тв.фк}$ – объёмная доля твёрдых частиц в фильтрационной корке, д.е.

С учётом закона Дарси [47], формула расчёта толщины фильтрационной корки имеет вид (1.6):

$$h_{фк} = \frac{f_{тв.бр}Q_ф}{A\left(f_{тв.фк}-f_{тв.бр}\right)} = \frac{Q_ф}{A\left(\frac{f_{тв.фк}}{f_{тв.бр}}-1\right)}. \quad (1.6)$$

Недостатком данного вывода является предположение о формировании корки исключительно твёрдой фазой, выраженное выражением (1.5). Также параметры $f_{тв.фк}$ и $f_{тв.бр}$ не могут быть определены с достаточной точностью, чтобы эффективно описывать процесс формирования корки. Представленное допущение не может быть применимо для буровых растворов без твёрдой фазы. Очевидно, что выражение (1.5) показывает линейную прямо пропорциональную связь толщины корки и объёма фильтрата, прошедшего через неё. Данный вывод не подтверждается практикой проведения фильтрационных экспериментов, а также свидетельствует о чрезмерно высокой скорости формирования. Схожие выводы

представлены в статье [378], где связь толщины фильтрационной корки с площадью фильтрации отражается формулой (1.7):

$$h_{фк} = a\frac{Q_ф}{A}, \tag{1.7}$$

где a – безразмерный эмпирический коэффициент.

Выражение (1.7) является аналогом (1.6), из знаменателя которого может быть выражен коэффициент a формулы (1.7). Опыт экспериментальных работ, описанных в исследовании, показывает стабилизацию фильтрации и проницаемости корки в первые 10-20 минут и снижение проницаемости в течение длительной выдержки фильтрационного эксперимента. Также отмечается тот факт, что проницаемость фильтрационной корки всегда намного ниже проницаемости коллекторов.

В работах Бочарова О.Б. рассматривается процесс образования фильтрационной корки на стенке скважины без учёта зоны кольматации твёрдой фазой порового пространства пласта ввиду малого времени её образования [30,31]. Автором используется гипотеза полного осаждения твёрдых частиц бурового раствора на границе глинистой корки [32] с учётом смыва частиц. Относительно функции роста толщины корки составлено и решено дифференциальное уравнение (1.8):

$$\frac{dh_{фк}(t)}{dt} = \frac{f_{тв.бр}}{(1-f_{тв.бр})(1-m_{фк})} v_ф(r,t)\Big|_{r=r_{скв}} - \gamma\,, \tag{1.8}$$

где $m_{фк}$ – пористость фильтрационной корки, д.е.;

$v_ф(r,t)\big|_{r=r_{скв}}$ – скорость фильтрации на границе корки, м/с;

γ – функция смыва фильтрации корки потоком промывочной жидкости, м/с.

В работе представлены аналитические и численные решения для случая наличия функции смыва и при её равенстве нулю. Нулевая функция смыва объясняется недостаточными касательными напряжениями на границе контакта циркулирующей жидкости с образованной фильтрационной коркой. Полученные результаты могут быть использованы для оценки толщины глинистой корки на стенке скважины во время бурения и оценки падения давления за коркой и зоной

кольматации. Недостатком рассматриваемой работы являются высокие значения толщины глинистой корки в скважине, более 6 мм для каждого рассматриваемого случая, что недопустимо для безопасного процесса бурения и спускоподъёмных операций (СПО) [47]. Предположительно к таким результатам расчётов могло привести неадекватность входных параметров или самой математической модели.

В исследовании [378] рассматриваются теоретические аспекты статической и динамической фильтрации с образованием фильтрационной корки. При этом связь проницаемости $k_{фк}$ и пористости $m_{фк}$ фильтрационной корки с толщиной фильтрационной корки описывается уравнениями (1.9)-(1.10):

$$\frac{dh_{фк}}{dt} = -\frac{f_{тв.бр}}{(1-f_{тв.бр})(1-m_{фк})} v_{ф}, \tag{1.9}$$

$$v_{ф} = -\frac{k_{фк}\Delta p}{\mu_{ф} h_{\text{фк}}}, \tag{1.10}$$

где $v_{ф}$ – скорость фильтрации, м/с.

При этом $k_{фк} = k_{фк}(\Delta p)$, $m_{фк} = m_{фк}(\Delta p)$ – функции от перепада давлений Δp. Пример определения данных функций эмпирическим путём представлен в работе [334]. Также авторами статьи [378] сделан вывод о том, что нарастание корки прекращается, когда произведение коэффициента трения вблизи частиц, образующих фильтрационную корку, и давления между ними уменьшается до значения, равного силе сопротивления, оказываемого циркулирующим буровым раствором на единицу площади поверхности корки. При последующей фильтрации давление между твёрдыми частицами у поверхности корки увеличивается, и сопротивление смыву увеличивается. При этом доказано, что наиболее рыхлую и неустойчивую структуру имеют верхние слои [385]. Применение термина пористости к фильтрационной корке требует уточнения в связи с тем, что для разных типов буровых растворов свойства фильтрационной корки отличаются, как и механизм её образования. В исследованиях отмечено непостоянство свойств и структуры фильтрационной корки, особенно в процессе динамической фильтрации. Отсутствие общепринятой методики определения параметра пористости фильтрационной корки также затрудняет введение данного параметра в моделирование. Например, в работе [408] описаны результаты исследований

параметров корки, проведённые методом томографии. Было установлено, что пористость 10-20 % имеет корка толщиной 1,3-1,8 мм от поверхности фильтрационного диска. На толщине 2 – 2,5 мм установлена нулевая пористость, что обосновано близостью свойств данных слоёв по свойствам к буровому раствору. Аналогичные результаты получены в тесте при высоких температурах и высоких давлениях в исследовании [337]. Особенностью изучения динамической фильтрации является сложность создания условий, подобных скважинным, при которых компоненты вектора скорости потока, омывающего фильтрационную корку, будут направлены по касательной к ней, а не в виде турбулентного потока в поперечном направлении, создаваемого вращающейся лопастью [312].

В работе [417] представлена математическая модель, разработанная на основании баланса сил, действующих на частицы, образующие фильтрационную корку вблизи стенки скважины. Упрощением модели является использование частиц твёрдой фазы одного размера и постоянство проницаемости фильтрационной корки. Толщина корки зависит от скорости потока, давления, проницаемости корки, радиуса скважины. В работе [394] рассматривается потенциал движения частиц и скорость их оседания на фильтрационную корку. В результате моделирования сделан вывод о том, что радиус частиц и давление репрессии играют существенную роль в формировании фильтрационной корки на стенке скважины. Показана тенденция роста фильтрационной корки при углублении скважины. В заключении статьи авторы допускают возможность существенных ошибок из-за сделанных допущений. В исследовании [316] обсуждается явление сжимаемости фильтрационной корки. Если проницаемость корки не изменяется при увеличении перепада давления, то это объясняется проявлением несжимаемости, что приводит к более выраженному увеличению фильтрации. Частицы размером один мкм или меньше способствует образованию наилучшей структуры корки. Кроме того, тонкие и плоские частицы более эффективны для создания корки с меньшей проницаемостью, что является наиболее желательным показателем. Обсуждается влияние на проницаемость

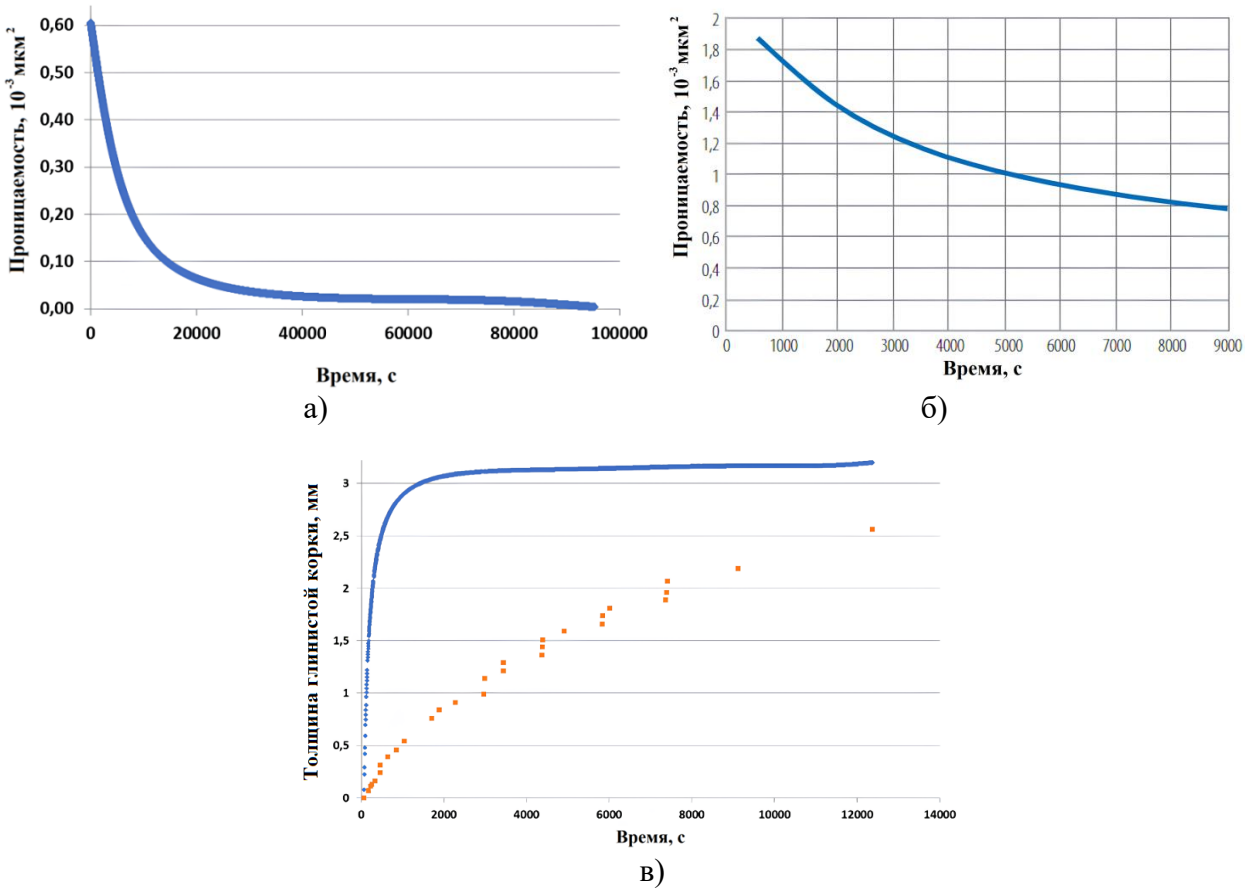
корки не только концентрации твёрдой фазы, но и полимеров. Фильтрационные корки высокой сжимаемости уплотняются при увеличении перепада давлений [33].

В статье [353] с помощью CFD-кода Fluent смоделировано образование фильтрационной корки на пористой породе вертикального ствола скважины при имитации условий бурения на глубину от 1,6 км до 8 км. Подтверждено наиболее успешное решение задачи при моделировании многофазного потока с использованием модели Эйлера-Эйлера [393]. Буровой раствор был смоделирован как неньютоновская двухфазная жидкость, состоящая из жидкости и распределённых по объёму твёрдых частиц. Установлено, что образование толстых корок происходит в условиях высоких давлений и температур. Наличие крупных частиц в буровом растворе также приводит к образованию наиболее толстых корок по сравнению с использованием мелкодисперсной фазы. Мелкие частицы имеют большую тенденцию к проникновению в поры. Данные выводы подтверждаются исследованиями [318, 350]. В них описаны результаты экспериментов по фильтрации на образцах натурального керна, при обработке которых установлены следующие закономерности. У высокопроницаемых пород образование внешней корки происходит медленнее, чем у слабопроницаемых, потому что мелкие частицы проникают в поровое пространство и сначала кольматируют его. После закупоривания близких к поверхности пор формируется внешняя фильтрационная корка. По аналогии был сделан вывод о том, что при использовании фильтр-пресса на бумажном фильтре фильтрационная корка образуется быстрее, чем при эксперименте на керне. В работе [386] установлено, что концентрация бентонита и вязкость жидкости также существенно влияют на проникающую способность: чем больше концентрация бентонита и/или вязкость жидкости, тем больше эффект закупоривания.

Условия смыва твёрдых частиц с поверхности фильтрационной корки представлены в статье [391]. Для моделирования процесса был выбран пакет ANSYS. В качестве определяющего соотношения, описывающего вязкостные характеристики бурового раствора, было выбрано реологическое уравнение Гершеля-Балкли. Режим движения – ламинарный, форма частицы – сферическая.

Авторами рассматривалась сила отрыва частицы в зависимости от реологических характеристик среды. Отмечено, что проявление псевдопластичных свойств раствора негативно сказывается на смыве корки из-за недостаточных касательных напряжений.

Характеристики процесса фильтрации в динамических условиях описаны в результате экспериментальных исследований [79,80]. Авторами разработана экспериментальная установка, позволяющая имитировать процесс непрерывного омывания торца образца керна с автоматической фиксацией и расчётом проницаемости корки и её толщины. Полученные результаты свидетельствуют о динамическом изменении данных параметров в процессе контакта бурового раствора с горной породой. Графически полученные тенденции показаны на рисунке 1.2.



а) б)

в)

Рисунок 1.2 – Графики изменения характеристик фильтрационной корки: а) проницаемость от времени из статьи [80]; б) проницаемость от времени из статьи [79]; в) толщина корки (оранжевым – эксперимент, синим – расчёт) [80]

По результатам установлено, что изменение проницаемости фильтрационной корки наиболее выражено в первые 10 часов контакта при динамическом воздействии. По экспериментальным данным толщиномера рост корки происходит непрерывно. Увеличение расхода приводит к образованию более пористой и проницаемой глинистой корки. Повышение давления приводит к образованию менее пористой корки с большей толщиной. Данные признаки свидетельствуют о формировании корки и изменении её свойств на длительном временном промежутке, превышающем стандартные фильтрационные тесты (от 30 до 60 мин).

В работах Филиппова А.И. [277,278] представлены дифференциальные уравнения, описывающие толщину корки, её проницаемость, пористость. В исследовании предполагается наличие зависимости толщины корки от её проницаемости для различных значений проницаемости коллектора. В примерах расчёта показаны значения толщины фильтрационных корок от 0,2 до 2 см при варьировании временного интервала от 8 до 80 суток. Методом численного эксперимента установлено, что максимальный относительный вклад проницаемости корки при её изменении в диапазоне от 10^{-15} до 10^{-13} м^2 не превышает 5,4 % за 100 суток. Доказана возможность использования упрощённой модели роста толщины фильтрационной корки, описываемой формулой (1.11):

$$h_{фк} = \sqrt{k}\,\frac{f_{тв.бр}}{(1-m_{фк})}\,\Delta p\sqrt{\frac{\rho_0 m\alpha}{\rho_b \mu_ф}}\,t, \qquad (1.11)$$

где k – проницаемость пласта, м^2;

m – пористость пласта, д.е.;

ρ_b – плотность фильтрата БР на входе в фильтрационную корку, кг/м^3;

ρ_0 – плотность фильтрата БР на выходе из фильтрационной корки, кг/м^3;

α – показатель сжимаемости фильтрата, Па$^{-1}$.

В исследовании [264] автор оценивает вклад в изменение проницаемости призабойной зоны за счёт образования фильтрационной корки и других сопутствующих процессов. Сделан вывод о том, что для коллекторов с проницаемостью более 0,2 мкм^2 особую важность имеет высокая скорость образования низкопроницаемой корки с толщиной, удовлетворяющей процессу

бурения. Доказано, что именно за её счёт предотвращается проникновение твёрдой и жидкой фазы бурового раствора вглубь пласта. При этом устранение последствий её воздействия на пласт является наиболее легко решаемой задачей.

Значительный вклад в анализ процессов формирования фильтрационных корок внесён Михайловым Н.Н. В работах [117, 152, 153] рассматриваются зависимости физических свойств глинистых корок от эффективных напряжений. На глинистую корку действует гидродинамический перепад давлений между скважиной и пластом. Исходя из представления фильтрационной корки как пористой сжимаемой среды, представлены аналитические соотношения, отражающие зависимости коэффициента проницаемости, пористости и сжимаемости глинистых корок от эффективных напряжений. Под эффективным напряжением понимается превышение приложенной нагрузки, приходящейся на единицу площади, над равновесной в рассматриваемом сечении. При выводе обобщённых зависимостей использована теория автомодельности [16]. Данный подход обоснован тем, что анализ индивидуальных зависимостей осложнён большим количеством входных параметров. В статье [117] авторами выведена формула, в которой толщина фильтрационной корки нелинейно зависит от давления и от квадратного корня времени. При этом зависимость от времени согласуется с формулами (1.3), (1.11) и др., а нелинейная зависимость от давления описывается с помощью эмпирически определяемых коэффициентов. На рисунке 1.3 изображены обработанные графики зависимости безразмерной толщины корки от перепада давлений из статьи [117]. В данной статье представлены зависимости для необработанного и обработанного карбоксиметилцеллюлозой глинистого раствора. Полученные уравнения кривых подтверждают нелинейную связь толщины корки с перепадом давлений.

Анализ данных из исследования Башлыкина И.И. [22] о росте фильтрационной корки с течением времени показал нелинейность зависимости $h_{фк}(t)$ при рассмотрении временного промежутка, превышающего стандартный 30-минутный тест на фильтрацию. На рисунке 1.4 а) изображён график зависимости толщины корки глинистого раствора от времени при фильтрации в течение 320 мин

[22]. На рисунке 1.4 б) представлены зависимости $h_{фк}(t)$ при фильтрации глинистого раствора через породы с проницаемостями 0,1 мкм^2 и 0,7 мкм^2. По графикам видно, что возможна кусочная аппроксимация зависимости $h_{фк}(t)$, учитывая, что многочисленные исследования подтверждают наличие зависимости вида $h_{фк}(\sqrt{t})$ на начальном этапе фильтрации.

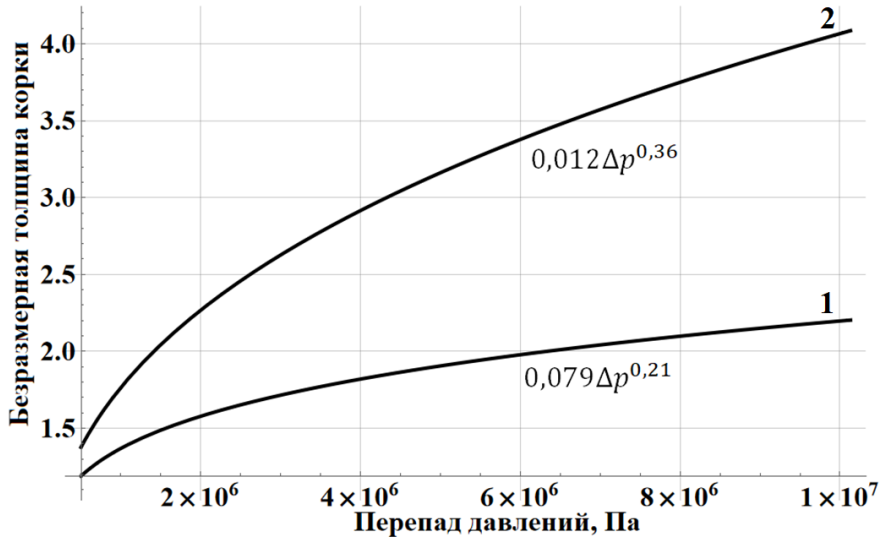
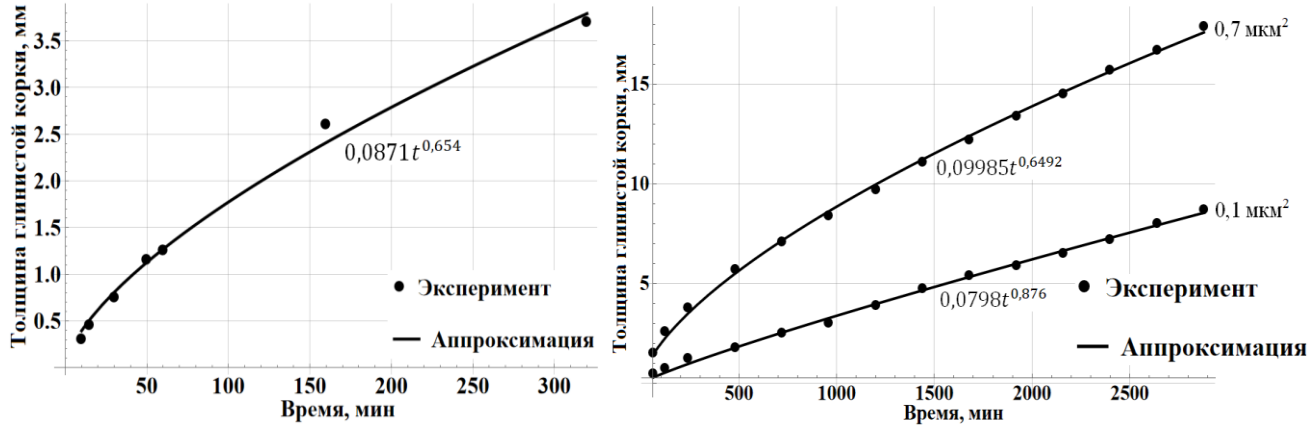


Рисунок 1.3 – Зависимости безразмерной толщины корки от перепада давлений из статьи [117]: 1) необработанный глинистый раствор; 2) обработанный карбоксиметилцеллюлозой



а) б)

Рисунок 1.4 – Зависимости толщины глинистой корки от времени из статьи [22]: а) при фильтрации в течение 320 мин; б) при фильтрации в течение 48 часов через породы проницаемостью 0,1 мкм^2 и 0,7 мкм^2

Отдельным видом исследований является разработка методов устранения фильтрационных корок. Поэтому различаются виды исследований по

восстановлению проницаемости (ВП) горной породы. Коэффициент восстановления проницаемости горной породы характеризует степень снижения фазовой проницаемости по пластовому флюиду после воздействия на нее буровыми растворами или другими технологическими жидкостями, используемыми при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин [220]. Проницаемость может быть оценена при имитации естественного восстановления проницаемости путём создания депрессии для фильтрации притока пластового флюида или после имитации проведения операций по устранению негативного воздействия БР. Правильный выбор способа очистки стенки скважины от остатков фильтрационной корки является важной задачей ввиду того, что проведение дополнительных технологических операций может привести к негативному эффекту вместо ожидаемого улучшения естественной проницаемости [383].

1.3 Анализ исследований процессов кольматации порового пространства твёрдой фазой буровой промывочной жидкости

При проектировании и выборе буровых промывочных жидкостей вопросы кольматации порового пространства рассматривается в контексте снижения фильтрации, ликвидации и предупреждения поглощений невысокой интенсивности, а также при оценке изменения проницаемости за счёт твёрдой фазы. На данный момент известно большое количество исследований различных рецептур промывочных жидкостей с содержанием твёрдой фазы разного фракционного состава. Наиболее представительными являются исследования на образцах натурального керна с использованием фильтрационных установок для определения проницаемости. Сопутствующими инструментами являются томографы и микроскопы, позволяющие наиболее точно определить глубину и интенсивность проникновения твёрдой фазы в поровое пространство образца керна. Томографический скрининг позволяет оценить данный параметр без дополнительных повреждений, в то время как микроскопические исследования требуют распила образца керна после проведения фильтрационного эксперимента. Известны методики по постановке фильтрационного эксперимента с возможностью оценки влияния вклада отдельных факторов в изменение

проницаемости. Также существуют методы математического моделирования по прогнозированию качества закупоривающей способности твёрдой фазой бурового раствора. В зависимости от соотношения характерных размеров частиц и размеров пор различают два механизма: с проникновением твёрдых частиц в поры ПЗП и без их заметного проникновения [153]. При этом проникновение фильтрата характерно для обоих случаев.

Обобщая результаты отечественных работ середины XX века [139, 270,289], можно сделать вывод, что в ряде случаев твёрдая фаза бурового раствора не проникает глубже, чем на 4 мм вглубь образца горной породы. В зависимости от проницаемости породы, размера частиц твёрдой фазы в части исследований установлена глубина проникновения в диапазоне от 0,5 до 2 мм. Таким образом, в части исследований пренебрегают изменением проницаемости за счёт твёрдой фазы бурового раствора ввиду малой глубины проникновения или учитывают только в трещиноватых коллекторах [116]. В исследовании [101] также экспериментально подтверждается относительно неглубокое проникновение твёрдой фазы в образцы горной породы – не больше 4 мм. Более глубокое проникновение характерно для трещиноватых коллекторов. Установлено, что проникновение твёрдой фазы в поры происходит быстро, предшествуя формированию внешней фильтрационной корки. В работе [66] поднимается вопрос о несостоятельности оценки изменения характеристик проницаемого пласта исключительно за счёт твёрдой фазы бурового раствора без учёта частиц выбуренного шлама. В зависимости от выбора долота, механической скорости бурения и параметров горной породы, концентрация твёрдой фазы различной дисперсности в буровом растворе повышается. Мелкодисперсный шлам характерен при высоких скоростях бурения долотами PDC [140]. Мелкие частицы способны глубже проникнуть в пласт, тем самым снижая эффективную пористость связующих систему «скважина – ПЗП» каналов [211]. Учёт данных факторов позволил бы произвести комплексное прогнозирование образования внутренней фильтрационной корки.

Теория проникновения твёрдой фазы в поровое пространство пласта получила своё наибольшее развитие в задачах предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора. Как было ранее сказано, проникновение твёрдой фазы в поровое пространство пласта происходит на глубину в несколько мм. В трещиноватых и высокопроницаемых пластах могут наблюдаться более высокие значения. Для трещиноватых коллекторов известен способ тестирования кольматирующей способности на искусственных металлических кернах с имитацией трещины сквозным зазором [415]. Данный вид эксперимента имеет высокую сходимость за счёт воспроизводимости условий эксперимента. Большая дисперсия характерна экспериментам на натуральном керне из-за погрешностей, вызванных неоднородностью образцов. Значительным вкладом в теорию подбора фракционного состава твёрдой фазы бурового раствора являются результаты работ Абрамса [306]. При обобщении результатов своих и предшествующих исследований Абрамс сделал выводы о том, что при попадании твёрдых частиц в любой пласт при обратной фильтрации они полностью не вымываются. Подбор фракционного состава является способом управления кольматацией. Также была подтверждена гипотеза о наиболее эффективном мостикообразовании и закупоривании пор для предотвращения фильтрации при выборе фракции размером 1/3 размера пор. Данная теория была выдвинута ранее в исследовании [331]. Кауффером обобщена теория идеальной упаковки, позволяющая сформировать наиболее плотную фильтрационную корку для предотвращения фильтрации [354]. По данной теории целевая кривая фракционного состава твёрдой фазы формируется на основании данных о пласте. При этом предпочтительно, чтобы процент общего объёма кольматанта зависел от квадратного корня диаметра частиц. В начале XXI века стал известен метод Виккерса [405]. Суть метода подбора фракции кольматанта также отталкивается из информации о размерах пор пласта и выдвигает пропорциональные требования по целевым критериям Виккерса. Сравнению данных методов посвящено достаточное количество работ, как с использованием натурального керна, так и керамических дисков различной проницаемости [95, 389]. Методики Абрамса, Кауффера и Виккерса нашли

широкое применение при проектировании буровых промывочных жидкостей с использованием технологических калькуляторов подбора кольматанта [351]. Российским программным средством расчёта плотной упаковки кольматантов является «MarCS Engineer» компании «Недра-Тест» [78,251]. В промысловых условиях успешная реализация методов управления кольматацией осложнена большим разбросом пористости и проницаемости, неоптимальной технологией очистки, наработкой шлама [276].

1.4 Анализ методов моделирования фильтрации через проницаемую корку

Проникновение фильтрата в поровое пространство пласта происходит на протяжении всего времени контакта бурового раствора под давлением репрессии [96]. Моделирование фильтрации через проницаемую фильтрационную корку позволяет прогнозировать объёмы фильтрата, проникающие в пласт при конкретных условиях под действием внешних факторов. Распространение фильтрата в поровом пространстве продуктивного пласта, насыщенного пластовым флюидом, является задачей совместной с проникновением фильтрата в пласт, но расчёт происходит по законам двух- или трёхфазной фильтрации. Фильтрация через проницаемую фильтрационную корку соответствует параметрам раствора и его возможностью отделить жидкую фазу. В п. 1.2. описано, что проницаемость фильтрационной корки на несколько порядков ниже проницаемости породы-коллектора. Прогноз проникновения фильтрата в пласт строится на положении о том, что если раствор под действием перепада давлений имеет отделение фильтрата, то фильтрат непременно проникает в пласт, имеющий большую проницаемость, чем фильтрационная корка. Важно отметить, что изучение фильтрационных характеристик растворов в значительной мере зависит от способа измерений.

Характер фильтрации с учётом образования фильтрационной корки схематично показан на рисунке 1.5 [408]. Тенденции изменения параметров во времени, представленные на рисунке 1.5, подтверждаются экспериментально. Соответствующие графики изменения толщины фильтрационной корки

глинистого раствора от времени и перепада давлений из исследований [22,117] показаны на рисунках 1.3.-1.4.

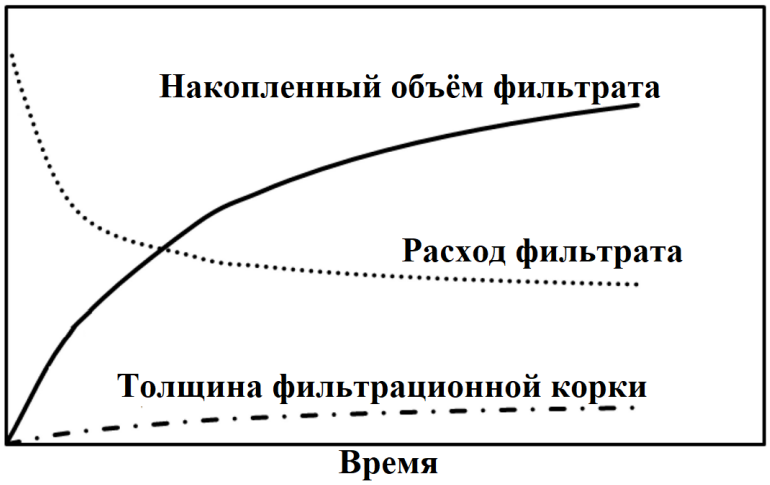


Рисунок 1.5 – Характер фильтрации с учётом формирования фильтрационной корки [408]

На рисунке 1.6 изображены обработанные графики зависимости безразмерного накопленного объёма фильтрата от перепада давлений из статьи [117].

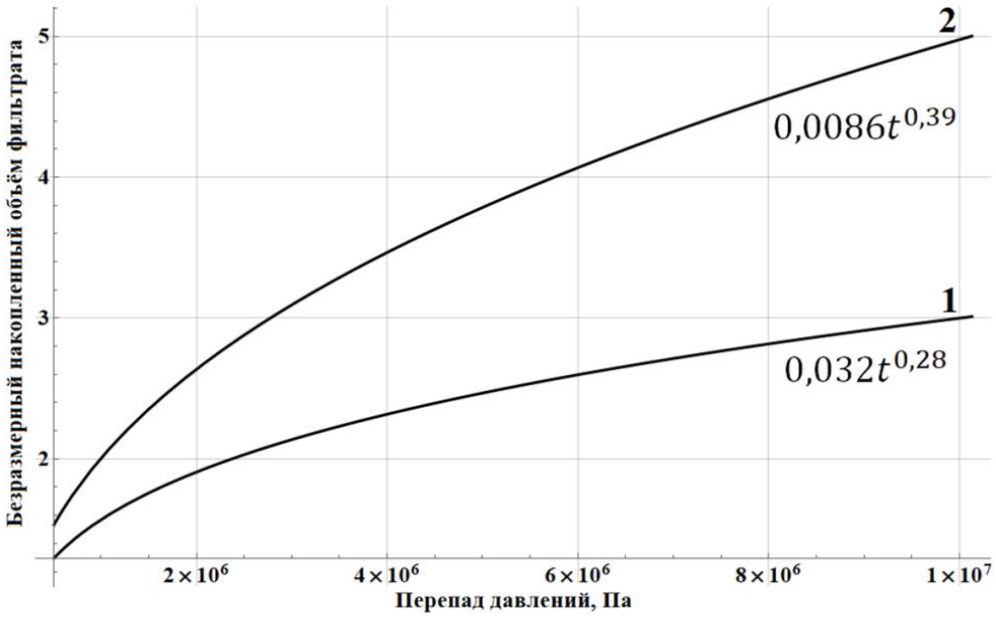
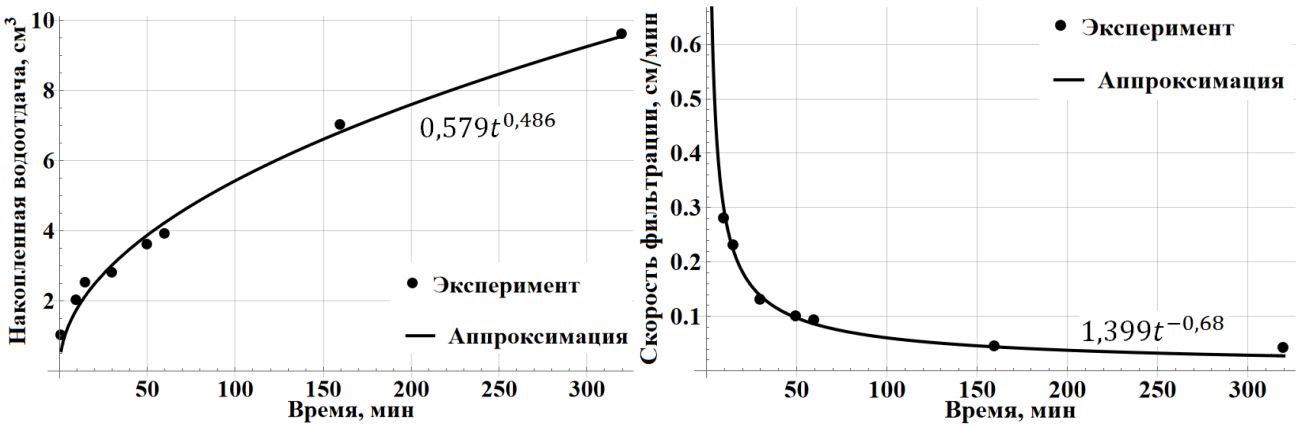


Рисунок 1.6 – Зависимость безразмерного накопленного объёма фильтрата от перепада давлений (из статьи [416]): 1) необработанный глинистый раствор; 2) обработанный карбоксиметилцеллюлозой

В данной статье представлены зависимости для необработанного и обработанного карбоксиметилцеллюлозой глинистого раствора. Зависимости

накопленной водоотдачи и скорости фильтрации глинистого раствора из исследования [22] представлены на рисунках 1.7.



а) б)

Рисунок 1.7 – Зависимости параметров фильтрации глинистого раствора от времени (из статьи [22]): а) накопленная водоотдача; б) скорость фильтрации

Результаты экспериментов по фильтоотделению глинистых растворов, обработанных различными реагентами, в зависимости от времени и давления описаны в исследованиях Баранова В.С. [15]. Полученные уравнения и виды кривых подтверждают характер фильтрации и накопленного объёма фильтрата от времени с рисунка 1.5. В масштабе рассмотрения полного времени фильтрации изменению параметров процесса фильтрации характерен нелинейный вид. В начальный момент времени наблюдается наибольший расход фильтрата. С течением времени толщина корки увеличивается. Со временем скорость фильтрации снижается, так как корка создаёт сопротивление проникновению фильтрата. Толщина корки стремится к некоторому предельному значению. Особенностями описания данного процесса является динамическое изменение значимых факторов, влияющих на фильтратоотдачу. Примером этого является разделение участков фильтрации на линейный и начальный нелинейный, описывающий процесс мгновенной фильтрации [177,400]. Представленные примеры также подтверждают возможность кусочного описания процессов фильтрации.

Известен опыт [33,136,239,314], согласно которому показатель фильтрации за 30 минут приравнивается удвоенному показателю фильтрации за 7,5 минут. В рамках данного допущения считается справедливой формула (1.12):

$$Q_{30} = 2\left(Q_{7,5} - Q_{\text{мг}}\right) + Q_{\text{мг}}, \quad (1.12)$$

где Q_{30} – объём фильтрации за 30 мин, см^3;

$Q_{7,5}$ – объём фильтрации за 7,5 мин, см^3;

$Q_{\text{мг}}$ – объём мгновенной фильтрации, см^3.

Из данных предположений в источнике [33] представлена методика расчёта показателей мгновенной и общей водоотдачи с примерами расчётов для буровых растворов с различной концентрацией твёрдой фазы. В диссертационной работе [167] анализируется данный подход и доказывается его несостоятельность для прогнозирования фильтрации современных буровых растворов. В результате серии экспериментов данная тенденция выполняется менее чем в 50% случаев.

Аналитические формы уравнений связи расхода в момент формирования корки с учётом допущений динамики её формирования описаны в п. 1.2. Использование теоретических основ законов фильтрации с учётом измеряемых с недостаточной точностью параметров, таких как количество твёрдой фазы в корке, пористости корки и перепада давлений на ней, делает невозможным их непосредственное применение для прогнозирования фильтрации в пласт. Например, в исследовании [386] на основании серии экспериментов разработана многофакторная регрессионная модель фильтрации технологической жидкости для строительства горных сооружений в зависимости от параметров процесса, в том числе свойств шлама.

В работе [221] перечисляются способы измерения водоотдачи и предлагается новый метод по контролю параметров промывочной жидкости и определению свободной водной фазы бурового раствора, проникающей в пласт. Стандартные методики и приборы контроля водоотдачи также перечислены в источниках [58,259,314,364]. Новый метод [221] заключается в оснащении на буровой площадке ёмкости с буровым раствором, датчиками влажности и плотности

бурового раствора, на основании которых рассчитывается влажность промывочной жидкости и плотность по формулам (1.13)-(1.14):

$$\eta = \frac{m_{\text{в}}}{m_{\text{бр}}}, \tag{1.13}$$

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{m_{\text{п}}}{V_{\text{п}}}, \tag{1.14}$$

где η – влажность промывочной жидкости, д.е.;

$m_{\text{в}}$ – масса свободной водной фазы, кг;

$m_{\text{бр}}$ – масса объёма промывочной жидкости, кг;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность БР, кг/м^3.

Далее массовое содержание свободной воды вычисляется по формуле (1.15):

$$M_{\text{в}} = \eta V_{\text{бр}} \rho_{\text{бр}}, \tag{1.15}$$

где $M_{\text{в}}$ – массовое содержание свободной воды, кг;

$V_{\text{бр}}$ – исследуемый объём БР, м^3.

На основании контроля объёмного содержания свободной воды в промывочной жидкости в начальный момент вскрытия $V_{\text{в.вх}}$ и по истечении некоторого временного промежутка $V_{\text{в.вых}}$ объём фильтрации можно определить по формуле (1.16):

$$Q_{\text{ф}} = V_{\text{в.вх}} - V_{\text{в.вых}}, \tag{1.16}$$

где $V_{\text{в.вх}}$ – объёмное содержание свободной воды в БР в начальный момент вскрытия рассматриваемого интервала, м^3;

$V_{\text{в.вых}}$ – объёмное содержание свободной воды в БР в определённый временной промежуток после начала вскрытия, м^3.

В качестве параметра $V_{\text{в.вых}}$ может быть использовано текущее объёмное содержание водной фазы в промывочной жидкости на выходе из разбуриваемого продуктивного пласта. По мнению авторов, по данному параметру можно оценивать качество вскрытия продуктивного пласта на основании проникновения водной фазы в пласт, контролируя параметры непосредственно во время бурения.

Другим параметром, также связанным с объёмом фильтрации в пласт, является так называемый скин-эффект (скин-фактор), $Skin$. Данный параметр определяется расчётным путём [27] или по результату гидродинамических

исследований [100]. Существуют законы фильтрации, на основании которых, рассчитывается приток пластового флюида с учётом скин-фактора. История происхождения, а также вывод данного параметра в достаточной мере описан в статье [159]. Одна из первых моделей для вычисления скин-фактора была описана Хокинсом [346]. Ввиду неоднозначности определения, понятие скин-фактора может трактоваться по-разному. Иногда его отождествляют с коэффициентом потери проницаемости породы, но данный подход не позволяет оценить приток пластового флюида к скважине в радиальном направлении. В работах [159,373] приведены наиболее известные подходы, а также перечислены методы определения данного параметра. В связи с тем, что изменение проницаемости происходит из-за одновременного влияния нескольких факторов, что как раз его делает «комплексным» параметром, в исследовании [87] критикуются классические формулы его вычисления, в том числе его аддитивность. Существуют оценки скин-фактора с учётом механического разрушения горной породы, влияния бурового раствора, угла вхождения в пласт и других факторов. Например, в исследовании [207] расчёт скин-фактора и относительной продуктивности происходит без использования методов математического моделирования. Авторы используют фактические данные экспериментов на натуральном керне с масштабированием на скважинные условия по методике из РД-39-0147001-742-92 [235]. Достоинством данной методики можно считать учёт проникновения фильтрата в пласт и образования зоны кольматации твёрдой фазой как последовательных процессов, подлежащих моделированию в фильтрационном эксперименте. Расчёт глубины проникновения основан на объёмах фильтрации при проведении эксперимента на керновом материале. По объёму фильтрации в лаборатории рассчитывается скорость фильтрации, которая используется в формуле (1.17) вычисления глубины проникновения:

$$R_{\text{ф}} = r_{\text{скв}}\sqrt{1 + \frac{2 \cdot v_{\text{ф}} \cdot T}{\text{К}_{\text{выт}} \cdot m \cdot r_{\text{скв}}}}, \qquad (1.17)$$

где $R_{\text{ф}}$ – расстояние проникновения фильтрата, рассчитанное от оси скважины в радиальном направлении, м;

$r_{скв}$ – радиус скважины, м;

$v_ф$ – скорость фильтрации, рассчитанная по результатам лабораторного эксперимента, м/с;

T – время контакта бурового раствора с пластом, с;

$К_{выт}$ – коэффициент вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора, д.е.;

m – пористость пласта, д.е.

Коэффициент вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора может быть определён экспериментально по методике [215]. В РД 39-0147001-742-92 [235] формула (1.17) используется без параметра $К_{выт}$. В источнике [119] упоминаются оба варианта использования формулы. Также в нём представлен вариант формулы с учётом динамической вязкости фильтрата. Она используется в качестве множителя в знаменателе второго слагаемого подкоренного выражения. Данный вариант является ошибочным по причине нарушения размерностей физических величин, составляющих формулу расчёта. Для последующего использования результатов важно учесть, что расстояние проникновения по формуле (1.17) отсчитывается от оси скважины, а не от стенки. Поэтому для расчёта глубины проникновения от стенки скважины из $R_ф$ необходимо вычесть $r_{скв}$. С использованием данных о глубине проникновения твёрдой фазы бурового раствора, например, полученных методами из п. 1.3 или путём томографического контроля, скин-фактор за счёт бурового раствора определяется по формуле (1.18):

$$Skin = \left(\frac{1}{K_{вп.ф}} - 1\right) \cdot ln\frac{R_ф}{R_{тв}} + (\frac{1}{K_{вп.тв}} - 1) \cdot ln\frac{r_{тв}}{R_{скв}}, \quad (1.18)$$

где $K_{вп.ф}$ – коэффициент ВП образца керна после воздействия фильтратом БР, д.е.;

$K_{вп.тв}$ – коэффициент ВП зоны кольматации образца керна твёрдой фазой БР, д.е.;

$R_{тв}$ – расстояние проникновения твёрдой фазы БР, м.

Для формулы (1.18) $R_{тв}$ отсчитывается с учётом радиуса скважины по формуле (1.19):

$$R_{тв} = r_{скв} + l_{тв}, \quad (1.19)$$

где $l_{тв}$ – глубина проникновения твёрдой фазы бурового раствора в керн.

Отношение проницаемости образца горной породы после воздействия технологической жидкости к естественной проницаемости называется коэффициентом восстановления проницаемости. Считая, что при фильтрации БР снижение проницаемости вызвано твёрдой фазой и фильтратом, то $K_{вп.тв}$ можно рассчитать по формуле (1.20):

$$K_{вп.тв} = 1 - (K_{вп.ф} - K_{вп.бр}), \quad (1.20)$$

где $K_{вп.бр}$ – коэффициент ВП образца керна после воздействия на него БР, д.е.

Коэффициенты восстановления проницаемости после воздействия фильтрата и БР вычисляются по формулам (1.21)-(1.22):

$$K_{вп.ф} = \frac{k_ф^*}{k}, \quad (1.21)$$

$$K_{вп.бр} = \frac{k_{бр}^*}{k}, \quad (1.22)$$

где k – исходная проницаемость по пластовому флюиду, мкм^2;

$k_ф^*$ – проницаемость по пластовому флюиду после воздействия фильтратом, мкм^2;

$k_{бр}^*$ – проницаемость по пластовому флюиду после воздействия БР, мкм^2.

По данным параметрам можно определить степень изменения проницаемости вследствие воздействия бурового раствора либо его фильтрата [166]. Использование коэффициента восстановления проницаемости, глубины проникновения фильтрата и скин-фактора – методы оценки эффективности выбора жидкости для вскрытия продуктивного пласта. Аналогичные подходы по оценке глубины проникновения фильтратов буровых и тампонажных растворов описаны в пособии [12]. В нём же приведены данные о влиянии фильтратов РВО на проницаемость кернов. По данным, представленным автором, экспериментальным путём установлены значения $K_{вп.ф}$ в диапазоне 35-77%, зависящие от рецептуры бурового раствора. Установлено, что среди тестируемых фильтратов РВО наименьшие значения $K_{вп.ф}$ у рецептур, содержащих высокомолекулярные акриловые полимеры и их модификации.

С учётом анализа процессов, происходящих при формировании фильтрационной корки, в качестве недостатков проанализированных методик можно выделить отсутствие учёта всех этапов фильтрационного процесса, а именно, мгновенной фильтрации, стабилизации формирования фильтрационной корки с последующим квазистационарном характером фильтрации. Также не учтена разница давлений и времени контакта, соответствующих длине ствола скважины. Учёт данных факторов позволит повысить точность расчётов объёмов проникновения фильтрата в пласт за счёт естественной фильтрации при бурении на репрессии.

В исследовании [153] упоминается про многочисленные промысловые эксперименты, в результате которых установлено, что в большинстве случаев для вызова притока из пласта необходимо не меньше 4-5 циклов мгновенных депрессий-репрессий на изолированных участках разреза. Эти данные также подтверждают значительное влияние скин-фактора, вызванного проникновением бурового раствора и его фильтрата в призабойную зону пласта.

1.5 Исследование методов моделирования распространения насыщенности фильтратом в поровом пространстве призабойной зоны пласта

В настоящее время общепризнано, что фильтрат бурового раствора значительно влияет на ФЕС коллектора. Кольматирующая способность твёрдой фазы, как показано в анализе из п. 1.3, распространяется на несколько миллиметров. Внешние фильтрационные корки, хоть и имеют порядок проницаемости на несколько порядков ниже проницаемости пласта-коллектора, фактически являются проницаемыми, что не предотвращает полную фильтрацию в пласт. При изучении процесса проникновения фильтрата в пласт активно используются методы физического и математического моделирования [81]. Физические методы моделирования позволяют оценивать исходную и конечную проницаемость образцов горной породы при условиях, приближенных к пластовым. При проведении фильтрационных экспериментов можно получить данные о пористости и фазовой проницаемости породы [294], насыщенности пластовой водой, остаточной насыщенности водной фазой РВО [171,185,370],

относительные фазовые проницаемости (ОФП) при двухфазной фильтрации [175,188,190]. Данная информация является наиболее важной при математическом моделировании изменения характеристик призабойной зоны пласта. При отсутствии репрезентативных данных о физико-химических характеристиках технологических жидкостей и пластовых флюидов невозможно получить адекватные результаты путём применения математических моделей.

К механизмам изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта причисляют чувствительность скелета горной породы и пластового флюида к присутствию водной фазы бурового раствора, захват водной фазы, изменение смачиваемости поровых каналов. Под чувствительностью горной породы к водному фильтрату бурового раствора чаще всего относят тенденцию к набуханию глин. Изучением данного эффекта активно занимались в середине и второй половине XX века. Например, в исследовании [374] авторы определяли проницаемость нескольких групп кернов до и после воздействия фильтратом бурового раствора и сделали выводы о значительном изменении фильтрационных свойств. Таким образом, введены условные понятия водочувствительного керна и инертности керна к водной фазе. В работе [368] показано влияние минерализации и концентраций ингибирующих реагентов на восстановление проницаемости. Исследования отечественных учёных Котяхова Ф.И., Пауса К.Ф. и др. [85, 115, 222, 223, 262] также посвящены проникновению водной фазы в продуктивный пласт и подтверждают значительную разницу в изменении проницаемости в зависимости от характеристик пласта и промывочной жидкости. Установлено существенное преимущество в использовании буровых промывочных систем на углеводородной основе с точки зрения наибольших показателей сохранения естественной проницаемости. Так как в исследованиях участвуют в большинстве случаев заглинизированные породы, то снижение проницаемости авторы связывают с чувствительностью глин к проникающей водной фазе. Одним из механизмов снижения проницаемости является образование стойких водонефтяных эмульсий, снижающих эффективную пористость и проницаемость породы [64,227]. Одним из способов предотвращения образования эмульсий является добавление сульфонола

в состав бурового раствора. Данный вывод подтверждается экспериментально в работе [9]. В исследовании [89] доказано, что основной причиной низких значений проницаемости по нефти является повышение водонасыщенности в призабойной зоне пласта. Предупреждение повышения водонасыщенности в призабойной зоне можно обеспечить введением в состав РВО поверхностно-активных веществ (ПАВ), регулирующих смачиваемость породы и снижающих межфазное натяжение на границе фильтрата бурового раствора с нефтью. Изучением введения ПАВ в состав бурового раствора для повышения качества вскрытия занимаются длительное время [4,10,68,130,162]. Наличие новых исследований обосновано расширением горно-геологических условий, появлением новых реагентов и рецептур буровых растворов, удовлетворяющих актуальным требованиям строительства скважин. Несмотря на различие механизмов снижения проницаемости, существуют методы прямой оценки конкретных свойств, например, межфазного натяжения. Косвенные методы чаще всего включают в себя совокупность показателей. Например, эксперимент по определению функции относительных фазовых проницаемостей [175, 188, 190].

Математические модели фильтрации в трещиноватых и кавернозных пластах содержатся в работах Семёнова Н.Я. [141, 258]. Рассмотрены линейные и нелинейные модели фильтрации в стационарном и нестационарном приближениях. Также в работах [141, 270] приведены результаты сопоставления критических чисел Рейнольдса в насыпной пористой среде. В сравнении участвовали формулы Щелкачёва В.Н., Павловского Н.Н., Котяхова Ф.И. Приведены примеры обработки индикаторных кривых.

Наиболее распространенной теорией, используемой при моделировании проникновения фильтрата в пласт, является теория двухфазной фильтрации. Данные подходы активно развиты в подземной гидромеханике [17, 19] и в методах увеличения нефтеотдачи (МУН) [246]. Известной постановкой задачи двухфазной фильтрации в области проникновения фильтрата в пласт является применение обобщённого закона Дарси в приближении ньютоновской несжимаемой среды для обеих фаз. В качестве вытесняемой фазы принимается углеводородный пластовый

флюид, в качестве вытесняющей – фильтрат бурового раствора на водной основе. Пусть индекс «*н*» – соответствует нефти (углеводородной среде), «*ф*» – фильтрату. Тогда, пренебрегая капиллярным давлением и сжимаемостью, получим закон Дарси для двухфазной фильтрации ньютоновских сред (1.23)-(1.24):

$$q_ф = \frac{kk_{оф}}{\mu_ф}\frac{\partial(A\Delta p)}{\partial r}, \tag{1.23}$$

$$q_н = \frac{kk_{он}}{\mu_н}\frac{\partial(A\Delta p)}{\partial r}, \tag{1.24}$$

где q – расход жидкости, м^3;

k – абсолютная проницаемость, определяемая по данным фильтрации однородной жидкости, м^2;

$k_о$ – относительная фазовая проницаемость, безразмерная величина;

r – радиальная координата в направлении фильтрации, м.

Относительные фазовые проницаемости определяются из соотношений (1.25):

$$k_{\text{оф}} = \frac{k_{\text{ф}}}{k}, \qquad k_{\text{он}} = \frac{k_{\text{н}}}{k}, \tag{1.25}$$

где $k_{\text{ф}}, k_н$ −фазовые проницаемости для каждой жидкости в условиях многофазного течения, м^2.

На практике при построении относительных фазовых проницаемостей нормируют относительно единицы, принимая за абсолютную проницаемость по пластовому флюиду [62,304].

В приближении теории двухфазной фильтрации справедливо равенство (1.26):

$$S_ф + S_н = 1, \tag{1.26}$$

где S – насыщенность соответствующей фазой, д.е.

Важно отметить, что в нефтенасыщенной пористой среде всегда присутствует связанная (остаточная) пластовая вода, которая удерживается капиллярными силами и не участвует в фильтрации. Так как водный фильтрат и пластовая вода являются смешивающимися жидкостями, то для определённости $S_ф$ откладывается от остаточной насыщенности порового пространства пластовой водой, обозначаемой S_0, д.е. Типовой вид функций ОФП при проникновении

фильтрата бурового раствора в образец керна в направлении «скважина-ПЗП» и при дальнейшей фильтрации нефти в направлении «ПЗП-скважина» изображён на рисунке 1.8.

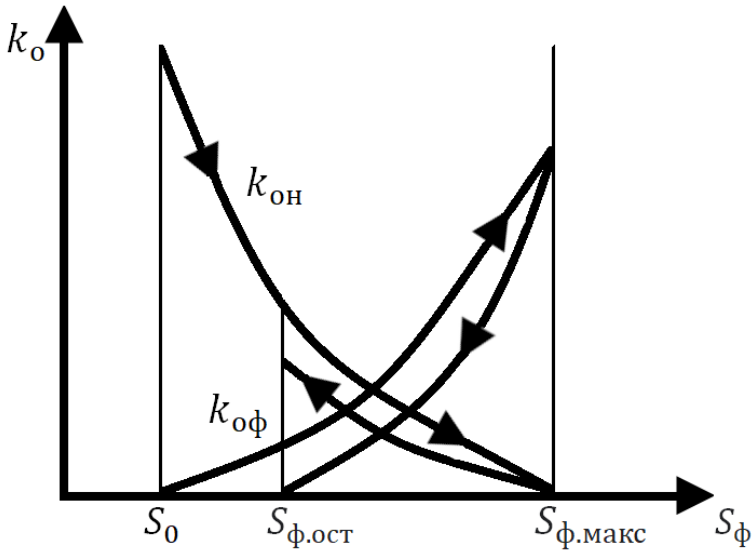


Рисунок 1.8 – Типовой вид гистерезиса ОФП [152]

Несовпадение кривых при смене направлений фильтрации и вытесняющей жидкости свидетельствует о наличии гистерезиса ОФП. За $S_{ф.макс}$ обозначена предельная водонасыщенность, при которой полностью прекращается фильтрация нефти. Экспериментально установлено, что $S_{ф.макс}$ не достигает 1. $S_{ф.ост}$ – остаточная водонасыщенность, с учётом проникшего фильтрата РВО. $S_{ф.ост}$ образуется связанной пластовой водой и фильтратом РВО, не вытесненным из керна при обратной фильтрации нефти. Тогда значение $K_{вп.ф}$ в формуле (1.21) может быть определено по гистерезису ОФП. В качестве исходной проницаемости по нефти берут значение проницаемости при первичной фильтрации нефти через образец керна со связанной пластовой водой S_0. Проницаемость по пластовому флюиду после воздействия фильтрата также замеряется при 100% фильтрации нефти, при которой часть фильтрата вымывается из образца, до значения $S_{ф.ост}$. Далее коэффициент восстановления проницаемости находят по формуле (1.21).

Для двухфазной фильтрации уравнение неразрывности представляется в виде (1.27):

$$\frac{\partial q_ф}{\partial r} + \frac{\partial q_н}{\partial r} = 0, \qquad (1.27)$$

Интегрированием получим формулу суммарного расхода (1.28):

$$q_ф + q_н = q_{сум}, \tag{1.28}$$

где $q_{сум}$ – суммарный расход при двухфазной фильтрации, м^3/с.

Поделив расход вытесняющей жидкости (1.23) на суммарный расход (1.28), получим формулу (1.29):

$$f_ф = \frac{1}{1+\frac{k_{он}\mu_ф}{k_{оф}\mu_н}}, \tag{1.29}$$

где $f_ф$ – функция распределения потоков фаз, именуемая функцией Баклея-Леверетта [326].

Данная функция отражает долю воды в двухфазном потоке «нефть – водная фаза» [48] и используется в технических приложениях. Также функцию (1.29) представляют как функцию от подвижностей обеих фаз, где подвижностью называют отношение фазовой проницаемости к вязкости [341]. Анализ подвижностей активно применяется при проектировании заводнения месторождений и имеет приложения в задаче моделирования проникновения фильтрата в пласт [174]. При увеличении насыщенности одной из фаз (например, водной) её фазовая проницаемость увеличивается, а проницаемость другой фазы (например, нефти) уменьшается. Это приводит к нелинейным эффектам, которые необходимо учитывать при моделировании. Данная функция используется для расчёта фронта насыщенности, в том числе графическим методом [225]. Типовой вид функции Баклея-Леверетта и её производной показан на рисунке 1.9.

Начало фильтрации соответствует величине S_0 – остаточной водонасыщенности пласта. Дальнейшее повышение $S_ф$ интерпретируется как проникновение фильтрата РВО.

Фронтальная насыщенность вычисляется по одной из формул (1.30):

$$\frac{f(S_{ф.фронт})-f(S_0)}{S_{ф.фронт}-S_0} \to max, \qquad \frac{df_ф(S_{ф.фронт})}{dS_ф} = \frac{f(S_{ф.фронт})-f(S_0)}{S_{ф.фронт}-S_0}, \tag{1.30}$$

где $S_{ф.фронт}$ – фронтальная насыщенность фильтратом, д.е.

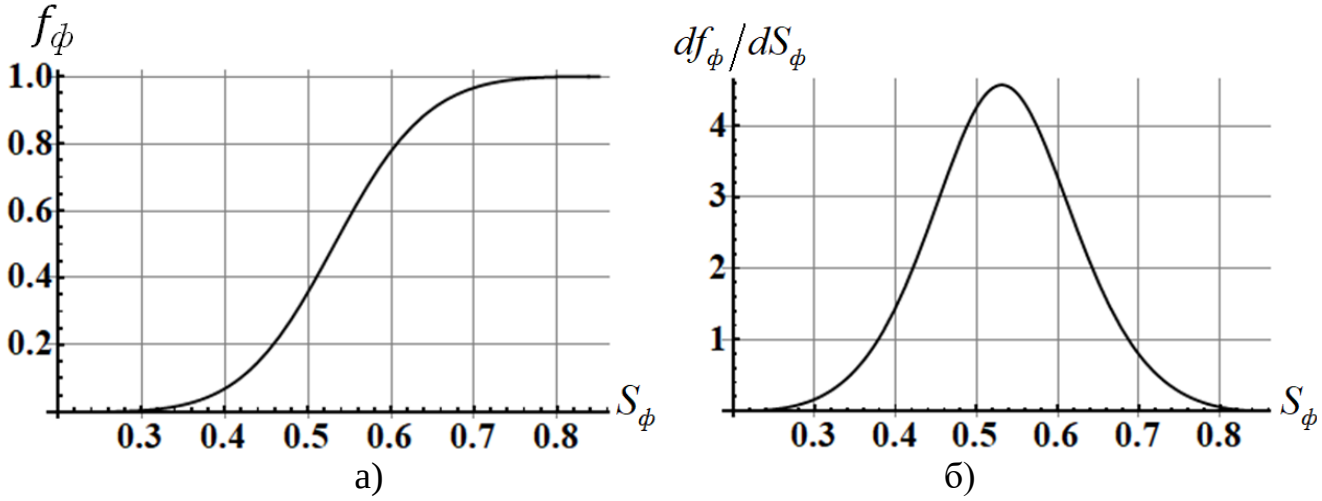


Рисунок 1.9 – Графики $f_ф$ и $df_ф/dS_ф$: а) график функции Баклея-Леверетта; б) график производной от функции Баклея-Леверетта [167]

Средняя насыщенность вычисляется по формуле (1.31) с учётом насыщенности пластовой водой S_0 с использованием производной от функции Баклея-Леверетта в точке фронтальной насыщенности:

$$\bar{S}_ф = S_0 + \frac{1}{df_ф(S_{ф.фронт})/dS_ф}. \quad (1.31)$$

Аналогом расчётов по формулам (1.28)-(1.31) является метод Велджа (Уэлджа) [409,410]. Метод Велджа по расчёту фильтрационных характеристик лучше всего поясняется в графике, представленном на рисунке 1.10 [341]. Адаптированный к случаю проникновения фильтрата в пласт, а также опыт его применения описан в работе [201].

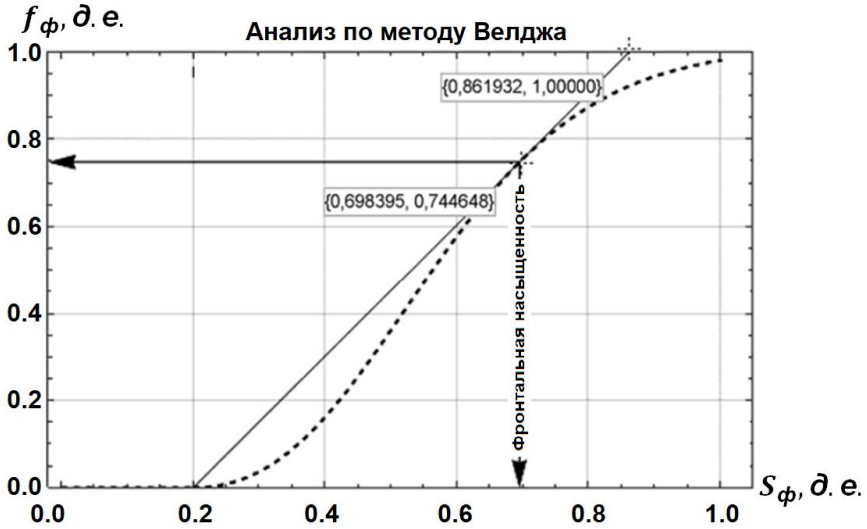


Рисунок 1.10 – Иллюстрация метода Велджа [201]

Для определения насыщенности при фронтальном вытеснении или её среднего значения при прорыве воды к скважине, проводится касательная к кривой обводнённости, как показано на рисунке 1.10. Линия проводится от минимальной водонасыщенности, совпадающей с начальной насыщенностью пластовой водой. Данная линия должна быть направлена по касательной к кривой функции Баклея-Леверетта. Тогда фронтальной насыщенностью считается точка, в которой касательная пересекается с кривой $f_ф$. В примере с рисунка 1.10 фронтальная насыщенность 70% при значении $f_ф$=74%. Средняя водонасыщенность за фронтом вытеснения представляет собой пересечение касательной линии с верхней ограничивающей линией, где $f_ф$=1,0. В данном примере среднее значение насыщенности составляет 86%.

Вычисленная по формулам (1.29)-(1.31) насыщенность фильтратом РВО подтверждается путём сравнения с результатами эксперимента на натуральном керне, с определением насыщенности водной фазой [371]. В работе [308] представлена математическая модель проникновения бурового раствора в пласт при бурении на репрессии. В основу выводов уравнений фильтрации заложен линейный закон Дарси. Численный эксперимент расчёта насыщенности фильтратом показал достаточно высокую сходимость с экспериментальными данными. Показано влияние вязкости углеводородной среды на параметры проникновения раствора в пласт. Время контакта авторы также относят к значимым параметрам. Установлен рост фазовой проницаемости и подвижности фильтрата РВО при повышении его насыщенности, что объясняет его проникающую способность. Данный результат свидетельствует о необходимости использования репрезентативных функций относительных фазовых проницаемостей. В работе [146] пользуются априорным предположением, что относительное изменение скорости и объёма фильтрации вязкой жидкости в пористой среде пропорционально потенциально возможному приращению объёма вязкой жидкости для определяемых горно-геологических и термобарических условий, что минимизирует возможные погрешности вычислений.

В работе [359] представлена формула (1.32) для расчёта глубины проникновения фильтрата с учётом распространения его насыщенности $r_{\text{ф}}(S_{\phi})$, м, использующая производную от функции Баклея-Леверетта:

$$r_{\text{ф}}(S_{\phi}) = \sqrt{\frac{t\bar{q}_{\phi}}{\pi h m}\left(\frac{df_f}{dS_{\phi}}\right)_{S_{\phi}}}, \tag{1.32}$$

где $\bar{q}_{\phi}$ – средний расход фильтрата БР, м^3/с;

h – длина участка скважины, на котором происходит фильтрация, м.

В исследованиях [82,167] показано несовершенство данной модели и приведён пример расчёта, в котором показан завышенный объём проникновения фильтрата. Таким образом, установлено несоответствие между объёмом фильтрата, распространившегося в пласте, и объёмом фильтрата, отделённого от бурового раствора. В работе Н.Р. Рабиновича [233] предложен метод расчёта радиуса проникновения фильтрата без учёта характера двухфазной фильтрации. В книге А.Х. Мирзаджанзаде [148] предложен учёт средней насыщенности.

Проанализировав достоинства и недостатки различных подходов, в работах [148,167] выведена и предложена формула (1.33) для расчёта радиуса проникновения фильтрата в пласт с учётом средней насыщенности $\bar{S}_{\phi}$ и среднего расхода $\bar{q}_{\phi}$, основанная на законе сохранения объёмов:

$$r_{\text{ф}} = \sqrt{r_{\text{скв}}^2 + \frac{\bar{q}_{\text{ф}} t}{\pi m h \bar{S}_{\text{ф}}}} - r_{\text{скв}}, \tag{1.33}$$

где $r_{\text{ф}}$ – радиус фильтрации со средней насыщенностью $\bar{S}_{\phi}$, отсчитываемый от стенки скважины, м.

По данной формуле радиус проникновения фильтрата отсчитывается от стенки скважины. Схематичное представление зоны распространения средней насыщенности представлено на рисунке 1.11.

Допущением формулы (1.33) является однородность распространения фильтрата в радиальном направлении [330]. Учёт анизотропии фильтрационных свойств позволил бы более качественно произвести прогнозирование параметров проникновения в пласт. Учёт данных факторов затруднён особенностями

проведения экспериментов на образцах пространственно-ориентированного керна и их необходимым количеством для определения разницы в распределении ФЕС по направлениям, например, компонент тензора проницаемости [341].

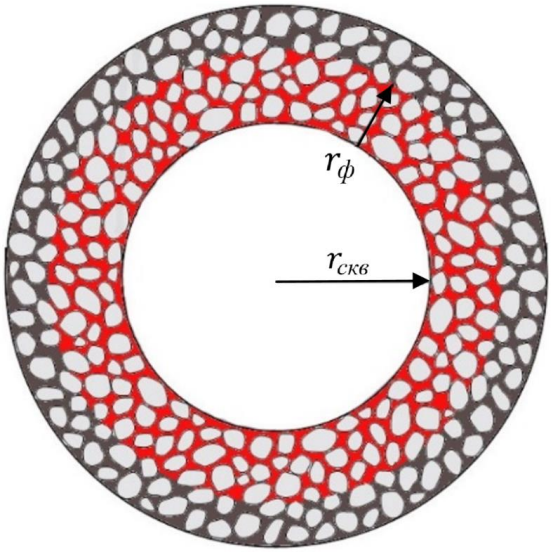


Рисунок 1.11 – Система «скважина – ПЗП» - зона распространения средней насыщенности фильтратом [167]

Достоинством формулы (1.33) является учёт пористости породы, расхода фильтрата, рассчитанного из объёма проникновения по методикам из п. 1.4., а также принципов двухфазной фильтрации, согласно которым вычисляется средняя насыщенность. В отличие от формул расчёта радиуса фильтрации с использованием производной от функции Баклея-Леверетта, например (1.32), формула (1.33) имеет минимальную погрешность при пересчёте объёмов по формуле (1.34):

$$\Delta Q_{\text{ф}} = \pi h \left[\left(r_{\text{ф}} + r_{\text{скв}} \right)^2 - {r_{\text{скв}}}^2 \right] m \bar{S}_{\text{ф}} - \bar{q}_{\text{ф}} t, \qquad (1.34)$$

где $\Delta Q_ф$ – разница между объёмами фильтрата, отделяемого буровым раствором и распределённого в ПЗП, м^3.

Данная методика реализована в программном коде, результаты применения которого представлены в статье [205]. Расчётными параметрами программы являются фронтальная и средняя насыщенность фильтратом промывочной жидкости призабойной зоны пласта и глубина его проникновения. Результаты расчётов могут быть применены при выборе жидкости вскрытия с целью сохранения коллекторских свойств пласта. На основании данных расчётов

обоснована методика выбора наиболее эффективной жидкости вскрытия продуктивного пласта [83]. Программа предназначена для использования при тестировании потенциально подходящих буровых растворов к рассматриваемой скважине. Метод тестирования основан на вычислении безразмерного параметра по формуле (1.35), включающего в себя радиус скважины, среднюю насыщенность фильтратом и глубину его проникновения:

$$\xi = \frac{\bar{S}_{\text{ф}} r_{\text{ф}}}{r_{\text{скв}}}. \tag{1.35}$$

Формула (1.35) имеет авторское название «кси-критерий». Данный параметр имеет корреляционную связь с коэффициентом восстановления проницаемости, определённым экспериментальным путём с использованием фильтратов буровых промывочных жидкостей и образцов натурального керна терригенного коллектора. Наибольшее восстановление проницаемости наблюдается для наименьших значений ξ. Доказательства наличия данной корреляционной связи представлены в работах [83,167,349]. Следовательно, расчётный метод может быть выбран в качестве альтернативы эксперимента по определению коэффициента восстановления проницаемости.

Недостатками классической теории Баклея-Леверетта являются допущения ньютоновского поведения фильтрующихся сред и отсутствие учёта капиллярных сил. Учёт данных факторов наиболее важен в низкопроницаемых коллекторах и на месторождениях высоковязкой нефти. В статье [103] показано, что некоторые пластовые флюиды, в том числе и нефть, обладая начальным напряжением сдвига, ведут себя как бингамовские среды, но при повышении напряжения сдвига могут проявлять псевдопластичные свойства, подлежащие описанию реологической степенной моделью. Важным является тот факт, что снижение фильтрационных характеристик включает в себя физико-химические процессы между пластовым флюидом, фильтратом и породой пласта. В связи с этим, из-за трудоёмкости и наличия детерминировано-стохастической связи между параметрами экспериментов, различные модели фильтрации могут содержать как входные параметры процесса в явном виде, так и эмпирические зависимости, в которых они

включены косвенно. Мировой опыт показал эффективность применения эмпирических функций относительных фазовых проницаемостей в задачах моделирования двухфазной фильтрации.

Задача о глубине проникновения в пласт часто является сопряжённой с задачей о вычислении скин-фактора как безразмерного комплексного показателя снижения продуктивности скважины [377]. Более подробно данный параметр обсуждался в п. 1.4. В нём же описан способ определения скин-фактора исключительно на основании фильтрационного эксперимента. Несмотря на данную возможность, математические методы моделирования глубины проникновения фильтрата в пласт учитывают ряд факторов, значимых при пластовых условиях, но не учтённых при постановке эксперимента. Неточности расчёта глубины проникновения фильтрата и насыщенности могут привести как к ошибочным прогнозам дебита, так и к недостаткам при проектировании промывочной жидкости. Результатом исследований, посвящённых скин-фактору, является вывод о том, что при его расчёте необходимо отталкиваться от качества входных параметров и методики расчёта. Следует выбирать расчётную методику скин-фактора, исходя из предмета исследований. Также необходимо принимать во внимание точность расчёта при пренебрежении какими-либо факторами, влияющими на процесс фильтрации в призабойной зоне пласта.

1.6 Обзор методов моделирования движения буровых растворов в кольцевом пространстве скважины

Наиболее часто решаемыми задачами гидромеханики движения буровой промывочной жидкости являются расчёт динамических давлений в элементах циркуляционной системы при промывке и проведении СПО, качества выноса шлама и силы струи в насадках долота. Данными вопросами занимался ряд учёных: Басниев К.С. [20], Булатов А.И. [23, 37], Пеньков А.И., Проселков Ю.М. [38], Леонов Е.Г. и Исаев В.И. [127, 129, 357], Маковей Н. [141], Рабинович Н.Р. [233], Мирзаджанзаде А.Х. [148], Шищенко Р.И. [299, 300] и другие.

Проникновение фильтрата в пласт непрерывно связано с движением бурового раствора в скважине. Управление параметрами потока бурового раствора

влияет на механическую скорость бурения, качество выноса шлама и, как следствие, на объёмы фильтрации. Фильтрат проникает в поровое пространство пласта при репрессии, создаваемой буровым раствором, как в динамическом, так и статическом режиме. Во всех формулах для расчёта объёма проникновения фильтрата в пласт из п. 1.4 присутствует давление репрессии, как разница между скважинным пластовым давлением. Полное скважинное давление в кольцевом пространстве (КП) рассчитывается по формуле (1.36). Оно складывается из суммы гидростатического и гидродинамического давления:

$$P_{\text{полн}} = \rho_{\text{бр}} g H + \sum \Delta P_{\text{дин}}, \quad (1.36)$$

где $P_{\text{полн}}$ – полное скважинное давление в КП скважины, Па;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

H – высота столба жидкости, м;

$\sum \Delta P_{\text{дин}}$ – сумма составляющих динамического давления в КП скважины, Па.

Аналогом полных забойных давлений, в размерностях плотности, является «эквивалентная циркуляционная плотность» (ЭЦП), кг/м^3. Формула для ЭЦП выводится из формулы (1.36) делением, на gH, что подтверждается с точки зрения анализа размерностей [186] и соответствует формуле (1.37):

$$\text{ЭЦП} = \rho_{\text{бр}} + \frac{\sum \Delta P_{\text{дин}}}{gH}. \quad (1.37)$$

При использовании формул (1.36)-(1.37) осуществляется прямой и обратный переход от термина давления к термину ЭЦП.

Неопределённости в прогнозировании давлений и ЭЦП заключаются в выборе реологических моделей буровых растворов, значимых факторов процесса и методов построения математических моделей. Наиболее распространенными методами являются эмпирические корреляции и механистические модели [34]. Подходы к вычислению также включают в себя численное моделирование и современные методы машинного обучения (ML) [109]. Несовпадение расчётных и фактических скважинных данных также заключается в наличии стохастических факторов при бурении скважин, которые невозможно заранее спрогнозировать и учесть аналитическими или численными решениями уравнений движения, либо на

испытательных стендах. Сложность в минимизации стохастической составляющей процесса бурения повышает требования к точности прогнозирования детерминированных составляющих процесса. Так как температура в скважине отличается от лабораторной, учёт температуры, влияющей на реологические параметры БР, повышает точность расчёта параметров процессов промывки скважин [232]. Равномерность профиля скоростей бурового раствора рассматривается в задачах выноса шлама и при оценке полноты замещения одной технологической жидкости другой в стволе скважины. К вопросу замещения жидкостей в скважинах Булатов А.И. писал: «Согласно теории вытеснения, полное замещение одной жидкости другой возможно лишь через бесконечно большой промежуток времени. Это объясняется тем, что скорости течения у стенки и в непосредственной близости к ним весьма малы и близки к нулю, в то время как в центральной части потока они велики» [37]. Например, в исследовании [160] на основе результатов числового моделирования вытеснения жидкостей Гершеля - Балкли и Шульмана - Кессона с постоянным расходом установлена регрессионная зависимость между показателями объемного замещения.

Сопутствующим параметром гидравлического расчёта является индекс очистки скважины на основании скорости восходящего потока и скорости оседания частиц. Повышение скорости потока благоприятно влияет на скорость выноса шлама, но ограничивается допустимо безопасными значениями ЭЦП. Параметры гидротранспорта шлама рассчитываются для скважинных условий исходя из выбора реологической модели буровой промывочной жидкости [388,407,412]. Помимо средней скорости потока на качество выноса шлама влияет вид профиля скоростей потока [151,365]. При наличии плоского профиля скоростей импульс передаётся частицам шлама более равномерно, что способствует их переносу в направлении оси скважины. Более вытянутые профили могут привести к скоплению твёрдых частиц у стенки и нежелательной циркуляции в области поперечного сечения кольцевого пространства скважины [325,355,398]. Наличие равномерного профиля скоростей в области кольцевого пространства скважины, в отличие от движения в трубе, осложняется смещением максимальной скорости к

стенке трубы, сопровождающейся снижением до нуля к стенке скважины. Данная тенденция подтверждается классическими исследованиями [127, 129, 148, 233, 357]. При этом качественные характеристики аналитических и численных решений значительно отличаются в зависимости от выбора реологической модели. Установлено, что при различных допущениях один и тот же буровой раствор может моделироваться различными реологическими уравнениями, что сказывается на решении уравнения движения [240, 339, 384].

Математическая постановка задачи нахождения профиля скоростей и динамических давлений сводится к решению уравнения движения для определённых граничных условий, например, кольцевого пространства скважины с учётом реологического уравнения состояния [357]. Важным этапом гидромеханического моделирования движения буровых растворов в скважине является выбор реологической модели, адекватно описывающей напряжённое состояние текучей среды [45]. Приближение ньютоновской среды категорически не подходит для полидисперсных системам в связи с наличием тиксотропных свойств. Учёт свойств данного типа необходим для проектирования новых рецептур и описания их движения [309]. В реологии определяющие соотношения отражают связь напряжений в среде с динамическими составляющими движения среды. Для текучих сред реологические модели отражают связь касательных напряжений τ, Па от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, $с^{-1}$, то есть являются функциями вида $\tau(\dot{\gamma})$. Так как все реальные жидкости обладают той или иной вязкостью, то наличие у них касательных напряжений является очевидным признаком. Поэтому описание поведения жидкости сводится к выбору или составлению нового реологического уравнения, отражающего связь касательных напряжений и скоростей сдвига [26, 186, 290].

Наиболее применяемые реологические модели, описывающие зависимость касательных напряжений технологических жидкостей от скорости деформации, перечислены в таблице 1.1. Представлены только модели вязких сред, не затрагивающие проявления упругости. О гипотетической возможности проявления вязкоупругих свойств буровых растворов подробно описано в авторском

исследовании Васильченко С.В. [40]. Также описание свойств бурового раствора в теории вязкоупругих сред затруднено измерительными возможностями стандартных буровых вискозиметров. Современные буровые растворы обладают одновременно двумя признаками неньютоновской среды, а именно, наличием начального напряжения сдвига и проявлением псевдопластичных свойств. Данные факты подтверждены исследованиями современных рецептур для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин [131,134]. В XX веке основные задачи гидромеханики решались в допущении, что буровой раствор хорошо описывается реологическими уравнениями бингамовской среды моделями (2)-(3) из таблицы 1.1, а именно, Шведова-Бингама и Оствальда-де Ваале.

Таблица 1.1 - Реологические модели (составлено автором)

№	Название модели	Уравнение	Пояснение
1.	Ньютоновская	$\tau = \mu\dot{\gamma}$	μ – динамическая вязкость, Па·с
2.	Шведова-Бингама (вязкопластичная)	$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}$	τ_0 – начальное напряжение сдвига, Па η – пластическая вязкость, Па·с
3.	Оствальда-де Ваале (степенная)	$\tau = K\dot{\gamma}^n$	τ_0 – начальное напряжение сдвига, Па K – индекс консистенции, Па·с^n n – безразмерный показатель неньютоновского поведения (нелинейности)
4.	Гершеля-Балкли (модифицированная степенная)	$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n$	

Для ньютоновских жидкостей характерна линейная зависимость касательных напряжений от скорости сдвига при отсутствии начального напряжения сдвига. Для ньютоновских сред известно аналитическое решение (1.38) для распределения скоростей при движении в кольцевом пространстве скважины в ламинарном режиме [127,357]:

$$w(r) = \frac{p_2 - p_1}{4\mu L}\left(r^2 - R_2^2 + (R_2^2 - R_1^2)\frac{\ln(r/R_2)}{\ln(\frac{R_1}{R_2})}\right), \quad (1.38)$$

где $w(r)$ – распределение скоростей, м/с;

p_2, p_1 – давления на концах рассматриваемого участка, Па;

L – длина рассматриваемого участка, м;

r – координата в радиальном направлении, м;

R_2 – радиус скважины, м;

R_1 – внешний радиус элемента бурильной колонны, м.

Для ньютоновской реологической модели также известна формула связи динамического давления со средней скоростью потока. Типовой вид распределения скоростей и напряжений для ньютоновской среды представлен на рисунке 1.12 [357]. Единственным реологическим параметром является динамическая вязкость. При фиксированном перепаде давлений её рост снижает среднюю скорость потока, а при движении в режиме постоянного расхода – увеличивает давление.

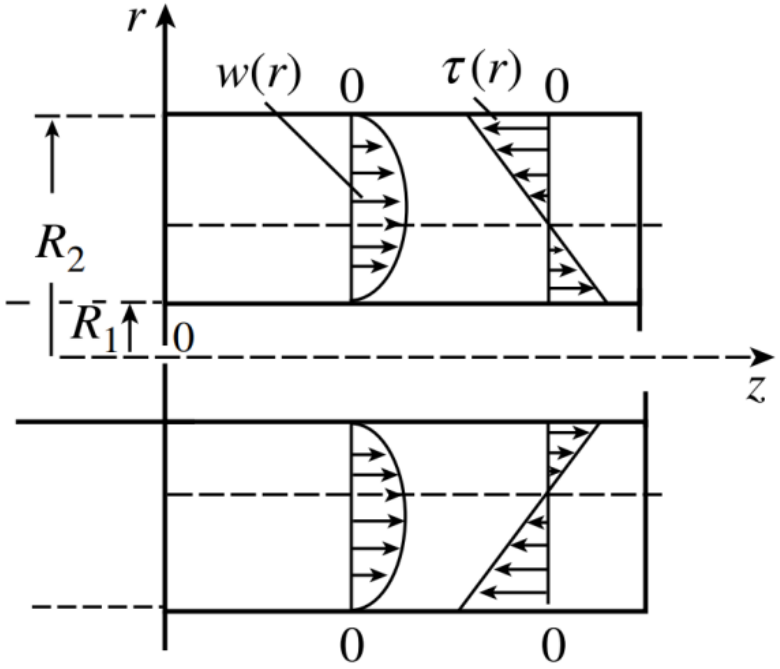


Рисунок 1.12 – Схема распределения скоростей и напряжений ньютоновской жидкости при ламинарном режиме в кольцевом пространстве [357]

При нахождении профиля скоростей для сред Шведова-Бингама поиск аналитического решения осуществляется при кусочном разбиении решения на три области [244, 357]. Предполагается наличие ядра потока, w_0 – участка, в котором слои движутся с одинаковой скоростью, то есть $\partial w_0/\partial r = 0$. Две остальные области называются периферийными областями, в которых скорость меняется от 0 на стенках кольцевого пространства до скорости ядра потока. При решении данной задачи используются уравнения Воларовича-Гуткина, позволяющие определить константы интегрирования [43]. Результаты работы Воларовича-Гуткина также активно используются в расчёте раскрытия прямоугольной плоской щели и перепада давления в ней при ламинарном течении ВПЖ [128]. Типовой вид распределения скоростей и напряжений для среды Шведова-Бингама представлен

на рисунке 1.13 [233, 357]. На схеме параметры a, b введены в радиальном направлении для обозначения границ областей решения.

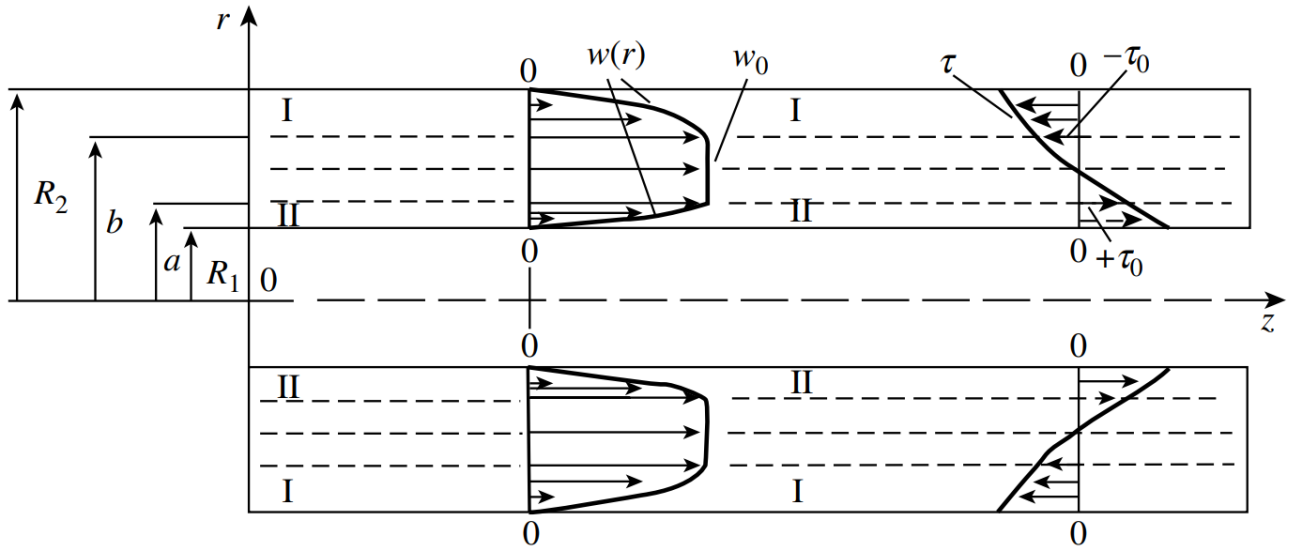


Рисунок 1.13 – Распределение скоростей и напряжений жидкости Шведова-Бингама при ламинарном режиме в КП [357]

Профиль скоростей кусочного вида имеет аналитическое решение для каждой из рассматриваемых областей потока. Установлено, что при фиксированном перепаде давлений рост динамического напряжения сдвига увеличивает ядро потока, а увеличение пластической вязкости снижает среднюю скорость. При движении в режиме постоянного расхода при увеличении реологических параметров происходит рост динамических давлений. В источнике [141] упоминается о сложности решения задачи по определению перепада давлений при движении жидкости Шведова-Бингама в кольцевом пространстве. Исходя из сложности задачи, существуют разные методы определения динамических давлений в приближении жидкости Шведова-Бингама, также в литературных источниках упоминается о невозможности нахождения точного аналитического решения. Среди возможных подходов известны численные решения и использование номограмм [141,290,357]. Использование номограмм, именуемых также «картами режимов потоков», исторически нашло широкое применение как в области промывки скважин, так и добычи углеводородов [34]. Примером метода вычисления динамических давлений с использованием номограмм является метод Фредриксона и Бирда [301,344]. Ещё одним методом

является выражение давлений через коэффициент гидравлического сопротивления в форме уравнения Дарси-Вейсбаха, представленный в работах Липатова В.И. и Мительмана Б.И. [39]. Аналогичный вывод аналитической зависимости коэффициента гидравлического сопротивления также представлен в работе [244]. Данные методы анализируются в современной работе [301, 357], где им в альтернативу, основываясь на подходе Фредриксона и Бирда, выведена формула, аппроксимирующая области номограммы в интервалах наиболее встречающихся на практике соотношений радиусов кольцевого канала, параметров ВПЖ и расходов при ламинарном режиме. Недостатком среды Шведова-Бингама является допущение отсутствия псевдопластичных свойств бурового раствора, что видно по реологическому уравнению (2) из таблицы 1.1. Под псевдопластичными свойствами понимают особый тип неньютоновского поведения жидкостей, при котором вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига. Согласно источнику [290], классическая модель Шведова-Бингама может допускать снижение вязкости при низких скоростях сдвига, что подтверждается экспериментально, но ввиду своей малой значимости в реологическом уравнении этим явлением пренебрегают. Из неньютоновских свойств модель Шведова-Бингама учитывает только начальное напряжение сдвига, не учтённое в ньютоновской среде. Для современных буровых растворов характерно выраженное проявление псевдопластичных свойств [296], поэтому моделирование их поведения в скважине в приближении модели Шведова-Бингама может привести к значительным погрешностям прогнозирования параметров качества выноса шлама и динамических давлений [392]. Тем не менее, модель Шведова-Бингама достаточно распространена при моделировании движения буровых растворов. Также известны работы, посвященные проектированию гидравлической программы промывки и цементирования с её использованием [11,90].

Все буровые растворы в той или иной мере проявляют псевдопластичные свойства [126,297]. Классической моделью, учитывающей псевдопластичные свойства является степенная модель Оствальда-де Ваале (реологическое уравнение (3) из таблицы 1.1). Изменения вязкости от скорости сдвига учтены при помощи

коэффициента n. Если показатель $n < 1$, то проявляются псевдопластичные свойства, что присуще современным буровым растворам для строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Если $n > 1$, то присутствуют дилатантные свойства. Например, полимерный раствор с дисперсной фазой из частиц геля при определённых условиях может проявлять дилатантные свойства, увеличивая момент винтового забойного двигателя [124]. В статье [231] установлено, что свойства дилатантной жидкости иногда соответствуют глинистому буровому раствору, подвергнутому определённому химическому воздействию применяемых синтетических, полусинтетических, полисахаридных и других химических реагентов в зависимости от их сочетания, соотношения и процентного содержания. При этом отмечается, что природа возникновения таких жидкостей при обработке буровых растворов в настоящее время изучена недостаточно и зачастую сопровождается скважинными осложнениями, вызванными повышением реологических параметров бурового раствора при движении. В исследовании [149] приведён график (рисунок 1.14), соответствующий росту исследований, посвященных псевдопластичным буровым промывочным жидкостям. Популярность обоснована растущими темпами строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин, критичным критерием для которых является динамическое давление при циркуляции [97]. В пакете символьных вычислений Wolfram Mathematica (WM) [77, 414] автором произведен расчёт динамических давлений при движении ВПЖ Шведова-Бингама и псевдопластичных сред Оствальда-де Ваале. Установлено, что значение потерь на одном и том же участке затрубного пространства при использовании раствора с псевдопластичными свойствами уменьшилось более чем в два раза, что подтверждает предпочтение их использования для современных условий строительства скважин. Для жидкостей Оствальда-де Ваале получено решение для распределения скоростей в допущении, что для данного типа жидкостей движение в кольцевых зазорах аналогично движению между параллельными плоскостями [141].

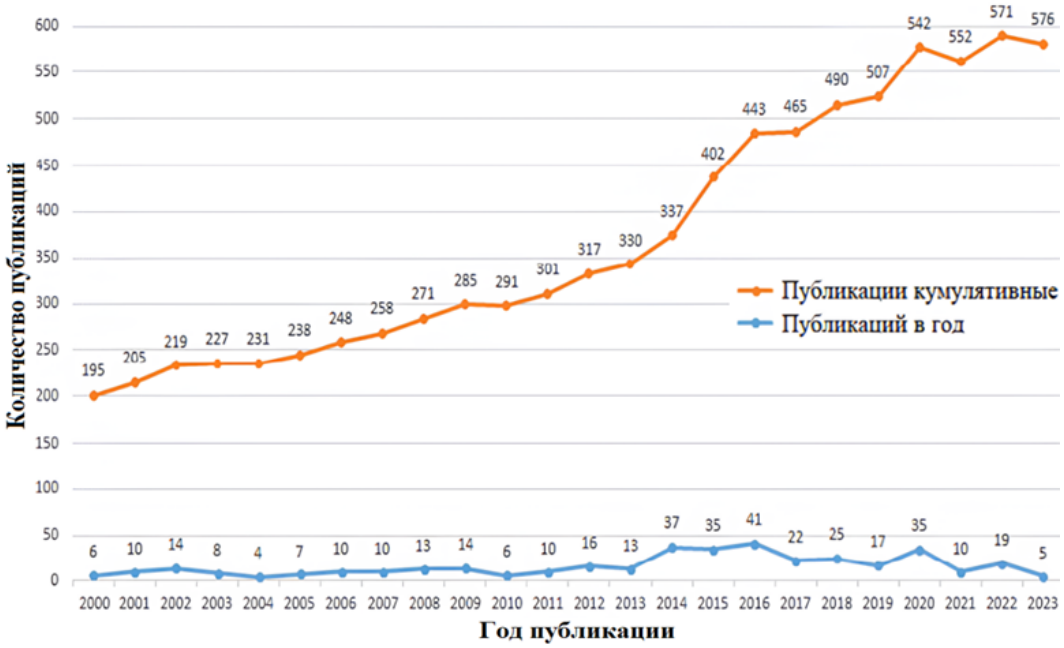


Рисунок 1.14 – Количество патентов по запросу «Pseudoplastic drilling mud» 2000–2023 годы [149]

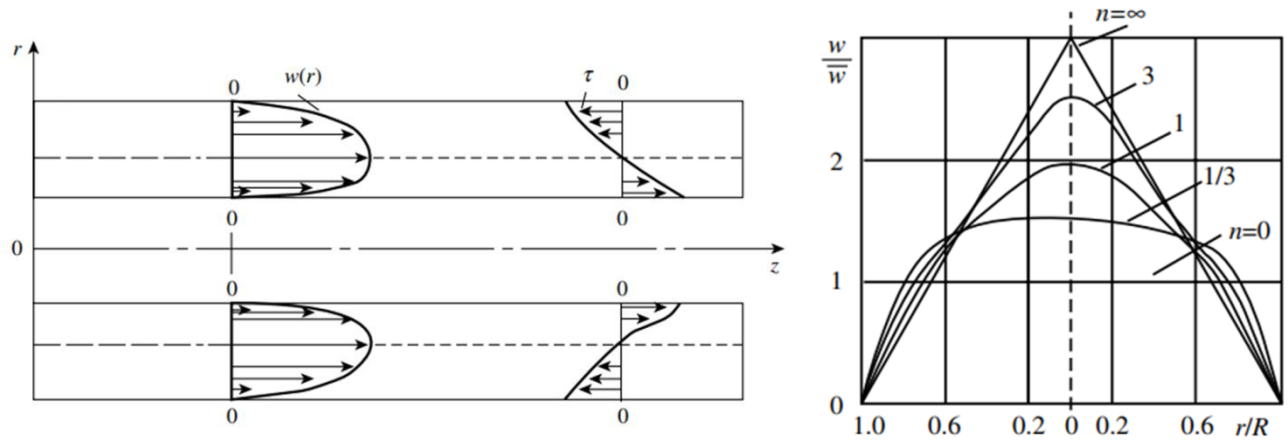
Согласно исследованию [390], данное допущение приводит к погрешности не более 7%. Решение, полученное Фредриксоном и Бирдом [344], как и для случая Шведова-Бингама, также приводит к необходимости использования номограмм, но с предложенными допущениями. Аналитическое решение для профиля скоростей принимает достаточно компактный вид (1.39):

$$w(x) = \frac{n}{n+1}\left(\frac{grad(P)}{K}\right)^{\frac{1}{n}}\left(\left(\frac{R_2-R_1}{2}\right)^{\frac{n+1}{n}} - x^{\frac{n+1}{n}}\right), \quad (1.39)$$

где x – координата, м, изменяется в диапазонах $\pm\left(\frac{R_2-R_1}{2}\right)$.

Функция градиента давления имеет аналитический вид в предположении движения между параллельными плоскостями и в форме уравнения Дарси-Вейсбаха с коэффициентом сопротивления [141,357], а также имеет представление в виде номограмм. Типовой вид распределения скоростей и напряжений для жидкости, описываемой степенной моделью Оствальда-де Ваале, представлен на рисунке 1.15 а. Рассматривая изменение профиля скорости от роста индекса консистенции K (аналогом вязкости) при фиксированных значениях n, установлено снижение средней скорости потока и повышение давлений. Снижение показателя нелинейности n, отражающего тенденцию к изменению вязкости при изменении

скорости сдвига, приводит к образованию более плоского профиля скорости, что удобно иллюстрировать в безразмерном виде (рисунок 1.15 б).



а) б)

Рисунок 1.15 – Схема движения при движении жидкости Оствальда-де Ваале: а) распределение скоростей и напряжений жидкости при ламинарном режиме в кольцевом пространстве; б) влияние показателя нелинейности n на вид профиля скорости в безразмерном виде [357]

Данное явление подтверждается в работе [340] при моделировании движения, в том числе в условиях эксцентричного расположения бурильной колонны (БК). Важно отметить, что наличие ядра потока, как обязательной части профиля скоростей у вязкопластичной среды для степенной модели не предполагается.

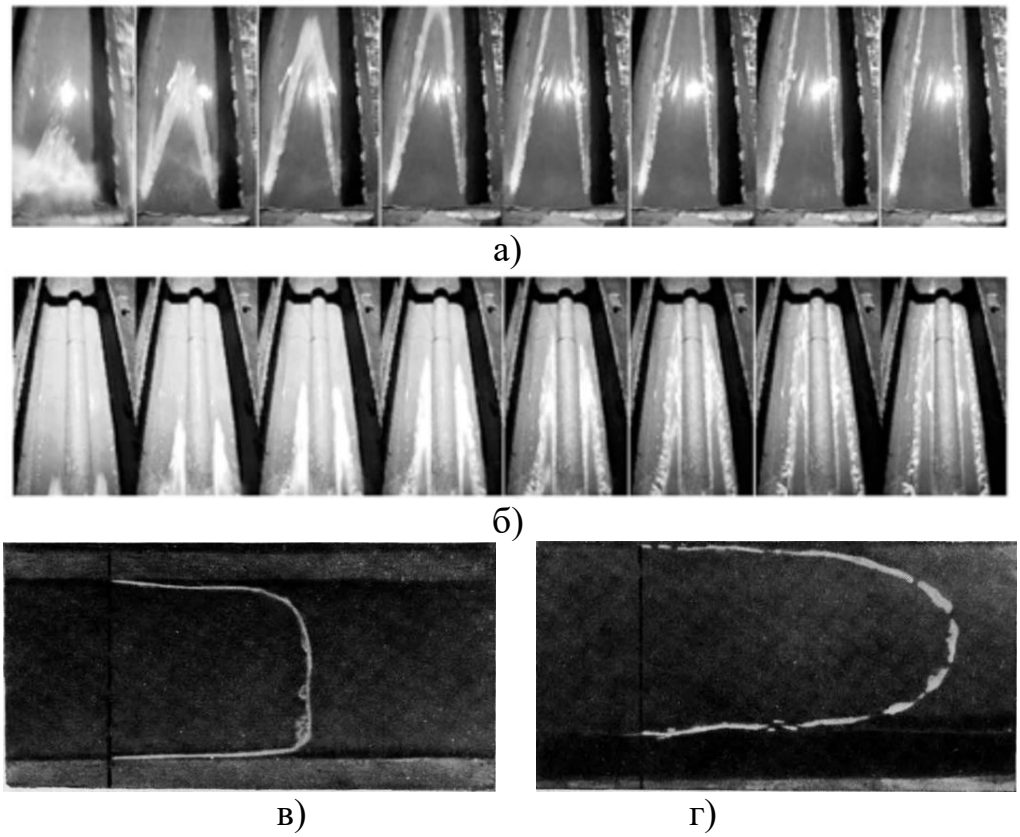
В результате анализа вышеперечисленных подходов к моделированию движения буровых растворов выявлены очевидные несоответствия. Ньютоновская модель категорически недопустима к моделированию движения жидкостей с начальным напряжением сдвига и нелинейно-вязкими свойствами ввиду невозможности их учёта. Реологическое уравнение Шведова-Бингама не учитывает возможности изменения эффективной вязкости, которая соответствует наличию псевдопластичных свойств, присущих современным буровым растворам. Наличие ядра потока в кусочном решении также является априорным допущением. Модель Оствальда-де Ваале учитывает изменение вязкости, но пренебрегает начальным напряжением сдвига, которое также есть у всех промывочных систем. Промывочные жидкости обладают начальным напряжением сдвига и нелинейно-

вязкими свойствами. По этой причине наиболее предпочтительным является применение модифицированного степенного закона Гершеля-Балкли, учитывающего оба неньютоновских признака [347, 352, 356]. В вопросе обсуждения методов расчёта динамических давлений для различных реологических моделей действительно существует ряд неопределённостей и различных методик. Например, в исследовании Мардашова Д.В. в задаче закачки жидкостей глушения (ЖГ) скважин с неньютоновскими свойствами рассматривается возможность применения 11 реологических моделей [144]. Для реологической модели Шведова-Бингама известно не менее 6 методик расчёта давлений при движении в кольцевом пространстве. Основное различие в расчёте может заключаться в методе определения реологических параметров, режима движения и динамических давлений. Несмотря на очевидные несоответствия моделей Шведова-Бингама и Оствальда-де Ваале, а также неопределённости в единой методике расчёта динамических давлений, данными подходами пользуются и при проведении современных исследований.

В работе [265] с использованием степенной реологической модели представлена методика вероятностной оценки качества выноса шлама. В исследовании [123] буровой раствор рассматривается как ВПЖ Шведова-Бингама. Предложено использование критериев подобия, выражаемых безразмерными комбинациями гидравлических параметров движения для оценки качества выноса шлама. В статье [135] авторы изучают эффективность раздельного и совместного применения реагентов в рецептуре биополимерных буровых растворов. Методом математического моделирования рассматриваются профили скоростей кольцевом зазоре 10 мм при использовании реологической модели Оствальда-де Ваале. Определяются концентрации реагентов, обеспечивающих оптимальные профили скорости.

В работе [329] рассматриваются задачи гидравлики и теплопередачи с использованием степенной реологической модели. Представлены результаты расчёта профилей скорости и поля температур при варьировании реологических параметров K и n бурового раствора. В работе [134] рассматривается вопрос

замещения при движении двух последовательно движущихся вязкопластичных жидкостей реологической модели Шведова-Бингама с заданными значениями пластической вязкости и динамического напряжения сдвига с наличием ядра потока в профиле скоростей. Обоснование данной постановки задачи аргументируется классическими подходами исследований [43, 63, 141]. Методом промысловых наблюдений подтверждено наличие смещения пика скоростей к трубе (рисунки 1.16 а,б), что соответствует решениям для профилей скоростей неньютоновских сред с рисунков 1.13 и 1.15. В работах Щищенко Р.И. [299, 300] представлены экспериментальные данные о профилях скорости глинистых растворов. При помощи окрашивания потока полосой мела удалось установить наличие структурного режима (рисунок 1.16 в) и режима близкого к ламинарному (квазиламинарный) (рисунок 1.16 г).



а) б) в) г)

Рисунок 1.16 – Наблюдение сдвига слоев потока: а) в трубе; б) в желобах в эксцентричном канале [134]; в) структурный режим; г) квазиламинарный режим [299]

В работах [72,73] рассматривается вопрос расчёта скорости потока для обеспечения качества выноса шлама с учётом вращения БК. В качестве методик

для расчёта критической скорости автором выбраны формулы, актуальные для среды Шведова-Бингама, также установлены корреляции с экспериментальными данными, полученными на стендовой установке. Очевидно, что высокая сходимость была обеспечена тем, что в качестве модельной жидкости использовалась вода, которая, как и жидкость Шведова-Бингама, не обладает псевдопластичными свойствами. Модель шлама была представлена кварцевым песком. Ещё одним несоответствием является отсутствие начального напряжения сдвига у модельной жидкости, в отличие от жидкости Шведова-Бингама.

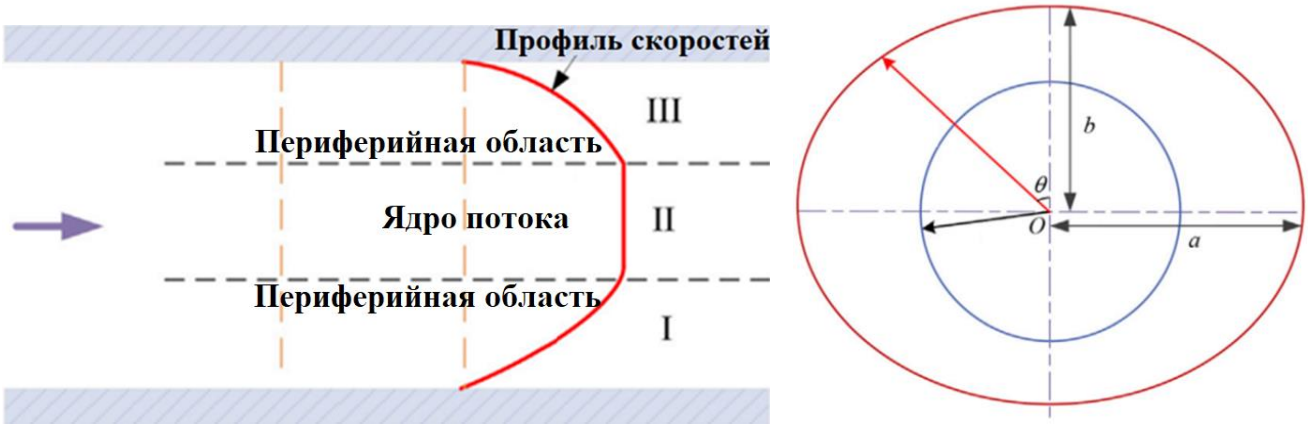
В исследовании [396] на основе экспериментальных данных об оседании шлама в растворах полиакриламида различной концентрации предложена новая модель прогнозирования скорости оседания частиц в жидкости степенной модели, следовательно, без учёта начального напряжения сдвига. В работе [343] приведены результаты стендовых исследований Техасского университета A&M в Катаре и их сопоставление с численными экспериментами, проведёнными методом контрольного объёма. Для степенного закона Оставальда-де Ваале подтверждается актуальность эффекта Бойкотта, согласно которому наиболее осложнённый вынос шлама характерен для угла наклона ствола скважины в диапазоне 45°-60°.

Доказано, что для описания вязких свойств буровых промывочных жидкостей необходимым и достаточным реологическим уравнением является уравнение Гершеля-Балкли – формула (4) из таблицы 1.1. Это распространяется как на РВО, так и на растворы на углеводородной основе (РУО) [131,313]. Данная реологическая модель одновременно учитывает наличие начального напряжения сдвига и псевдопластичных свойств. Задача нахождения параметров потока для трёхпараметрической модели Гершеля-Балкли является наиболее сложной в отличии от бингамовской и степенной модели, но её решение наиболее приближенно к реальным условиям. В научных статьях представлены результаты численного моделирования, показывающие влияние эксцентриситета и вращения БК на давление в скважине и очистку её ствола с учётом параметров модели Гершеля-Балкли [284, 367]. Полученные решения качественно воспроизводят экспериментальные результаты работы [73]. Корреляция количественных

показателей не была произведена ввиду наличия значительных упрощений стендового эксперимента. Для анализа задач гидродинамики, в том числе многофазных потоков, широко применяется метод контрольного объёма, реализованный в программе ANSYS или аналогичных программных комплексах [402, 416]. В работе [402] используются конечно-разностные численные схемы. Численная модель определяет влияние гидравлических параметров потока жидкости в кольцевом канале эксцентрической формы на качество выноса шлама. Модель учитывает следующие факторы: скорость потока, реологические параметры жидкости Гершеля-Балкли, геометрию кольцевого канала, параметры шлама. Установлено соответствие между результатами численного решения и экспериментальными данными, опубликованными в открытых литературных источниках. Идея работы [416] заключается в создании корреляций, относящихся к оптимизации различных параметров, включая скорость потока, геометрические параметры кольцевого пространства, параметры шлама и реологические характеристики. Корреляции для критической скорости и критического градиента давления были разработаны на основе анализа данных, полученных в результате компьютерного моделирования. Построены математические зависимости от безразмерных параметров процесса. В исследованиях [328, 348] с использованием метода контрольного объёма проведено моделирование потоков при различных вариантах расположения БК: отрицательном эксцентрическом, концентрическом и положительном эксцентрическом. На основе CFD-методов (Computational fluid dynamics) моделирования проанализировано влияние геометрии бурильной трубы (БТ) на формирование вторичных потоков и эффективность удаления шлама при скорости вращения БК от 0 до 150 об/мин.

В статье [271] представлено доказательство существования слабого решения начально-краевой задачи с граничным условием прилипания для математической модели движения жидкости Гершеля-Балкли. В работе [399] авторы рассматривают упрощённое решение задачи течения этой жидкости в кольцевом канале, предполагая наличие ядра потока и двух периферийных зон с последующим моделированием CFD-методом в пакете программного комплекса ANSYS. Сечение

скважины представляет собой эллиптическую область (рисунок 1.17 б). Большая и малая полуоси эллипса обозначены a и b, соответственно. На рисунке 1.17 а изображено кусочное представление распределения скоростей в зазоре. Считается, что профиль скоростей состоит из трёх участков. Однако, такое упрощение не учитывает влияние реологических параметров жидкости на формирование равномерного распределения скоростей, поскольку ядро потока предполагается для любой комбинации коэффициентов модели Гершеля-Балкли. Данное допущение имеет полную аналогию со случаем движения вязкопластичных жидкостей Шведова-Бингама (см. рисунок 1.13). Важно отметить, что для степенной модели данное допущение не является актуальным.



а) б)

Рисунок 1.17 – Геометрические параметры течения: а) схема расположения области профиля скоростей; б) при движении в эллиптическом кольцевом пространстве [399]

Если рассматривать модифицированный степенной закон как комбинацию моделей Шведова-Бингама и Оствальда-де Ваале, то для первой наличие ядра потока является стандартным допущением, тогда как для классического степенного закона такое упрощение не применяется. В этом случае равномерное распределение скоростей анализируется с учётом показателя нелинейности. Таким образом, при постановке задачи оценки профиля скорости, влияющего на эффективность выноса шлама, предположение о наличии ядра потока, как обязательного элемента, является некорректным. Это упрощение не позволяет провести точный анализ технологического процесса промывки. Можно считать,

что полученное авторами решение актуально только в рамках допущения разбиения потока на три области. Самими авторами работы показано, что при сравнении результатов моделирования с использованием реологической модели Гершеля-Балкли с известными аналитическими решениями для моделей Шведова-Бингама и Оствальда-де Вааля расхождение достигает 25%.

Из российских исследований движения бурового раствора с использованием реологической модели Гершеля-Балкли известны работы Харламова С.Н. и Джанхорбани М. Авторами написана и зарегистрирована программа по определению режима движения на основании данных вискозиметра, расхода, геометрических параметров кольцевого пространства [253]. Моделирование произведено с помощью полуэмпирических отношений из-за невозможности описания процесса аналитическими способами. В работах [285, 286] описаны особенности моделирования потоков в скважине с использованием модели Гершеля-Балкли.

В качестве расчётных инструментов в своих исследованиях авторы обосновывают использование методов CFD – моделирования [282] и применяют программное обеспечение (ПО) ANSYS FLUENT 2021 R1. Авторами получено распределение траектории движения отдельной частицы шлама и значение её осевой компоненты вектора скорости при течении в затрубном пространстве. Рассмотрено изменение вязкости раствора во время движения. Эффективная вязкость влияет на транспортировку шлама, в том числе с учётом наклона ствола скважины. Высокая вязкость может привести к образованию застойных зон. Авторами установлено, что при бурении вертикальных участков значение эффективной вязкости играет существенную роль, а главным инерционным механизмом является скорость потока. При бурении горизонтальных участков застойные зоны препятствуют качественному выносу шлама. На их возникновение влияет эксцентриситет БК, её вращение и реологические характеристики раствора. В статье [283] авторы делают вывод о влиянии реологических параметров буровых растворов, а именно, что снижение индексов нелинейности и консистенции для реологической модели Гершеля-Балкли предпочтительно для повышения качества

выноса шлама. Анализ движения буровых растворов реологической модели Гершеля-Балкли показал, что в подавляющем большинстве задач поток находится в кольцевом пространстве в ламинарном режиме [281], и только в редких случаях в переходном [327]. Данный факт также подтверждается расчётом режимов движения псевдопластичных и бингамовских жидкостей [74] в кольцевом пространстве скважины по методикам из инженерного справочника Бабаяна Э.В. и Черненко А.В. [13]. По данным расчётным методикам установлено, что повышение коэффициента консистенции благоприятно влияет на процесс выноса шлама [74] и соответствует общепринятой практике [364].

1.7 Выводы по главе 1

1. Прогнозирование изменения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей позволяет предпринять ряд мер по оптимизации технологии первичного вскрытия на этапе проектирования.

2. При расчёте объёмов фильтрации в пласт на продолжительном промежутке времени с использованием известных математических моделей аналитического вида наблюдаются значительные погрешности. Данное явление обосновано допущениями формирования фильтрационной корки исключительно твёрдой фазой бурового раствора, а также недостаточной точностью определения входных параметров модели, например, пористости фильтрационной корки. Перспективным является разработка методологического подхода для определения объёма фильтрации в пласт на основании обработки данных фильтрационного эксперимента с введением регрессионных уравнений установленного вида, соответствующих законам фильтрации на различных этапах. Выбор регрессионных уравнений соответствующего вида позволяет учесть влияние наиболее значимых факторов скважинных условий. Кинетика формирования фильтрационной корки учитывается в процессе аппроксимации данных фильтрационного эксперимента.

3. Значимыми факторами при прогнозировании проникновения фильтрата бурового раствора в пласт являются: время контакта, давление репрессии, площадь

фильтрации, вязкость фильтрата при пластовой температуре. Необхидим учёт данных факторов на всех этапах фильтрационного процесса.

4. Эффективным методом моделирования распространения фильтрата в призабойной зоне продуктивного пласта является двухфазная фильтрация. Вытесняющей фазой является фильтрат бурового раствора на водной основе, вытесняемой – пластовый углеводородный флюид. Недостатком классической теории Баклея-Леверетта является допущение линейного закона фильтрации для каждой фазы. Применение нелинейных законов фильтрации и обоснование полученных результатов является актуальной задачей.

5. В большинстве известных подходов к расчёту динамических давлений и профиля скоростей потока бурового раствора используются упрощённые реологические модели. Кроме средней скорости потока на качество выноса шлама влияет вид профиля скоростей потока. Равномерный профиль скоростей в кольцевом пространстве наиболее предпочтителен для выноса шлама, чем вытянутый. Модель Шведова-Бингама не учитывает псевдопластичных свойств. В решении для профиля скоростей бингамовской жидкости общепринятым допущением является наличие ядра потока и периферийных областей. Повышение начального напряжения сдвига увеличивает ядро потока, а пластическая вязкость при фиксированном перепаде давлений снижает среднюю скорость. Степенная модель Оствальда-де Ваале учитывает псевдопластичные свойства, но не учитывает начального напряжения сдвига. Увеличение коэффициента консистенции при фиксированном перепаде давлений снижает среднюю скорость потока, а снижение показателя нелинейности выравнивает профиль скоростей. Наиболее предпочтительной моделью для описания динамики движения бурового раствора является трёхпараметрическая модель Гершеля-Балкли, учитывающая начальное напряжение сдвига и псевдопластичные свойства. Выявлены неопределённости в изучении профиля скоростей для данного вида жидкости. В связи со сложностью и неопределённостью методов решения уравнения движения относительно поля скоростей при движении жидкости модели Гершеля-Балкли, данный вопрос является перспективным для исследования.

ГЛАВА 2 МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Обоснование научной методологии исследования

Обоснование методологии исследований основывается на теоретическом представлении об объекте и предмете исследований [157]. К объекту исследований относится система «скважина – ПЗП» в процессе первичного вскрытия. Предметом исследований являются гидродинамические параметры, определяемые уравнениями движения нелинейно-вязкой буровой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины и законами фильтрации в призабойной зоне пласта. К данным параметрам относятся распределение скоростей бурового раствора в кольцевом пространстве, а также объёмы фильтрации, насыщенность и глубина проникновения фильтрата в ПЗП. В процессе строительства эксплуатационной скважины в определённый момент времени разрушение горной породы происходит в интервале продуктивного пласта. Оба элемента системы в части известных задач рассматриваются обособленно. Обоснование взаимосвязей в системе заключается в наличии гидродинамических процессов, происходящих в процессе бурения продуктивного пласта, насыщенного углеводородным флюидом. Обзор исследований, посвящённых изучению данных процессов, представлен в главе 1.

Методология научного исследования базируется на теоретических принципах описания гидродинамических процессов, происходящих в системе «скважина – ПЗП», изучаемых в технической и подземной гидромеханике. Теоретические принципы движения БПЖ в скважине описываются уравнениями движения, решаемыми относительно поля скоростей и давлений. В частности, решение модифицированного стационарного уравнения Навье-Стокса с использованием реологического уравнения Гершеля-Балкли позволяет определить влияние реологических коэффициентов и других параметров движения на вид профиля скоростей. При нахождении жидкости в кольцевом пространстве скважины возникает избыточное давление, давление репрессии, под действием которого происходит фильтрация в поровое пространство ПЗП, которое приводит к изменению насыщенности и фазовой проницаемости. Особенностью данного

процесса является то, что в поровое пространство фильтруется не сам буровой раствор, а его фильтрат, отделяемый под действием перепада давлений. Данная особенность требует изучения законов фильтрации с учётом кинетики формирования фильтрационной корки бурового раствора. Несмотря на наличие теоретических представлений об этапах фильтрации бурового раствора в пласт, фактические данные, характеризующие отделение фильтрата каждой конкретной рецептуры, определяются экспериментально. В этой связи обоснованно применение методов, включающих в себя знания о виде аналитических связей между параметрами процесса с фактическими данными, полученными экспериментальным путём, в том числе с использованием эмпирических коэффициентов. Данные подходы соответствуют методам наиболее значимых исследований XX века в области изучения свойств околоскважинной зоны пласта. В исследованиях Михайлова Н.Н. [152, 153] при обсуждении вопросов методологии указывается, что лабораторное моделирование является единственной основой для использующихся на практике моделей, а детальный анализ механизма и закономерностей изменения физических свойств ПЗП возможен лишь на основе математических моделей, учитывающих физическую сущность процессов. Несмотря на это, добиться полного подобия реальных условий системы «скважина-ПЗП» условиям моделирования при проведении лабораторных экспериментов практически невозможно.

С учётом проведённого анализа важно обосновать методологический подход, учитывающий специфику задачи прогнозирования объёмов фильтрации в призабойную зону пласта. Важно, чтобы данный подход был конструктивен с практической точки зрения и отражал целостность изучаемого объекта. Методологический подход содержит совокупность принципов, отражающих методологическую ориентацию и стратегию исследования [94]. Для достижения цели исследования поставлен ряд задач, при выполнении которых используемый методологический подход должен содержать принципы теоретического и экспериментального познания.

Теоретический уровень научного исследования включает в себя:

– гипотезу о возможности определения объёма фильтрации в пласт с учётом этапов фильтрации, времени, давления репрессии, площади фильтрации, вязкости фильтрата при пластовой температуре;

– гипотезу о возможности обеспечения равномерного профиля скоростей путём поддержания определённых эффективных комбинаций трёх параметров модели Гершеля-Балкли при проектировании свойств бурового раствора;

– математическую постановку задачи движения бурового раствора в ламинарном режиме, основанную на модифицированном стационарном уравнении Навье-Стокса с граничными условиями для кольцевого пространства;

– математическую постановку задачи движения фильтрата бурового раствора в поровом пространстве пласта, основанную на теории двухфазной фильтрации.

Экспериментальная часть исследования включает в себя:

– эксперименты по определению параметров фильтрации бурового раствора;

– измерение свойств технологических жидкостей и пластовых флюидов, участвующих в качестве входных параметров математических моделей;

– определение изменения ФЕС на образцах кернового материала терригенного коллектора.

Экспериментальная часть исследований включает в себя работу с детерминированно-стохастическими процессами. В значительной мере это связано с несовершенством методов измерений, которые приводят не только к систематической погрешности, но и значительному влиянию случайных факторов. Данный вопрос особенно актуален при проведении фильтрационных экспериментов. При проведении экспериментов на образцах натурального керна данный вопрос является особо актуальным ввиду неоднородности образцов кернового материала и влияния термобарических условий. Обрабатывая данные детерминированно-стохастических процессов для выявления закономерностей, используются статистические методы, методы регрессионного и корреляционного анализа. Ввиду сложности подбора и построения форм аналитических зависимостей при моделировании многофакторных нелинейных процессов, обосновано применение методов ML [29, 228]. Ниже описаны основные принципы

и методы измерений, используемые в исследовании. Сами измерения произведены в соответствии с инструкциями и методическими рекомендациями к используемому оборудованию. Конкретные условия проведения экспериментов представлены непосредственно в результатах в главах 3–5.

2.2 Методы исследования свойств технологических жидкостей и пластовых флюидов

В рамках проведения исследований необходимым этапом является измерение свойств технологических жидкостей и пластовых флюидов. Технологическими жидкостями, участвующими в исследовании, являются РВО и их фильтраты, образцы пластовой воды и нефти.

Приготовление буровых растворов осуществляется с использованием блендера лабораторного Waring LB20EG. Плотность буровых промывочных жидкостей измеряется с использованием рычажных весов Mud balance model 140 согласно п. 4 ГОСТ 33213–2014 [58]. Плотность фильтратов буровых растворов измеряется пикнометрическим методом [54].

Динамическая вязкость характеризует сопротивление жидкости течению при приложении внешней силы. При моделировании гидродинамических процессов движения ньютоновских сред, как правило, используется динамическая вязкость. Кинематическая и динамическая вязкость ньютоновских жидкостей определяется с использованием капиллярных вискозиметров, в том числе при их термостатировании [52,57]. Капиллярные вискозиметры не предназначены для получения данных о зависимости касательных напряжений от скорости сдвига. При определении кинематической вязкости с использованием капиллярных вискозиметров динамическая вязкость вычисляется по формуле (2.1) [3]:

$$\mu = \rho\nu, \tag{2.1}$$

где μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

ρ – плотность жидкости, кг/м^3;

ν – кинематическая вязкость жидкости, м^2/с.

Стандартные реологические характеристики бурового раствора в допущении вязкопластичной реологической модели Шведова-Бингама включают в себя: статическое напряжение сдвига (СНС) (10 с /10 мин), динамическое напряжение сдвига (ДНС), пластическую вязкость (ПВ). Данные параметры измеряются с использованием вискозиметра ротационного Fann 35SA и формулам пересчёта реологических коэффициентов из единиц прибора шкалы [364]. Стандартный двухточечный метод для построения модели Шведова-Бингама включает в себя формулы (2.2)-(2.3):

$$\eta = \theta_{600} - \theta_{300}, \quad (2.2)$$

$$\tau_д = \theta_{300} - \eta, \quad (2.3)$$

где η – пластическая вязкость, сП;

$\tau_д$ – ДНС, фунт/100фут^2;

$\theta_{600}, \theta_{300}$ – показания шкалы вискозиметра при 600 и 300 об/мин, соответственно.

Полученное по формуле (2.2) значение ПВ переводится в систему СИ из расчёта, что 1 сП равен 1 мПа·с. Для перевода напряжений сдвига из фут/100фут^2 в Па используют умножение результата расчёта формулы (2.3) на 0,4788. Вычисленное таким образом начальное напряжение сдвига соответствует понятию ДНС. СНС определяется при 3 об/мин. Для построения степенной модели Оствальда-Де Ваале также известен двухточечный метод с использованием формул (2.4) – (2.5) [364]:

$$n = 3{,}32 lg \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}, \quad (2.4)$$

$$K = 5{,}11 \frac{\theta_{600}}{1022^n}, \quad (2.5)$$

где K – коэффициент консистенции, дин·с^n/см^2;

n – показатель нелинейности реологической модели, безразмерный.

Результаты формулы (2.5) переводятся в систему СИ из расчёта, что 1 дин /см^2 равен 0,1 Па.

Для построения реологических кривых с использованием всех показаний шкалы вискозиметра θ_{600},θ_{300}, θ_{200}, θ_{100}, θ_6, θ_3 Fann 35 SA используются методы

аппроксимации. Входными параметрами выступает экспериментальная зависимость напряжений сдвига $\tau, \text{Па}$ от скорости сдвига $\dot{\gamma}, \text{с}^{-1}$. С использованием точек $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$ можно построить реологические модели из таблицы 1.1 и получить искомые коэффициенты математическими методами. Перед применением методов аппроксимации необходимо представить экспериментальную зависимость $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$ в системе СИ. В источнике [364] приведены способы пересчёта единиц шкалы прибора в скорости и напряжения сдвига и методы построения степенных реологических моделей для вискозиметров компании Fann. При использовании комбинации R1-B1 вискозиметра компании Fann можно получить напряжения сдвига в фунт/100 фут^2, умножением показаний шкалы прибора на 1,0678 с дальнейшим переводом в систему СИ. При этом скорость сдвига в с$^{-1}$ получается путём умножения частоты вращения в об/мин на 1,703. Для обработки экспериментальных зависимостей $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$ в альтернативу двухточечным методам применяется метод наименьших квадратов (МНК) [65,336]. При использовании методов аппроксимации, в том числе с использованием приближенных формул (2.2)-(2.5) и МНК в качестве критерия выбора реологической модели и метода построения может быть использован скорректированный коэффициент детерминации R^2_{adj}, учитывающий сумму квадратов отклонений SS_{res} и количество степеней свободы [75]. Выбор данного показателя обоснован также постановкой задачи сравнения реологических моделей. Для вискозиметра Fann 35SA аппроксимирующая функция строится по 6 точкам. Аппроксимирующие функции представляют собой линейную двухпараметрическую модель Шведова-Бингама, нелинейную двухпараметрическую модель Оствальда-де Ваале и нелинейную трёхпараметрическую модель Гершеля-Балкли. Скорректированный коэффициент детерминации рассчитывается по формуле (2.6):

$$R^2_{adj} = 1 - \left(\frac{(1-R^2)(n-1)}{n-k-1}\right), \quad (2.6)$$

где R^2_{adj} – скорректированный коэффициент детерминации, безразмерный;

R^2 – выборочный коэффициент детерминации, безразмерный;

n – количество точек;

k – количество параметров реологической модели.

Выборочный R^2 считается с использованием суммы квадратов отклонений SS_{res} и суммы квадратов отклонений экспериментальных значений от их среднего SS_{tot} по формулам (2.7)-(2.9):

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{res}}{SS_{tot}}, \quad (2.7)$$

$$SS_{res} = \sum_{i=1}^{n}(\tau_i - \hat{\tau}_i)^2, \quad (2.8)$$

$$SS_{tot} = \sum_{i=1}^{n}(\tau_i - \bar{\tau})^2, \quad (2.9)$$

где τ_i – исходные экспериментальные значения касательных напряжений, Па;

$\hat{\tau}_i$ – расчётные значения касательных напряжений при соответствующей скорости сдвига, Па;

$\overline{\tau}$ – среднее значение касательных напряжений, Па.

Скорректированный коэффициент детерминации R^2_{adj}, рассчитанный для уравнений регрессии, соответствующих реологическим моделям, характеризует объяснённую долю общей дисперсии экспериментальных данных с поправкой на число параметров модели [41].

Для более полного анализа высоковязких жидкостей, в том числе нефти, используется реометр Anton Paar MCR 102 (рисунок 2.1). Преимуществом данного оборудования является возможность получения экспериментальной зависимости $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$ с заданным шагом, например, 10 $с^{-1}$ при заданной температуре. Данный вид исследования необходим для определения наличия (отсутствия) неньютоновских свойств исследуемых жидкостей, которые могут быть не обнаружены с использованием Fann 35 SA. Измерения $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$ для высоковязкой нефти принято производить при лабораторной температуре 21 °C и при заданной пластовой температуре. Диапазон скорости сдвига от 1 до 1022 $с^{-1}$. Описание реализации МНК для расчёта коэффициентов реологических моделей программным путём представлено в п. 3.4.

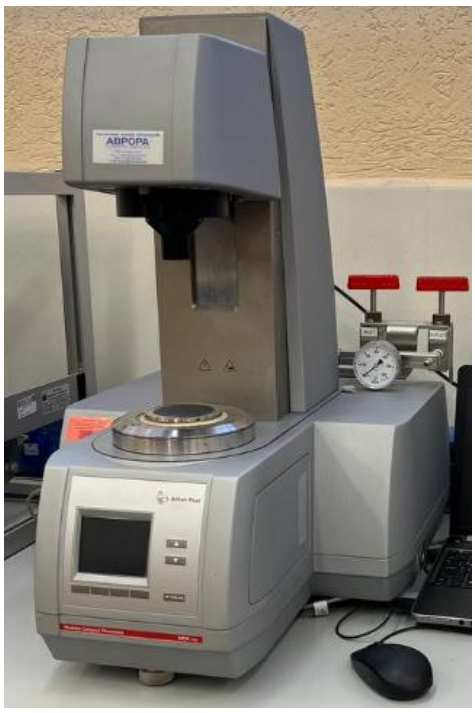


Рисунок 2.1 – Внешний вид реометра Anton Paar MCR 102 (фото автора)

Межфазное натяжение, в том числе с учётом температурного фактора, измеряется с использованием тензиометра SDT (Spinning Drop) компании Kruss (рисунок 2.2). Межфазное натяжение определяется с использованием диаметра или кривизны капли лёгкой фазы внутри тяжёлой фазы во вращающемся капилляре. Оценка изображения по методу Воннегута или Янга-Лапласа производится с использованием высокоточного оптического трансфокатора. Пример изображения капли на экране программы представлен на рисунке 2.3.

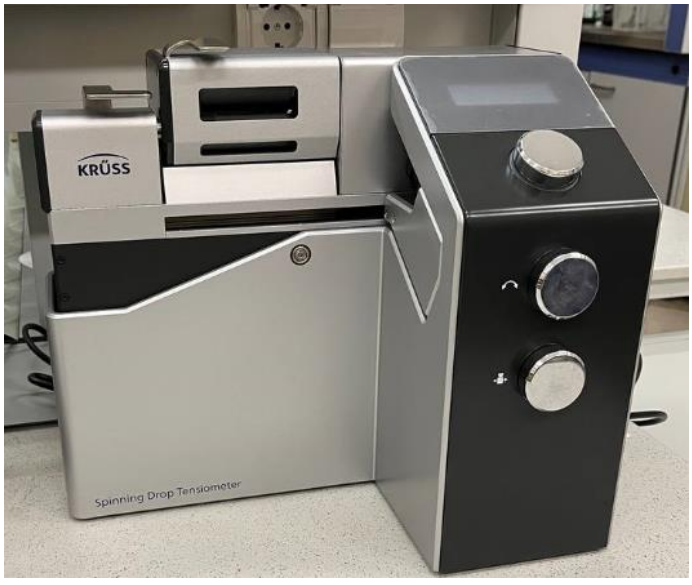


Рисунок 2.2 – Внешний вид тензиометра Kruss SDT (фото автора)

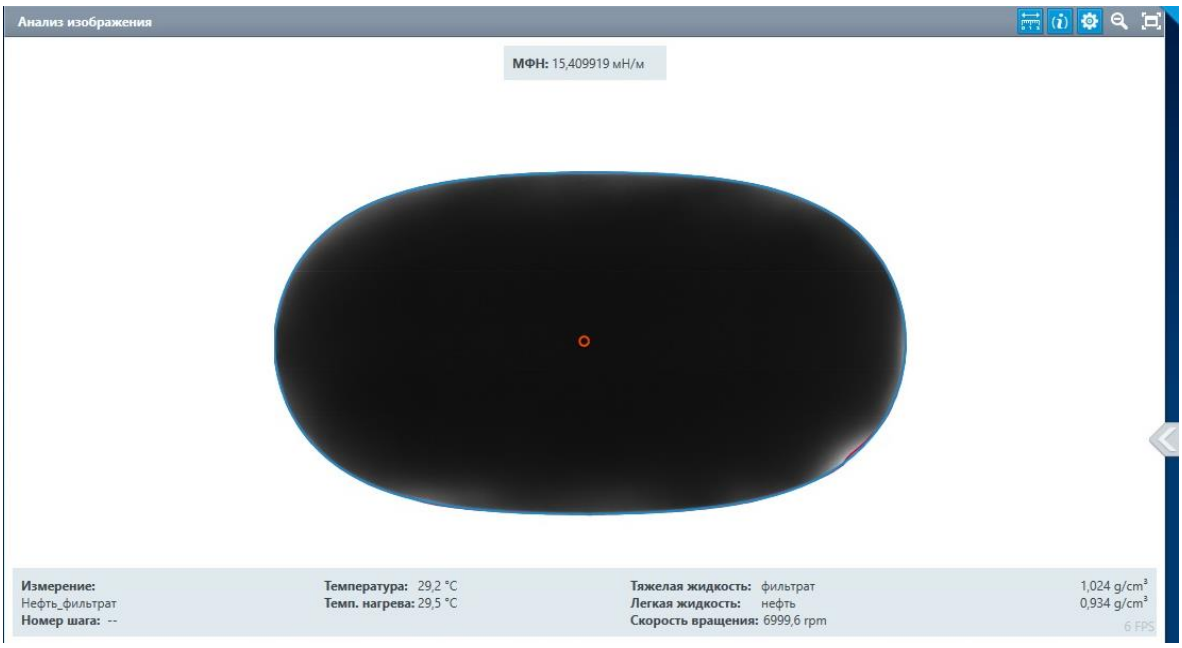


Рисунок 2.3 – Анализируемое изображение при определении межфазного натяжения на границе нефть-фильтрат (фото автора)

Для определения краевого угла смачивания фильтрата использован прибор для измерения краевого угла смачивания EasyDrop (DSA15) (рисунок 2.4.) Угол смачивания определялся на границе фильтрата с нефтенасыщенным образцом керна. Оптический трансфокатор высокого разрешения отслеживает форму капли в реальном времени. ПО анализирует изображение и рассчитывает угол смачивания. Пример показан на рисунке 2.5.



Рисунок 2.4 – Внешний вид прибора для измерения краевого угла смачивания EasyDrop (DSA15) (фото автора)

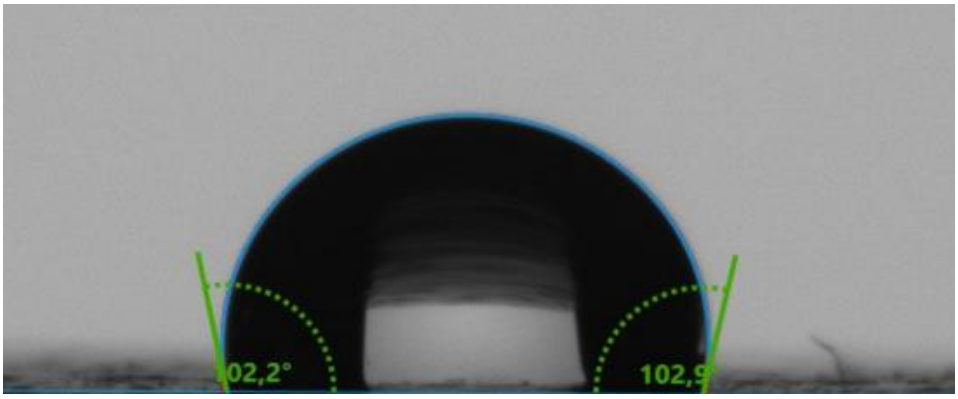


Рисунок 2.5 – Анализируемое изображение при определении краевого угла смачивания (фото автора)

Прибор EasyDrop (DSA15) также предназначен для определения поверхностного и межфазного натяжения методом висящей капли. В данном исследовании из-за плотности и цвета тестируемых жидкостей для определения межфазного натяжения наибольшую эффективность показал прибор, работающий по методу вращающейся капли SDT Kruss.

2.3 Методы проведения экспериментов по определению параметров фильтрации буровых промывочных жидкостей

Одним из основных технологических параметров, характеризующих способность к отделению фильтрата бурового раствора под действием перепада давлений, является показатель фильтрации (водоотдачи) [58,314]. Стандартный тест на фильтрацию БР производится в том числе с использованием фильтр-пресса низких давлений и температур (LPLT) компании Fann. Внешний вид прибора изображён на рисунке 2.6. Принцип работы прибора заключается в том, что под действием перепада давлений до 0,689 МПа, создаваемых газом, через бумажный фильтр объём фильтрата собирается в мерном цилиндре. Эффективный диаметр фильтрации составляет 76 мм. На основании отобранного объёма фильтрата принято судить о показателе водоотдачи бурового раствора. В процессе фильтрации на бумажном фильтре образуется фильтрационная корка.

При фильтрации через керамические диски использовался фильтр-пресс OFITE HPHT Dynamic (рисунок 2.7).



Рисунок 2.6 – 4 местный фильтр-пресс LPLT компании Fann (фото автора)



Рисунок 2.7 – Фильтр-пресс OFITE HPHT Dynamic (фото автора)

Данный прибор позволяет производить фильтрацию в статическом и динамическом режимах, в том числе при высоких давлениях и температурах (HPHT). Динамический режим обусловлен вращением лопастей внутри ячейки с максимальным числом оборотов до 3600 об/мин. Допустимая температура нагрева ячейки прибора 260 °C. Эффективный диаметр фильтрации через керамический

диск составляет 56 мм. В инструкции к прибору для фильтрации на керамическом диске указанного эффективного диаметра присутствует примечание о том, что результаты фильтрации следует пересчитывать методом удвоения. Данная рекомендация введена для возможности сопоставления результатов экспериментов по фильтрации через бумажный фильтр/керамический диск с эффективным диаметром фильтрации 76 мм. В рамках данной работы анализируются кривые фильтрационного процесса. При проведении расчётов с использованием уравнений фильтрации, например, для определения скорости фильтрации и проницаемости фильтрационной корки производить удвоение результатов эксперимента не нужно, так как при расчёте используются фактические величины, в том числе эффективная площадь фильтрации диска.

Толщина фильтрационной корки согласно [208] определялась по 6 экспериментальным точкам с последующим осреднением. Для измерения использовался автоматический прибор ВИКА E044H (MATEST), внешний вид которого изображен на рисунке 2.8.



Рисунок 2.8 – Автоматический прибор ВИКА E044H (MATEST) (фото автора)

Изначально данный прибор предназначен для определения начального и конечного сроков схватывания цементного теста, но его конструкция позволяет достаточно точно выполнять замер толщины фильтрационной корки на горизонтальной плоской поверхности. Игла прибора тарируется относительно положения фильтровальной фильтра/диска. Последующее измерение толщины корки заключается в определении расстояния, при котором игла касается

фильтрационной корки. Осреднение результатов производится стандартными методами [291].

2.4 Описание оборудования для проведения фильтрационных экспериментов с использованием образцов натурального керна

Для выпиливания цилиндрических образцов был использован ручной сверлильный станок для выбуривания цилиндрических образцов керна MDP-405 производства компании Coretest Systems Corporation, США. Станок предназначен для выбуривания керна диаметром до 50,8 мм с фиксацией керна диаметром до 152,4 мм и длиной до 650 мм. Внешний вид станка изображён на рисунке 2.9.

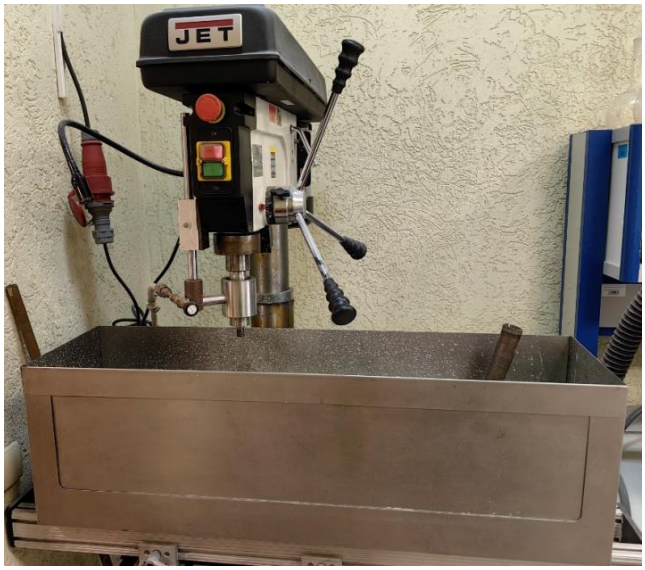


Рисунок 2.9 – Внешний вид станка для выпиливания цилиндрических образцов керна MDP-405 Coretest Systems Corporation (фото автора)

Торцевание и шлифовка цилиндрических образцов керна произведены с использованием системы двусторонней обрезной пилы с опцией торцешлифовального круга DTS-430 компании Coretest Systems Corporation, США. Система предназначена для распиловки и торцевания образцов керна диаметром до 38,1 мм. Внешний вид системы изображён на рисунке 2.10. Для испытания БР на установке ручного сверлильного станка MPD-405 (Coretest Systems Corporation) выбурены из полноразмерного керна образцы цилиндрической формы > 30 мм и диаметром 30 мм. Образцы доведены до правильной цилиндрической формы шлифованием торцов на станке DTS-430. Согласно рекомендациям к длине цилиндрических образцов кернового материала,

их длина не должна быть меньше 25 мм [213]. Все подготовленные образцы удовлетворяют данному требованию.

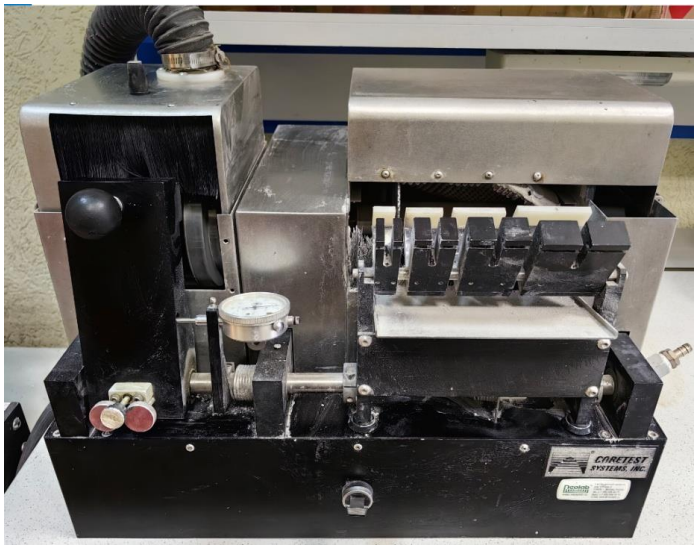


Рисунок 2.10 – Внешний вид системы DTS-430 Coretest Systems Corporation (фото автора)

Экстрагирование образцов керна производилось с помощью аппарата для проточной очистки образцов керна FTCC-100 (Vinci Technologies, Франция) (рисунок 2.11) с использованием спиртобензольной смеси [55, 56, 214].



Рисунок 2.11 – Аппарат для проточной очистки образцов керна FTCC-100 Vinci Technologies (фото автора)

Промытые образцы выдерживались в сушильном шкафу при температуре от +102°С до +105°С до постоянной массы с точностью 0,0001 г, определяемой с использованием аналитических весов LEKI B2104.

На основании данных о замеренной пористости и газопроницаемости производится сортировка кернового материала для проведения фильтрационных экспериментов. Стандартные исследования образцов керна на определение пористости по газу осуществлялись с использованием анализатора газопроницаемости и пористости ПИК-ПП компании «Геологика» (рисунок 2.12). В качестве газа используется азот при лабораторных условиях в 21 °С. Давление обжима образцов кернового материала при измерении абсолютной газопроницаемости составляло 6,89 МПа. Прибор предусматривает возможность учёта поправки Клинкинберга [142, 224].

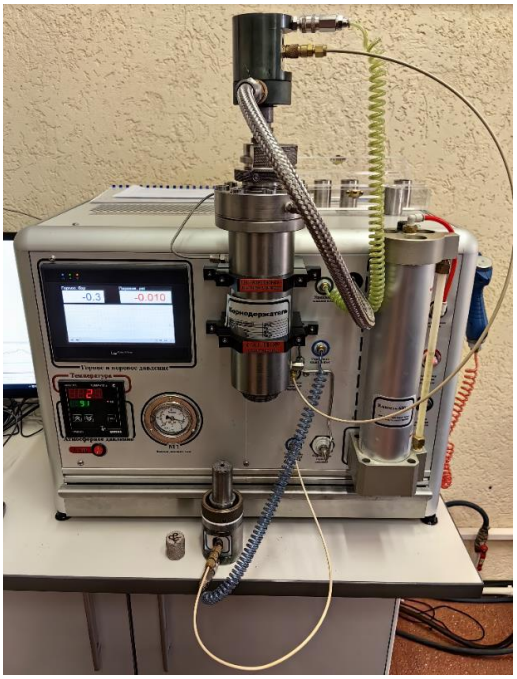


Рисунок 2.12 – Анализатор газопроницаемости и пористости ПИК-ПП (фото автора)

Согласно [142, 213] проницаемость при установившейся фильтрации газа рассчитывается по формуле (2.10):

$$k_г = \frac{\bar{q}_г \mu_г l}{A(P_1 - P_2)}, \quad (2.10)$$

где $k_г$ – коэффициент проницаемости при установившейся фильтрации газа, м^2;

$\bar{q}_г$ – объёмный расход газа, приведённый к среднему давлению в образце, м^3/с;

$\mu_г$ – динамическая вязкость газа, Па·с [56];

l – длина образца, м;

A – площадь фильтрации, м^2;

P_1, P_2 – абсолютные давления на входном и выходном сечениях образца, Па.

Объёмный расход газа, приведённый к среднему давлению в образце рассчитывается по формуле (2.11):

$$\bar{q}_г = \frac{2q_г P_б}{P_1+P_2} = \frac{q_г P_б}{\overline{P}}, \quad (2.11)$$

где $q_г$ – объёмный расход газа, измеренный на выходе (при атмосферном давлении), м^3/с;

$P_б$ – барометрическое давление, Па;

$\overline{P}$ – среднее давление, Па.

Среднее давление вычисляется по формуле (2.12):

$$\overline{P} = \frac{P_1+P_2}{2}. \quad (2.12)$$

С целью выявлений каверн, трещин и глубины проникновения твёрдой фазы бурового раствора производится томографический скрининг-контроль кернового материала. Для скрининг-контроля использован рентгеновский томограф SkyScan 1173 Bruker, Бельгия (рисунок 2.13). Функциональные возможности томографа позволяют анализировать проекции керна, его трёхмерную модель, а также экспортировать данные для анализа. Кроме комплектующего ПО Bruker для анализа срезов использовался язык Wolfram Language (WL). Данный язык программирования имеет широкие возможности для работы с изображениями [147]. Разработан авторский код, позволяющий анализировать последовательность срезов с использованием персональных компьютеров с предустановленным пакетом Wolfram Mathematica (WM). Пример построения трёхмерной модели части образца кернового материала с панелью управления визуализации срезов показан на рисунке 2.14.



Рисунок 2.13 – Рентгеновский томограф SkyScan 1173 Bruker (фото автора)

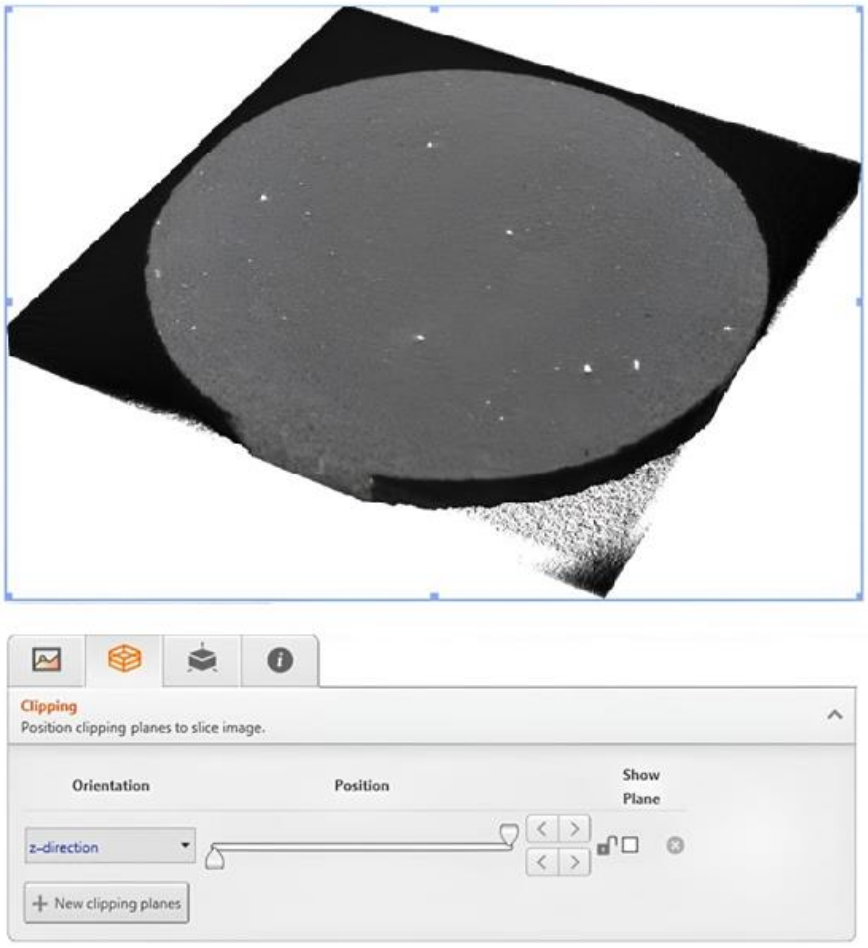


Рисунок 2.14 – Окно построения 3D модели по 200 снимкам рентгеновского томографа SkyScan в WM (составлено автором)

Для имитации пластовых условий перед проведением фильтрационных экспериментов создаётся и определяется остаточная водонасыщенность [267]. Для насыщения используется пластовая вода или её модель. Определение осуществлялось по методике из ОСТ 39–204–86 [216]. Создание остаточной

водонасыщенности производилось с использованием центрифуги CE-520 (рисунок 2.15).



Рисунок 2.15 – Центрифуга CE-520 (фото автора)

Для просмотра проекций в различных направлениях используется линия прокрутки меню и выбор направления координатных осей. Таким образом, по визуальным признакам определяется наличие повреждений образца до/после проведения фильтрационных экспериментов. При обнаружении нарушений целостности образца результаты эксперимента не учитываются как репрезентативные. Для проведения экспериментов по фильтрации технологических жидкостей через образцы натурального керна используется фильтрационная установка RPS-812 компании Coretest Systems Corporation. Внешний вид установки представлен на рисунке 2.16.

Для проведения фильтрационных исследований с буровым раствором в RPS-812 устанавливалась система трубок и колец, позволяющая осуществлять беспрепятственное воздействие на торец керна при наличии в жидкости твёрдой фазы. Для поддержания пластовой температуры кернодержатель термостатируется с использованием встроенного термошкафа фильтрационной установки. Внешний вид кернодержателя и термошкафа изображен на рисунке 2.17.



Рисунок 2.16 – Фильтрационная установка RPS-812 (Coretest Systems Corporation) (фото автора)



Рисунок 2.17 – Кернодержатель и термошкаф установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation) (фото автора)

Использование установки RPS-812 позволяет определять объёмы фильтрации технологической жидкости через образец керна и проницаемость керна по жидкости и газу до/после воздействия технологической жидкости. Подключение двух насосов в независимом режиме и ёмкостей подачи жидкостей используется для определения экспериментальных точек для построения моделей

ОФП [287]. Функции ОФП, построенные на основании экспериментальных данных о прокачке углеводородной и водной фазы в пропорциях 100/0, 80/20, 70/30, 60/40, 50/50, 40/60, 30/70, 80/20, 0/100 % необходимы для моделирования двухфазной фильтрации и использования функции Баклея-Леверетта. В зависимости от результатов эксперимента количество режимов может уменьшаться до момента прекращения фильтрации одной из фаз. Аппроксимация данных ОФП производится методом наименьших квадратов. Обоснование выбора формы уравнений ОФП для аппроксимации экспериментальных точек представлено в главе 4.

С учётом используемого оборудования, методика определения ОФП включает в себя следующие последовательные этапы [142,217]:

- отбор и группировка образцов керна на основании пористости и газопроницаемости;

- подготовка фильтруемых жидкостей;

- приведение образца к соответствующему значению остаточной (неснижаемой) водонасыщенности;

- создание горного давления и пластовой температуры;

- определение значения проницаемости по нефти, относительно которого происходит нормализация;

- одновременная закачка нефти и воды, выполняемая поэтапно в выбранных пропорциях;

- определение текущей водонасыщенности и нефтенасыщенности в установившихся условиях;

- определение фазовых проницаемостей при совместной фильтрации по формулам (2.13) – (2.14) (аналогично п. 1.5):

$$k_{\text{н}} = \frac{\mu_{\text{н}}\, q_{\text{н}}\, l}{A\, \Delta \text{p}}, \tag{2.13}$$

$$k_{\text{ф}} = \frac{\mu_{\text{ф}}\, q_{\text{ф}}\, l}{A\, \Delta \text{p}}. \tag{2.14}$$

- экстракция методом Дина-Старка с использованием аппарата количественного определения остаточной водной фазы (АКОВ) [53];

- аппроксимация экспериментальных результатов функциями ОФП;

- построение графика зависимости между относительной проницаемостью и водонасыщенностью.

При решении задачи по определению объёма водной фазы в керне, например, для определения остаточного количества фильтрата используется АКОВ Дина и Старка [53]. Насыщенный углеводородной и водной фазой образец горной породы помещают в колбу, подключенную к аппарату Дина и Старка. В колбу заливают растворитель. Растворитель подбирается индивидуально для достижения требуемой степени очистки. После начала кипения растворителя периодически фиксируют объём воды, накапливающейся в ловушке аппарата. Если в холодильнике остаются капли воды, их сталкивают в ловушку стеклянной палочкой. Данная методика успешно себя зарекомендовала при определении остаточной водной фазы бурового раствора в поровом пространстве образца керна [370].

2.5 Обоснование выбора программной среды для математического моделирования

Поставленные в работе цели и задачи требуют выбора эффективного инструмента для математического моделирования. Математическое моделирование реализуется согласно принципу триады «модель – алгоритм – программа» [248]. Применение данных принципов с учётом специфики исследования предъявляет требования к ПО для эффективной реализации различных методов и подходов. ПО должно позволять осуществлять решение задач статистической обработки экспериментальных данных, корреляционного и регрессионного анализа с использованием метода наименьших квадратов, работать с выражениями в аналитическом виде, решать дифференциальные уравнения, работать с массивами данных, циклами, условными операторами, осуществлять графический вывод в двухмерных и трёхмерных проекциях, осуществлять импортирование и экспортирование данных. Интерфейс программы и возможность расширенной настройки имеющихся функций также является достоинством WM по сравнению с языками программирования высшего уровня. Известен опыт

применения данного пакета в задачах мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП) методом анализа сигнала микросейсмической эмиссии [226]. Методы ML успешно зарекомендовали себя в задачах анализа многофакторных нелинейных зависимостей. В качестве эффективного инструмента для решения данных классов задач выбран язык WL, реализованный в оболочке пакета WM [413].

Пакет WM имеет возможности свободного использования путём распространения пробных лицензий, а также средствами вёб-платформы и приложения для мобильных устройств. Для запуска кода WL используется сервис Wolfram Cloud. WM позволяет создавать интерактивные документы, в которых происходят вычисления и построение графического сопровождения. Использование формата *.cdf (Computable Document Format) позволяет открывать программы, написанные на языке WL в CDF Player без наличия предустановленной программы Wolfram Mathematica. Это способствует распространению вычислительных документов. Программы, написанные на языке Wolfram Language, успешно проходят регистрацию в ФИПС как объекты авторского права (программы для ЭВМ) (Приложения А–Д).

2.6 Выводы по главе 2

В главе обоснована методология исследования, включающая в себя теоретические и экспериментальные изыскания в области движения технологических жидкостей в скважине и поровом пространстве пласта.

1. Для описания движения неньютоновских жидкостей в кольцевом пространстве скважины и фильтрации в призабойной зоне пласта необходимо проведение аналитических исследований закономерностей движения. Данные виды исследований позволяют определить выбор входных параметров для построения зависимостей, в том числе с применением методов физического и математического моделирования.

2. Одной из важнейших задач при моделировании является определение входных параметров. Для применения существующих математических моделей и их усовершенствования требуется измерение свойств буровых промывочных жидкостей и их фильтратов, в том числе при скважинной температуре.

3. Для изучения механизмов фильтрации буровых промывочных жидкостей в лабораторных условиях необходимо использование HTHP и LPTP фильтр-прессов. Сравнительный анализ результатов эксперимента в статическом и динамическом режиме позволит определить метод измерений, имеющий наибольшую репрезентативность результатов.

4. Верификацию результатов прогнозирования объёмов фильтрации в пласт следует производить путем проведения серий экспериментов по фильтрации буровых промывочных жидкостей через образцы натурального керна.

5. Для математического моделирования двухфазной фильтрации необходимо проведение серий экспериментов, направленных на изучение изменения ФЕС нефтенасыщенных образцов керна вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей и их фильтратов. Использование эмпирических функций ОФП позволяет повысить точность прогнозирования насыщенности и глубины проникновения фильтрата. Для изучения механизма изменения ФЕС образцов керна необходимо осуществить проверку наличия корреляционной связи со свойствами фильтрата буровой промывочной жидкости.

6. Обработку результатов экспериментов необходимо производить с использованием методов математической статистики. Для установления связей между параметрами изучаемых процессов следует применять методы корреляционного и регрессионного анализа, в том числе с применением метода наименьших квадратов для вычисления коэффициентов регрессии. При наличии многофакторных нелинейных зависимостей применимы методы машинного обучения с последующим применением методов линеаризации для построения зависимостей в аналитическом виде. Решение задач математического моделирования и обработка данных производится на языке Wolfram Language, реализованном в программе Wolfram Mathematica.

ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОБЪЁМА ФИЛЬТРАЦИИ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ

3.1 Методологический подход к прогнозированию объёмов фильтрации в пласт

Согласно п. 1.2-1.4 литературного обзора данной работы, невозможно исключительно на основании фундаментальных представлений о процессах фильтрации и рецептуре бурового раствора произвести расчёты объёмов фильтрации в пласт аналитическим методом. Измерения каждого параметра математической модели, например, количества твёрдой фазы в корке и пористости корки, по отдельности не имеют достаточной точности, что осложняется ещё и зависимостью от других измеряемых факторов процесса. Теоретические исследования формирования фильтрационной корки, изменения её свойств, процесса нарастания/смыва, характера фильтрации позволяют определить способ расчёта объёма фильтрации в пласт. Из-за особенностей процесса отделения фильтрата необходимо учитывать три временных промежутка:

1) мгновенная фильтрация;

2) участок стабилизации формирования фильтрационной корки;

3) квазистационарный режим фильтрации.

Мгновенная фильтрация промывочной жидкости в пласт – это процесс, при котором проникновение жидкой фазы происходит в начальный момент времени. Данный режим характеризуется высокой скоростью фильтрации и началом формирования фильтрационной корки. При описании мгновенной фильтрации нельзя считать параметры процесса постоянными. Структурообразующие частицы из промывочной жидкости начинают осаждаться на стенке скважины, формируя начальный слой фильтрационной корки. Скорость фильтрации максимальна, так как влияние фильтрационной корки еще незначительно и начинает проявляться в большей степени при наблюдении снижения угла наклона кривой $Q_{\text{ф}}(t)$. При анализе кривой фильтрационного процесса $Q_{\text{ф}}(t)$ участок мгновенной фильтрации начинается с условного начала отсчёта, соответствующего началу координат или

точки на оси ординат, соответствующей накопленному объёму фильтрации к рассматриваемому моменту времени. Моделирование мгновенной фильтрации позволяет прогнозировать объёмы фильтрата, проникающего в пласт на начальном этапе взаимодействия промывочной жидкости с ПЗП. В зависимости от временного масштаба моделирования, мгновенная фильтрация может приводить к значительным потерям фильтрата.

Наличие участка стабилизации формирования фильтрационной корки обусловлено затуханием участка мгновенной фильтрации. Данное состояние является «относительно» стабилизационным, так как в масштабе временного промежутка от начала процесса фильтрации до получаса-нескольких часов, в зависимости от бурового раствора и условий измерения, угол наклона кривой накопленного объёма становится постоянным. По мере осаждения коркообразующих частиц толщина фильтрационной корки увеличивается. Увеличение толщины и уплотнение корки приводит к снижению скорости проникновения жидкости в пласт. На этом этапе скорость фильтрации и толщина корки стабилизируются, и процесс переходит в квазистационарный режим. При статической фильтрации угол наклона кривой $Q_{\text{ф}}(t)$ может не изменяться в течение некоторого времени и без предварительно проведенных экспериментов определению не подлежит. Именно на участке стабилизации принято определять проницаемость фильтрационной корки по дистиллированной воде [208] или расчётным методом по анализу кривой фильтрационного процесса [196,204,250]. Проницаемость фильтрационной корки по дистиллированной воде не может быть использована в задаче расчёта фильтрации в пласт по причине отличия характеристик фильтрата от воды [167].

Серии фильтрационных экспериментов, а также анализ исследований п. 1.2-1.4 показали недостаточность учёта только двух первых участков фильтрационного процесса в задаче прогнозирования объёмов фильтрации в пласт на более длительном промежутке, чем несколько первых часов контакта. Последующий временной участок следует классифицировать как участок квазистационарного режима проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Данный режим

возникает после начального этапа, когда формируется фильтрационная корка на стенке скважины, а также происходит стабилизация её начальных состояний. Дальнейшее проникновение фильтрата происходит с относительно постоянной скоростью, а функции смыва и нарастания взаимно компенсируют друг друга. Изменения свойств самой корки либо незначительны, либо взаимно компенсируются. Численный эксперимент по продлению участка стабилизации формирования фильтрационной корки на точки, соответствующие режиму квазистационарному, показал высокие отклонения. Поэтому для расчёта объёма фильтрации на данном участке предлагается модифицировать формулу гиперболической функции фильтрации из исследования [408].

Разработана методика прогнозирования объёма фильтрации в пласт с использованием эмпирических зависимостей. Расчётная методика заключается в выявлении вида законов фильтрации при обработке зависимостей $Q_{\text{ф}}(t)$. Кусочная аппроксимация позволяет выделить из уравнений фильтрации значимые факторы, заменив остальные коэффициентами регрессии, что повышает точность расчёта [176,206].

Полный объём фильтрации может быть вычислен в виде суммы (3.1):

$$Q_{\text{ф полн}} = Q_{\text{ф1}}(t_1) + Q_{\text{ф2}}(t_2) + Q_{\text{ф3}}(t_3), \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{ф полн}}$ – полный объём фильтрации за рассматриваемое время контакта БР с ПЗП, м^3;

t_1 – продолжительность мгновенной фильтрации, с;

t_2 – продолжительность временного промежутка, соответствующего участку стабилизации формирования фильтрационной корки, с;

t_3 – продолжительность времени фильтрации в квазистационарном режиме, с.

В формуле (3.1) индексы при $Q_{\text{ф}}$ и t соответствует номеру участка фильтрации. Так как для каждого типа жидкости о фильтрационном процессе можно судить только на основании эксперимента по фильтрации при имитации пластовых условий, то предлагается функции $Q_{\text{ф1}}$,$Q_{\text{ф2}}$,$Q_{\text{ф3}}$ восстановить по кривой фильтрационного процесса $Q_{\text{ф}}(t)$. Для восстановления зависимостей $Q_{\text{ф1}}$,$Q_{\text{ф2}}$,$Q_{\text{ф3}}$

предлагается проводить кусочную аппроксимацию. Согласно аналитической записи данных законов фильтрации нелинейный участок мгновенной фильтрации линеаризуется заменой. Аналогично уравнению (1.1) наблюдается линейная зависимость вида $Q_{\text{ф}}(\sqrt{t}\,)$. Доказано, что аналитическая форма зависимости объёма фильтрации от времени – линейная на участке мгновенной фильтрации от квадратного корня от времени. Преодолевая время мгновенной фильтрации, линейный участок соответствует закону Дарси, а зависимость имеет вид линейной функции $Q_{\text{ф}}(t)$. Графически эти виды зависимости изображены на рисунке 3.1.

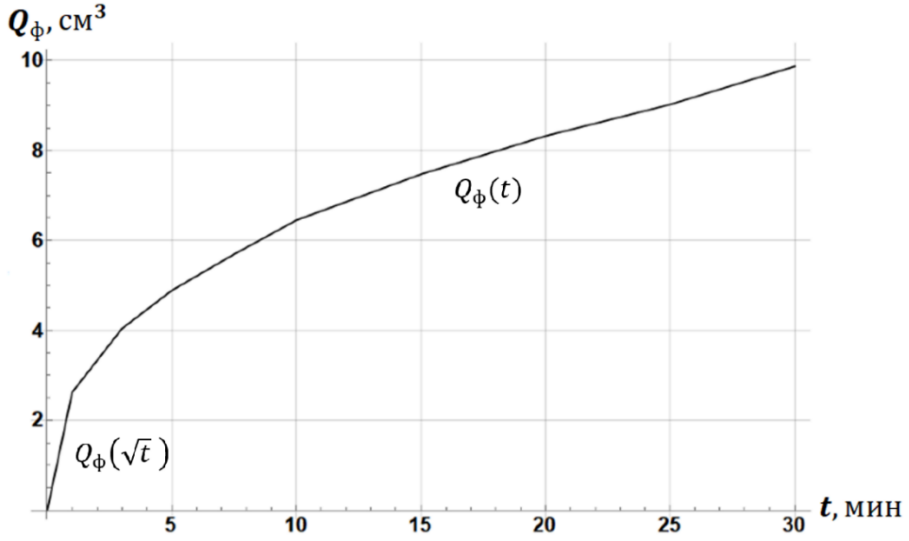


Рисунок 3.1 – Вид зависимости накопленного объёма фильтрации от времени [168]

На нём изображён накопленный объём фильтрата полимерглинистой промывочной жидкости, как функция от времени, при фильтрации на фильтр-прессе при стандартных условиях эксперимента. Очевидно, что в начале процесса фильтрации график имеет нелинейный вид с дальнейшим переходом в прямую. На рисунке 3.2 показано, что участок мгновенной фильтрации с рисунка 3.1 успешно линеаризуется при преобразовании аргумента от t к $\sqrt{t}$. Данный результат подтверждается вычислением коэффициента корреляции R [191], который в координатах $Q_{\text{ф}}(t)$ принимает значение 0,961, а в координатах $Q_{\text{ф}}(\sqrt{t}\,)$ приближается к 1 и равняется 0,997.

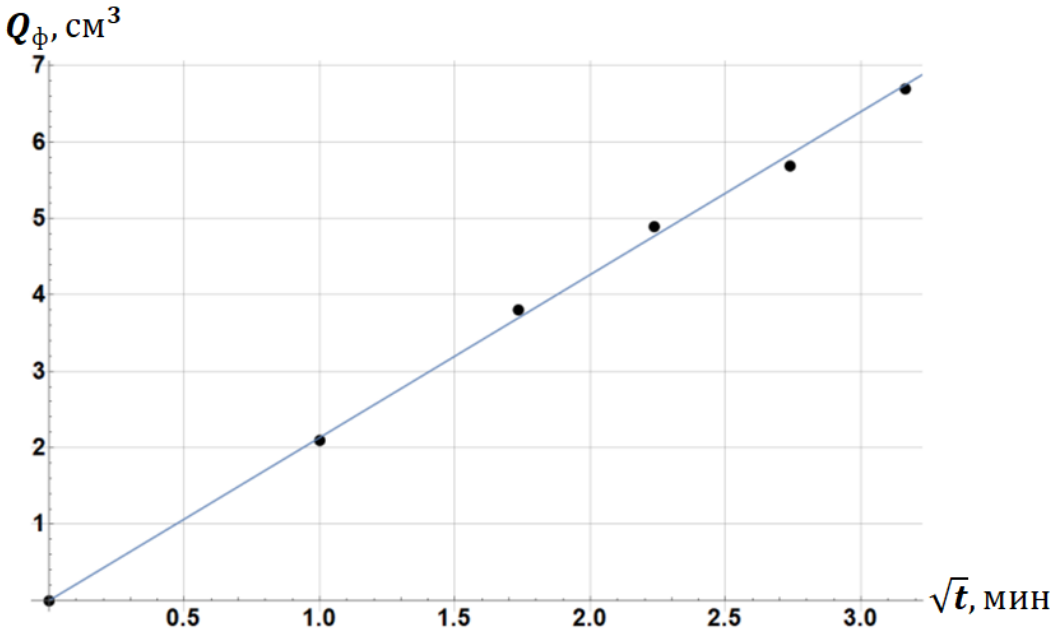


Рисунок 3.2 – Вид зависимости на участке мгновенной фильтрации в линеаризованной системе [168]

С учётом аналитических форм уравнений производится аппроксимация участка мгновенной фильтрации с выводом формул для расчёта объёмов при пластовых условиях. При росте фильтрационной корки её толщина является функцией от времени, то есть $h_{фк}(t)$, и закон фильтрации в дифференциальной форме принимает вид (3.2):

$$\frac{dQ_ф(t)}{dt} = \frac{A\,k_{фк}\Delta p}{\mu_ф h_{фк}(t)}. \tag{3.2}$$

Основываясь на исследованиях, проанализированных в п. 1.2, дальнейший вывод аналитической зависимости $Q_ф\left(\sqrt{t}\right)$ возможен в допущениях, что фильтрационная корка образуется при прилипании частиц твёрдой и другой подвижной фазы бурового раствора к стенке скважины. Данное допущение описано соотношением (1.5). Зависимость накопленного объёма фильтрата от перепада давления под квадратным корнем $Q_ф\left(\sqrt{\Delta p}\right)$ также упоминается в источнике [136] в контексте закономерностей фильтрации и способа пересчёта накопленного объёма при изменении перепада давления от прибора к прибору.

Интегрируя (3.2), с учётом (1.5) и (1.6), получим функцию вида (3.3):

$$Q_{ф1} = A\sqrt{2\frac{k_{фк}\Delta p}{\mu_ф}\left(\frac{f_{тв.фк}}{f_{тв.бр}} - 1\right)t_1}. \tag{3.3}$$

Для восстановления зависимости типа $Q(\sqrt{t})$ предлагается введение регрессионного уравнения вида (3.4):

$$Q_{ф1} = \alpha\sqrt{t_1}. \quad (3.4)$$

Коэффициент регрессии α включает все входные параметры из выражения (3.3) стоящие перед $\sqrt{t}$, что отражает формула (3.5):

$$\alpha = A\sqrt{2\frac{k_{фк}\Delta p}{\mu_ф}\left(\frac{f_{тв.фк}}{f_{тв.бр}} - 1\right)}. \quad (3.5)$$

Скважинные условия отличаются от лабораторных давлением, температурой, в больше мере влияющей на вязкость, площадью фильтрации. Остальные параметры либо незначительно отличаются, либо не имеют возможности учёта. Поэтому предлагается из (3.5) и (3.3) выразить данные параметры для дальнейшей замены на скважинные. Для этого вводится коэффициент (3.6):

$$\alpha_1 = \frac{\alpha}{A}\sqrt{\frac{\mu_ф}{\Delta p}}. \quad (3.6)$$

Откуда первое слагаемое (3.1) для скважинных условий принимает вид (3.7):

$$Q_{ф1\,скв} = \alpha_1 A_{скв}\sqrt{\frac{\Delta p_{скв} t_{1\,скв}}{\mu_{ф\,скв}}}, \quad (3.7)$$

где индекс «скв» соответствует обозначению параметра при скважинных условиях.

На участке стабилизации формирования фильтрационной корки закон фильтрации линеен и имеет вид (3.8):

$$Q_{ф2} = \frac{k_{фк} A \Delta p t_2}{\mu_ф h_{фк}}. \quad (3.8)$$

Для восстановления зависимости (3.8) необходим перенос линейного участка в начало координат, и тогда вводится регрессионное уравнение (3.9):

$$Q_{ф2} = \beta t_2. \quad (3.9)$$

В коэффициент регрессии β входят все входные параметры из выражения (3.8), стоящие перед t, что отражает формула (3.10):

$$\beta = \frac{k_{фк} A \Delta p}{\mu_ф h_{фк}}. \quad (3.10)$$

В процессе стабилизации формирования фильтрационной корки проницаемость и толщина претерпевают компенсирующие друг друга изменения, но данные изменения качественно описываются линейным участком. Выражение (3.10), как и (3.6), содержит факторы, отличающиеся от полученных в лаборатории в скважинных условиях. Аналогично (3.6) их можно выразить через новый коэффициент β_1 по формуле (3.11):

$$\beta_1 = \frac{\beta \mu_{\text{ф}}}{A\Delta p}. \tag{3.11}$$

Следовательно, второе слагаемое (3.1) для скважинных условий принимает вид (3.12):

$$Q_{\text{ф2 скв}} = \beta_1 \frac{A_{\text{скв}} \Delta p_{\text{скв}}}{\mu_{\text{ф скв}}} t_{2\text{ скв}}. \tag{3.12}$$

Для третьего участка, соответствующего квазистационарному режиму, применяется гиперболическая функция [408], описывающая фильтрацию через проницаемую корку, которая имеет вид (3.13):

$$Q_{\text{ф3}} = \sqrt{\frac{2k_{\text{фк}} c\Delta p}{\mu_{\text{ф}}}}\, A \frac{t_3}{C_2 + C_3 t_3}, \tag{3.13}$$

где c, C_2, C_3– эмпирические коэффициенты, подлежащие определению.

Исходя из необходимости перехода к скважинным условиям, предлагается ввести уравнение регрессии по форме, соответствующее формуле вида (3.13). Уравнение регрессии согласно (3.13) примет вид (3.14):

$$Q_{\text{ф3}} = C \frac{t_3}{C_2 + C_3 t_3}. \tag{3.14}$$

Замена лабораторных параметров на скважинные производится путём введения коэффициента C_1 по формуле (3.15):

$$C_1 = \frac{C}{A}\sqrt{\frac{\mu_{\text{ф}}}{\Delta p}}. \tag{3.15}$$

Следовательно, третье слагаемое (3.1) для скважинных условий принимает вид (3.16):

$$Q_{\text{ф3 скв}} = C_1 \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{скв}}}{\mu_{\text{ф скв}}}}\, A_{\text{скв}} \frac{t_{3\text{скв}}}{C_2 + C_3 t_{3\text{скв}}}. \tag{3.16}$$

Тогда, с учётом (3.7),(3.13),(3.16), выражение (3.1) переписывается для вычисления объёма фильтрата с учётом скважинных условий, что отражено в формуле (3.17):

$$Q_{\text{полн.скв}} = \alpha_1 A_{\text{скв}} \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{скв}} t_{1\ \text{скв}}}{\mu_{\text{ф скв}}}} + \beta_1 \frac{A_{\text{скв}} \Delta p_{\text{скв}}}{\mu_{\text{ф скв}}} t_{2\ \text{скв}} + C_1 \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{скв}}}{\mu_{\text{ф скв}}}}\ A_{\text{скв}} \frac{t_{3\text{скв}}}{C_2 + C_3 t_{3\text{скв}}}, \qquad (3.17)$$

где $\alpha_1, \beta_1, C_1 C_2, C_3$ – коэффициенты регрессии.

Согласно анализу размерностей, α_1, β_1 имеют размерность длины. $C_1 C_2, C_3$ имеют зависимые размерности, одной из комбинаций может являться: C_1 – произведение длины на корень из времени, C_2 – размерность времени, C_3 – безразмерная. $t_{1\ \text{скв}}, t_{2\ \text{скв}}, t_{3\text{скв}}$ – локальные времена последовательных этапов фильтрации. Начало каждого последующего этапа совпадает с окончанием предыдущего, при этом локальное время обнуляется и на каждом этапе изменяется от 0 до полной продолжительности данного этапа. Если на рассматриваемом интервале скважины какой-либо этап фильтрации не наступает ввиду малого времени контакта или проведении других технологических операций, то количество слагаемых формулы (3.17) сокращается.

Формула (3.17) предназначена для определения объёмов фильтрата бурового раствора, проникающего в ПЗП в процессе первичного вскрытия. Реализация методологического подхода, отражающего принципы исследования, осуществляется в соответствии с нижеприведенной последовательностью действий.

1. Проведение лабораторных исследований по определению зависимости накопленного объема фильтрата от времени в условиях, имитирующих скважинные, в интервале вскрытия продуктивного пласта (температура, перепад давления, свойства фильтрующего материала). В большей мере выбор условий проведения эксперимента обосновывается конструктивными особенностями, в том числе ограничениями экспериментального и стендового оборудования и наличием репрезентативного кернового материала

2. Определение динамической вязкости фильтрата бурового раствора при условиях проведения эксперимента и скважинной температуре.

3. Определение продолжительности временных интервалов мгновенной фильтрации и этапа стабилизации формирования фильтрационной корки путём анализа экспериментальных данных фильтрационного процесса. В качестве продолжительности времени квазистационарной фильтрации принять оставшееся время фильтрационного процесса.

4. Разделение экспериментальных точек каждого этапа фильтрационного процесса с переносом в начало координат и их аппроксимация соответствующими регрессионными уравнениями (3.4), (3.9), (3.14).

5. Преобразование коэффициентов регрессии по формулам (3.6), (3.11), (3.15) с использованием данных о лабораторных условиях фильтрации.

6. Расчёт объёмов фильтрации по формуле (3.17) при скважинных условиях, включающих в себя площади фильтрации, давление репрессии, время контакта промывочной жидкости с ПЗП и вязкость фильтрата.

Результаты расчёта необходимы для прогнозирования глубины проникновения фильтрата и насыщенности методами двухфазной фильтрации [179,180,181,184].

Основная расчётная задача сводится к кусочной аппроксимации зависимости $Q_{\phi}(t)$ регрессионными уравнениями вида (3.4), (3.9), (3.14) с последующим переходом к скважинным условиям. Для этого необходимо определиться с методом расчёта эмпирических коэффициентов.

Анализ формы уравнения (3.4) показывает его линейность относительно аргумента $\sqrt{t}$. В задачах аппроксимации экспериментальных точек регрессионными уравнениями для определения коэффициентов регрессии применяется метод наименьших квадратов [191,292]. Тогда для (3.4), согласно МНК в применении к вычислению коэффициента линейной однопараметрической регрессии для расчёта α применяется формула (3.18):

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^{m} Q_{\phi i}\sqrt{t_i}}{\sum_{i=1}^{m} t_i}, \tag{3.18}$$

где m – количество точек линейного участка зависимости $Q_{\phi}\left(\sqrt{t_i}\right)$, соответствующего участку мгновенной фильтрации.

Чтобы задача решалась аналогично по методу линейной однопараметрической регрессии, на участке стабилизации формирования фильтрационной корки необходимо произвести преобразование переноса линейного участка в начало координат. Пусть линейному участку соответствует k точек экспериментальной зависимости. Если обозначить за t^* точку начала линейного участка, а за $Q_{\text{ф}}^*$ накопленный объём, тогда перенос к началу координат осуществляется по формулам (3.19)-(3.20):

$$t_i' = t_i - t^*, \tag{3.19}$$

$$Q_{\text{ф}i}' = Q_{\text{ф}i} - Q_{\text{ф}}^*. \tag{3.20}$$

Аналогично выводу формулы (3.18), коэффициент линейной однопараметрической регрессии β вычисляется по формуле (3.21):

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^{k} t_i' Q_{\text{ф}i}'}{\sum_{i=1}^{k} t_i'^2} \tag{3.21}$$

Для третьего участка, соответствующего квазистационарному режиму, уравнение имеет гиперболический вид и является трёхпараметрическим. Для данного случая отсутствует универсальный метод линеаризации, позволяющий вывести аналитический вид формул для коэффициентов регрессии C, C_2, C_3. Для определения данных коэффициентов предлагается использовать МНК [137].

При изучении механизма фильтратоотдачи бурового раствора проницаемость фильтрационной корки, измеренная по фильтрату, является важным параметром процесса. Проницаемость фильтрационной корки влияет на скорость фильтрации. При высокой проницаемости характерна быстрая фильтрация в пласт. Уменьшение проницаемости фильтрационной корки является одной из задач, решаемых при снижении фильтратоотдачи бурового раствора.

Зная аналитические формы зависимостей $Q_{\text{ф}}(t)$ с учётом вязкости фильтрата, толщины корки, перепада давления и времени процесса, можно вычислить проницаемость корки $k_{\text{фк}}$ по фильтрату [168,196]. Проницаемость фильтрационной корки в приближении линейного закона Дарси (3.8) может быть определена путём линейной аппроксимации экспериментальных точек фильтрационного процесса. А именно, на участке линейной аппроксимации по формуле (3.21) вычисляется

коэффициент регрессии β. Тогда, согласно (3.10), вычисляется проницаемость фильтрационной корки по формуле (3.22):

$$k_{\text{фк}} = \frac{\mu_{\text{ф}} h_{\text{фк}} \beta}{A \Delta p}. \quad (3.22)$$

При этом в качестве участка линейной аппроксимации для вычисления проницаемости может быть выбран относительно небольшой промежуток времени с любых участков фильтрационного процесса. По аналогии с понятием «эффективная вязкость», обозначающим фактическую вязкость для определённой скорости сдвига, можно ввести понятие «эффективная проницаемость» фильтрационной корки, которое будет обозначать значение проницаемости в конкретный промежуток времени при определённой скорости фильтрации. Очевидно, что эффективная проницаемость не является постоянной величиной. Она изменяется в процессе фильтрации из-за динамики оседания частиц на поверхности корки, изменения структуры корки. На участке квазистационарной фильтрации толщина корки может изменяться пропорционально изменению проницаемости при её уплотнении и частичном смыве. Поэтому для получения наиболее точных результатов особенно важным является одновременное измерение всех параметров выражения (3.22). Наибольшую проблему может вызывать изменение толщины корки. Если в измерительной системе присутствует модуль компьютерной томографии, то измерение толщины корки происходит без явного вмешательства наблюдателя в процесс. При механическом измерении толщины корки вмешательство наблюдателя значительно, так как оно прерывает процесс фильтрации при разборе фильтр-пресса или кернодержателя. Поэтому чаще всего механическое измерение толщины фильтрационной корки производится в самом конце фильтрационного процесса. Тогда определение проницаемости по данному значению толщины корки будет соответствовать «эффективной проницаемости» корки на временном участке, соответствующем её извлечению из фильтрационной системы.

3.2 Реализация метода расчёта в программном виде

Наиболее практичным решением по использованию представленных в п. 3.1 математических моделей является разработка программных модулей в виде «технологических калькуляторов». Так как задачи прогнозирования объёма фильтрации в пласт и расчёта проницаемости фильтрационной корки могут решать как сопряжённо, так и независимо друг от друга, то автономно разработаны два модуля. В качестве языка программирования использован язык WL. В обеих программах для построения кривой фильтрационного процесса необходимо подключение таблицы экспериментально полученных значений накопленного объёма фильтрата БР от времени $Q_{\text{ф}}(t)$. Входной файл формата *.xlsx содержит в первом столбце значения t_i – время, мин, во втором – соответствующие значения накопленного объёма фильтрата $Q_{\text{ф}i}(t_i)$. В качестве входных параметров может быть использована зависимость накопленного фильтрата от времени, полученная с использованием статического или динамического фильтр-пресса или фильтрационной установки при проведении эксперимента на образцах натурального керна. Подготовленному файлу необходимо дать название «filtexperiment.xlsx» и поместить в папку с технологическим калькулятором для осуществления автоматического импорта всех точек. После запуска программы точки отображаются в графическом окне. Графическое отображение необходимо для контроля работы с линейным и нелинейными участками. Помимо визуального контроля выводятся значения коэффициента корреляции на линейном и линеаризованном участках, что позволяет повысить точность выбора экспериментальных точек для каждого участка.

Данный подход реализован в авторском расчётном модуле «Программа для расчёта проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости» [204,250]. Интерфейс модуля представлен на рисунке 3.3. Для расчёта проницаемости фильтрационной корки по формуле (3.22) непосредственно в окно программы вводятся вязкость фильтрата, толщина корки, давление репрессии, гидравлический диаметр фильтрационной поверхности, соответствующие эксперименту. Так как формула (3.22) предполагает вычисление проницаемости

корки на любом участке, подлежащем линейной аппроксимации, то при помощи линий прокрутки в окне программы выделяется линейный участок, для которого вычисляется коэффициент регрессии β.

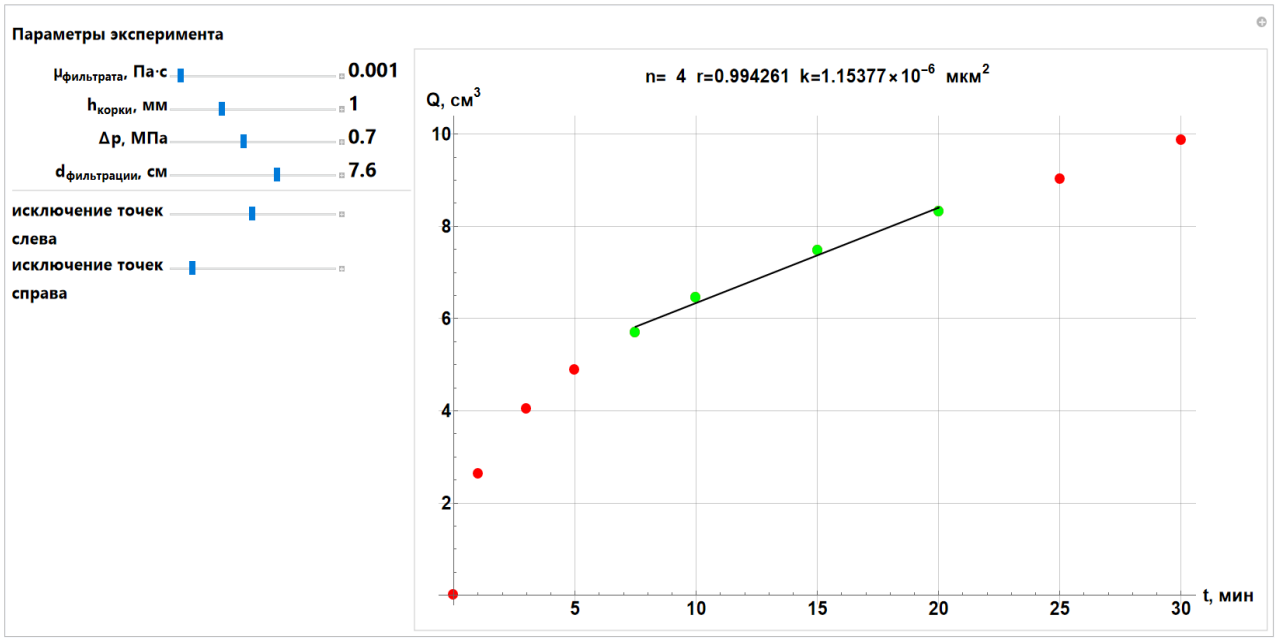


Рисунок 3.3 – Интерфейс модуля для расчёта проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости (составлено автором)

В графическом окне отображается значение линейного коэффициента корреляции. Предполагается, что если рассматривать зависимость $Q_{\text{ф}}(t)$ начиная с последних точек фильтрационного процесса, для которых наиболее точно известно значение толщины корки, то коэффициент корреляции начнёт снижаться, что можно будет принять за переход от момента линейной фильтрации к нелинейному участку при осуществлении выбора. Рядом с коэффициентом корреляции отображается количество точек выбранного линейного участка и эффективная проницаемость для него, мкм^2. В программе предусмотрена возможность исключения точек как из начала фильтрационного процесса, так и из его завершения, что позволяет достаточно точно произвести расчёт проницаемости корки при наличии данных о её толщине.

Описанный в п. 3.1 методологический подход по расчёту объёма фильтрации автоматизирована и реализована в авторском программном модуле «Программа для расчёта объёма фильтрата, проникающего в пласт при бурении скважин» [203, 252]. Интерфейс программы визуально схож с программой расчёта проницаемости

фильтрационной корки [204], но имеет конструктивные функциональные различия. Визуальное окно программы показано на рисунке 3.4.

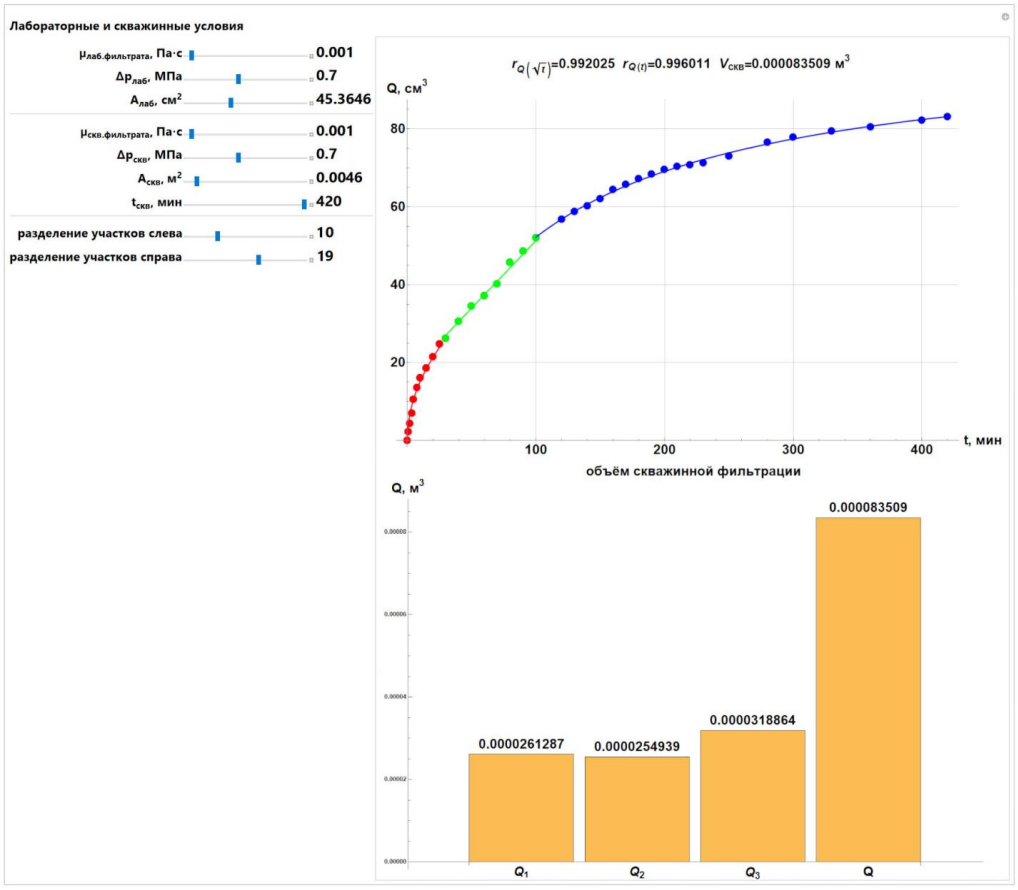


Рисунок 3.4 – Внешний вид рабочего окна программы при выборе точек перехода этапов эксперимента статической фильтрации бурового раствора с высокой водоотдачей (составлено автором)

В качестве примера изображён процесс статической фильтрации бурового раствора с высоким показателем водоотдачи. Входными параметрами являются таблица экспериментальной зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$ и параметры для лабораторных и скважинных условий: вязкость фильтрата, перепад давлений, лабораторная и скважинная площадь фильтрации, время контакта промывочной жидкости с породой. Ручная настройка разделения этапов фильтрации позволяет достаточно точно выбрать интервалы точек для кусочной аппроксимации. Вспомогательными параметрами являются коэффициенты корреляции для участка мгновенной фильтрации, который линеен от квадратного корня времени и последующего участка стабилизации, линейного от времени. В левой части окна находится панель ввода входных параметров задачи, среди которых перечислены параметры

лабораторных условий проведения эксперимента и значения при скважинных условиях. Размерности были выбраны с точки зрения удобства ввода для пользователя. Так как площадь фильтрации при использовании фильтр-пресса измеряется единицами порядка $см^2$, а в скважинных условиях - порядка $м^2$, то соответствующим образом организован ввод этих величин. Также принято решение вводить именно площадь фильтрации. Данный выбор обоснован тем, что при решении одних задач необходимо брать только площадь стенки скважины. При моделировании опережающей фильтрации (п. 3.6) следует учитывать площадь фильтрации перед долотом. Поэтому способ расчёта площади фильтрации остаётся на усмотрение пользователя. Также возможен подход расчёта площади фильтрации с учётом трещиноватости породы и коэффициента кавернозности. В качестве теоретической основы для развития модели движения в трещиноватых пластах может быть рекомендована к использованию монография Семенова Н.Я. [141].

Так как полосы прокрутки не предназначены для тонкой и высокоточной настройки, то у каждого параметра есть возможность ручного ввода. Ручной ввод числовых параметров открывается при нажатии символа «+» рядом с параметром. В появившемся окне можно вручную ввести любое значение параметра, в том числе выше или ниже допустимого диапазона значений полосы прокрутки. Закрывается окно при помощи нажатия на символ «-». Также, если необходимо оценить влияние входного параметра на выходные значения расчётных параметров, в том числе представленных графиками, то можно использовать дополнительные кнопки данной панели, нажатия на которые приведут к анимированию графического окна при варьировании выбранного параметра.

В окне вывода данных отображаются точки фильтрационного процесса из загруженного таблично файла. После выбора точек разделения участков красным цветом отображаются точки мгновенной фильтрации, зелёным – точки участка стабилизации формирования корки, синим – квазистационарный режим. Ниже графика фильтрации в окне отображаются объёмы, пересчитанные на скважинные условия, соответствующие каждому участку фильтрационного процесса, а также суммарный объём фильтрации.

Одним из способов проверки качества аппроксимации исходных данных кусочным методом является сравнение расчётных данных с исходными. Для этого необходимо внести в качестве скважинных данные, совпадающие с лабораторными. На рисунке 3.4 в качестве входных лабораторных данных и скважинных внесены данные о фильтрации глинистого раствора на фильтр-прессе при статической фильтрации через бумажный фильтр, а также вязкость фильтрата, близкая к вязкости воды. Для наглядности процесса при тестировании был выбран буровой раствор с высоким показателем фильтрации. При сравнении исходных данных с расчётными относительная погрешность составила 0,5%. Таким образом, в представленном программном модуле реализована методика расчёта объёмов фильтрации для определённого интервала скважины, обоснование и разработка которой описаны в п. 3.1.

3.3 Обоснование интервального метода расчёта накопленного объёма фильтрации в пласт

При вскрытии продуктивного пласта на репрессии буровой раствор длительное время контактирует с проницаемой горной породой. При этом происходит непрерывная фильтрация на протяжении всего времени контакта. При строительстве протяжённых горизонтальных интервалов скважины для различных участков открытого ствола (ОС) характерно различное время контакта бурового раствора с пластом, а также давление репрессии, которое повышается по длине ствола скважины [245]. В отличие от вертикальных скважин, в горизонтальном стволе гидростатическое давление можно условно считать постоянной величиной. Рост полного давления в горизонтальном интервале будет обусловлен динамическими составляющими (п. 1.6). Очевидно, что время контакта будет зависеть от скорости бурения и длины рассматриваемого участка.

На рисунке 3.5 представлен схематично участок ствола скважины при бурении продуктивного пласта. Пусть длина рассматриваемого интервала фильтрации, состоящего из L_i участков с определённой критериальной характеристикой. Предлагается разбиение интервала L на K участков по определённому признаку.

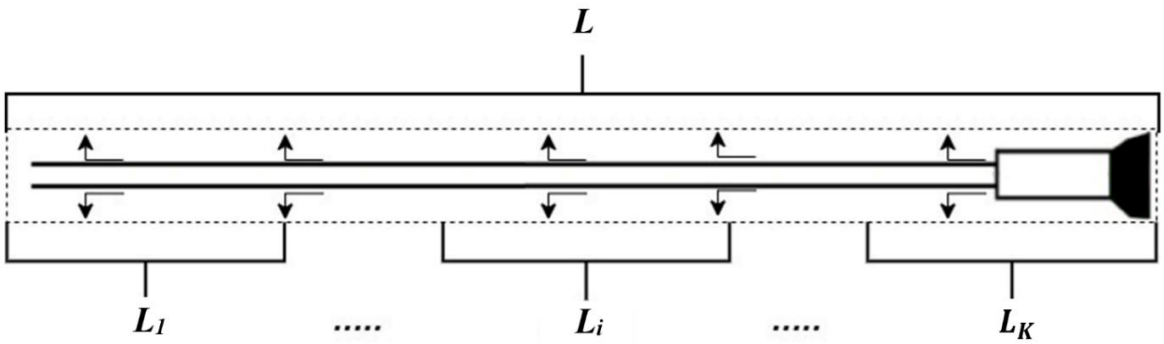


Рисунок 3.5 – Схема разбиения ствола скважины на участки (составлено автором)

Данный подход обусловлен геолого-физическими характеристиками пласта, которые могут существенно меняться вдоль ствола в продуктивном интервале [46]. При моделировании фильтрации по данным о пробуренной скважине возможно использование фактических данных о механической скорости бурения и ФЕС породы. При значительных изменениях механической скорости участки L_i могут иметь неодинаковую длину. Изменение текущей механической скорости может быть связано с изнашиванием долота, чередованием твёрдости пород, изменением параметров режима бурения [71]. Также обоснованием к выделению участка L_i может послужить значительное различие ФЕС на нём. Учёт данных характеристик при моделировании проникновения бурового раствора в пласт может быть осуществлён наиболее точно только при проведении экспериментов на натуральных образцах керна с данных интервалов. При проведении экспериментов на бумажных фильтрах или керамических дисках невозможно учесть всех особенностей и ретранслировать их путём моделирования. Данные о трещиноватости на определённом интервале, отличным от остальных, могут также быть обоснованием к обособленному расчёту на выбранном интервале. Данные о трещиноватости можно интерпретировать и учесть путём введения дополнительной площади фильтрации при расчёте по формуле (3.17). Использование данных о мгновенной скорости проходки в рамках одного интервала нецелесообразно. Наиболее обоснованно использование параметра средней скорости проходки на рассматриваемом участке. При однородности данных о процессе бурения горизонтального участка или при отсутствии

фактических данных, например, для проектируемой скважины, справедливо выражение (3.23):

$$\bar{v} = \sum_{i=1}^{K} \frac{\bar{v}_i}{K}, \tag{3.23}$$

где $\bar{v}$ – средняя скорость бурения всего интервала L, м/с;

$\bar{v}_i$ – средняя скорость бурения на участке L_i, м/с;

K– количество рассматриваемых участков.

Данное выражение справедливо в силу того, что среднее значение суммы равно сумме средних значений и выполняется при вычислении средней скорости проходки $\bar{v}$ для всего интервала L. Откуда справедливо выражение (3.24):

$$t = \sum_{i=1}^{K} \frac{t_i}{K}, \tag{3.24}$$

где t – время бурения всего интервала L, с;

t_i – время бурения интервала L_i, с.

Анализируя каждый интервал L_i, можно сделать вывод о накопительном характере времени контакта породы с буровым раствором. С ростом длины ствола скважины время контакта увеличивается для ранее пробуренных интервалов. При этом благоприятным эффектом является затухающий характер фильтрации для этих интервалов, согласно теории, изложенной в пп. 3.1 и 3.2, что учитывается при моделировании. Формула расчёта времени контакта бурового раствора с ПЗП на участке L_i только за время бурения, без учёта СПО и других операций, имеет вид (3.25):

$$t_{бр.i} = \sum_{j=i}^{K} t_j = \sum_{j=i}^{K} \frac{L_j}{\bar{v}_j}, \tag{3.25}$$

где $t_{\text{бр}.i}$ – время контакта бурового раствора с ПЗП на участке L_i, с.

Для повышения точности моделирования предлагается для каждого участка ввести количество узлов расчёта, тогда в соответствии с заданным количеством узлов рассчитывается шаг моделирования по формуле (3.26):

$$\Delta L_i = L_i / N_i, \tag{3.26}$$

где ΔL_i – шаг по длине участка L_i, м;

N_i – количество узлов расчёта по длине участка L_i.

Введение данного шага позволяет наиболее точно производить расчёт параметров формулы (3.17), а именно: давления репрессии бурового раствора, времени контакта и задействованной площади фильтрации. На ранее пробуренных интервалах давление репрессии ниже, чем на последующих, в отличие от суммарного времени контакта.

С учётом (3.23)-(3.26), производя разделение расчётной области фильтрации на интервалы, необходимо определить время контакта бурового раствора с пластом, исходя из средней скорости проходки на интервале, давления репрессии, площади фильтрации, вязкости фильтрата при пластовой температуре, набора данных о фильтрационном эксперименте, подлежащих кусочной аппроксимации согласно п. 3.1. Таким образом, имея входные данные для каждого интервала и используя авторскую программу [252], описанную в п. 3.2, можно произвести расчёт объёмов фильтрации в ПЗП с учётом этапов фильтрационного процесса на основании обработки эсперементальных данных.

3.4 Расчёт объёмов фильтрации с использованием экспериментальных данных данных

Расчёт объёмов производился для 6 промывочных жидкостей на водной основе с условными наименованиями: № 1 – глинистая; № 2 – полимерглинистая; № 3 – хлоркалиевая; № 4 – биополимерная; № 5 – полимерная пресная; № 6 – полимерная минерализованная. Рецептуры промывочных жидкостей представлены в таблице 3.1. Основные свойства жидкостей замерялись согласно методике из главы 2, результаты замеров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Рецептуры буровых промывочных жидкостей (по данным автора)

№1 – Глинистая		**№2 – Полимерглинистая**		**№ 3 – Хлоркалиевая**	
Наименование реагента	г	Наименование реагента	г	Наименование реагента	г
H_2O	1000	H_2O	1000	H_2O	1000
NaOH	0,6	NaOH	2,0	NaOH	1
Na_2CO_3	0,6	Бентонит	20,0	KCl	100
Бентонит	90	Модифицированный крахмал, г	5,0	Модифицированный крахмал	20
Полианионная целлюлоза НВ	0,6	Полианионная целлюлоза ВВ	2,0	Полианионная целлюлоза ВВ	1

Продолжение таблицы 3.1

№1 – Глинистая		**№2 – Полимерглинистая**		**№ 3 – Хлоркалиевая**	
Наименование реагента	г	Наименование реагента	г	Наименование реагента	г
-	-	Полионионная целлюлоза НВ	3,0	Полианионная целлюлоза НВ	0,1
-	-	ВПРГ	2,0	Мраморная крошка	60
-	-	Биоксан	1,5	-	-
-	-	Смазочная добавка	10	-	-
-	-	Мраморная крошка	50	-	-
№4 – Биополимерная		**№5 – Полимерная пресная**		**№6 – Полимерная минерализованная**	
Наименование реагента	г	Наименование реагента	г	Наименование реагента	г
H_2O	1000	H_2O	1000	H_2O	1000
NaOH	2	NaOH	0,5	NaOH	0,5
Крахмал	25	Na_2CO_3	1	KCl	40
Ксантановая смола	6	Гидроксиэтилцеллюлоза	1	Полиакриломид	5
Мраморная крошка	60	Крахмал	16	Модифицированный крахмал	12
-	-	Полианионная целлюлоза ВВ	3	Мраморная крошка	60
-	-	Полианионная целлюлоза НВ	1	Бактерицид	1
-	-	Смазочная добавка	10	-	-
-	-	Мраморная крошка	60	-	-

Таблица 3.2 – Свойства буровых промывочных жидкостей и их фильтратов (по данным автора)

№ Бурового раствора / Параметр	№1	№2	№ 3	№4	№5	№6
Плотность, кг/м^3	1050	1040	1080	1050	1080	1060
Пластическая вязкость, мПа·с	59	38	26	35	24	25
Статическое напряжение сдвига за 10 сек / 10 мин, Па	26,3/34,2	5,3/5,8	1,9/2,1	2,4/2,8	2,9/3,6	3,4/3,9
Динамическое напряжение сдвига, Па	46,4	22,5	4,3	10,5	12	12,5
Толщина фильтрационной корки, мм	1,26	0,92	0,73	0,81	0,64	0,32
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	11	7,5	8	6	6	6,5
Динамическая вязкость фильтрата, мПа·с	1,042	1,17	3,129	13,6	6,42	1,4
Поверхностное натяжение фильтрата, Н/м	0,092	0,083	0,093	0,089	0,065	0,079

Для выявления трёх участков фильтрационного процесса, описанных в п. 3.1, значения накопленного объёма замерялись и заносились в таблицу 3.3.

Максимальное время фильтрации составляет 480 минут, что значительно превышает время стандартных тестов с использованием фильтр-прессов. Для расчёта проницаемости фильтрационной корки при проведении параллельных (несовместных) экспериментов измерялась толщина корки по истечении времени фильтрации в 30, 60, 120, 180, 300, 480 мин с использованием иглы ВИКА (п. 2.3). Результаты замеров толщины фильтрационной корки в зависимости от времени и типа измерительной системы представлены в таблице 3.4. Для каждого времени фильтрации и толщины фильтрационной корки по авторской методике расчёта [198,204] была рассчитана её проницаемость с использованием программы [250]. Сама методика описана в п. 3.2. Сведения о средней скорости фильтрации представлены в таблице 3.5.

Для оценки параметров процессов при формировании фильтрационной корки проведена серия экспериментов по фильтрации через бумажные фильтры с характеристикой размера удерживаемых частиц 2-5 мкм и эффективным диаметром фильтрации 76 мм. Помимо использования бумажных фильтров, статическая и динамическая фильтрация проводилась через керамические диски с размером пор 35 мкм. Эффективный диаметр фильтрации диска 56 мм. Для возможности сопоставления результатов экспериментов при использовании обоих приборов использовались одинаковые давления репрессии в 0,689 МПа, допустимое для них. При динамической фильтрации количество оборотов перемешивателя было выбрано в соответствии с максимальной частотой вращения стандартного ротационного вискозиметра - 600 об/мин.

С учётом площади и объёмов фильтрации рассчитана средняя скорость фильтрации. Результаты расчётов для каждого временного промежутка представлены в таблице 3.4. В каждом случае проницаемость рассчитывалась путём выявления линейного участка. Данные представлены в таблице 3.5. Точки линейного участка выбирались исходя из коэффициента корреляции. Для каждого обрабатываемого участка его значение превышает 0,97. График экспериментальных зависимостей $Q_{\text{ф}}(t)$ для каждого типа фильтрации представлен на рисунке 3.6.

Таблица 3.3 – Экспериментальная зависимость $Q_ф(t)$ (по данным автора)

Объём фильтрата, см^3 при статической фильтрации через бумажный фильтр $d_{эф}$=76 мм / керамический диск $d_{эф}$=56 мм, / динамической фильтрации через керамический диск $d_{эф}$=56 мм						
№ Бурового раствора / t, мин	№1	№2	№3	№4	№5	№6
0	0	0	0	0	0	0
1	2/2,4/3,9	1,4/1,5/3,1	2,2/1,7/3,9	1/1,3/2,6	1,2/1,2/2,8	1,7/1,3/3,3
2	3,3/3,2/4,6	2,3/1,9/3,6	2,8/2,0/4,4	1,4/1,5/3,5	1,8/1,8/3,4	2,0/2,0/3,9
3	4/3,6/5,3	2,9/2,3/4,1	3,3/2,5/4,8	2/1,6/4,0	2,3/2,1/3,7	2,3/2,2/4,1
4	4,5/4,2/6,1	3,5/2,6/4,5	3,6/2,8/5,1	2,4/1,6/4,3	2,8/2,2/4,2	2,6/2,4/4,6
5	5/4,8/6,5	4,1/2,8/4,8	4/3,1/5,5	2,6/1,7/4,5	3,2/2,5/4,6	3,0/2,7/4,9
6	5,5/5,4/6,9	4,5/3,2/5,0	4,3/3,3/6,1	2,9/1,8/4,6	3,6/2,6/4,9	3,1/2,8/5,0
7,5	6,2/6,2/7,4	4,9/3,5/5,3	4,8/3,7/6,5	3,4/1,9/4,8	3,9/2,7/5,2	3,3/3/5,1
10	6,6/7,0/8,2	5,7/4,0/6,6	5,6/4,2/6,9	4/2,1/5,2	4,2/3,1/6,1	4/3,7/5,6
15	7,4/7,5/9,0	6,3/4,3/7,1	6,3/4,5/7,5	4,5/2,3/5,6	4,8/3,3/6,8	4,6/4,1/5,9
20	9/7,8/9,7	7/4,7/7,7	7,2/5,1/8,1	4,9/2,6/5,8	5,2/3,5/7,2	5,3/4,4/6,6
25	10/8,3/10,6	7,3/5,0/8,5	7,5/5,5/8,5	5,4/2,9/6,3	5,7/3,8/7,9	5,9/4,7/6,9
30	11/8,8/11,2	7,5/5,4/9,0	8/5,8/9,1	6/3,3/6,7	6/4,2/8,2	6,5/5,0/7,3
40	12,2/10,1/11,8	8,2/5,7/10,1	8,7/6,5/9,5	6,4/3,7/7,3	6,6/4,8/8,9	7,3/5,4/7,9
50	13,6/10,6/12,5	8,8/6,2/10,6	9,9/7,2/10,5	7,2/3,9/7,6	7,5/5,6/9,1	8,1/5,9/8,6
60	14,8/11,8/13,6	9,6/6,7/11,1	10,7/7,8/11,3	7,9/4,3/8,0	8,3/6,2/9,4	8,7/6,3/8,9
80	16,7/13,1/14,1	10,7/7,3/11,5	12,2/8,6/12,3	8,8/4,6/8,5	9,7/6,7/10,0	9,9/7,0/9,9
100	19,8/14,9/15,8	12,5/8,2/12,3	13,9/10,4/13	9,9/5,1/8,8	10,7/7,3/10,5	11,1/7,8/10,9
120	21,5/16,5/18,4	13,7/9,4/12,9	15,1/11,1/13,6	10,8/5,6/9,1	11,5/7,7/10,7	11,9/8,3/11,7
140	24/17,8/19,9	14,6/10,0/13,4	16,4/11,8/14,1	11,6/6,1/9,4	12,5/7,9/11,0	12,9/8,5/12,5
160	26,1/19,6/21,1	15,6/10,6/13,9	17,1/12,5/14,7	12,7/6,6/9,8	13,2/8,6/11,2	13,5/9,1/13,2
180	27,7/20,5/22,8	16,4/11,1/14,3	17,9/13,2/15,4	13,4/7,1/10,1	13,7/9,3/11,7	14,2/9,5/13,5
210	30,8/21,8/23,8	17,5/11,5/14,7	19,1/14,2/16,4	14,2/7,6/10,9	14,8/9,9/12,3	15,5/10,1/14,2
240	33,2/22,7/25,3	18,6/12,1/15,2	19,7/14,6/16,9	14,9/8,8/11,2	15,9/10,3/12,5	16,5/10,6/14,9
270	34,3/23,5/26,8	19,4/12,6/15,8	20,6/15,2/17,6	15,9/9,3/11,9	17,2/11,0/13,1	17,8/11,1/15,2
300	35,4/24,6/28,5	20,7/13,2/16,4	21,4/15,4/18,3	16,8/9,8/12,3	18,0/11,4/13,7	18,8/11,7/15,5
330	36,3/25,7/30,1	21,6/13,6/17,0	22,4/16,3/19,3	17,2/10,2/12,7	18,9/11,9/14,1	19,5/12,1/15,8

Продолжение таблицы 3.3

Объём фильтрата, см^3 при статической фильтрации через бумажный фильтр $d_{эф}$=76 мм / керамический диск $d_{эф}$=56 мм, / динамической фильтрации через керамический диск $d_{эф}$=56 мм						
№ Бурового раствора / t, мин	№1	№2	№3	№4	№5	№6
360	37,2/26,8/31,8	22,4/14,1/17,4	22,9/16,7/19,5	18/10,5/13	19,7/12,0/14,5	20,1/12,4/16,2
390	38,4/27,7/33,2	23/14,3/18,0	23,7/17,3/20,1	18,2/10,9/13,6	20,4/12,2/15,0	20,8/12,7/16,5
420	39,5/28,7/34,5	23,6/14,6/18,4	24,3/18,0/20,9	19,1/11,2/13,9	20,6/12,3/15,2	21,5/13,0/16,8
450	40,6/29,6/35,7	24/15,0/18,9	24,7/18,3/21,2	19,6/11,5/14,0	21,1/12,5/15,5	21,6/13,2/17,2
480	41,9/30,1/36,6	24,3/15,3/19,4	25,1/18,5/21,9	20,2/11,9/14,4	21,2/12,7/15,8	21,8/13,4/17,5

Таблица 3.4 – Средняя скорость фильтрации, $v_ф \cdot 10^{-7}$ м/с (по данным автора)

Тип экспе-римента	Статическая фильтрация через бумажный фильтр $d_{эф}$=76 мм						Статическая фильтрация через керамический диск $d_{эф}$=56 мм						Динамическая фильтрация через керамический диск $d_{эф}$=56 мм					
№ Бурового раствора / t, мин	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№1	№2	№3	№4	№5	№6
0-30	13,57	9,19	10,4	7,35	7,35	7,96	19,85	12,18	13,08	7,44	9,47	11,28	25,26	20,3	20,5	15,1	18,5	16,47
30-60	4,65	2,57	2,69	2,32	2,82	2,69	6,77	2,93	4,51	2,26	4,51	2,93	5,41	4,74	4,96	2,93	2,7	3,61
60-120	4,1	2,51	2,69	1,78	1,96	1,96	5,3	3,05	3,72	1,47	1,69	2,26	5,41	2,03	2,59	1,24	1,46	3,16
120-180	3,8	1,65	1,71	1,59	1,35	1,41	4,51	1,92	2,36	1,69	1,8	1,35	4,96	1,58	2,03	1,14	1,13	2,03
180-300	2,36	1,31	1,07	1,04	1,32	1,41	2,31	1,18	1,24	1,52	1,18	1,24	3,21	1,18	1,64	1,12	1,13	1,13
300-480	1,33	0,73	0,76	0,69	0,65	0,61	2,07	0,79	1,17	0,79	0,49	0,64	3,06	1,13	1,35	0,78	0,79	0,75

Таблица 3.5 – Зависимость толщины и проницаемости фильтрационной корки бурового раствора от времени и типа измерительной системы (по данным автора)

№ Бурового раствора / параметры / с	№1		№2		№3		№4		№5		№6	
	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2	$h_{фк}$, мм	$k_{фк}$, $\cdot 10^{-6}$мкм^2
Статическая фильтрация через бумажный фильтр $d_{эф}$=76 мм												
30	1,26	1,722	0,92	0,834	0,73	2,180	0,81	8,525	0,64	2,269	0,33	0,312
60	1,48	1,020	1,07	0,451	0,84	1,242	0,96	4,160	0,78	1,971	0,38	0,211
120	1,78	1,110	1,39	0,585	0,99	1,225	1,15	3,987	1,23	2,330	0,56	0,229
180	2,36	1,397	1,72	0,300	1,36	1,093	1,52	4,805	1,47	1,946	0,73	0,213
300	3,05	1,199	2,06	0,190	1,82	0,893	2,06	4,068	1,84	2,287	0,96	0,275
480	3,75	0,713	2,48	0,162	2,24	0,825	2,58	3,411	2,36	1,649	1,52	0,213
Статическая фильтрация через керамический диск $d_{эф}$=56 мм												
30	0,86	0,762	0,79	0,614	0,58	1,450	0,66	4,860	0,47	1,984	0,32	0,291
60	1,11	0,872	0,97	0,455	0,67	1,375	0,71	3,067	0,62	2,309	0,35	0,222
120	1,35	1,049	1,18	0,400	0,85	1,459	0,96	2,615	0,84	0,990	0,48	0,162
180	1,83	1,284	1,35	0,374	1,04	1,101	1,24	4,076	0,96	2,681	0,52	0,136
300	2,64	0,919	1,62	0,311	1,56	0,974	1,85	4,052	1,27	2,384	0,76	0,179
480	3,22	0,800	2,05	0,278	1,88	0,853	2,14	3,267	1,72	1,779	0,94	0,129
Динамическая фильтрация через керамический диск $d_{эф}$=56 мм												
30	0,55	0,990	0,44	0,597	0,28	1,001	0,34	3,248	0,31	2,141	0,23	0,270
60	0,74	0,616	0,53	0,453	0,36	0,762	0,42	2,485	0,38	1,027	0,26	0,201
120	1,12	0,777	0,82	0,272	0,51	0,623	0,63	1,932	0,42	0,623	0,31	0,193
180	1,46	0,882	1,06	0,287	0,76	0,621	0,78	1,721	0,47	0,400	0,37	0,165
300	1,62	0,739	1,22	0,232	0,91	0,564	0,85	1,729	0,51	0,452	0,46	0,115
480	2,04	0,740	1,51	0,260	1,05	0,486	0,98	1,567	0,84	0,447	0,68	0,102

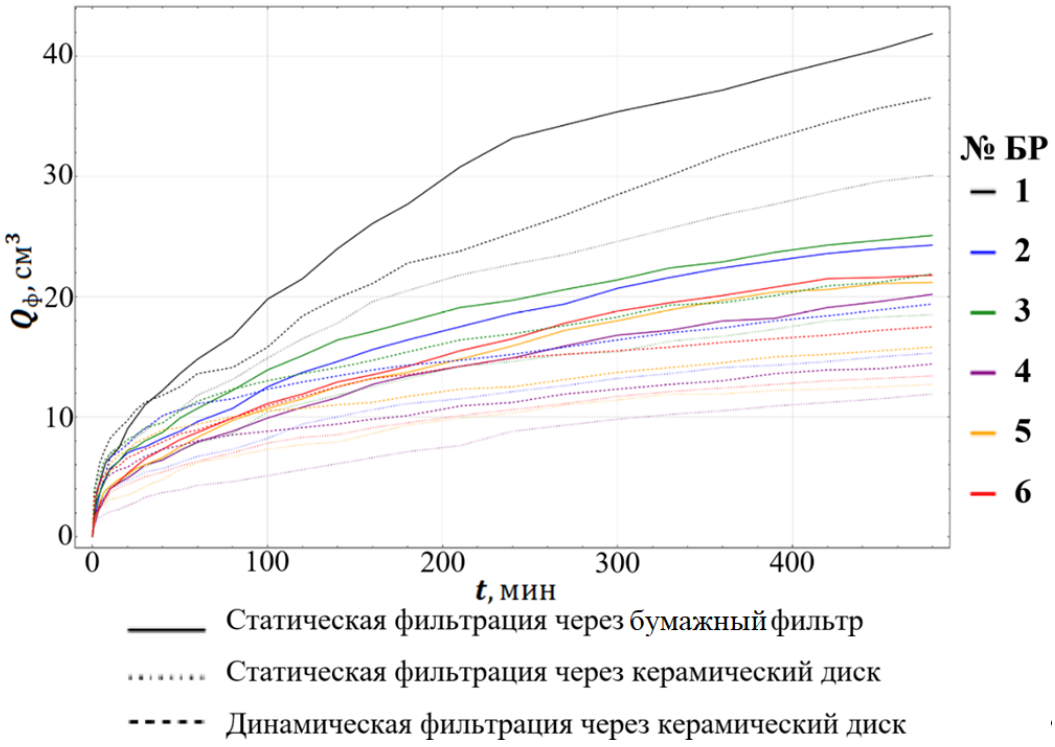


Рисунок 3.6 – Экспериментальная зависимость накопленного объёма фильтрации от времени и типа измерительной системы (составлено автором)

Анализ фильтрационного процесса свидетельствует о наличии временных участков, описанных в п. 3.1. Угол наклона кривой фильтрационного процесса максимален в начале процесса с последующим снижением. С течением времени прирост накопленного объёма значительно снижается с продолжением фильтрации, что свидетельствует о наличии проницаемой корки и необходимости учёта фильтрации в течение продолжительного промежутка времени. По накопленному объёму некорректно судить о скорости фильтрации, из-за разницы площади фильтрации бумажного фильтра и диска. Для дальнейшего анализа процесса используем скорость фильтрации, проницаемость и толщину фильтрационной корки.

Динамический метод фильтрации сопровождается наличием дополнительного давления, а также характером формирования фильтрационной корки, в том числе при её смыве. Поэтому на начальных этапах анализа предлагается рассмотреть скорости при статической фильтрации через керамичекий диск и бумажный фильтр.

На каждом временном промежутке, начиная с 1 мин, по данным таблицы 3.3 рассчитана скорость фильтрации по формуле (3.27):

$$v_{\phi i} = \frac{Q_{\phi\, i} - Q_{\phi\, i-1}}{(t_i - t_{i-1})A}, \quad (3.27)$$

где $v_{\phi i}$ – скорость фильтрации на -том временном промежутке, м/с;

$Q_{\phi i}$ – значение накопленного объёма, м^3;

t_i – время, соответствующее накопленному объёму $Q_{\phi i}$, с;

A – площадь фильтрации, м^2.

Результаты расчёта скоростей фильтрации с шагом таблицы 3.2. представлены на рисунке 3.7. Выбор масштаба единиц измерения при построении графиков обусловлен удобствами восприятия и минимизации наличия разнородных единиц на одном графике.

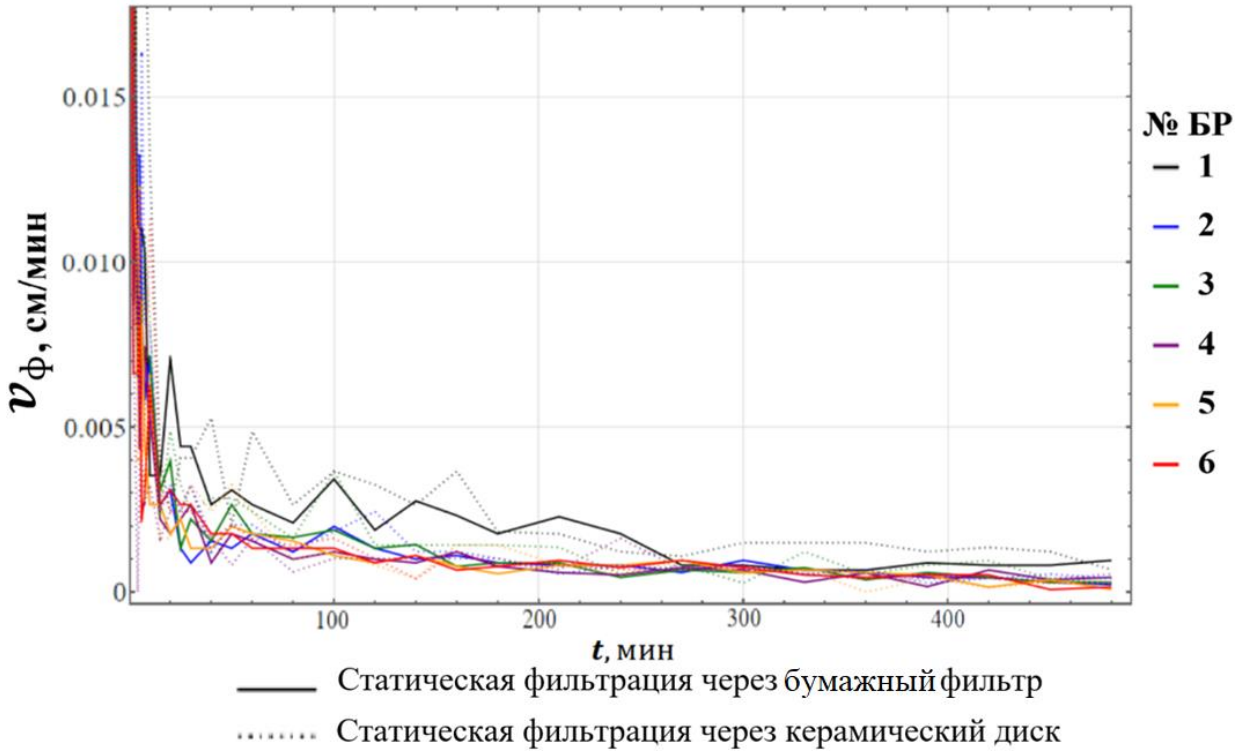


Рисунок 3.7 – Экспериментальные значения скоростей фильтрации при статической фильтрации (составлено автором)

Анализ поточечного расчёта для сравнения скорости фильтрации с относительно малым шагом осложняется стохастичностью процесса и наличием флуктуаций, вызванных формированием корки, её уплотнением, проникновением коркообразующих частиц в поровое пространство диска и других факторов,

влияющих на процесс. Наличие стохастической составляющей процесса фильтрации при формировании фильтрационной корки подтверждено авторами исследования [278].

Наибольшие флуктуации скорости фильтрации наблюдаются на начальном этапе эксперимента, согласно п. 3.1, который включает в себя мгновенную фильтрацию. Предложено рассмотреть усреднённые значения скорости фильтрации на интервалах 0-30, 30-60, 60-120 мин. Средние скорости при статической фильтрации в начальные 120 минут процесса представлены на рисунке 3.8. Анализ полученных данных свидетельствует о том, что скорость фильтрации с течением времени снижается для каждого рассматриваемого случая. Максимальная скорость фильтрации соответствует участку мгновенной фильтрации.

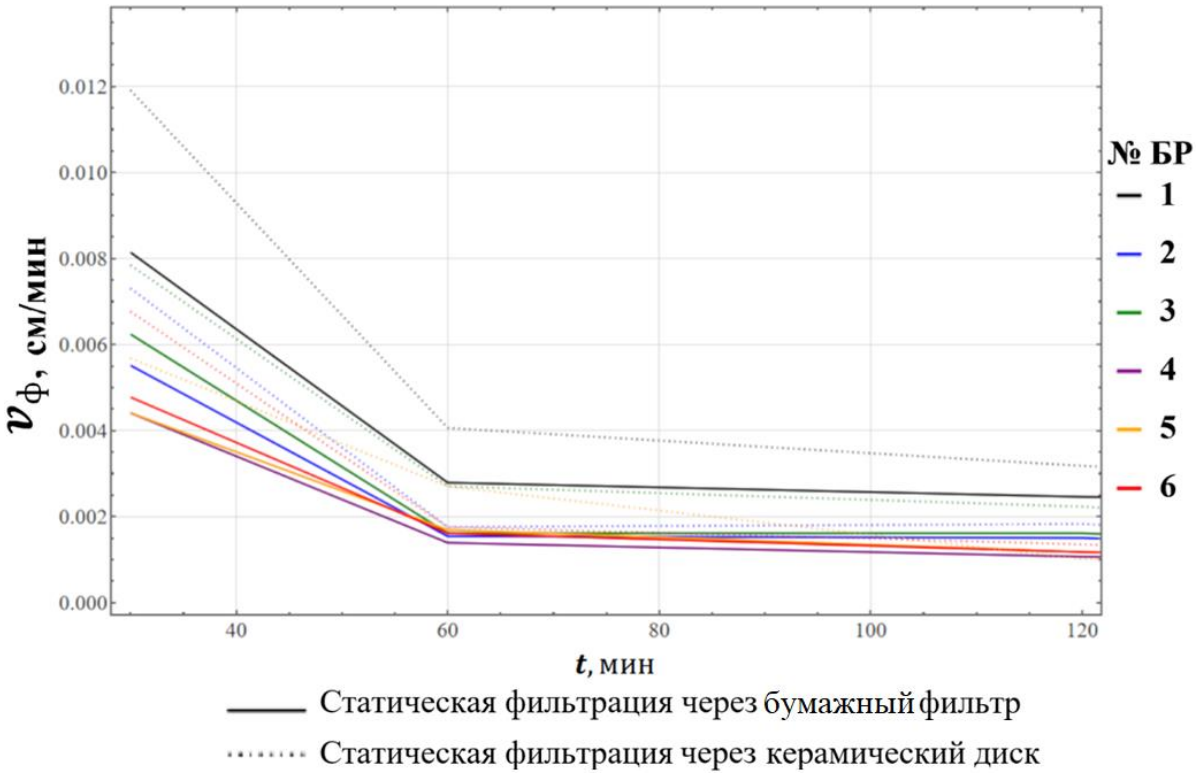


Рисунок 3.8 – Средние скорости при статической фильтрации в начальные 120 минут процесса (составлено автором)

Значения мгновенной фильтрации при использовании керамических дисков выше, чем на бумажных фильтрах, что объясняется характеристикой размера удерживаемых частиц, указанных производителем. Следовательно, при прогнозировании объёмов фильтрации в пласт с использованием данных

эксперимента, проведённого на бумажных фильтрах, следует ожидать заниженные результаты из-за невозможности учёта процессов формирования внутренней фильтрационной корки. В среднем, для тестируемых жидкостей скорость на временном участке, включающем мгновенную фильтрацию, ниже на 22% при фильтрации через бумажный фильтр по сравнению с фильтрацией через керамический диск. Размах отклонений обусловлен различиями рецептур промывочных систем и свойствами, влияющими на механизм фильтрации.

При тестовых измерениях на дисках, разнящихся по удерживающей способности частиц от 50 мкм, скорости фильтрации отличаются. Данный факт объясняется разницей кольматации порового пространства пласта, которому посвящено множество исследований. Исходя из этого, рекомендуется для получения экспериментальной зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$ использовать диски с размерами пор, схожими с пластовыми. На продолжительном промежутке времени, соответствующем квазистационарной фильтрации, скорости фильтрации при проведении экспериментов на дисках и бумажных фильтрах отличаются незначительно. Наибольшая разница скорости фильтрации наблюдается только у промывочных жидкостей №1 и №3, соответствующих глинистому и хлоркалиевому раствору. На временном промежутке от 300 до 480 минут скорость фильтрации через диск на 35% выше, чем через бумажный фильтр. Этот факт аргументируется тем, что для жидкостей данного типа формирование фильтрационной корки наиболее длительно, а свойства самой корки создавать фильтрационное сопротивление фильтрату под действием перепада давлений ниже, чем у остальных [167]. По этой причине в настоящее время глинистые промывочные жидкости не рекомендованы к использованию при вскрытии продуктивных пластов.

На рисунке 3.9 представлены скорости фильтрации при статической и динамической фильтрации на диске. Анализ графиков также свидетельствует о наличии стохастической составляющей процесса фильтрации. На примере жидкости №5 с наименьшим показателем фильтрации рассмотрим различие скоростей фильтрации для обоих типов эксперимента. На основании данных

столбчатой диаграммы рисунка 3.10 установлено, что в начальные 60 минут большие значения скоростей фильтрации соответствуют эксперименту, проведённому в динамическом режиме.

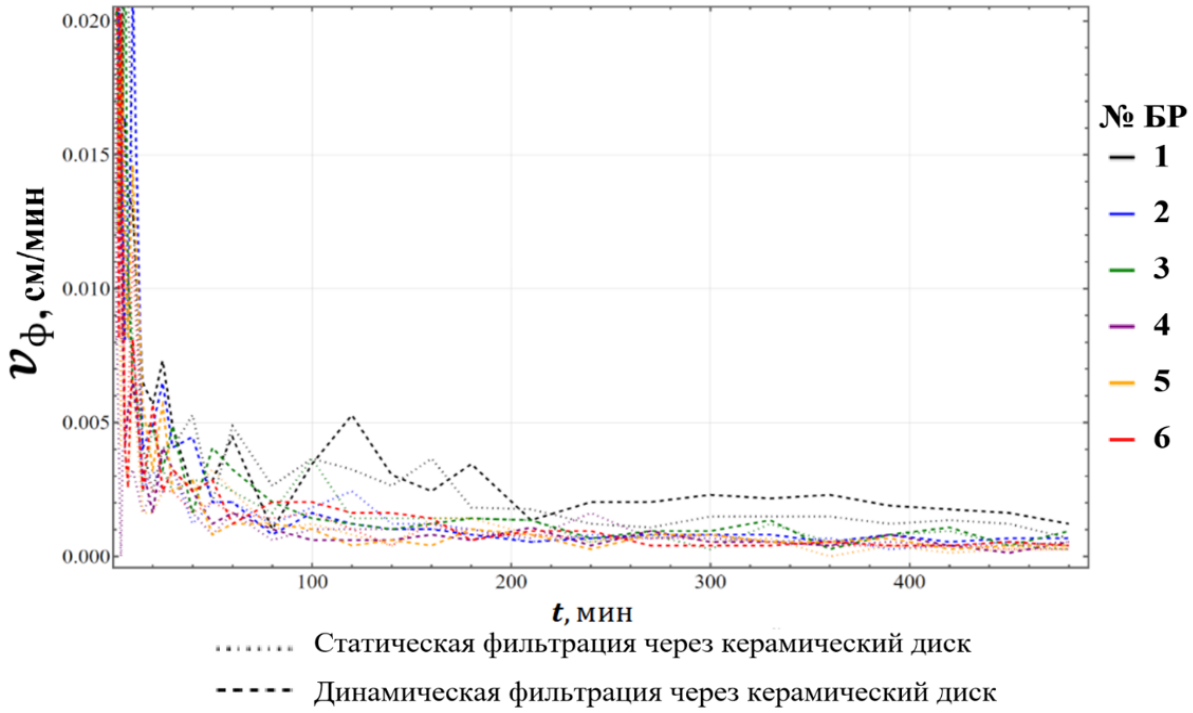


Рисунок 3.9 – Экспериментальные значения скоростей фильтрации при статической и динамической фильтрации (составлено автором)

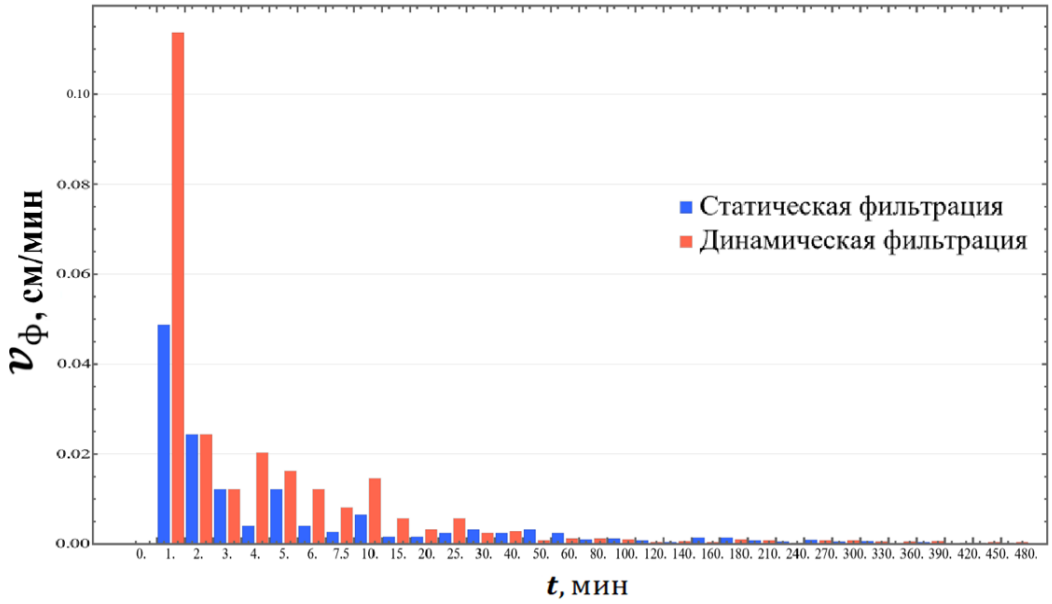


Рисунок 3.10 – Сравнение скоростей фильтрации при статической и динамической фильтрации для промывочной жидкости №5 (составлено автором)

В среднем для тестируемых жидкостей скорость на временном участке, включающем мгновенную фильтрацию, на 38% ниже при статической фильтрации

по сравнению с динамической. Размах отклонений составил от 20 до 40% для различных жидкостей. На промежутке времени, соответствующем квазистационарной фильтрации, скорости фильтрации при проведении экспериментов при динамической и статической фильтрации отличаются в меньшей степени со средним отклонением 20%. В обоих случаях с течением времени фильтрация полностью не прекращается, что свидетельствует о наличии проницаемой фильтрационной корки.

При статической фильтрации в большей мере наблюдаются колебанания проницаемости фильтрационной корки, чем при динамической фильтрации, как показано на рисунке 3.11.

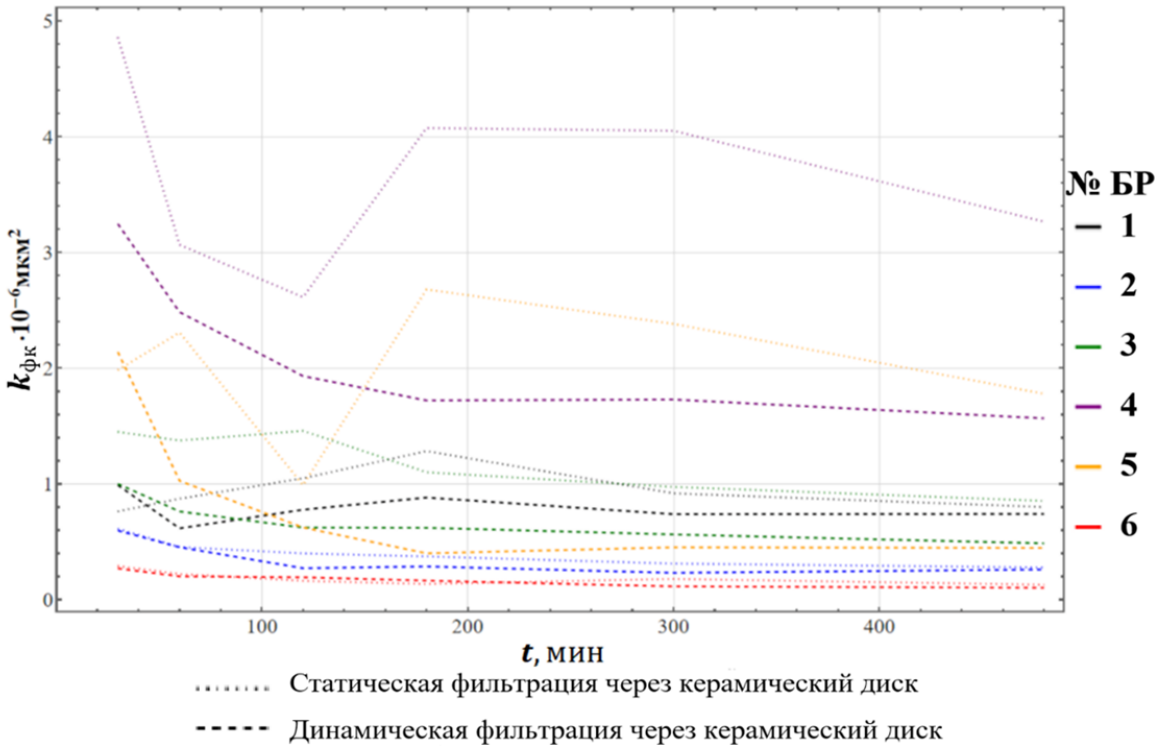


Рисунок 3.11 – Сравнение проницаемости корок при статической и динамической фильтрации через керамический диск (составлено автором)

Данное явление объясняется тем, что при статической фильтрации толщина фильтрационной корки больше, но ей присуща неоднородность фильтрационного осадка. Таким образом, рост толщины корки не на каждом временном промежутке обеспечивает снижение объёмов фильтрации до значений, при которых слои корки становятся однородными. Используемые методы определения толщины корки не позволяют различать неоднородность слоёв. Теория сопротивления

фильтрационного осадка при фильтрации неньютоновских жидкостей изложена в исследованиях Жужикова В.А. [86]. Данная теория также подтверждает неоднородность фильтрационной корки, отражённую в исследованиях [337, 360, 408] методами томографического анализа.

При динамической фильтрации в меньшей мере проявляются колебания проницаемости, так как под действием динамического давления нижние слои корки уплотнятся, а верхние неустойчивые слои смываются за счёт касательных напряжений, создаваемых вращающимся элементом. Тенденция изменения проницаемости фильтрационной корки от времени и толщины при динамической фильтрации показана на примере жидкости № 5 на рисунке 3.12. Серым цветом выделена область, выходящая за пределы физически допустимых значений параметров.

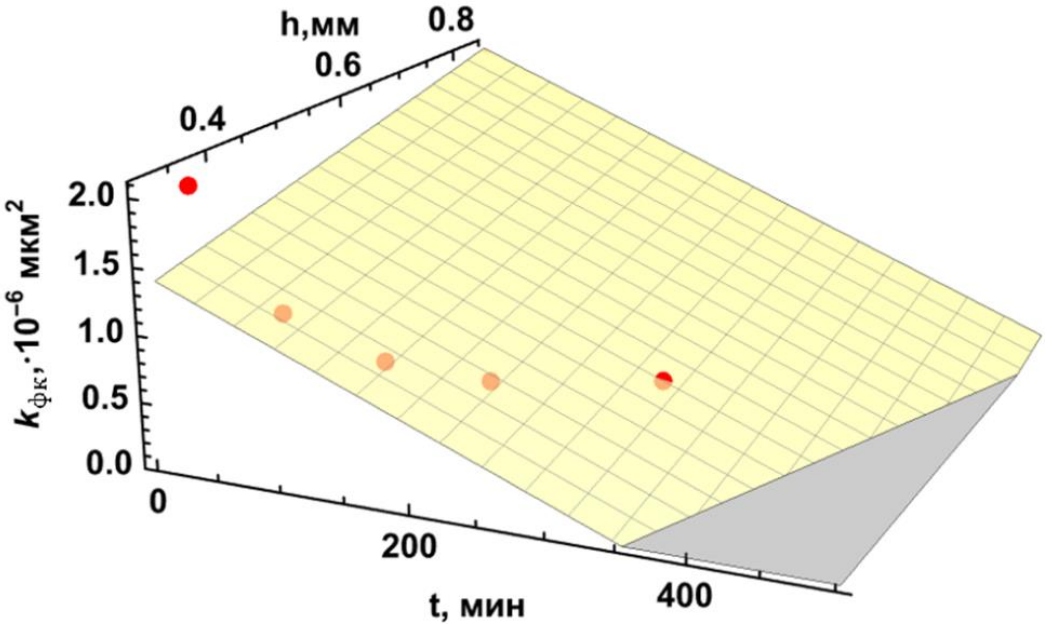


Рисунок 3.12 – Тенденция изменения проницаемости корки от времени и толщины для промывочной жидкости №5 (составлено автором)

Таким образом, анализируя совместно графики с рисунков 3.10-3.12, можно получить представление о процессе изменения скорости фильтрации, толщины и проницаемости фильтрационной корки от времени процесса на примере промывочной жидкости № 5. Для остальных промывочных жидкостей тенденция аналогична с учётом флуктуации параметров.

В результате обработки серий экспериментов с учётом теоретических представлений о процессе фильтрации буровых растворов сделаны следующие выводы. Проницаемость корки и скорости фильтрации при проведении экспериментов подвержены флуктуациям. Данные факты являются обоснованием применения методики, представленной в п. 3.1, использующей регрессионные коэффициенты зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$ в задаче расчёта объёмов фильтрации в пласт. Использование точечных замеров осложняется точностью измеряемых параметров, входящих в уравнения фильтрации при формировании корки из п. 1.2.

Анализ различных способов фильтрации показал, что преимуществом использования фильтровальных дисков является возможность учёта значений мгновенной фильтрации, которые при проведении экспериментов на бумажных фильтрах могут иметь заниженные значения, обоснованные удерживающими характеристиками фильтра и диска. Дополнительным преимуществом является возможность проведения эксперимента при высоких давлениях и температурах. Выбор размера пор позволяет учесть динамику формирования кольматационного слоя внутри порового пространства, согласно известным теориям кольматации [306,354,405]. Учёт данного фактора при прогнозировании объёмов фильтрации в пласт обоснован математическим методом обработки данных, а именно регрессионным анализом, позволяющим получить эмпирические коэффициенты, отражающие динамику фильтрации для серий экспериментов, приближенных к условиям определённого месторождения. Наиболее репрезентативно процесс фильтрации при условиях, приближенных к скважинным, можно получить с использованием фильтрационных установок с кернодержателями для образцов натурального керна. Широкое распространение экспериментов на натуральном керне затруднено ограниченной доступностью оборудования, высокой стоимостью исследований, воспроизводимостью экспериментов, обусловленных анизотропией кернового материала, его количеством и качеством. Исходя из этого, эксперименты с использованием фильтр-прессов высокого давления и температуры наиболее доступны для проведения фильтрации с последующей обработкой данных с целью прогнозирования объёмов фильтрата, проникающего в пласт при первичном

вскрытии пластов. Использование динамических фильтр-прессов позволяет получить меньшую толщину фильтрационной корки с меньшей проницаемостью за счёт динамического влияния бурового раствора при её образовании. Анализ результатов экспериментов показал, что толщина и проницаемость корки ниже, чем при статической фильтрации, а объёмы мгновенной фильтрации выше. Порядок проницаемости фильтрационной корки составляет 10^{-7}-10^{-6} мкм^2, что на несколько порядков ниже проницаемости пластов-коллекторов. Это обосновывает подход к расчёту параметров фильтрации в ПЗП, разделяющегося на этап расчёта объёма фильтрации и этап расчёта глубины его распространения и насыщенности в приближении теории двухфазной фильтрации. В задаче моделирования проникновения фильтрата в пласт динамическая фильтрация более приближена к скважинным условиям при бурении, но её недостатком является конструкция фильтр-прессов, которая не позволяет омывать фильтрационную корку в направлении оси ствола скважины, приближаясь к реальным значениям касательных напряжений вблизи стенки скважины.

В формуле (3.17) важным параметром является давление репрессии. В процессе бурения скважины полное давление складывается из гидростатического и гидродинамического, согласно формуле (1.36). Для расчёта гидродинамических давлений при движении буровых растворов необходимо осуществить правильный выбор реологической модели и ей соответствующей гидродинамической модели расчёта [74,144]. Методы замеров и обработки данных для построения реологических моделей описаны в п. 2.2. Результаты расчёта двухточечными методами для реологических моделей Шведова-Бингама и Оствальда-де Ваале представлены в таблице 3.6 для лабораторной температуры в 21 °С и средневзвешенной скважинной температуры выбранного нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири 41 °С. Для двухпараметрических реологических моделей и трёхпараметрической модели Гершеля-Балкли был произведён альтернативный расчёт с использованием МНК.

Таблица 3.6 – Коэффициенты реологических моделей буровых промывочных жидкостей при 21 и 41 °С (по данным автора)

№ Бурового раствора	№1	№2	№3	№4	№5	№6
об/мин	Показания ротационного вискозиметра Fann 35SA при 21 °С					
600/300	215/156	123/85	61/35	92/57	73/49	76/51
200/100	131/97	67/48	27/15	42/28	38/24	44/30
6/3	62/55	16/11	6/4	6/5	8/6	9/7
Параметр	Шведова-Бингама, двухточечный метод / МНК, 21°С					
$\tau_д$, *Па*	46,4/33,7	22,5/10,9	4,3/2,88	10,5/4,65	12/5,35	12,5/6,82
η, *Па·с*	0,059/0,08	0,038/0,055	0,026/0,028	0,035/0,044	0,024/0,034	0,025/0,034
R^2_{adj}	0,776/0,951	0,626/0,917	0,973/0,991	0,844/0,968	0,685/0,944	0,722/0,903
Параметр	Оствальда-де Ваале, двухточечный метод / МНК, 21 °С					
K, *Па·с*^{n}	4,46/12,43	1,57/1,89	1,21/0,19	0,39/0,45	0,69/0,71	0,72/1,24
n	0,46/0,3	0,53/0,5	0,8/0,73	0,69/0,67	0,57/0,57	0,58/0,5
R^2_{adj}	0,76/0,896	0,992/0,994	0,976/0,981	0,996/0,996	0,99/0,991	0,978/0,995
Параметр	Гершеля-Балкли, МНК, 21 °С					
τ_0, Па	26,7	3,5	2,07	1,59	2,1	1,69
K, *Па·с*^{n}	0,74	1,04	0,07	0,29	0,36	0,79
n	0,68	0,58	0,87	0,73	0,66	0,55
R^2_{adj}	0,996	0,999	0,996	0,999	0,997	0,997
об/мин	Показания ротационного вискозиметра Fann 35SA при 41 °С					
600/300	172/120	95/68	47/28	70/45	59/40	62/41
200/100	99/70	52/37	22/13	35/23	31/19	34/25
6/3	48/40	13/9	5/4	5/4	7/5	6/5
Параметр	Шведова-Бингама, двухточечный метод / МНК, 41 °С					
$\tau_д$, *Па*	32,6/24,37	19,63/8,73	4,31/2,76	9,58/4,19	10,05/4,43	9,57/5,1
η, *Па·с*	0,052/0,065	0,027/0,043	0,019/0,021	0,025/0,033	0,019/0,027	0,021/0,028
R^2_{adj}	0,862/0,97	0,483/0,91	0,949/0,985	0,767/0,945	0,656/0,943	0,739/0,906
Параметр	Оствальда-де Ваале, двухточечный метод / МНК, 41 °С					
K, *Па·с*^{n}	2,41/7,83	1,72/1,56	0,14/0,23	0,43/0,5	0,62/0,59	0,51/0,87
n	0,52/0,34	0,48/0,49	0,75/0,67	0,64/0,61	0,56/0,57	0,6/0,52
R^2_{adj}	0,745/0,867	0,989/0,991	0,97/0,998	0,997/0,998	0,986/0,987	0,981/0,996
Параметр	Гершеля-Балкли МНК, 41 °С					
τ_0, Па	20,57	2,83	1,86	0,91	1,86	0,94
K, *Па·с*^{n}	0,34	0,85	0,076	0,37	0,28	0,64
n	0,77	0,58	0,82	0,65	0,67	0,56
R^2_{adj}	0,991	0,996	0,998	0,999	0,994	0,996

Для реализации МНК использовался язык WL. На нём был написан программный модуль для обработки экспериментальных точек $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$, передающихся в табличном формате. Окно визуального вывода программы, на примере расчётов для жидкости №5, представлено на рисунке 3.13.

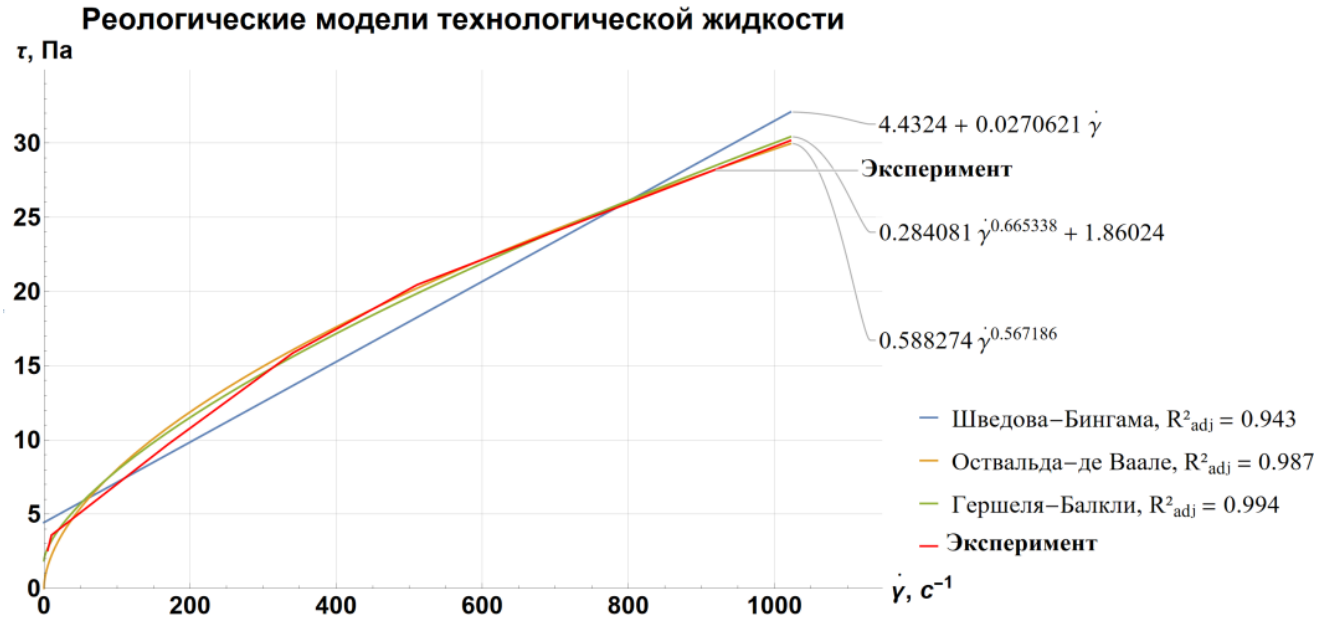


Рисунок 3.13 – Пример построения реологических моделей для жидкости №5 при 41 °C с использованием МНК (составлено автором)

Критерием оценки качества аппроксимации выбран скорректированный коэффициент детерминации R^2_{adj} (2.6). Данный параметр является основным показателем качества аппроксимации, что подтверждается визуальным анализом реологических кривых. В результате расчётов установлено, что все жидкости проявляют неньютоновские свойства. Тому подтверждением является наличие начального напряжения сдвига $\tau_0, \tau_д \neq 0$ и проявление псевдопластичных свойств $n < 1$.

Расчёт коэффициентов реологических моделей двухточечным методом по формулам (2.2)-(2.3) значительно отличается от расчёта с использованием МНК и имеет более низкие значения скорректированного коэффициента детерминации. Модель Гершеля-Балкли для всех тестируемых жидкостей наиболее качественно аппроксимирует экспериментальные точки $\tau_i(\dot{\gamma}_i)$, $R^2_{adj} > 0{,}99$.

Для гидродинамического моделирования с целью расчёта объёмов фильтрации в пласт при первичном вскрытии в качестве объекта для проведения численного эксперимента выбрана скважина с горизонтальным окончанием нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. Расчётные данные взяты из проектной документации. Горизонтальный интервал расположен в Покурской свите, которая представлена песчаниками серыми и зеленовато-серыми

с прослоями глин серых и темно-серых, алевритистых, углистых с растительным детритом. Покурская свита принадлежит верхнему сеноману [50]. Данный пласт классифицируется как поровый коллектор со средними значениями проницаемости (согласно проекту) 0,436 мкм^2 (по газу), 0,164 мкм^2 (по нефти), пористости 33% и плотности породы 2,6-2,88 г/см^3 [88,302]. Средний размер пор составляет 6,7 мкм. Для данного горизонта наблюдается сильная изменчивость размеров пор в диапазоне от 0,3 до 35 мкм. Согласно морфологической классификации пустот Калинко М.К., поровое пространство коллектора образовано «тонкопоровыми» и «очень мелкопоровыми» капиллярными каналами [280]. Горизонтальный участок скважины располагается на глубине 1170 м с длиной скважины по стволу 1653-3651 м в пласте ПК$_1$. Длина рассматриваемого участка составляет 1998 метров. Плотности буровых растворов из таблицы 3.2 не противоречат правилам безопасности, в частности, репрессией. Пластовое давление составляет 11,3 МПа, давление поглощения 19,8 МПа, горное давление 25,8 МПа. Проектная механическая скорость бурения 35 м/ч. Расход промывочной жидкости 0,018 м^3/с. Температура продуктивного пласта составляет 61 °С. Для расчёта взята типовая конструкция БК для бурения горизонтального участка. Данные представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Конструкция БК для бурения горизонтального участка (по данным автора)

№ секции	Длина секции, м	Тип секции	Диаметр
1	34,51	КНБК	121
2	2200	СБТ	101,6
3	1425	ТБТ	102

Для расчёта динамических давлений в кольцевом пространстве горизонтального участка скважины введены следующие модельные допущения и условия:

– жидкость несжимаема;

– движение стационарное;

– диаметр элементов компоновки низа БК (КНБК) изменяется не более чем на 2 мм, для расчётов принято осреднённое значение 121 мм

– диаметр скважины по долоту PDC 155,6 мм;

– коэффициент кавернозности 1,1 используется для расчётов в открытом стволе [2,132];

– внутренний диаметр обсадной колонны (ОК), спущенной до глубины 1170 м, составляет 159,4 мм;

– реологическая модель – модифицированная степенная модель Гершеля-Балкли;

– секции одинакового диаметра объединены при гидравлическом расчёте;

– средневзвешенная температура бурового раствора составляет 41°С.

Расчёт средневзвешенной скважинной температуры производится по формуле (3.28):

$$\overline{T} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(h_i T_i)}{\sum_{i=1}^{n} h_i}, \quad (3.28)$$

где $\overline{T}$ – средневзвешенная скважинная температура, °С;

h_i – длина ствола скважины в определённом пласте, м;

T_i– температура пласта, °С.

Выбор реологической модели обоснован результатами качества аппроксимации экспериментальных точек по методу наименьших квадратов, согласно таблице 3.6.

Скорость потока в кольцевом пространстве рассчитывается из расхода промывочной жидкости по формуле (3.29):

$$v_{\text{КП}} = \frac{4q_{\text{бр}}}{\pi(D_2^2 - D_1^2)}, \quad (3.29)$$

где $v_{\text{КП}}$ – скорость БР в КП, м/с;

$q_{\text{бр}}$ – расход БР, м^3/с;

D_2, D_1 – внешний диаметр элемента бурильной колонны и диаметр скважины или внутренний диаметр ОК), соответственно, м.

Расчёт динамических давлений при ламинарном режиме движения в кольцевом пространстве скважины для реологической модели Гершеля-Балкли

производится по методике из исследования Маковая Н. [141] с использованием выводов градиента давлений Мовсумова [155] (3.30):

$$\Delta p_{\text{КП}} = \left(4 \cdot 12^n \left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n \frac{K v_{\text{КП}}^n}{(D_2 - D_1)^{n+1}} + 4\frac{2n+1}{n+1}\frac{\tau_0}{D_2 - D_1}\right) L, \quad (3.30)$$

где $\Delta p_{\text{КП}}$ – перепад давлений, Па;

τ_0, K, n – коэффициенты реологической модели Гершеля-Балкли (таблица 1.1) в единицах системы СИ;

L – длина рассматриваемого участка движения БР, м.

В отличие от аналогичных методик расчёта, формула (3.30) при подстановке τ_0, K, n, соответствующих моделям Шведова-Бингама и Оствальда-де Вааля, приводит к соответствующим формулам расчёта давлений, что показано в исследовании [141]. На основании модели определения режима перехода при движении степенных жидкостей в приближении движения в щелевом канале определяется критическая скорость, при сравнении с которой определяется режим движения по критическому числу Рейнольдса $Re_{\text{кр}}$ (3.31):

$$Re_{\text{кр}} = \frac{4848n}{(1+2n)^2\left(\frac{1}{2+n}\right)^{\frac{2+n}{n+1}}}. \quad (3.31)$$

С учётом формулы (3.31) рассчитывается критическая скорость, при которой переходит режим движения из ламинарного в турбулентный по формуле (3.32):

$$v_{\text{кр}} = \left(\frac{Re_{\text{кр}} K}{12^{1-n}\left(\frac{3n}{2n+1}\right)^n (D_2 - D_1)^n \rho_{\text{бр}}}\right)^{\frac{1}{2-n}}, \quad (3.32)$$

где $v_{\text{кр}}$ – критическая скорость БР в КП, м/с.

Определение режима движения производится сравнением фактической скорости потока на участке кольцевого пространства (3.29) с критической (3.32). При промывке скважины в процессе бурения можно рассчитать плотность циркулирующего бурового раствора с учётом объёмной доли шлама в потоке, зависящей от скорости бурения по формулам (3.33)-(3.36):

$$\rho_{\text{бр скв}} = \rho_{\text{ш}}\varphi + \rho_{\text{бр}}(1 - \varphi), \quad (3.33)$$

где $\rho_{\text{бр скв}}$ – плотность БР с учётом объёмной доли шлама, кг/м^3;

$\rho_{\text{ш}}$–плотность шлама, кг/м^3;

φ – содержание шлама в кольцевом пространстве, д.е.

φ вычисляется по формуле (3.34):

$$\varphi = \frac{q_{\text{ш}}}{q_{\text{ш}}+q_{\text{бр}}}, \tag{3.34}$$

где $q_{\text{ш}}$ – объёмный расход шлама в кольцевом пространстве, м^3/с.

Расход шлама зависит от механической скорости бурения и вычисляется по формуле (3.35):

$$q_{\text{ш}} = A_{\text{заб}} v_{\text{мех}}, \tag{3.35}$$

где $A_{\text{заб}}$ – площадь забоя по долоту, м^2;

$v_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/с.

Площадь забоя скважины вычисляется по формуле (3.36):

$$A_{\text{заб}} = \frac{\pi D_2^2}{4}. \tag{3.36}$$

Согласно (3.17) для расчёта объёмов фильтрации в пласт важен учёт времени, которое определённая репрессия действует на участке. Разница репрессии обусловлена изменением геометрии кольцевого пространства и увеличением длины ствола скважины. Согласно рассматриваемому примеру, длина КНБК составляет 34,51 м. С учётом скорости проходки время контакта каждого метра скважины с КНБК можно округлить до 60 минут. Общее время бурения горизонтального участка составляет 3420 мин (57 часов).

Расчёт времени контакта производится по формулам (3.37):

$$t_{\text{ост}}(l_i) = \frac{(L_{\text{цель}}-l_i)}{v_{\text{мех}}},$$

$$t_{\text{КНБК}}(l_i) = \begin{cases} \frac{l_{\text{КНБК}}}{v_{\text{мех}}}, \text{при } l_{\text{КНБК}} \geq L_{\text{цель}} - l_i \\ t_{\text{ост}}(l_i), \text{при } l_{\text{КНБК}} < L_{\text{цель}} - l_i \end{cases}, \tag{3.37}$$

$$t_{\text{БТ}}(l_i) = \begin{cases} t_{\text{ост}}(l_i) - t_{\text{КНБК}}(l_i), \text{при } l_{\text{КНБК}} \geq L_{\text{цель}} - l_i \\ 0, \text{при } l_{\text{КНБК}} < L_{\text{цель}} - l_i. \end{cases},$$

где $t_{\text{ост}}$ – оставшееся время до завершения бурения, с;

l_i – положение рассматриваемого участка скважины по стволу, м;

$L_{\text{цель}}$ – положение целевой точки бурения горизонтального участка по стволу, м;

$t_{КНБК}$, $t_{БТ}$ – время нахождения КНБК и БТ в рассматриваемом участке скважины, с.

Время нахождения КНБК и БТ на горизонтальном участке скважины с расчётным шагом в 1 м представлено на рисунке 3.14.

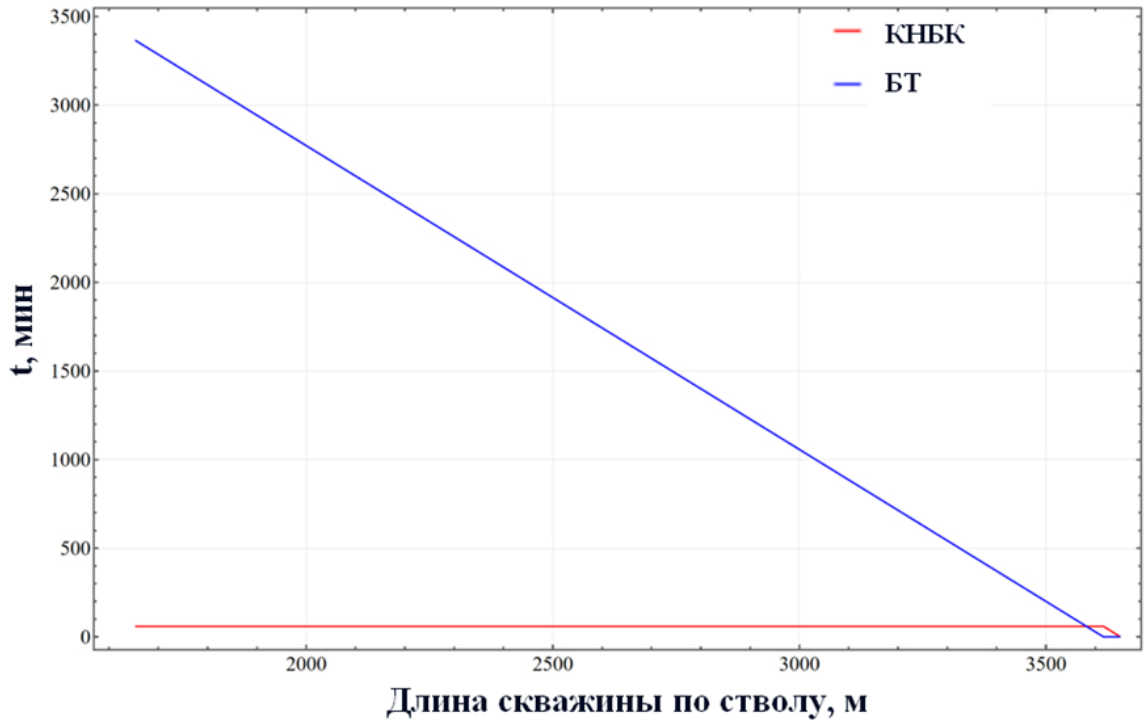


Рисунок 3.14 – Время нахождения БТ и КНБК в открытом стволе при бурении (составлено автором)

Для расчёта локальных сопротивлений при обтекании замковых соединений используется формула (3.38) [127,290]:

$$\Delta p_з = 2\left(\frac{D_2^2 - D_1^2}{D_2^2 - D_з^2} - 1\right)^2 \frac{\rho_{бр} {v_{КП}}^2}{2} N, \quad (3.38)$$

где $\Delta p_з$ – перепад давлений за счёт замковых соединений, Па;

$D_з$ – наружный диаметр замкового соединения, м;

N – количество замков рассматриваемого типа.

Сравнение фактической и критической скорости в разных сечениях кольцевого пространства показано на рисунке 3.15.

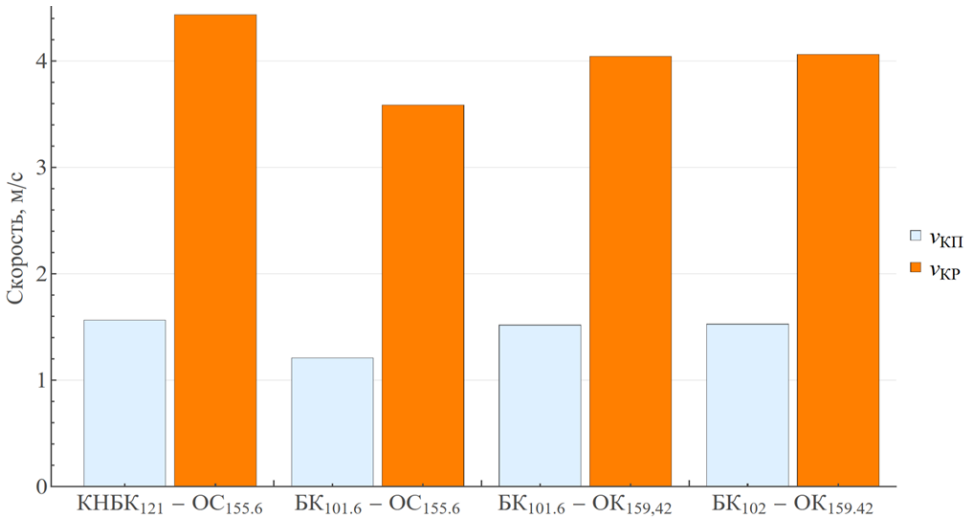


Рисунок 3.15 – Сравнение фактической и критической скорости в кольцевом пространстве (составлено автором)

Фактическая скорость бурового раствора на каждом участке кольцевого пространства не превышает критическую скорость, что подтверждает наличие ламинарного режима в КП, для которого актуальна формула (3.29). Согласно (1.36) и введённых допущений, сумма динамических давлений будет складываться из давлений за счёт сил вязкого трения и локальных сопротивлений при обтекании замковых соединений. Пример распределения давления репрессии при бурении горизонтального участка скважины в зависимости от длины и времени изображены на рисунке 3.16.

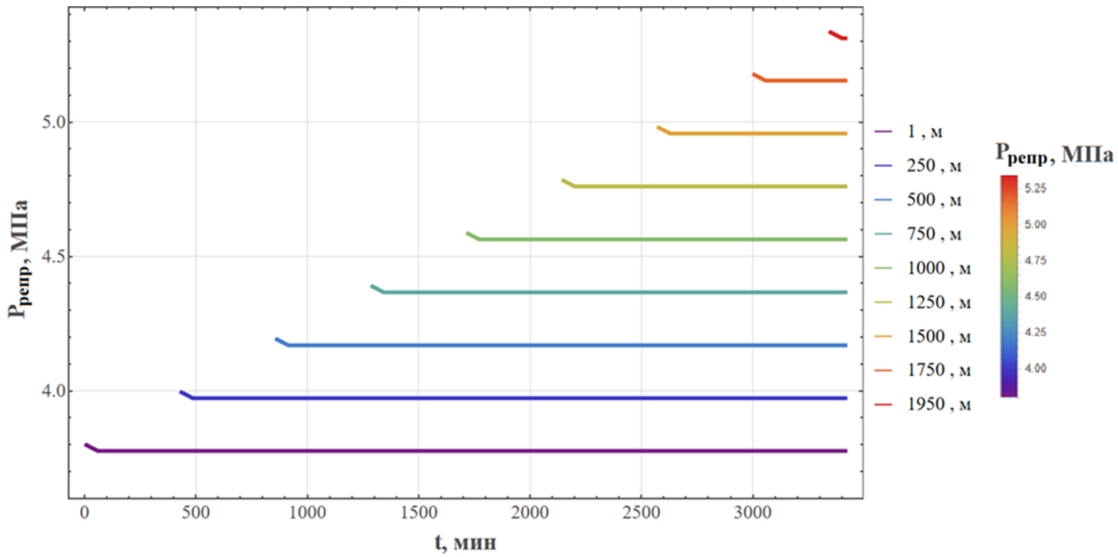


Рисунок 3.16 – Распределение давления репрессии при бурении горизонтального участка скважины в зависимости от глубины бурения по стволу и времени (составлено автором)

Расчёт динамических давлений произведён согласно таблице 3.7. по формулам (3.29)-(3.38) для участков КП различной геометрии с последующим суммированием. Рассмотрим расчёт давлений на примере жидкости № 5. Гидростатическое давление на горизонтальном участке скважины с учётом объёмной концентрации шлама составляет 12,93 МПа. Данные сохранены в виде массивов, каждый из которых содержит значения давлений на временных промежутках бурения горизонтального участка. В качестве давления репрессии в формуле (3.17) используем разницу между полным скважинным давлением на исследуемый интервал с пластовым давлением.

Давление репрессии рассчитывается по формуле (3.39):

$$p_{\text{репр}} = \rho_{\text{бр}} g H + \Delta p_{\text{КП}} + \Delta p_{\text{з}} - p_{\text{пл}}, \quad (3.39)$$

где $p_{\text{репр}}$ – давление репрессии, Па;

$p_{\text{пл}}$ – поровое давление пласта-коллектора, Па.

Линейность графиков свидетельствует о том, что из-за выбора компоновки бурильных труб и конструкции скважины не происходит значительного изменения геометрии кольцевого пространства. Наращивание колонны осуществляется трубами одинакового диаметра, и диаметры СБТ и ТБТ отличаются на 0,4 мм. Для каждого последующего участка скважины давление больше, чем на предыдущем, за счёт роста длины L. Площадь сечения кольцевого пространства не изменяется в меньшую сторону при наращивании колонны. Полное давление на каждом участке не превышает допустимого давления поглощения. Учтено наличие КНБК большего диаметра. На графике видны скачки давления, соответствующие переходу участка от КНБК большего диаметра, чем БК. На данном примере можно сделать вывод, что участок мгновенной фильтрации и стабилизации формирования фильтрационной корки находится во временном промежутке нахождения КНБК на каждом участке скважины. Данный пример мог бы выглядеть иначе при наращивании бурильной колонны трубами большего диаметра. Тогда линии с рисунка 3.16 будут иметь наклон в сторону возрастания, что объясняется повышением сопротивлений за счёт повышения скорости потока в зазоре меньшего

диаметра. Таким образом, имеет место обоснование расчёта давлений по длине скважины в зависимости от времени.

Исходя из того, что давление в процессе репрессии для горизонтального участка скважины рассчитано с шагом в 1 м и с шагом по времени, соответствующим времени бурения 1 м (1,71 мин), предлагается интервальный метод расчёта параметров фильтрации в соответствии с выбранным разбиением. Для каждого метра производится расчёт мгновенной фильтрации, соответствующей её времени, определённому по анализу данных фильтрационного процесса. Мгновенная фильтрация рассчитывается по первому слагаемому (3.17). При этом используется давление репрессии, соответствующее данному временному промежутку. Если установлено, что время мгновенной фильтрации превышает шаг по времени, то последовательно подставляются значения давлений и временные промежутки, а рассчитанные объёмы суммируются. Это аналогично для времени стабилизации формирования фильтрационной корки. Квазистационарный промежуток фильтрации является наиболее длительным, для него также производится пошаговый расчёт, при котором используются данные о давлении репрессии с выбранным шагом по времени с последующим суммированием накопленных объёмов. Таким образом, слагаемые из (3.17) вычисляются с соответствием этапам фильтрации и индексам расчётного процесса по формуле (3.40):

$$Q_{\text{ф}j} = \sum_{k=1}^{3} \sum_{i=1}^{n_i} Q_{\text{ф}\,k,i}\left(p_{\text{репр},i}, \Delta t_i\right), \tag{3.40}$$

где индекс j – соответствует участку скважины, для которого производится расчёт;

i – индекс времени, при котором действует рассчитанное давление репрессии;

k – индекс этапа процесса фильтрации;

n – количество узловых точек, соответствующее каждому этапу;

$p_{\text{репр},i}$ – давление репрессии на j участке скважины, действующий в момент времени Δt_i, Па;

Δt_i – длительность i – го временного интервала, в течение которого давление считается постоянным, с.

Полный объём фильтрации на всех рассматриваемых интервалах может быть получении суммированием $Q_{\text{ф}j}$ (3.40) по индексу j. Следует отметить, что данный пример не учитывает время проработки ствола скважины и СПО. Методика расчёта может быть модифицирована и автоматизирована программным путём для всего временного цикла строительства скважины. Для этого в формуле (3.40) необходимо использовать данные о давлениях на каждом участке скважины на всём цикле строительства, при котором буровой раствор контактирует с пластом-коллектором.

На рисунке 3.17 представлена зависимость накопленного объёма фильтрации от времени при динамической фильтрации жидкости №5 через керамический диск (таблица 3.3).

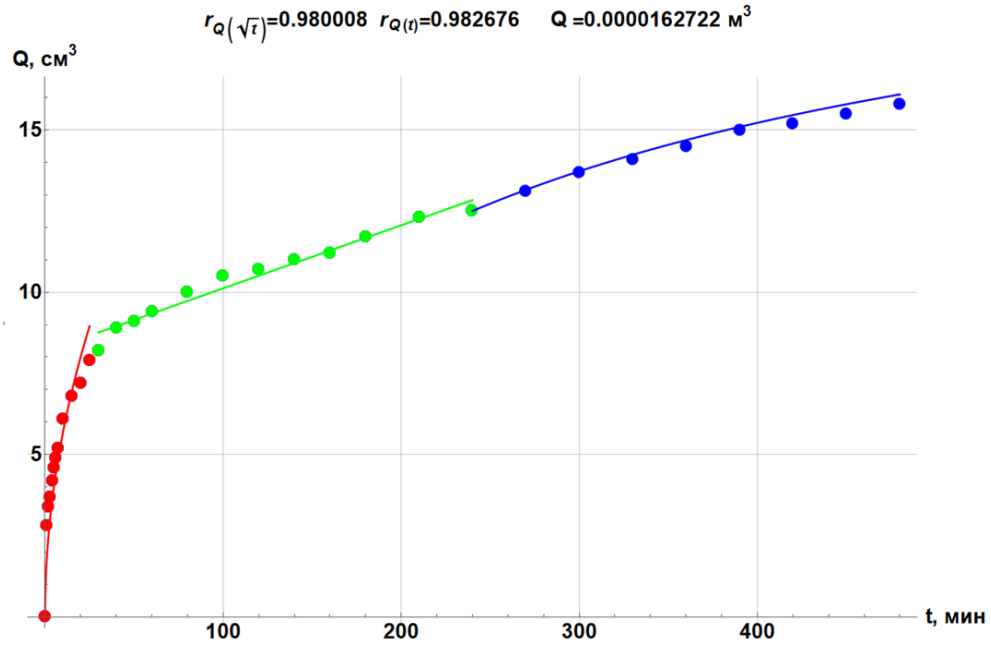


Рисунок 3.17 – Зависимости накопленного объёма фильтрации от времени при динамической фильтрации через керамический диск с размером пор 35 мкм (составлено автором)

В отличие от кривых фильтрационного процесса с рисунков 3.3 и 3.4 наиболее ярко выражен участок мгновенной фильтрации. При построении регрессионных функций (3.7), (3.12) и (3.16) производилось разбиение экспериментальных точек на участки. Выбор наборов точек производился исходя из наибольших значений коэффициента корреляции в линеаризованной системе координат для первого участка и линейной системе координат для второго участка. Для обоих участков его значения порядка 0,98. Значимость коэффициента

корреляции и рассчитанных коэффициентов регрессии подтверждается проверкой с использованием двустороннего критерия Стьюдента с доверительной вероятностью 95% [191,291]. На рисунке 3.17 красным цветом изображена линия регрессии, соответствующая мгновенной фильтрации (до 25 мин), зелёным – участок стабилизации формирования фильтрационной корки (25-240 мин), синим – участок квазистационарной фильтрации (240 мин – до завершения фильтрационного процесса). При расчёте временные границы этапов фильтрации округляются до значения кратного временному шагу. На рисунке 3.17 также в верхней части окна программы в качестве проверки изображён рассчитанный объём фильтрации при подстановке в расчётные уравнения лабораторных условий.

Относительное отклонение накопленного объёма по трём участкам фильтрационного процесса составляет 3,2%, что также подтверждает высокое качество выбранного метода кусочной аппроксимации экспериментальных данных динамической фильтрации. Результаты сравнения фактических и прогнозируемых объёмов фильтрации в лабораторных условиях для каждого БР представлены на рисунке 3.18.

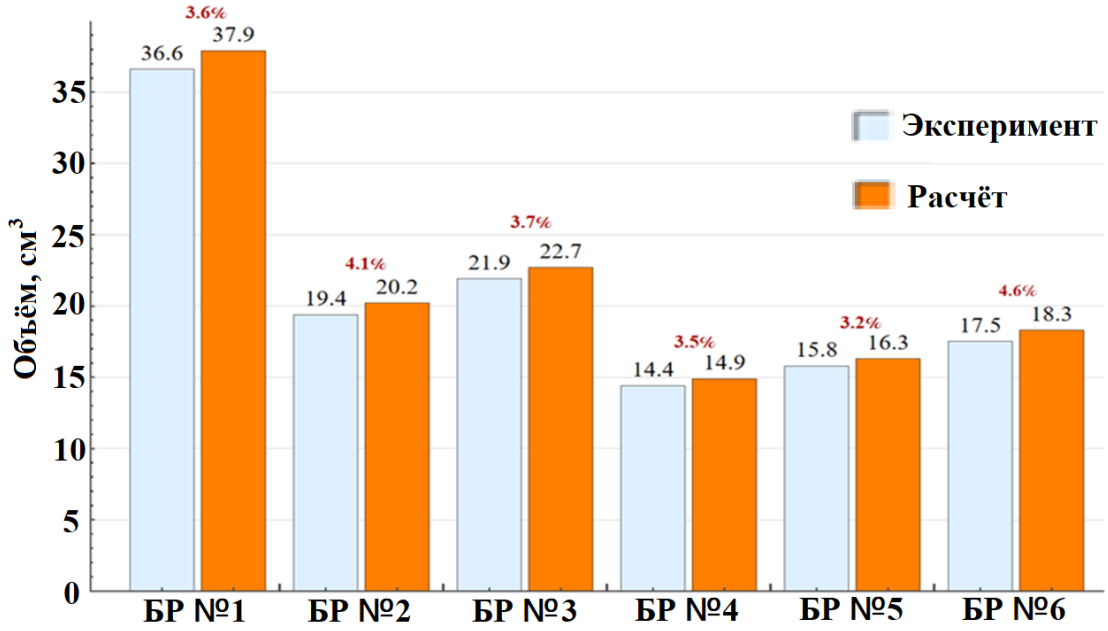


Рисунок 3.18 – Сравнение экспериментальных и расчётных данных процесса динамической фильтрации через керамический диск с размером пор 35 мкм (составлено автором)

В результате данного сравнения выявлено, что относительная ошибка расчёта не превышает 4,6%. В каждом из случаев расчётные значения незначительно выше экспериментальных. Это объясняется более продолжительным этапом мгновенной фильтрации при проведении эксперимента в динамическом режиме. На завершающем участке аппроксимации этапа мгновенной фильтрации угол наклона регрессионной кривой выше, чем при статической фильтрации, что видно при сравнении графиков на рисунках 3.4 и 3.17. С учётом регрессионного характера расчётов данный результат является достаточно качественным, чтобы судить о правильности выбора аналитических форм, видов уравнений регрессии с учётом выдвинутых допущений. Таким образом, доказано высокое качество описания исходных точек экспериментальной зависимости.

Так как первичное тестирование методики аппроксимации не показало значимых ошибок, то далее проводится тестирование расчёта на шести буровых промывочных жидкостях с учётом данных о лабораторных исследованиях фильтрации. На рисунках 3.17 и 3.18 показано качество аппроксимации при обработке эксперимента по фильтрации через керамические диски с размером пор 35 мкм. Для моделирования задачи проникновения фильтрата в продуктивный пласт рассматриваемого месторождения Западной Сибири наиболее представительными являются диски с размером пор 5 мкм. Для этого произведены серии параллельных тестов на статическую и динамическую фильтрацию. Результаты теста на динамическую фильтрацию используются для моделирования проникновения фильтрата в пласт. Результаты теста на статическую фильтрацию используются для верификации результатов моделирования на образцах натурального керна. Экспериментальная зависимость $Q_{\text{ф}}(t)$ представлена в таблице 3.8.

Результаты анализа параметров фильтрационного процесса таблицы 3.3 аналогично применимы к таблице 3.8. Отличием является средняя скорость фильтрации через диски с меньшим размером пор.

Таблица 3.8 – Экспериментальная зависимость $Q_{\text{ф}}(t)$ при фильтрации на дисках 5 мкм (по данным автора)

Объём фильтрата, см^3 при статической фильтрации через керамический диск $d_{эф}$=56 мм / динамической фильтрации через керамический диск $d_{эф}$=56 мм						
№ Бурового раствора / t, мин	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6
0	0	0	0	0	0	0
1	1/1,6	1,4/2,3	2,0/3,1	1,3 / 2,0	1,1 / 2,3	1,9/2,6
2	1,6/2,5	1,5/2,6	2,3/3,6	1,8 / 2,6	1,4 / 2,7	2,1/3,1
3	2/3,3	1,6/3,0	2,6/4,0	2,0 / 3,0	1,7 / 2,9	2,3/3,2
4	2,4/3,7	2,0/3,5	2,9/4,3	2,2 / 3,3	1,9 / 3,3	2,4/3,5
5	2,7/4,3	2,1/3,7	3,1/4,6	2,3 / 3,4	2,1 / 3,8	2,7/4
6	2,9/4,8	2,2/3,8	3,3/5,0	2,4 / 3,5	2,2 / 3,9	2,9/4,1
7,5	3,3/5,4	2,3/4,1	3,5/5,3	2,5 / 3,6	2,4 / 4,2	3/4,3
10	3,7/6,2	2,6/4,7	3,7/5,6	2,6 / 3,9	2,6 / 5,0	3,2/4,5
15	4,4/7,0	2,9/5,0	4,0/6,0	2,8 / 4,1	2,8 / 5,4	3,4/4,7
20	4,8/7,4	3,2/5,6	4,5/6,8	2,9 / 4,3	3 / 5,7	3,6/5
25	5,7/9,1	3,7/6,2	4,7/7,1	3,1 / 4,6	3,2 / 6,2	3,9/5,3
30	5,9/9,8	3,9/6,7	4,8/7,6	3,3 / 4,9	3,3 / 6,4	4,2/5,6
40	7/11,0	4,4/7,3	5,4/8,1	3,6 / 5,3	3,5 / 6,7	4,5/6,1
50	7,3/11,7	4,5/7,9	5,8/8,7	3,8 / 5,7	3,6 / 7,0	4,8/6,7
60	7,8/12,5	4,7/8,2	5,9/9,1	4,0 / 6,0	3,8 / 7,2	5,1/7,3
80	8,4/13,2	4,9/8,7	6,7/10,0	4,2 / 6,3	4,2 / 7,5	5,8/7,9
100	9,7/14,6	5,2/9,1	7,0/10,5	4,3 / 6,6	4,4 / 8,1	6,4/8,8
120	10,5/16,5	5,5/9,8	7,3/11,2	4,6 / 6,9	4,6 / 8,4	6,8/9,4
140	11/17,5	5,8/10,2	7,8/11,8	4,8 / 7,1	4,8 / 8,6	7,1/9,7
160	11,4/17,8	6,2/10,4	8,1/12,0	4,9 / 7,3	5,1 / 8,9	7,5/10,3
180	12,2/18,9	6,5/10,7	8,4/12,4	5,1 / 7,7	5,3 / 9,3	7,8/10,8
210	12,5/19,6	6,8/11,1	8,8/13,3	5,3 / 8,1	5,5 / 9,7	8,3/11,3
240	13,1/21,0	6,9/11,4	9,3/13,8	5,7 / 8,4	5,7 / 9,9	8,6/11,7
270	13,7/22,1	7,0/11,7	9,7/14,7	5,9 / 8,7	5,9 / 10,3	8,9/12,2
300	14,5/23,4	7,2/11,9	10,3/15,3	6,1 / 9,1	6,2 / 10,9	9,3/12,5
330	15,2/24,1	7,4/12,3	10,7/15,8	6,3 / 9,4	6,4 / 11,3	9,6/12,9
360	16,1/26,0	7,6/12,8	10,9/16,1	6,5 / 9,7	6,7 / 11,8	9,9/13
390	16,5/27,2	7,8/13,1	11,1/16,9	6,8 / 9,9	6,9 / 12,1	10,1/13,3
420	17,4/28,1	8,0/13,4	11,5/17,2	7,0 / 10,1	7 / 12,5	10,3/13,6
450	17,7/28,6	8,2/13,7	11,9/17,6	7,2 / 10,3	7,1 / 12,8	10,5/14
480	18,1/29,8	8,3/14,1	12,2/18,0	7,3 / 10,5	7,2 / 13,0	10,7/14,2

Аналогично графику с рисунка 3.17 построена зависимость $Q_{\text{ф}}(t)$ с аппроксимирующими кривыми на рисунке 3.19. Относительное отклонение накопленного объёма по трём участкам фильтрационного процесса составляет 3,1 %, что также подтверждает высокое качество выбранного метода кусочной аппроксимации данных динамической фильтрации при использовании дисков с низким размером пор – 5 мкм. Незначительное завышение расчётного объёма над

экспериментальным обосновано высоким углом наклона участка мгновенной фильтрации, что обосновано динамическим характером фильтрации при вращении лопастей в фильтрационной ячейке.

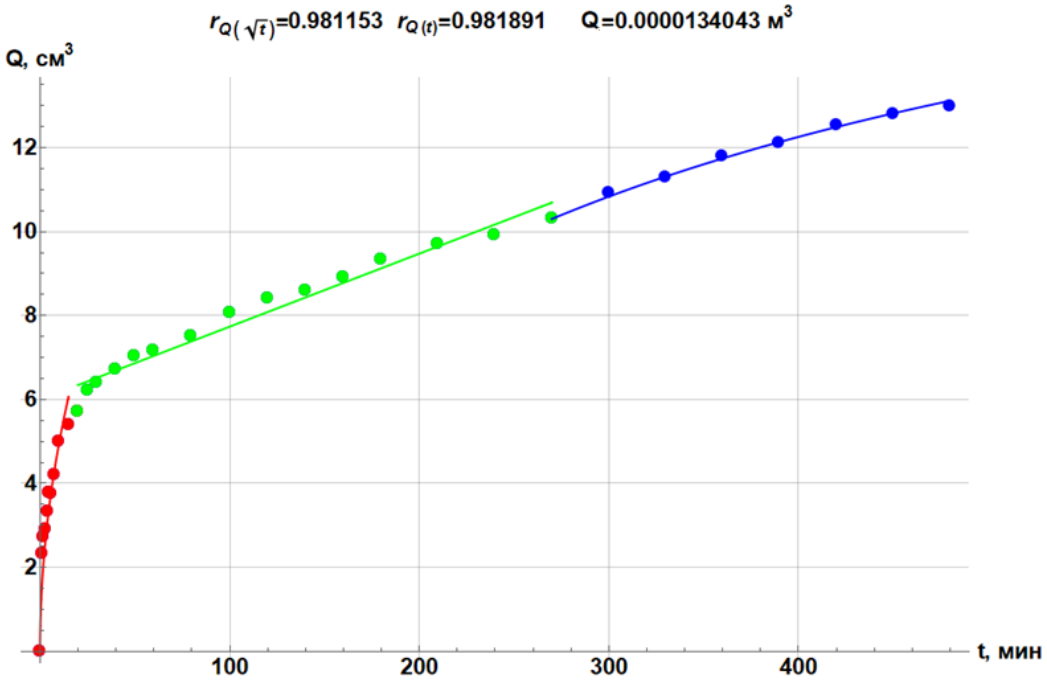


Рисунок 3.19 – Зависимости накопленного объёма фильтрации от времени при динамической фильтрации через керамический диск с размером пор 5 мкм (составлено автором)

На рисунке 3.20 показано качество аппроксимации при обработке эксперимента по фильтрации через керамические диски с размером пор 5 мкм. Относительное отклонение прогнозных значений от расчётных не превышает 5%, как и при фильтрации через диски размером пор 35 мкм. Установлено высокое качество аппроксимации на дисках с размером пор 35 и 5 мкм.

В формулу (3.17) входит вязкость фильтрата при скважинной температуре. Также продолжение данной работы предполагает расчёт параметров двухфазной фильтрации при пластовой температуре. Для возможности учёта динамической вязкости фильтрата при широком диапазоне изменения температур, в том числе других месторождений, предлагается использовать экспериментальные данные и их последующую аппроксимацию. Фильтрат бурового раствора при стандартных лабораторных условиях является ньютоновской средой и его вязкость измерялась с шагом в 15 °C с использованием капиллярных вискозиметров. Метод измерения

описан в п. 2.2. В таблице 3.9 представлены экспериментальные точки и расчётные для средней скважинной и пластовой температуры.

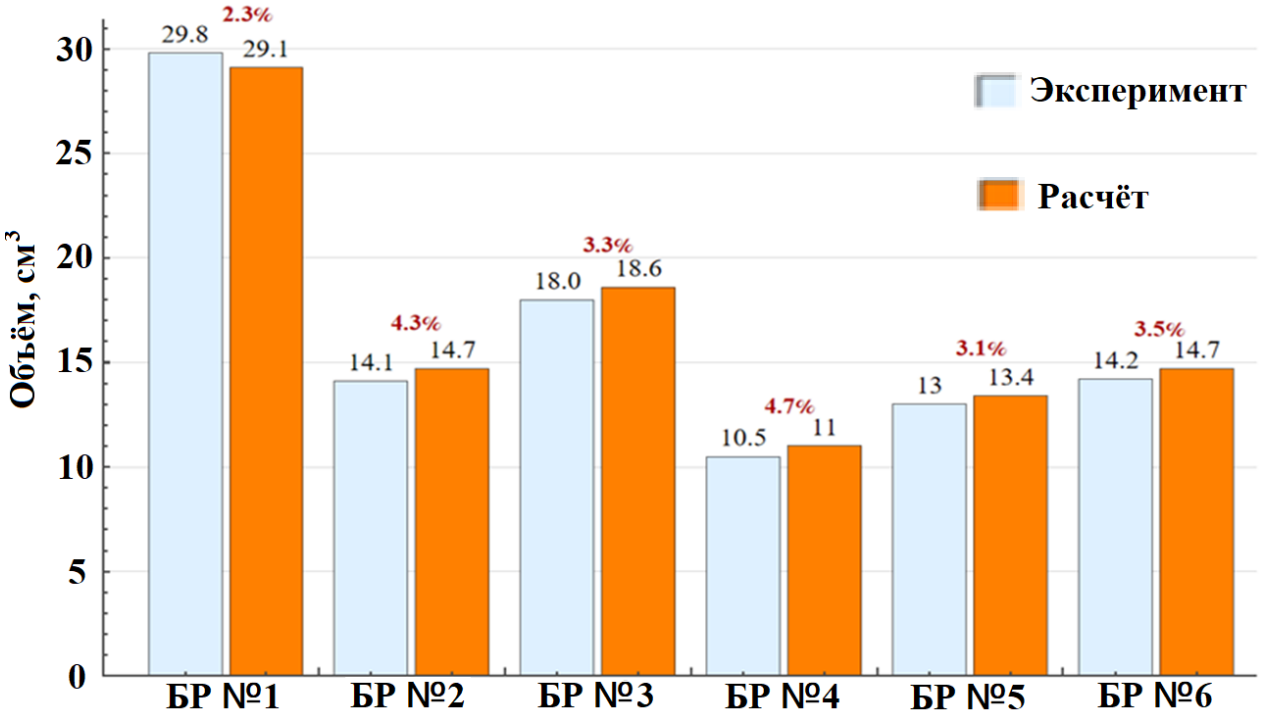


Рисунок 3.20 – Сравнение экспериментальных и расчётных данных процесса динамической фильтрации через керамический диск с размером пор 5 мкм (составлено автором)

Таблица 3.9 – Зависимость динамической вязкости фильтратов бурового раствора от температуры, мПа·с (по данным автора)

T, °C	Тип значения	№1	№2	№3	№4	№5	№6
21	экспериментальный	1,042	1,17	3,129	13,6	6,423	1,41
35	экспериментальный	0,728	0,794	2,102	9,093	4,365	0,962
41	расчетный	0,651	0,707	1,856	8,02	3,987	0,886
50	экспериментальный	0,547	0,602	1,586	6,765	3,244	0,736
61	расчетный	0,468	0,499	1,252	5,396	2,543	0,571
65	экспериментальный	0,466	0,487	1,177	4,948	2,372	0,524
80	экспериментальный	0,355	0,372	0,902	3,685	1,771	0,392

Для описания зависимости вязкости фильтрата от температуры используется модифицированная экспоненциальная модель Аррениуса [335] вида (3.41):

$$\mu_{ф}(T) = \mu_{T_{эт}} e^{a\left(\frac{1}{T+b} - \frac{1}{T_{эт}+b}\right)}, \quad (3.41)$$

где $\mu_{ф}$ – динамическая вязкость, Па·с;

T – температура, °C;

$\mu_{T_{эт}}$ – значение динамической вязкости при эталонной температуре, Па·с;

$T_{эт}$ – эталонная температура, °C;

a, b – эмпирические коэффициенты.

Согласно [335, 380, 381], формула (3.41) наиболее предпочтительна к использованию для прогнозирования вязкости жидкости. С практической точки зрения $\mu_{T_{эт}}$ может принимать значение при $T_{эт}$, выбранное из простоты измерения, например, при стандартной лабораторной температуре. Данный выбор и подстановка в (3.41) необходимы для фиксирования положения кривой, описываемой уравнением (3.41) в одной из точек пространства. Коэффициенты a, b в данном случае являются коэффициентами регрессии и могут быть определены по МНК. Так как использование уравнений регрессии заданного вида из теоретического обоснования процесса является качественным упрощением для снижения количества экспериментальных точек, то необходимо указать минимально необходимое значение экспериментальных точек для определения оставшихся коэффициентов a,b. Первоначальным вопросом при планировании эксперимента является вопрос о достижении необходимой точности определения исследуемого параметра [1,70]. Таким образом, согласно [28], можно путём проведения пробных экспериментов определить их необходимое количество для определения динамической вязкости с желаемой доверительной вероятностью. На рисунке 3.21 представлены экспериментальные точки и построенные для них кривые $\mu_{ф}(T)$ по форме уравнения (3.41). Для каждой экспериментальной зависимости $R^2_{adj} \approx 0{,}99$, что доказывает высокое качество аппроксимации с использованием модифицированной экспоненциальной модели Аррениуса.

На примере жидкости №5 с учётом вязкости фильтрата, рассчитанной по модели (3.41) при средневзвешенной скважинной температуре, построено распределение объёмов фильтрации на каждый метр горизонтального участка. Распределения объёмов фильтрации по длине ствола скважины в зависимости от времени и давления представлены на рисунках 3.22 и 3.23 (на примере БР №5).

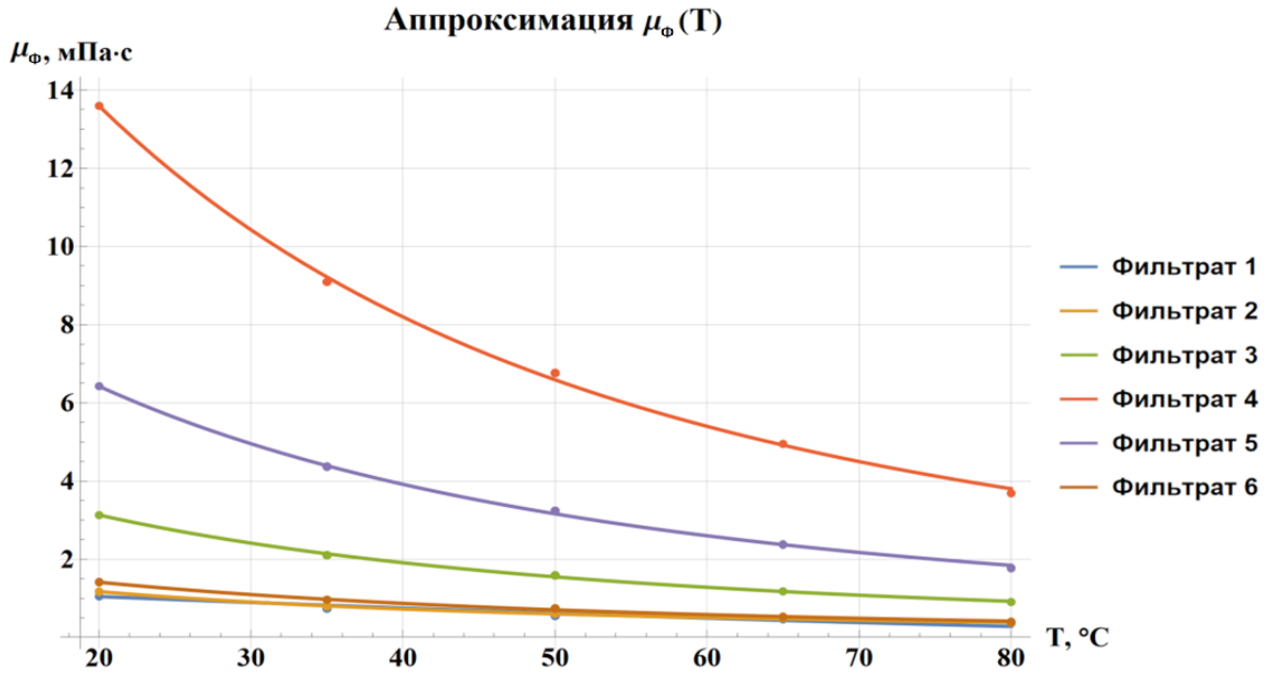


Рисунок 3.21 – Аппроксимация зависимости динамической вязкости фильтрата от температуры (составлено автором)

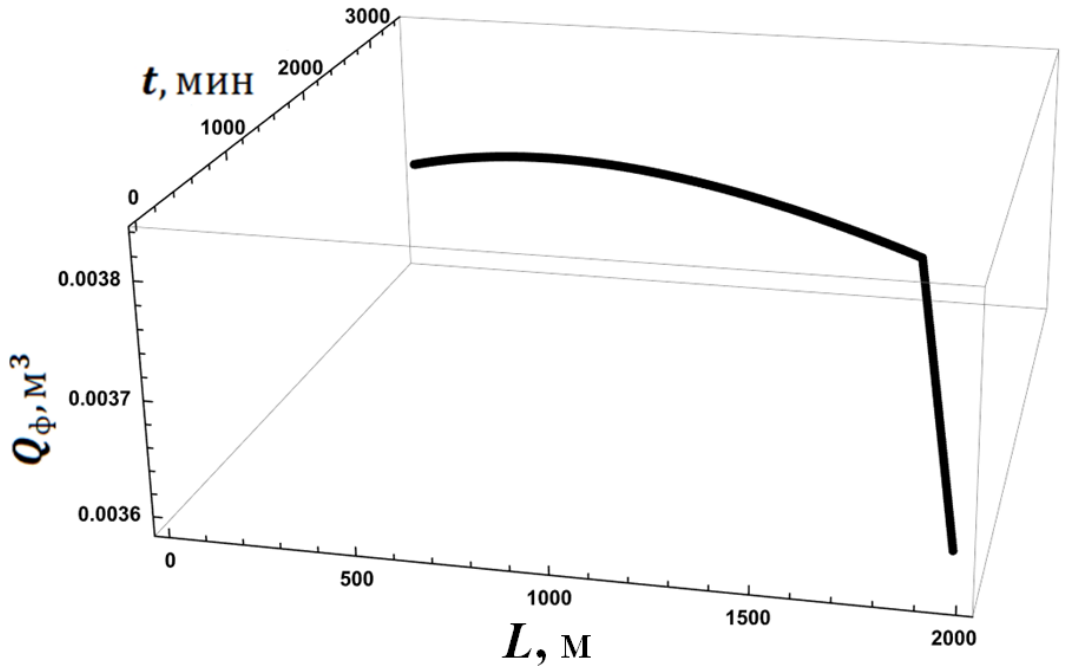


Рисунок 3.22 – Проекция зависимости суммарного объёма фильтрации по длине ствола скважины от координаты и времени контакта (составлено автором)

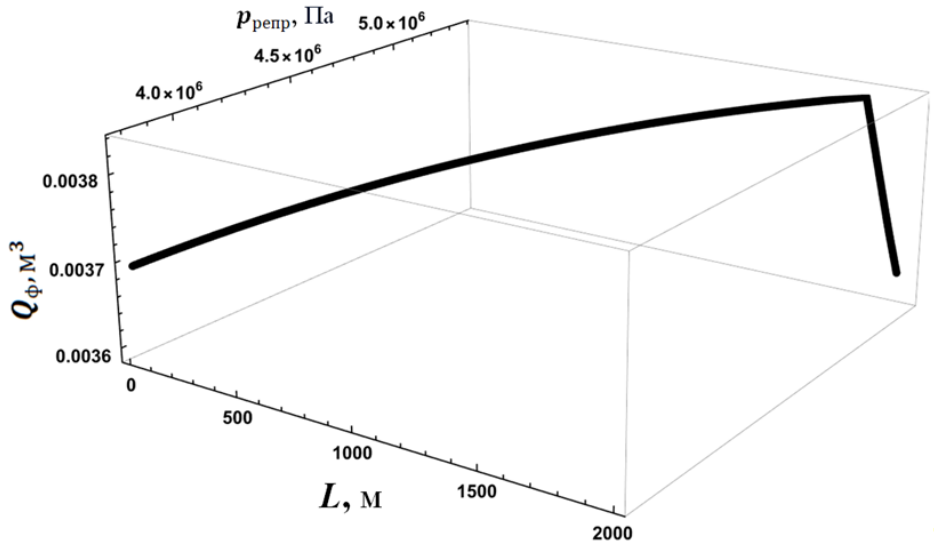


Рисунок 3.23 – Проекция зависимости суммарного объёма фильтрации по длине ствола скважины от координаты и давления репрессии (составлено автором)

Нелинейный характер накопленного объёма фильтрации по стволу скважины обоснован временем контакта каждого участка с буровым раствором и давлением репрессии. При бурении ствола скважины участки, приближенные к целевому забою, значительно меньше времени контактируют с буровым раствором, несмотря на большие динамические давления. Накопленный объём фильтрации на каждом участке скважины складывается из трёх слагаемых (3.17). Кроме последнего участка, на котором происходит убывание, по длине горизонтального ствола все три слагаемых вносят вклад. Ближе к целевому забою из-за непродолжительного времени контакта фильтрация снижается.

Давление репрессии по длине ствола скважины растёт из-за суммы динамических сопротивлений, при этом участку мгновенной фильтрации соответствует повышенное давление при обтекании КНБК. Из-за длительного времени этап квазистационарного процесса также вносит вклад, но скорость фильтрации на нём значительно ниже, поэтому на данном этапе фильтрат накапливается со временем. Нелинейность в начале участка фильтрации, до начала интенсивного затухания, обоснована взаимным вкладом временного фактора и давления репрессии. Важно отметить, что первое и третье слагаемые формулы (3.17) не линейны по времени и давлению, а второе – билинейно. Билинейность функции означает её линейность по одной переменной при фиксировании другой.

Поэтому при одновременном изменении обеих переменных значения функции образуют гиперболическую поверхность [92]. Следствием этого является нелинейность функции при одновременном изменении обоих входных параметров. Частный случай расчёта для выбранной скважины является примером и не представляет собой единственный возможный характер распределения объёмов фильтрации. При ранее упомянутом случае роста динамических давлений для каждого метра скважины при наращивании бурильной колонны трубами большего диаметра, характер может измениться в сторону увеличения фильтрации на начальном участке и спрямления дальнейшей зависимости с убыванием к забою скважины.

Для вязкости фильтрата 3,987 мПа·с суммарный объём фильтрации на 1998 м скважины составляет 7,11 м^3. При тестовом моделировании при лабораторной вязкости фильтрата при 21°С суммарный объём фильтрации составляет 5,54 м^3. Данное сравнение доказывает необходимость учёта температуры фильтрата, так как различие расчётных данных составляет порядка 22%. На рисунке 3.24 представлен пример изменения объёмов фильтрации с течением времени. Накопленный объём фильтрации на первый метр горизонтального участка, рассчитанный пошаговым методом, представлен на рисунке 3.25.

На рисунке 3.24 в качестве участка скважины выбран первый метр начала горизонтального ствола. В начале расчёта точки лежат значительно выше остальных, что соответствует мгновенной фильтрации. При этом временные промежутки частично совпадают с участком повышенного давления при нахождении КНБК. На рисунке 3.25 начало первой точки лежит выше начала координат и соответствует мгновенной фильтрации. Согласно данному расчёту за всё время фильтрации на первый метр открытого ствола приходится 0,00367 м^3 фильтрата бурового раствора.

Результаты расчёта гидростатического, гидродинамического и полного давления для всех исследуемых жидкостей представлены на рисунке 3.26.

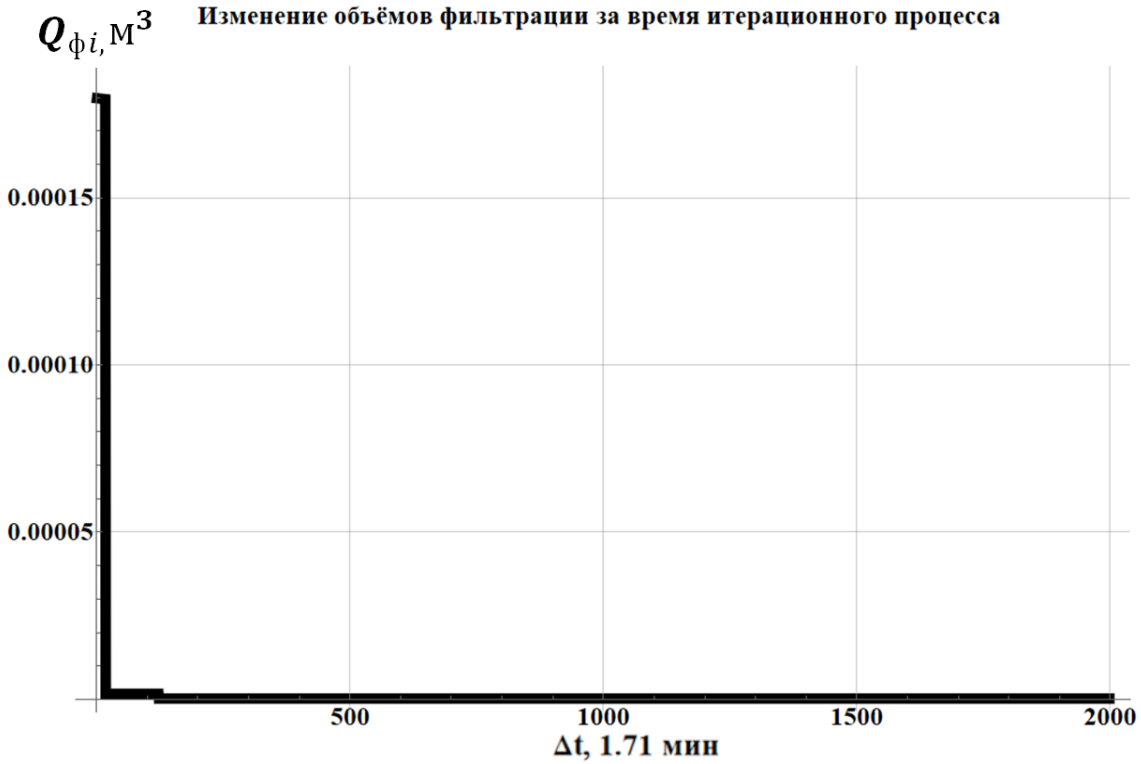


Рисунок 3.24 – Изменение объёмов фильтрации на первый метр горизонтального участка с течением времени (составлено автором)

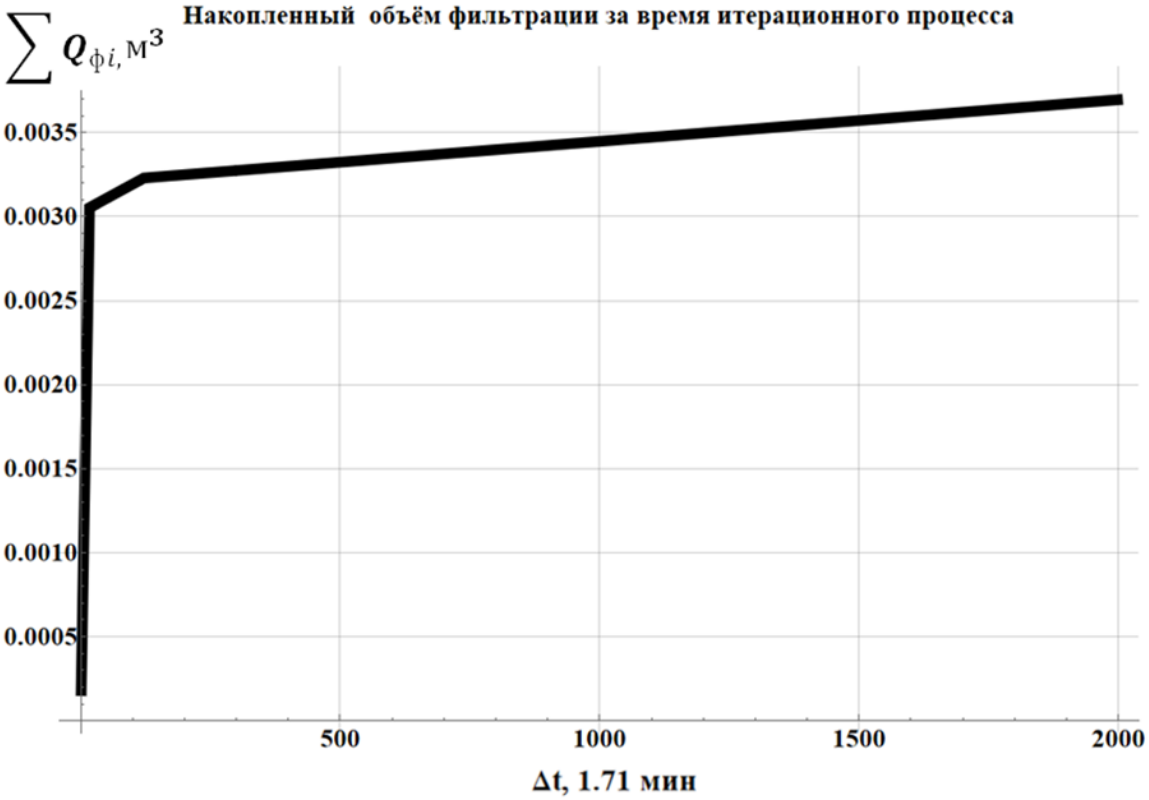


Рисунок 3.25 – Расчёт накопленного объёма фильтрации на примере первого метра горизонтального ствола (составлено автором)

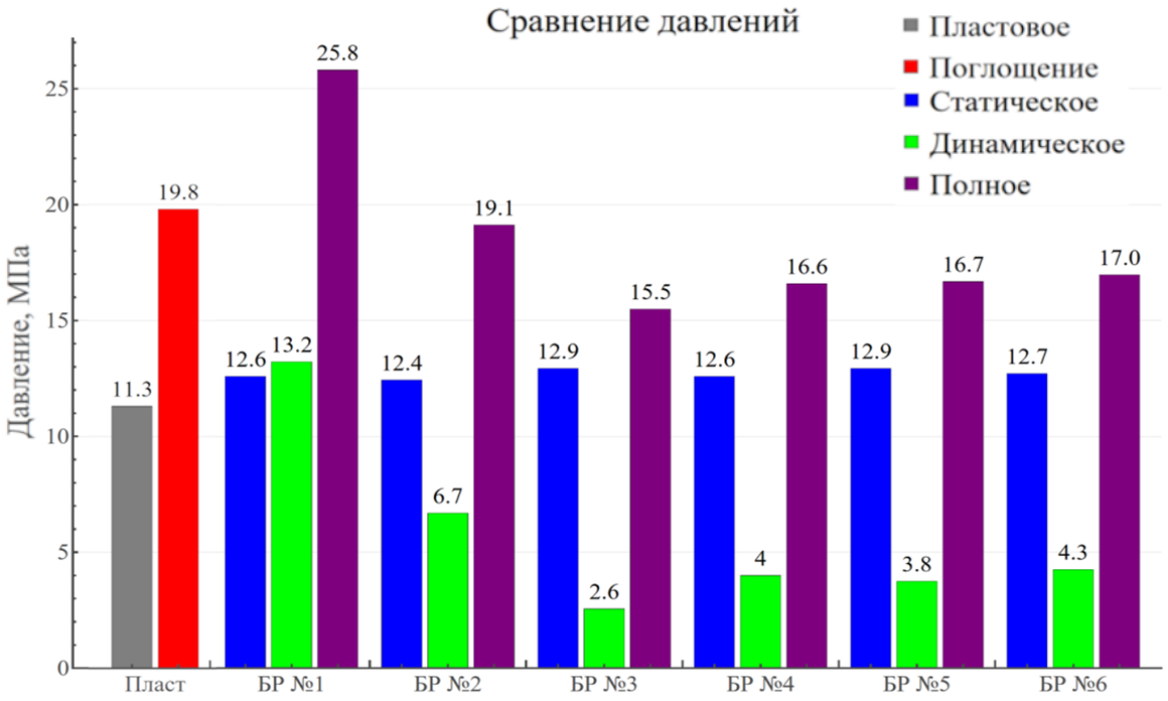


Рисунок 3.26 – Анализ пластового, статического, динамического и полного давлений (составлено автором)

Анализ результатов показал, что за пределы допустимых значений давления поглощения выходят давления, создаваемые промывочной жидкостью №1. В качестве динамических давлений указано максимальное динамическое давление на забой. При расчёте учитывалась объёмная концентрация шлама, повышающая плотность раствора. Несмотря на близкие значения гидростатического давления, давления динамические, обусловленные реологическими характеристиками раствора, делают его недопустимым к применению на рассматриваемой скважине.

Пошагово для каждой жидкости рассчитано распределение объёмов фильтрации (3.40) в зависимости от времени, координаты участка скважины и давления, соответствующего времени. При расчёте данные сохранены в виде массивов $Q_{\text{ф}\,j}(\Delta t_i)$, где j – соответствует участку скважины, для которого производится расчёт, а i – времени, при котором действует рассчитанное давление репрессии. Таким образом, для первого метра горизонтального участка массив состоит из 1998 элементов, для последующих количество элементов снижается, соответствуя оставшимся шагам. Результаты расчётов суммарного объёма фильтрации каждой жидкости представлены на рисунке 3.27.

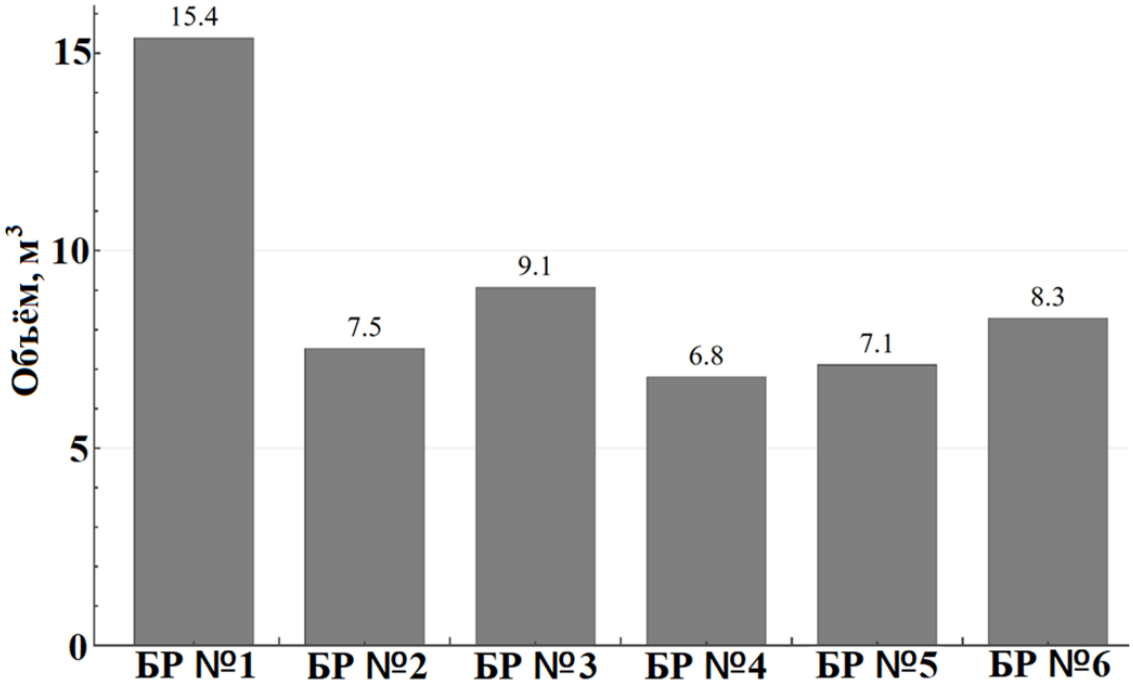


Рисунок 3.27 – Объёмы фильтрации на горизонтальном участке скважины (составлено автором)

Анализ результатов расчёта показал, что наибольший объём фильтрации в скважинных условиях у жидкости с наибольшей скоростью фильтрации и создаваемым давлением, что соответствует глинистому раствору (№1). Данный расчёт ещё раз подтверждает нецелесообразность использования глинистого бурового раствора в горизонтальном интервале скважины. Несмотря на близкие значения объёмов при динамической фильтрации на фильтр-прессе, скорости фильтрации, а также незначительную разницу давлений у жидкостей №4-5, наименьший объём фильтрации для скважинных условий наблюдается у жидкости №4. Важно отметить, что у данной жидкости наибольшая вязкость фильтрата по сравнению с другими.

В результате анализа применения методологического подхода к определению объёмов фильтрации можно сделать следующие выводы. Для аппроксимации зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$ следует проводить серию фильтрационных экспериментов для одной жидкости с дальнейшим осреднением и внесением в таблицу входных данных. Из-за несовершенства методов измерений важно оценивать воспроизводимость эксперимента и отсеивать ошибочные данные, например, при обнаружении непредусмотренных трещин в материале. Измерения

параметров жидкости следует производить при условиях близких к скважинным. Параметры жидкости должны быть близки к параметрам жидкости, используемой при бурении скважины. Возможно проведение эксперимента с использованием шлама в рецептуре бурового раствора. Расчёт объёмов рекомендуется производить пошагово. Расчёт включает в себя разбиение интервала скважины с установленным шагом, расчёт изменения давлений с временным шагом, применение закона фильтрации, соответствующего этапу фильтрации. Рассмотренный пример учитывал объёмы фильтрации только за время бурения и не включал периоды СПО, проработки ствола и циркуляции без углубления. Интервальный накопительный метод расчёта обеспечивает возможность учёта изменения факторов, влияющих на фильтрацию и изменяющихся во времени по длине ствола скважины. Наиболее точные знания о скважинных условиях могут повысить точность расчётов. Учёт трещиноватости можно ввести путём пересчёта площади фильтрации или с использованием фильтровальных дисков с зазорами, имитирующими трещины. Результаты прогнозирования объёмов фильтрации могут применяться при расчёте параметров загрязнения продуктивного пласта, например, насыщенности фильтратом призабойной зоны, радиуса проникновения и скин-фактора [165]. Результаты расчётов могут применяться в процессе планирования мероприятий по интенсификации добычи, в том числе при проектировании физико-химического воздействия на пласт [99]. Расчётная методика может быть модифицирована под процесс вторичного вскрытия продуктивного пласта, а также с целью расчёта потерь бурового раствора при промывке скважины.

3.5 Верификация расчётных данных с использованием образцов натурального керна при термобарических условиях месторождения

Для проверки результатов прогнозирования объёмов фильтрации при скважинных условиях используются зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$, полученные с применением фильтр-прессов при статической фильтрации через керамические диски 5 мкм (таблица 3.8). Сравнение происходит с экспериментом при более высоких температурах и давлениях на образцах керна продуктивного пласта

месторождения Западной Сибири. Давления и температуры описаны в п. 3.4. Подготовка образцов кернового материала производилась согласно методам, описанным в п. 2.4.

В качестве давления репрессии для каждого раствора используется давление, рассчитанное по формуле (3.39). С учётом данных, представленных на рисунке 3.26, рассчитано фактическое давление каждого раствора для проведения эксперимента. Результаты представлены на рисунке 3.28. Эффективное горное давление во всех экспериментах составляло 25,8 МПа, температура выбиралась из средневзвешенной скважинной температуры 41 °C.

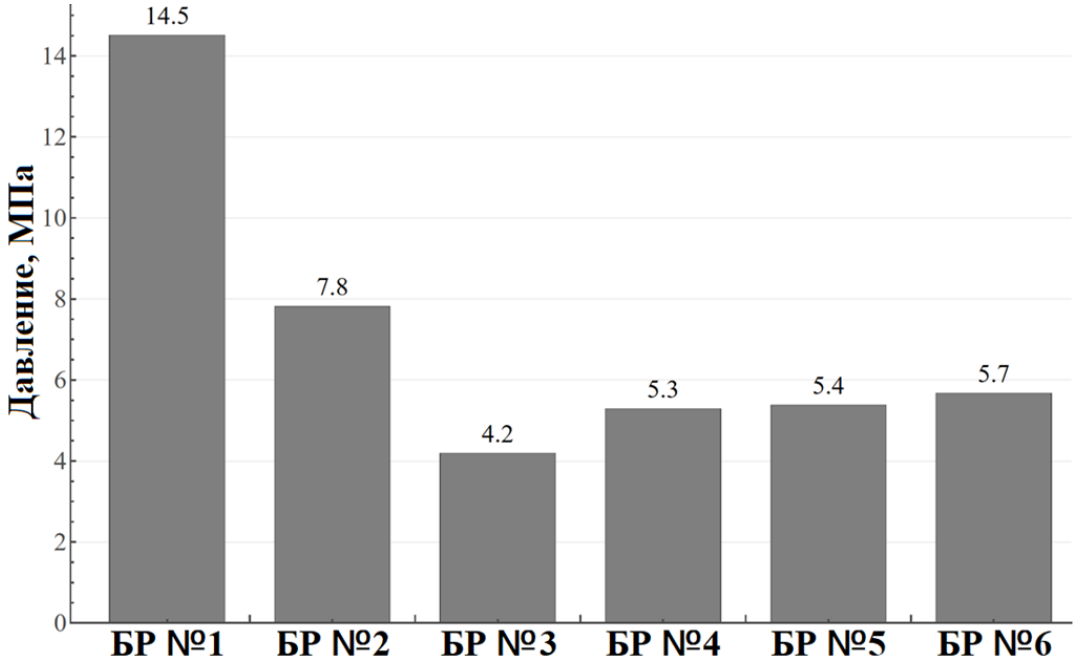


Рисунок 3.28 – Давление репрессии на образец керна (составлено автором)

Несмотря на ограничение в применении БР №1 в связи с превышением давления поглощения на рассматриваемой скважине, для сопоставления результатов эксперименты были проведены также и с его использованием. Эксперимент проводился в режиме статической фильтрации, что обусловлено особенностями омывания торца керна высоковязкими жидкостями. По той же причине, для возможности образования фильтрационной корки на торце керна и снижения вероятности закупоривания прижимных элементов гидравлической системы, устанавливались кольцевые вставки между торцом керна и прижимным элементом. Установка кольцевой вставки также способствует более равномерному

распределению давлений на торец керна. Наличие данной вставки снижает эффективную площадь фильтрации до 2,01 см^2. Поэтому для учёта объёмов фильтрации, накопленных в керне, использовался метод количественного определения содержания водной фазы, который описан в п. 2.4. Объёмы, полученные с его использованием, суммировались с накопленным объёмом фильтрата в приёмной ёмкости. Время фильтрации составляло 7 часов. Входными данными зависимости $Q_{\text{ф}}(t)$ для прогнозирования объёмов фильтрации при эксперименте, проводимом на фильтрационной установке, служат значения статической фильтрации через керамический диск, указанные в таблице 3.8.

При проведении экспериментов производился томографический контроль образцов на наличие трещин и повреждений. При наличии повреждений образец отбраковывался, при анализе результат не учитывался. Наибольшее количество повреждений было выявлено при фильтрации жидкости №1, что объясняется давлением, превышающим давление поглощения.

Для каждой промывочной жидкости было проведено по 10 экспериментов на образцах натурального керна. Первичная сортировка керна производилась в соответствии с проектной документацией. Средняя проницаемость отобранных 60 образцов составляет 0,519 мкм^2, пористость 0,33 д.е., что не противоречит информации из документации. Образцы керна группировались на 6 серий из 10 экспериментов, исходя из требования обеспечения каждой подвыборкой схожую среднюю проницаемость. Перед фильтрацией буровых растворов создавалась остаточная водонасыщенность пластовой водой. Корреляция параметров, подготовленных к фильтрации образцов керна, представлена на рисунках 3.29 и 3.30.

Парный коэффициент корреляции рассчитывается по формуле (3.42):

$$R = \frac{n\sum_{i=1}^{n} x_i y_i - \sum_{i=1}^{n} x_i \sum_{i=1}^{n} y_i}{\sqrt{\left[n\sum_{i=1}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right)^2\right] \cdot \left[n\sum_{i=1}^{n} y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} y_i\right)^2\right]}}, \quad (3.42)$$

где n – количество точек;

x – значение независимой переменной;

y – значение зависимой переменной.

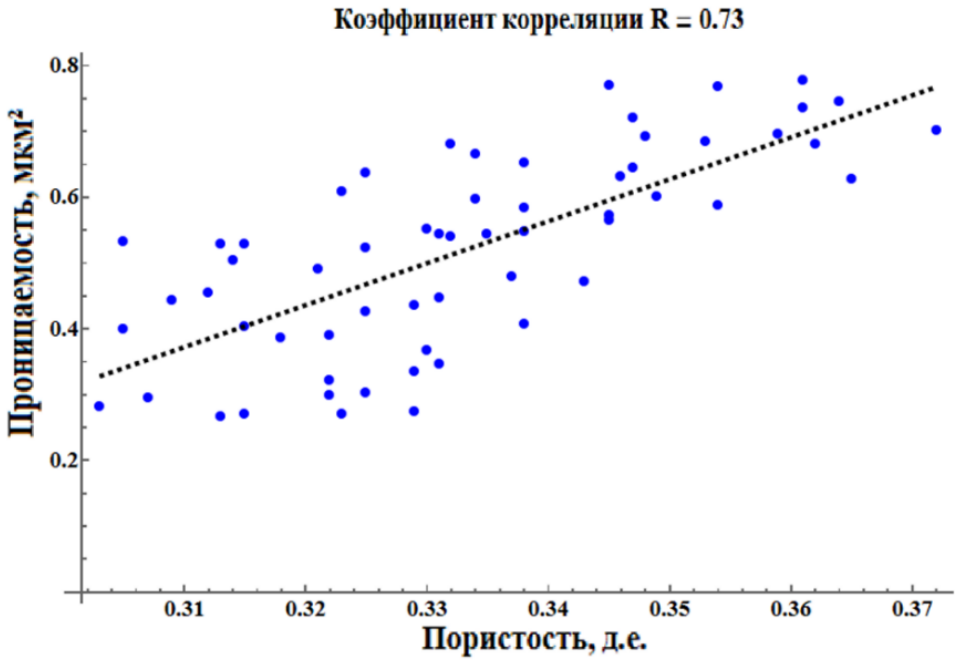


Рисунок 3.29 – Корреляционная зависимость проницаемости образцов керна от пористости (составлено автором)

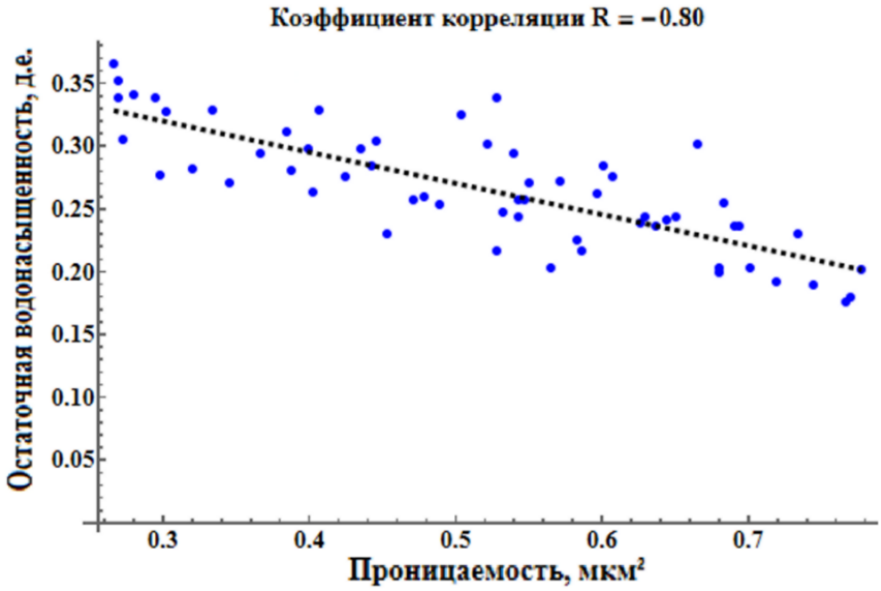


Рисунок 3.30 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости (составлено автором)

Статистическая значимость полученных коэффициентов корреляции проверяется по двустороннему критерию Стьюдента с числом степеней свободы $n-2$. Расчётный критерий Стьюдента вычисляется по формуле (3.43):

$$t_R = \frac{R\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-R^2}}. \quad (3.43)$$

Для обеих зависимостей критическое значение критерия Стьюдента с уровнем значимости $\alpha = 0{,}05$ составляет $t_{кр} = 2$. Для зависимости проницаемости

от пористости и остаточной водонасыщенности от проницаемости t_R по модулю равен 8,03 и 10,15, соответственно.Для обоих случаев расчётное значение критерия Стьюдента превышает критическое, что статистически подтверждает значимость коэффициента корреляции и наличие возрастающей связи проницаемости от пористости и убывающей связи остаточной водонасыщенности от проницаемости. Полученные данные о параметрах кернового материала не противоречат аналогичным исследованиям [110, 150, 161]. Наиболее подробно информация об образцах и результатах эксперимента представлена в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Информация об образцах керна и объёмах фильтрата бурового раствора (по данным автора)

№ образца	*l*, мм	d, мм	*k*, мкм^2	*m*, д.е.	S_0, д.е.	Q, см^3
Буровой раствор №1. Расчётный объём фильтрации 16,5 см^3						
198	198	198	198	198	198	198
125	125	125	125	125	125	125
30	30	30	30	30	30	30
99	99	99	99	99	99	99
129	129	129	129	129	129	129
174	174	174	174	174	174	174
171	171	171	171	171	171	171
175	175	175	175	175	175	175
17	17	17	17	17	17	17
Буровой раствор №2. Расчётный объём фильтрации 5,7 см^3						
166	166	166	166	166	166	166
94	94	94	94	94	94	94
165	165	165	165	165	165	165
149	149	149	149	149	149	149
196	196	196	196	196	196	196
79	79	79	79	79	79	79
68	68	68	68	68	68	68
61	61	61	61	61	61	61
116	116	116	116	116	116	116
№ образца	*l*, мм	d, мм	*k*, мкм^2	*m*, д.е.	S_0, д.е.	Q, см^3
Буровой раствор №3. Расчётный объём фильтрации 6,8 см^3						
133	133	133	133	133	133	133
20	20	20	20	20	20	20
85	85	85	85	85	85	85
136	136	136	136	136	136	136
77	77	77	77	77	77	77
56	56	56	56	56	56	56
70	70	70	70	70	70	70
76	76	76	76	76	76	76
46	46	46	46	46	46	46

Продолжение таблицы 3.10

№ образца	*l*, мм	d, мм	*k*, мкм^2	*m*, д.е.	S_0, д.е.	Q, см^3
Буровой раствор №4. Расчётный объём фильтрации 4,7 см^3						
80	80	80	80	80	80	80
126	126	126	126	126	126	126
6	6	6	6	6	6	6
67	67	67	67	67	67	67
178	178	178	178	178	178	178
87	87	87	87	87	87	87
115	115	115	115	115	115	115
118	118	118	118	118	118	118
138	138	138	138	138	138	138
Буровой раствор №5. Расчётный объём фильтрации 4,5 см^3						
69	69	69	69	69	69	69
97	97	97	97	97	97	97
183	183	183	183	183	183	183
105	105	105	105	105	105	105
159	159	159	159	159	159	159
57	57	57	57	57	57	57
74	74	74	74	74	74	74
83	83	83	83	83	83	83
123	123	123	123	123	123	123
Буровой раствор №6. Расчётный объём фильтрации 6,9 см^3						
187	187	187	187	187	187	187
173	173	173	173	173	173	173
144	144	144	144	144	144	144
153	153	153	153	153	153	153
66	66	66	66	66	66	66
10	10	10	10	10	10	10
19	19	19	19	19	19	19
141	141	141	141	141	141	141
96	96	96	96	96	96	96
39	39	39	39	39	39	39

Сравнение результатов физического и математического моделирования представлено диаграммой размаха на рисунке 3.31.

Из обработки данных были исключены образцы, для которых при проведении томографического скрининга были обнаружены сколы и трещины. Пример такого образца представлен на рисунке 3.32.

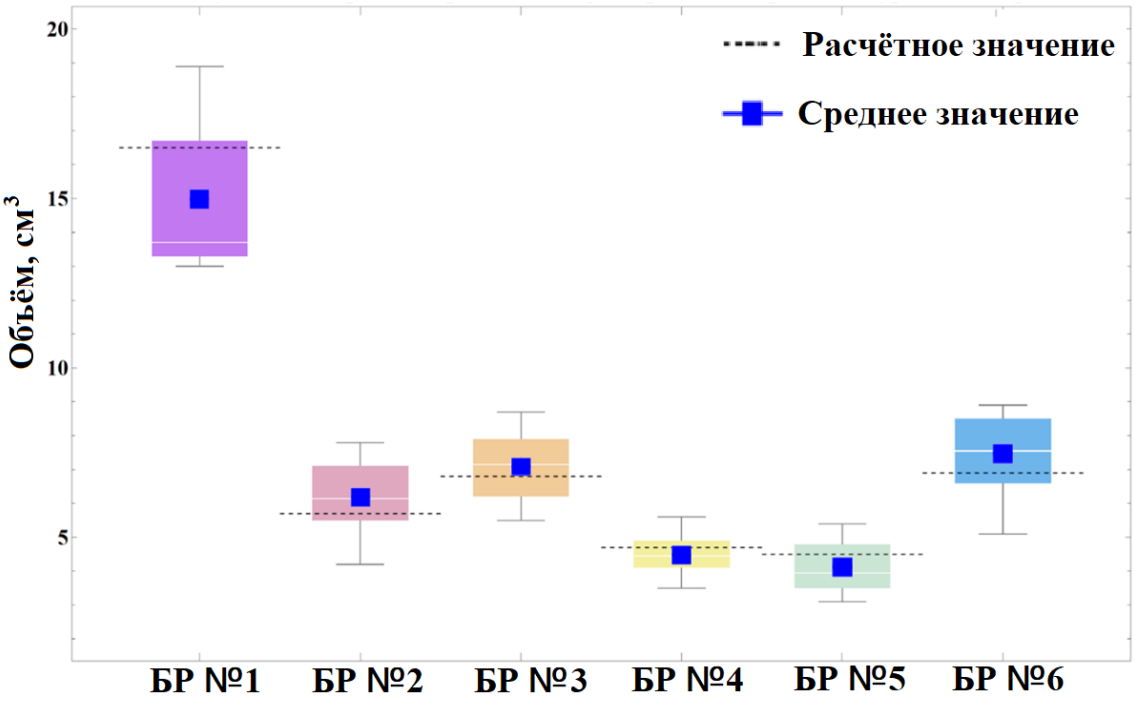


Рисунок 3.31 – Диаграмма размаха данных серий экспериментов и расчётов (составлено автором)

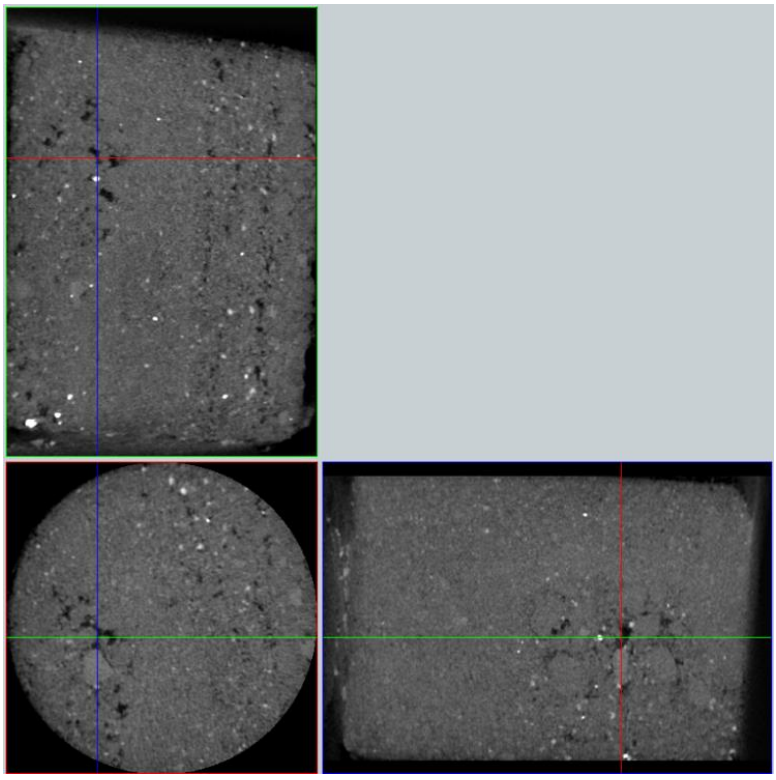


Рисунок 3.32 – Результат томографического скрининга с наличием трещин в результате эксперимента (составлено автором)

Наибольший размах и относительное отклонение от расчётного значения имеет полученная выборка экспериментальных данных о фильтрации БР №1. Данный результат обосновывается наибольшими значениями фильтрации в

сочетании с наиболее высокими давлениями, что приводит к наибольшей стахостичности параметров фильтрации, выявленной при анализе первичных экспериментов на фильтр-прессах. Неоднородность параметров образцов кернового материала также вносит значительный вклад в дисперсию результатов экспериментов. Для каждой серии экспериментов расчётное значение лежит в пределах размаха выборки. Результаты статистического анализа представлены на рисунке 3.33.

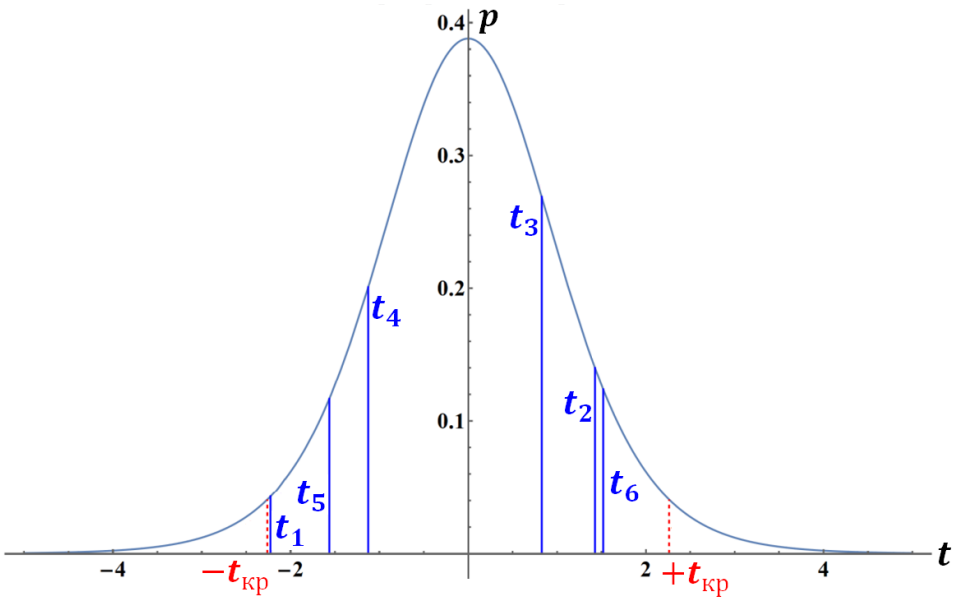


Рисунок 3.33 – Распределение двустороннего критерия Стьюдента для экспериментальных данных при сравнении с модельными значениями (составлено автором)

Для статистической оценки различия средних значений результатов серий экспериментов с соответсвующими расчётными значениями использовался двусторонний критерий Стьюдента с расчётным t-критрием Стьюдента, вычисляемым по формуле (3.44) [108]:

$$t = \frac{\bar{Q}_{ф} - Q_{ф\ расч}}{S/\sqrt{n}}, \tag{3.44}$$

где $\bar{Q}_{ф}$ – среднее значение объёмов по экспериментальной выборке, м^3;

$Q_{ф\ расч}$ – расчитанное по математической модели значение объёма соответсвующего бурового раствора, м^3;

S – среднеквадратичное отклонение (СКО) выборки, м^3;

n – число элементов выборки.

Проверка осуществлялась для уровня значимости $\alpha = 0{,}05$. Критерий Стьюдента ниже критического. Это позволяет считать, что различия между экспериментальными и расчётными данными не являются статистически значимыми. При этом относительной отклонение не превышает 10%, что с учётом погрешностей, связанных с неоднородностью образцов кернового материала и измерительных методов, считается обоснованным результатом.

3.6 Методологический подход к определению параметров опережающей фильтрации в осевом направлении

Опережающей фильтрацией при бурении скважин называется процесс проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт до его вскрытия [249]. Анализ исследований, приведённый в источнике [153], свидетельствует о значительных объёмах фильтрации перед долотом. Актуальность моделирования данного процесса обоснована технологией отбора и анализа керна, интерпретацией данных ГИС, задачей интерпретации данных газового каротажа и анализом шлама [93, 153]. Учёт опережающей фильтрации позволяет повысить точность интерпретации данных геофизических исследований. Опережающая фильтрация перед долотом вызвана высокой репрессией. Лабораторные и теоретические методы являются наиболее перспективными при изучении опережающей фильтрации [153]. Учёт аналитического описания мгновенной фильтрации БР (п. 3.1) позволяет осуществить переход от результатов лабораторных и стендовых испытаний к прогнозированию объёмов опережающей фильтрации. Данные о фильтрации БР могут быть использованы в разработке алгоритма расчёта параметров фронта вытеснения пластового флюида в осевом направлении скважины с использованием уравнений двухфазной фильтрации. Расчётными параметрами являются объём фильтрации, насыщенность и глубина проникновения.

На основании методов и подходов, описанных в главах 1 и 3 опишем алгоритм расчёта фронта вытеснения при опережающей фильтрации. Особенность решения новой задачи заключается в расчёте фильтрационных характеристик не

через стенку скважины, а через площадь забоя. При этом площадь забоя вычисляется по формуле (3.36). В расчёте можно учитывать коэффициент кавернозности.

На объём фильтрата, проникающего в пласт перед долотом, влияет полное давление репрессии в осевом направлении, в котором дополнительно воздействует давление струи из отверстий долота. Таким образом, в правой части формулы (3.39) добавляется дополнительное слагаемое за счёт динамического воздействия БР, выходящего из отверстий долота. Давление струи из насадок долота может быть вычислено по известным методикам [127, 141, 212 и др.].

Вычисленное полное давление репрессии используется при расчёте объёмов фильтрации в пласт по методике из п. 3.1. В формуле (3.17) вычисляется только первое слагаемое, так как при фильтрации перед долотом образование корки не происходит и можно считать, что необходимо описание только участка мгновенной фильтрации.

После расчёта объёмов фильтрации за определённое время используются принципы двухфазной фильтрации для расчёта средней и фронтальной насыщенности по формулам (1.30), (1.31). Аналогично формуле (1.33) радиальной фильтрации, из закона сохранения расхода для фильтрации перед долотом выведена формула (3.45):

$$l_{\text{ф оп}} = \frac{Q_{\text{ф оп}}}{\pi m r_{\text{скв}}^2 \overline{S}_{\text{ф}}}, \tag{3.45}$$

где $l_{\text{ф оп}}$ – расстояние «осевой» фильтрации перед долотом, м;

$Q_{\text{ф оп}}$ – объём фильтрации перед долотом, м^3;

m – пористость породы, д.е.;

$r_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м;

$\overline{S}_{\text{ф}}$ – средняя насыщенность фильтратом, д.е.

Таким образом, определяется насыщенность и глубина проникновения при опережающей (осевой) фильтрации перед долотом.

Произведя расчёт по представленным этапам, необходимо выбрать временной промежуток Δt, оценить общий объём шлама, выбуренного за время Δt

и с учётом пористости породы рассчитать долевое отношение пластового флюида и фильтрата РВО. Теоретически, возможны два случая:

1) скорость фильтрации ниже или совпадает с механической скоростью бурения;

2) скорость фильтрации выше механической скорости бурения.

Для первого случая отсутствует необходимость расчёта средней насыщенности фильтратом порового пространства, так как весь отфильтрованный объём перед долотом попадает в выбуренный шлам.

Реализация методологического подхода, отражающего принципы исследования, осуществляется в соответствии с нижеприведенной последовательностью действий.

Формализовать представленный метод расчёта можно на схеме с рисунка 3.34.

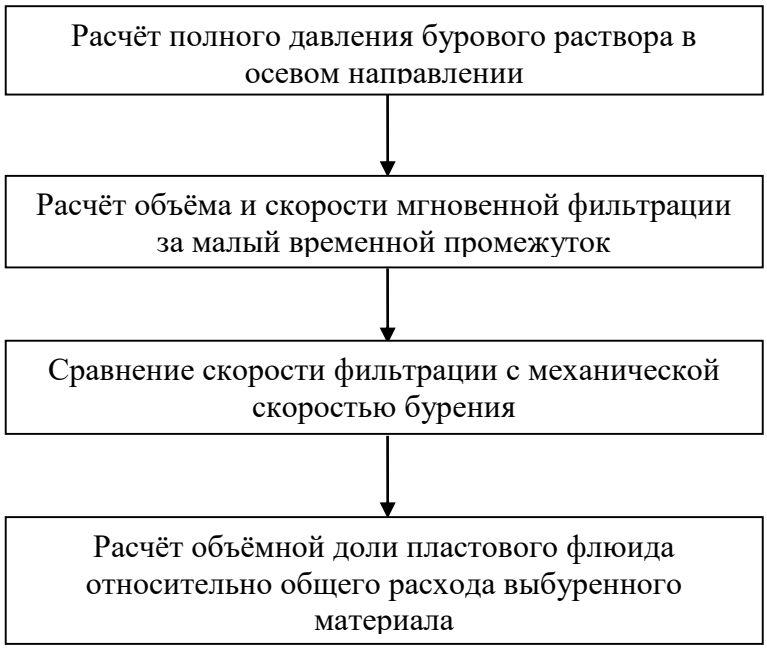


Рисунок 3.34 – Схема расчёта параметров опережающей фильтрации (составлено автором)

Исходя из этого, в потоке бурового раствора будет присутствовать объём твёрдой фазы за счет разрушенного скелета горной породы, объём пластового флюида (пластовой воды и углеводорода) и объём фильтрата (3.46):

$$q_{\text{выбур}} = q_{\text{ш.тв}} + q_{\text{пл.ф.}} + q_{\text{ф}}, \quad (3.46)$$

где $q_{\text{выбур}}$ – расход выбуренного материала, м^3/с;

$q_{\text{пл.ф.}}$ – расход пластового флюида, м^3/с.

Расход «твёрдого шлама», сложенного горной породой, вычисляется по формуле (3.47):

$$q_{\text{ш.тв}} = A_{\text{заб}}(1-m)v_{\text{мех}}, \tag{3.47}$$

где $q_{\text{ш.тв}}$ – расход «твёрдого шлама» в потоке БР, м^3/с.

Расход пластового флюида, включающего в себя пластовую воду и углеводороды можно рассчитать по формуле (3.48):

$$q_{\text{пл.ф.}} = A_{\text{заб}}mv_{\text{мех}} - q_{\text{ф}}. \tag{3.48}$$

Тогда объёмная доля пластового флюида относительно общего расхода выбуренного материала рассчитывается по формуле (3.49):

$$\varphi_{\text{пл.ф.}} = \frac{q_{\text{пл.ф.}}}{q_{\text{выбур}}}. \tag{3.49}$$

Для второго случая, когда скорость фильтрации выше, чем механическая скорость бурения, необходим учёт непоршневого вытеснения, который позволяет сделать теория двухфазной фильтрации. Формулы (3.46), (3.47) остаются актуальными, а формула (3.48) принимает вид (3.50):

$$q_{\text{пл.ф.}} = A_{\text{заб}}mv_{\text{мех}}(1-\bar{S}_{\text{ф}}+S_0). \tag{3.50}$$

Так как насыщенность $\bar{S}_{\text{ф}}$ включает в себя сумму остаточной пластовой воды и фильтрата РВО, то формула (3.51) показывает расход углеводородной фазы $q_{\text{пл.уг.ф.}}$, м^3/с:

$$q_{\text{пл.уг.ф.}} = A_{\text{заб}}mv_{\text{мех}}(1-\bar{S}_{\text{ф}}). \tag{3.51}$$

Повышение точности результатов прогнозирования параметров вытеснения при осевой фильтрации может быть достигнуто путём использования данных о фильтрации на образцах керна в термобарических условиях месторождения. Точность замеров параметров бурового раствора и его фильтрата позволяет использовать в математических моделях наиболее актуальные данные. Снижение фильтрации может быть достигнуто путём снижения давления репрессии, водоотдачи бурового раствора, повышения вязкости фильтрата.

Реализация методологического подхода, отражающего принципы исследования, осуществляется в соответствии с нижеприведенной последовательностью действий.

1) проведение лабораторных исследований по определению накопленного объема фильтрата как функции времени в условиях, имитирующих скважинные, в интервале вскрытия продуктивного пласта (температура, перепад давления, свойства фильтрующего материала).

2) определение динамической вязкости фильтрата бурового раствора при условиях проведения эксперимента и скважинной температуре.

3) аппроксимация зависимости накопленного объёма фильтрата от времени на этапе мгновенной фильтрации уравнением регрессии (3.4).

4) преобразование коэффициента регрессии по формуле (3.6) с использованием данных о лабораторных условиях фильтрационного эксперимента.

5) расчёт полного давления бурового раствора в осевом направлении.

6) расчёт объёма (3.7) и скорости мгновенной фильтрации за малый временной промежуток.

7) сравнение скорости фильтрации с механической скоростью бурения для выбора формулы (3.48) или (3.50).

8) расчёт объёмной доли фильтрата относительно общего расхода выбуренного материала.

Применяя предложенный подход к рассматриваемой скважине, получим следующие результаты. На рисунке 3.35 представлена кривая процесса фильтрации БР №5 с использованием динамического фильтр-пресса. На нём изображена зависимость накопленного объёма фильтрации от времени за 30 минут от начала эксперимента. При описании опережающей фильтрации представляет интерес только начальный участок фильтрации. Для аппроксимации выбран начальный участок фильтрации от 0 до 7,5 мин. Коэффициент регрессии в координатах мин-см^3 формулы (3.4) α=1,659, R^2 = 0,997. Механическая скорость бурения составляет 9,72 мм/с.

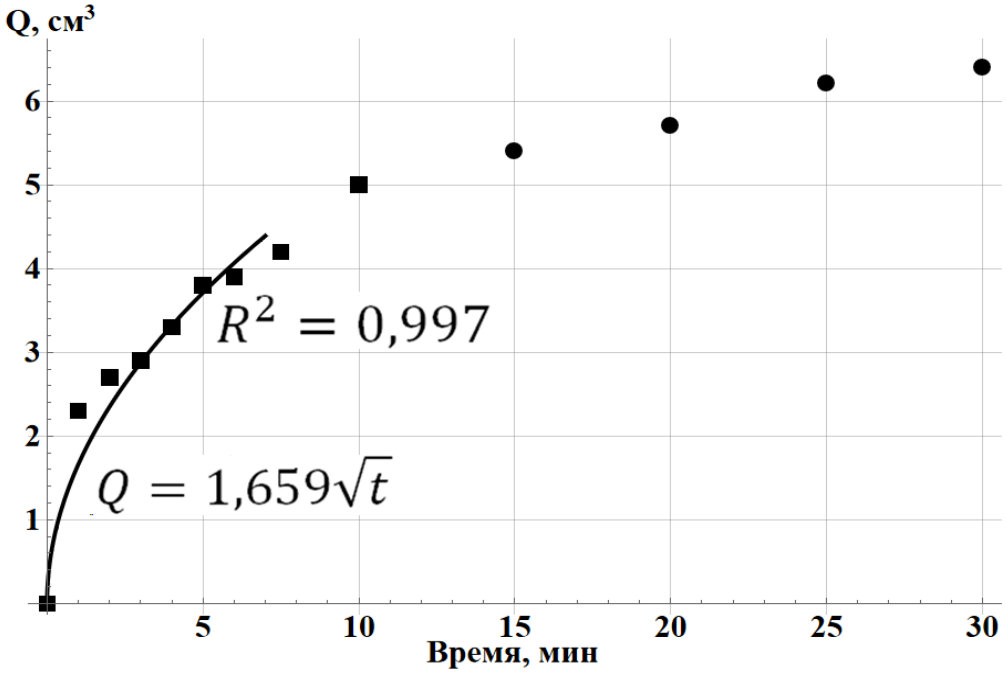


Рисунок 3.35 – Аппроксимация начального участка фильтрационного процесса (составлено автором)

Исходя из данных расчётов, за одну секунду выбуривается весь проникший в породу фильтрат. При проведении экспериментов на натуральном керне установлено, что насыщенность фильтратом бурового раствора с учётом пластовой воды не превышает 0,72. Данное значение принято в качестве предельной водонасыщенности. Согласно формуле (3.45), с учётом предельной водонасыщенности фильтрат проникает в породу на 1,83 мм за 1 секунду.

Принимая за 100% суммарный объём твердого выбуренного материала, пластового флюида и фильтрата, построим диаграмму, отражающую долевые соотношения (рисунок 3.36). Таким образом, анализ пластового флюида путём анализа шлама или газового каротажа будет занижен по флюидонасыщенности на долю фильтрата в потоке, что на данном примере составляет 4,35%. Таким образом, на весь выбуренный материал приходится 68% разрушенной горной породы, 27,65% пластового флюида и 4,35% фильтрата, проникшего в горную породу во время бурения.

Произведена оценка влияния механической скорости бурения на долевое отношение фильтрата и пластового флюида в выбуренном материале при её варьировании от 20 до 50 м/ч. Полученные зависимости насыщенности

выбуренного материала пластовым флюидом и фильтратом от механической скорости показаны на рисунке 3.37.

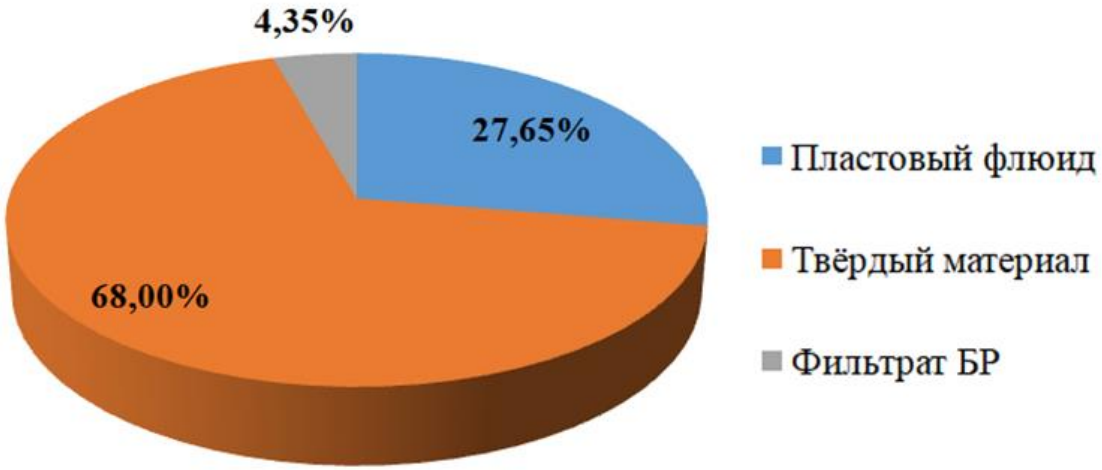


Рисунок 3.36 – Долевое отношение выбуренного материала в потоке бурового раствора (составлено автором)

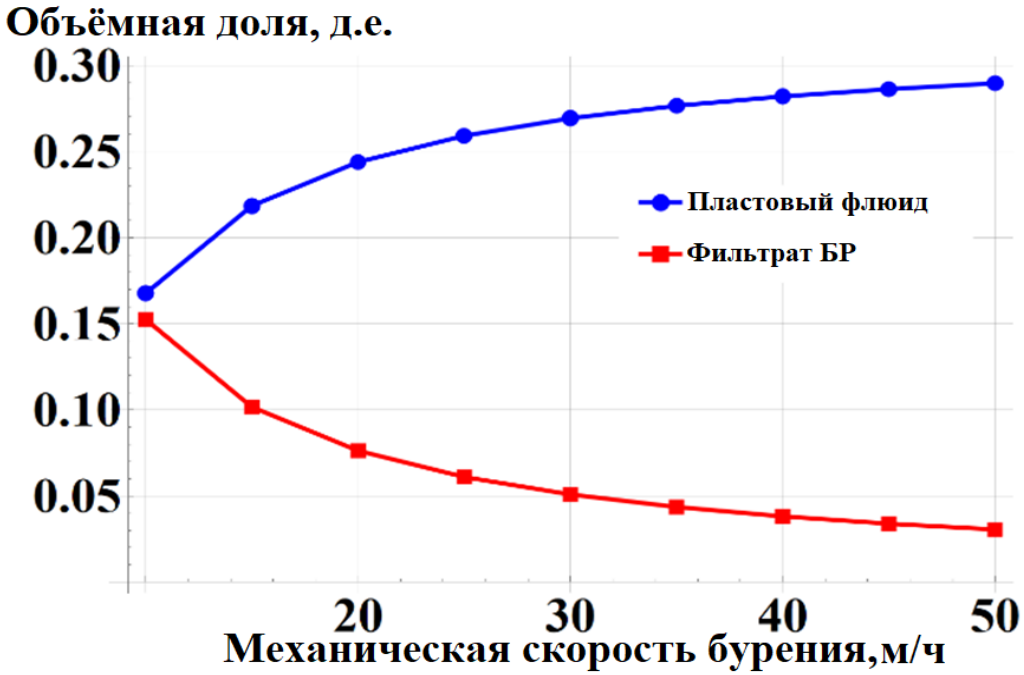


Рисунок 3.37 – Долевое отношение выбуренного материала в потоке бурового раствора в зависимости от механической скорости бурения (составлено автором)

Установлено, что объём фильтрата в выбуренной породе обратно пропорционален механической скорости, то есть $Q_f \sim 1/v_{\text{мех}}$. Анализ показал, что механическая скорость оказывает сильное влияние на долю фильтрата.

Разработанный методологический подход к прогнозированию объёмов фильтрации в радиальном и осевом направлениях при первичном вскрытии пласта

рекомендуется к применению при проектировании гидравлической программы промывки скважины. При этом одним из результатов является получение прогнозной информации о естественных потерях раствора на фильтрацию. На основании полученных данных можно ставить задачу об оптимизации параметров первичного вскрытия продуктивного пласта, а именно давления репрессии, времени контакта бурового раствора с призабойной зоной, свойств раствора и фильтрата.

В рамках совершенствования гидравлической программы промывки с использованием методологического подхода к прогнозированию объёмов фильтрации рекомендуется:

- производить пошаговый расчёт параметров, влияющих на фильтрацию бурового раствора в скважинных условиях;

- при разбиении длины ствола скважины руководствоваться данными о ФЕС породы;

- расчёт давления репрессии производить с дискретным шагом по времени и длине ствола скважины, с накоплением полученных данных для каждого интервала в отдельности, обеспечивая возможность использования полученных данных для прогнозирования объёмов фильтрации;

- в качестве первичных данных о фильтрации бурового раствора использовать зависимость накопленного объёма фильтрации от времени, полученную в лабораторных условиях;

- в рамках пошагового расчёта учитывать изменение этапа фильтрационного процесса для каждого шага по длине ствола скважины с учётом времени и актуального давления репрессии;

- данные об объёмах фильтрации в радиальном направлении использовать для дальнейшего расчёта глубины проникновения и насыщенности методами двухфазной фильтрации;

- данные о параметрах опережающей фильтрации учитывать при анализе насыщенности шлама и кернового материала;

- при расчёте объёмов потерь раствора на естественную фильтрацию учитывать суммирование объёмов, рассчитанных в осевом и радиальном направлениях.

3.7 Выводы по главе 3

1. Проведены серии экспериментов по длительной (8 часов) фильтрации 6 буровых промывочных жидкостей на водной основе с использованием фильтр-прессов в условиях:

– статической фильтрации через бумажный фильтр;

– статической фильтрации через керамический диск;

– динамической фильтрации через керамический диск.

На каждом этапе фильтрационного процесса рассчитана скорость фильтрации и проницаемость фильтрационной корки (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664846). Установлено, что проницаемость фильтрационной корки и скорость фильтрации имеют флуктуации во время фильтрационного процесса. Данное явление наиболее выражено на начальных временных промежутках фильтрационного процесса. Анализ результатов экспериментов подтверждает выводы к главе 1, а именно, наличие значительных погрешностей при определении параметров фильтрационного процесса, невозможность определения одновременно всех параметров, входящих в аналитический вид уравнений фильтрации при формировании фильтрационной корки. Данные выводы являются обоснованием к применению методов регрессионного анализа для разработки методики для расчёта объёмов фильтрата БПЖ в ПЗП при первичном вскрытии. Установлено, что для получения входных параметров для моделирования процесса фильтрации с использованием экспериментов на фильтр-прессе предпочтительно использовать тест на динамическую фильтрацию по причине большего объёма мгновенной фильтрации, который может быть не учтён при других видах экспериментов.

2. Разработан методологический подход для определения объёма фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающего в ПЗП при первичном вскрытии учётом с этапов фильтрационного процесса, площади фильтрации,

давления репрессии, времени контакта промывочной жидкости (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665538). Использован метод кусочной аппроксимации зависимости объёмов фильтрации от времени. При моделировании учитываются три последовательных этапа фильтрации:

1) мгновенная фильтрация;

2) участок стабилизации формирования фильтрационной корки;

3) квазистационарный режим фильтрации.

Расчёт временных промежутков этапов фильтрации осуществляется на основе зависимости накопленного объёма фильтрации от времени. Доказано высокое качество аппроксимации исходных данных эксперимента. Отличие модельных значений от исходных не превышает 5%. При проведении верификации прогнозируемых объёмов фильтрации в скважинных условиях произведены серии экспериментов по фильтрации на образцах натурального керна. Отклонения расчётных значений от средних значений результатов серий экспериментов не превышает 10%. Проверка гипотезы о равенстве расчётных значений со средним значением выборки не выявила статистически значимых различий на уровне значимости 0,05.

3. Предложен интервальный метод расчёта факторов, влияющих на фильтратоотделение бурового раствора на водной основе в скважинных условиях. В метод входит разбиение рассматриваемого участка скважины на интервалы по определённому признаку, введение временного и пространственного шага. Для каждого шага в массив данных загружаются значения скважинных давлений бурового раствора, на основании которых производится расчёт объёмов фильтрации. Данный подход позволяет учитывать историю изменения давлений на каждом участке скважины, которые влияют на процесс фильтрации. Учитывается наличие трёх этапов фильтрационного процесса, описанных в п. 2 данных выводов.

4. При моделировании динамических давлений значимым фактором является выбор реологической модели бурового раствора и определение её параметров. Установлено, что двухточечные методы имеют значительный недостаток качества аппроксимации по сравнению с МНК. На основании оценки скорректированного

коэффициента детерминации установлено, что модель Гершеля-Балкли имеет наибольшее качество аппроксимации зависимости касательных напряжений бурового раствора от скорости сдвига, полученной с использованием ротационного вискозиметра. Аппроксимация точечных замеров динамической вязкости фильтрата, как функции от температуры, произведена с использованием модифицированного уравнения Аррениуса. Скорректированный коэффициент детерминации для каждой модели достигает 0,99.

5. Произведены расчёты объёмов фильтрации для условий бурения горизонтального участка скважины месторождения Западной Сибири. При расчётах использовалось авторское ПО, написанное с использованием языка WL (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556). Расчёт показал движение жидкостей в ламинарном режиме по длине ствола скважины. Установлена необходимость накопления данных о динамических давлениях как функций от времени и координаты. Данный расчёт произведён пошаговым методом и передается в качестве входных параметров для расчёта объёма фильтрации. По результату данного расчёта установлено, что на 1998 метрах горизонтального участка скважины при проектных условиях рассматриваемой скважины и тестируемых БР естественная фильтрация в процессе бурения происходит в объёме от 6,8 до 15,4 м^3. Максимальный объём соответствует глинистому раствору, взятому для примера.

6. Для прогнозирования фильтрации в пласт необходимо производить расчёт давления репрессии, зависящего от реологических параметров раствора, расхода промывочной жидкости, влияющих на режим движения. Механическая скорость проходки влияет на время контакта бурового раствора с определённым участком скважины, в том числе при сужении кольцевого пространства из-за нахождения КНБК. Время контакта бурового раствора значительно влияет на объёмы фильтрации. При росте температуры вязкость фильтрата снижается, что приводит к повышению объёмов фильтрации. Эксперименты по определению зависимости накопленного объёма фильтрации от времени при условиях, близких к скважинным, позволяют учесть этапы фильтрационного процесса, что необходимо

принимать во внимание из-за различия объёмов фильтрации на различных временных промежутках.

7. Описан методологический подход к определению параметров опережающей фильтрации. Учтена специфика расчёта для случаев, когда механическая скорость бурения как выше, так и ниже скорости фильтрации. Результаты моделирования параметров фронта вытеснения пластового флюида в осевом направлении пласта могут быть использованы для повышения точности интерпретации данных геолого-технологических исследований.

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ФИЛЬТРАТОМ РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

4.1 Описание параметров, моделируемых с использованием теории двухфазной фильтрации

Согласно литературному обзору п. 1.5, принципы двухфазной фильтрации применяются в задачах вытеснения одного флюида другим в поровом пространстве пласта. Принципы двухфазной фильтрации предполагают движение двух фаз через связанное поровое пространство в одно и то же время [114,275]. В рамках данного исследования в качестве вытесняемой фазы выступает углеводородный пластовый флюид, а вытесняющей – фильтрат бурового раствора. Определяемыми параметрами процесса проникновения фильтрата в пласт являются:

1. Фронтальная насыщенность фильтратом бурового раствора, $S_{ф.фронт}$, д.е.;

2. Средняя насыщенность фильтратом бурового раствора, $\bar{S}_{ф}$, д.е.;

3. Глубина проникновения фильтрата соответствующая рассматриваемой насыщенности, $r_{ф}$, м.

Схема программного расчёта представлена на рисунке 4.1. На основании данных параметров при решении задачи о тестировании промывочной жидкости также дополнительно вычисляется ξ – критерий (1.35), который имеет корреляционную зависимость с коэффициентом восстановления проницаемости [83,167]. Последовательность расчёта включает в себя промежуточные этапы, зависящие от характеристик движения жидкостей в поровом пространстве пласта. К ним относятся: выбор закона фильтрации для каждой из фаз, определение функций ОФП, построение соответствующей им функции распределения потоков фаз. Данные этапы обоснованы тем, что пластовый флюид и вытесняющая его жидкость могут подчиняться линейному закону Дарси при двухфазной фильтрации (1.23)-(1.24) или проявлять признаки нелинейной фильтрации, которые обусловлены как реологическими характеристиками жидкостей, так и свойствами

кернового материала и параметрами движения, например скоростью фильтрации или градиентом давлений [182].

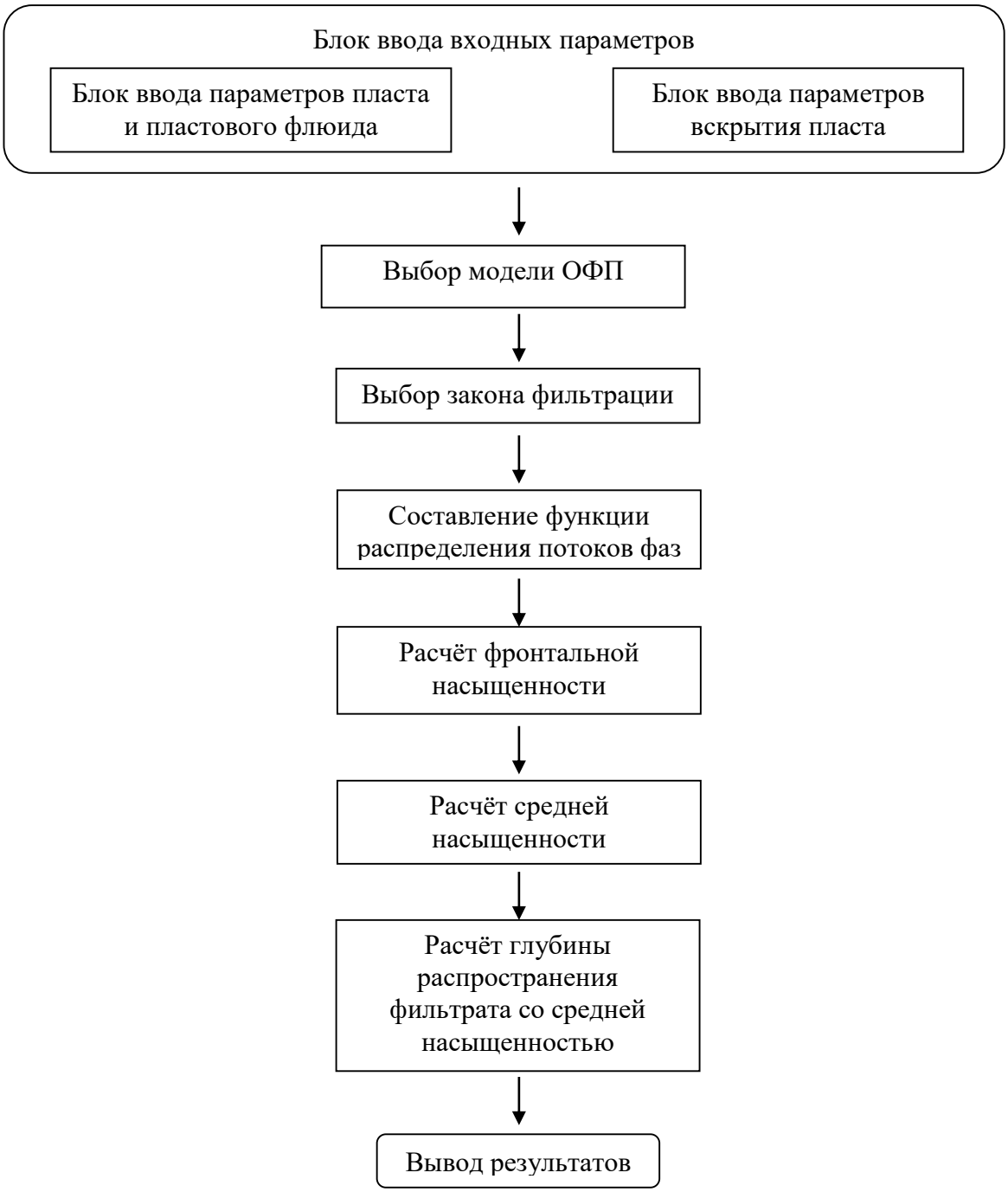


Рисунок 4.1 – Схема расчёта параметров двухфазной фильтрации (составлено автором)

Известно несколько аналитических видов законов фильтрации, отражающих связь расхода (скорости фильтрации) от градиента давлений (перепада давлений), не описывающихся законом Дарси [102, 209]:

– закон фильтрации с начальным градиентом давления;

– полигональный закон;

– гиперболический закон;

– криволинейный закон.

Таким образом, по аналогии с п. 1.5 (1.27)-(1.29) перспективно использовать методы теории двухфазной фильтрации для соответствующих законов фильтрации и функций ОФП при моделировании проникновения фильтрата в пласт [200]. Дальнейшее вычисление насыщенности проникновения осуществляется по формулам (1.30)-(1.31) [195]. Для наиболее корректного расчёта глубины проникновения фильтрата в пласт в п. 4.3 в формулу (1.33) вводится поправка на учёт водонасыщенности ПЗП пластпластовой водой.

4.2 Определение моделей относительных фазовых проницаемостей

Функции ОФП являются входными параметрами при двухфазном моделировании. На их основании строится функция Баклея-Леверетта, с использованием которой определяется насыщенность и глубина проникновения вытесняющей фазы в ПЗП. Являясь эмпирическими (полуэмпирическими) функциями, они отражают изменение проницаемостей для обеих фаз при росте насыщенности вытесняющей фазы. Экспериментальные точки характеризуют состояние ФЕС при двухфазной фильтрации в конкретных условиях [307]. Использование эмпирических ОФП позволяет учесть физико-химическое взаимодействие фильтруемых жидкостей в поровом пространстве пласта. В отличие от других параметров процесса, их определение осложняется длительностью эксперимента и необходимостью специальной подготовки данных к обработке [418]. Достоверное определение ОФП является трудоёмкой и требующей значительной точности задачей. Результат каждого эксперимента в большой степени зависит от условий его проведения, свойств кернового материала и фильтруемых жидкостей [362]. Сложность выбора аппроксимирующих функций обоснована разнообразием форм уравнений. Основным требованием к функциям для ОФП является высокое качество аппроксимации исходных точек и возможность применения функций данного вида в теории двухфазной фильтрации.

ОФП являются как наиболее сложными в определении, так и наиболее важными с точки зрения информативности, в том числе при моделировании. Аппроксимация ОФП имеет особое значение при моделировании процесса вскрытия продуктивных пластов. Функции ОФП позволяют создавать более точные модели, учитывающие физико-химическое взаимодействие фильтрата БР с пластовым флюидом в поровом пространстве пласта, что позволяет рассчитать глубину проникновения и степень насыщенности. Анализ ОФП может дать обоснование для наиболее правильного выбора рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов. ОФП задаются соотношениями (1.25), как отношение фазовой проницаемости к некоторому эталонному значению проницаемости. За эталонное значение принимается проницаемость, измеренная по газу или фазовая проницаемость по пластовому флюиду. В практике фильтрационных экспериментов разделяют методы стационарной и нестационарной фильтрации. В работе [295] указано, что при одновременной закачке двух флюидов в режиме постоянного расхода или давления до стабилизации параметров фильтрации можно получить более достоверные данные, чем основанные на обработке промысловых данных. Метод стационарной фильтрации подразумевает некоторое количество экспериментов при разных соотношениях фаз. Для проведения эксперимента данного типа необходимо оборудование, позволяющее осуществлять одновременную фильтрацию двух фаз с контролем расходов и давлений. Метод стационарной фильтрации является наиболее точным [217], и аппроксимация результатов его эксперимента функциями специального вида позволяет наиболее качественно моделировать технологические процессы.

Экспериментальная часть исследований по воздействию фильтрата БПЖ на фильтрационные характеристики пласта с целью определения функций ОФП коллектора включает в себя этапы:

– приготовление БПЖ;

– получение фильтрата БПЖ;

– подготовка кернового материала к проведению фильтрационного эксперимента;

– подготовка пластовой жидкости (или модели пластовой жидкости);

– проведение фильтрационного эксперимента при различных расходах фильтрата и промывочной жидкости;

– обработка измерений для расчёта экспериментальных точек;

– выбор и построение функций относительных фазовых проницаемостей математическими методами.

При постановке эксперимента по определению ОФП используется фильтрат БПЖ, а не сам буровой раствор. Это обосновано тем, что при определении перепада давлений необходимо исключать зону кольматации твёрдой фазой бурового раствора. Так как эксперименты производятся на образце керна (составном или единичном), то образование зоны кольматации твёрдой фазой даже в малых масштабах может значительно исказить результаты по определению влияния фильтрата. Необходимость фильтрации пластового флюида и фильтрата в различных пропорциях до достижения стационарного режима также обосновывает необходимость минимизации влияния твёрдой фазы БР для наиболее равномерного распределения потока. В отличие от экспериментов с БР, при покачивании фильтрата не используются проставочные кольца, так как фильтрат не образует корку. Это позволяет использовать полную площадь фильтрации торца керна. Использование фильтрата позволяет наиболее адекватно смоделировать процесс его проникновения в поровое пространство и его взаимодействие с пластовым флюидом в рамках решения задач двухфазной фильтрации. Согласно анализу методик по вытеснению нефти водой [215], рекомендовано прокачивание через одинарный образец керна 3-5 объёмов пор в стандартном режиме фильтрации и не менее 2 объёмов пор в режиме повышенного давления или скорости фильтрации. Также необходимо учитывать, если эксперимент проходит на составной модели, то суммарный объём необходимого фильтрата увеличивается пропорционально объёму пор всей модели. Оборудование, применяемое для подготовки образцов кернового материла и подготовки фильтруемых флюидов, описано в п. 2.3. Для

проведения фильтрационных экспериментов использовались фильтраты БПЖ из п. 3.4. Использовался фильтрат, отобранный в результате экспериментов, оценивающих параметры фильтрационного процесса с учётом кинетики формирования фильтрационной корки. Результаты данных экспериментов также представлены в п. 3.4. Отбор дополнительных объёмов фильтрата, необходимых для определения ОФП, производился с использованием четырёхместного фильтр-пресс LPLT компании Fann (рисунок 2.1). Наличие 4 ячеек для одновременной фильтрации значительно увеличивает темпы отбора фильтрата. Важную роль в планировании эксперимента оказывают технические характеристики фильтрационной установки, а именно, минимальное количество жидкости, необходимое для заполнения объёма приемной ёмкости и наличие «мёртвых объёмов», то есть объёмов для заполнения пустот гидравлической системы. В некоторых комплектациях такие объёмы достигают нескольких десятков $см^3$. Данные замечания важны при планировании необходимого количества подготовленного фильтрата. Так как тестируемые жидкости имеют показатель фильтрации 6-11 $см^3$/30 мин, то отбор необходимого объёма для серии экспериментов по определению ОФП является длительной процедурой, так как фильтрация при образовании фильтрационной корки имеет затухающий характер. Из расчёта планируемых экспериментов по соотношениям фильтрации в пропорциях 100/0, 80/20, 70/30, 60/40, 50/50, 40/60, 30/70, 80/20, 0/100 % в серии по 5 экспериментов для каждого БР было отобрано не менее 800 $см^3$ фильтрата. В части экспериментов фильтрация одной из жидкостей прекращалась ранее запланированных пропорций, что служило причиной для остановки эксперимента. При этом ОФП для одной фазы обращается в нулевое значение раньше, чем насыщенность по ней тоже становится нулевой, что свидетельствует о невозможности полного вытеснения. Для проведения серий экспериментов для построения функций ОФП были отобраны образцы кернов со схожими параметрами, не использовавшимися в экспериментах главы 3. Данные об образцах сведены в таблицу 4.1. Эксперименты данного вида, согласно мировому опыту, имеют наибольшую вариацию, поэтому модели ОФП строились не для каждого

отдельного образца, а для осреднённых данных эксперимента. При подготовке образца кернового материала создавалась остаточная водонасыщенность пластовой водой, которая была учтена при обработке данных об экспериментальных точках ОФП и была принята в качестве начальной водонасыщенности, при которой проходила фильтрация в пропорции 100/0 %, где 100% – доля нефти в потоке.

В таблице 4.1 представлены данные о группировке образцов керна для серий экспериментов по определению функций ОФП. Средняя проницаемость отобранных 30 образцов составляет 0,443 мкм^2, пористость 0,337 д.е., что не противоречит проектной документации.

Таблица 4.1 – Информация об образцах керна для фильтрационных экспериментов (по данным автора)

№ образца	l, мм	d, мм	k, мкм^2	m, д.е.	S_0, д.е.
Фильтрат бурового раствора №1					
15	37,93	28,10	0,208	0,308	0,354
150	38,82	27,30	0,348	0,337	0,283
60	38,49	27,20	0,488	0,342	0,242
192	41,70	28,59	0,504	0,331	0,236
12	38,14	29,82	0,628	0,354	0,221
Фильтрат бурового раствора №2					
7	39,52	28,45	0,228	0,308	0,324
210	41,37	29,22	0,352	0,315	0,265
90	39,25	30,38	0,435	0,35	0,225
63	39,51	26,35	0,512	0,348	0,221
137	41,57	29,37	0,632	0,343	0,255
Фильтрат бурового раствора №3					
7	39,52	28,45	0,237	0,325	0,338
210	41,37	29,22	0,352	0,345	0,235
90	39,25	30,38	0,458	0,348	0,246
63	39,51	26,35	0,513	0,339	0,281
137	41,57	29,37	0,657	0,358	0,218
Фильтрат бурового раствора №4					
82	36,28	28,16	0,216	0,302	0,351
35	40,49	28,20	0,344	0,34	0,338
93	42,60	28,78	0,485	0,36	0,264
38	41,94	30,17	0,564	0,375	0,248
190	39,67	29,99	0,616	0,337	0,229

Продолжение таблицы 4.1

№ образца	l, мм	d, мм	k, мкм^2	m, д.е.	S_0, д.е.
Фильтрат бурового раствора №5					
21	41,27	32,30	0,284	0,311	0,322
191	37,93	27,84	0,344	0,328	0,265
58	38,99	27,32	0,488	0,352	0,262
120	41,65	28,05	0,567	0,341	0,234
164	44,22	29,46	0,636	0,335	0,228
Фильтрат бурового раствора №6					
111	40,02	28,64	0,235	0,318	0,345
78	38,97	33,69	0,372	0,358	0,286
109	41,23	27,14	0,404	0,332	0,248
143	43,99	27,95	0,537	0,345	0,205
216	38,26	28,65	0,624	0,348	0,194

Перед фильтрацией буровых растворов создавалась остаточная водонасыщенность. Корреляция параметров подготовленных к фильтрации образцов керна представлена на рисунках 4.2 и 4.3. При планировании эксперимента образцы керна группировались в 6 серий по 5 экспериментов, исходя из требования обеспечения схожести средней проницаемости каждой подвыборки со средней проницаемостью всей выборки. Коэффициент корреляции и расчётное значение критерия Стьюдента рассчитаны по формулам (3.42) и (3.43).

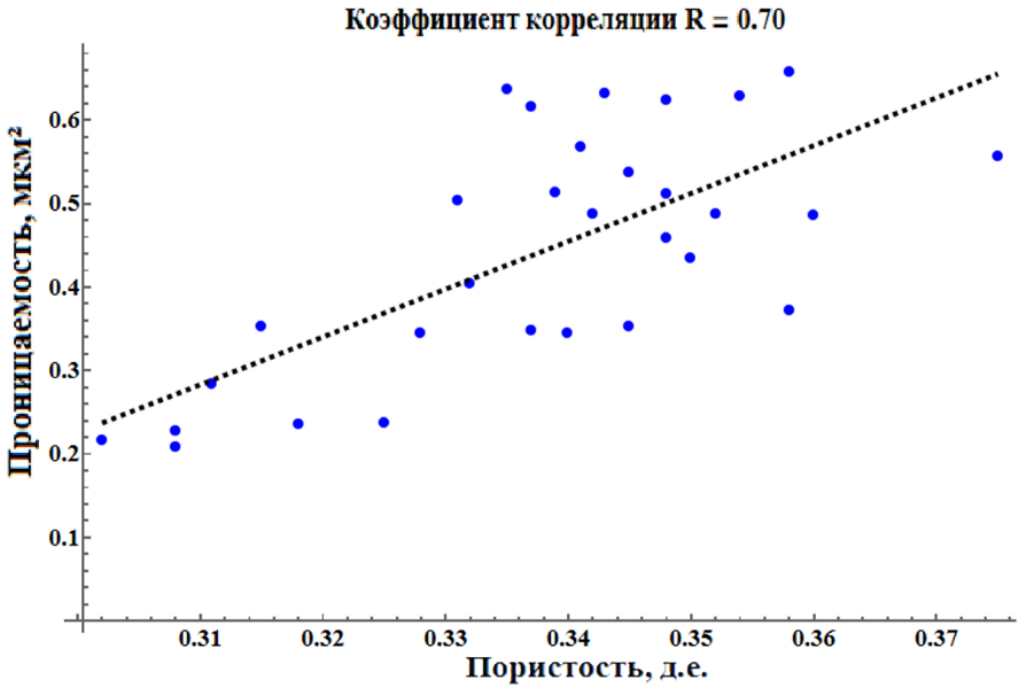


Рисунок 4.2 – Корреляционная зависимость проницаемости образцов керна от пористости (составлено автором)

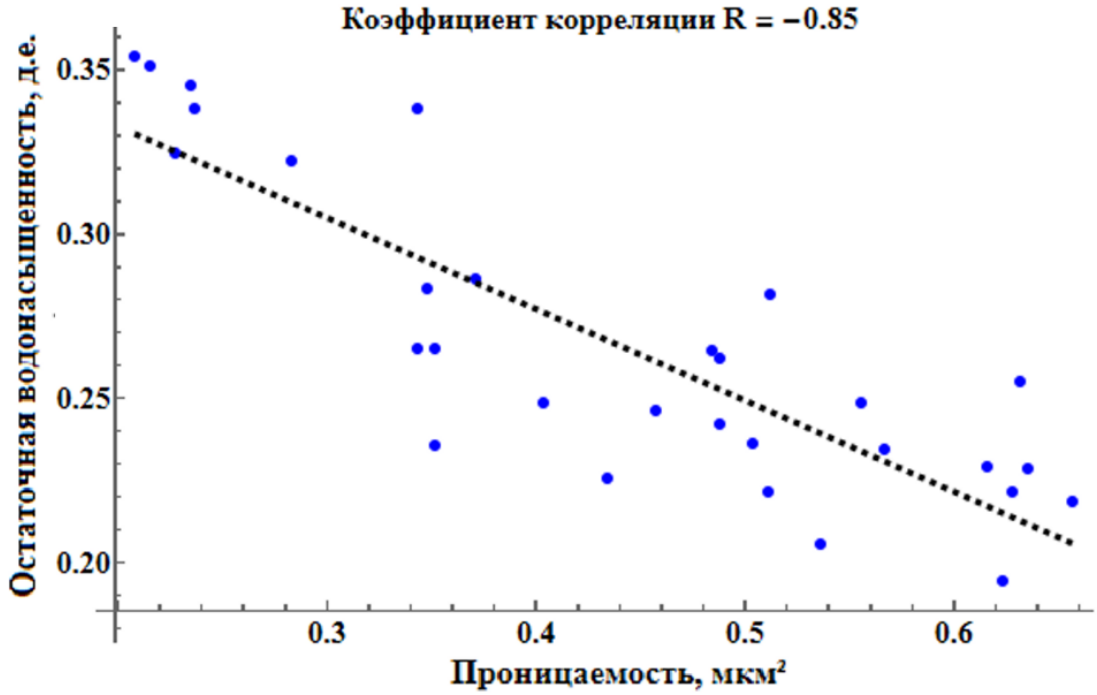


Рисунок 4.3 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости (составлено автором)

Для обеих зависимостей критическое значение критерия Стьюдента с уровнем значимости $\alpha = 0{,}05$ составляет $t_{кр} = 2{,}05$. Для зависимости проницаемости от пористости и остаточной водонасыщенности от проницаемости t_R по модулю равен 5,21 и 8,42, соответственно. Для обоих случаев расчётное значение критерия Стьюдента превышает критическое, что статистически подтверждает значимость коэффициента корреляции и наличие возрастающей связи пористости от проницаемости и убывающей связи остаточной водонасыщенности от проницаемости. Полученные данные о параметрах кернового материала не противоречат аналогичным исследованиям [110, 150, 161].

При проведении экспериментов по двухфазной фильтрации поддерживалось значение пластовой температуры 61 °С. Динамическая вязкость фильтратов представлена в таблице 3.9. Кинематическая вязкость нефти измерялась согласно ГОСТ 33-2016 [57] с дальнейшим переводом в динамическую вязкость по формуле (2.1). Дополнительные реологические исследования были произведены с целью проверки наличия неньютоновских свойств нефти при лабораторных условиях [269]. С использованием прибора Anton Paar MCR 102 построены реологические кривые, показанные на рисунке 4.4.

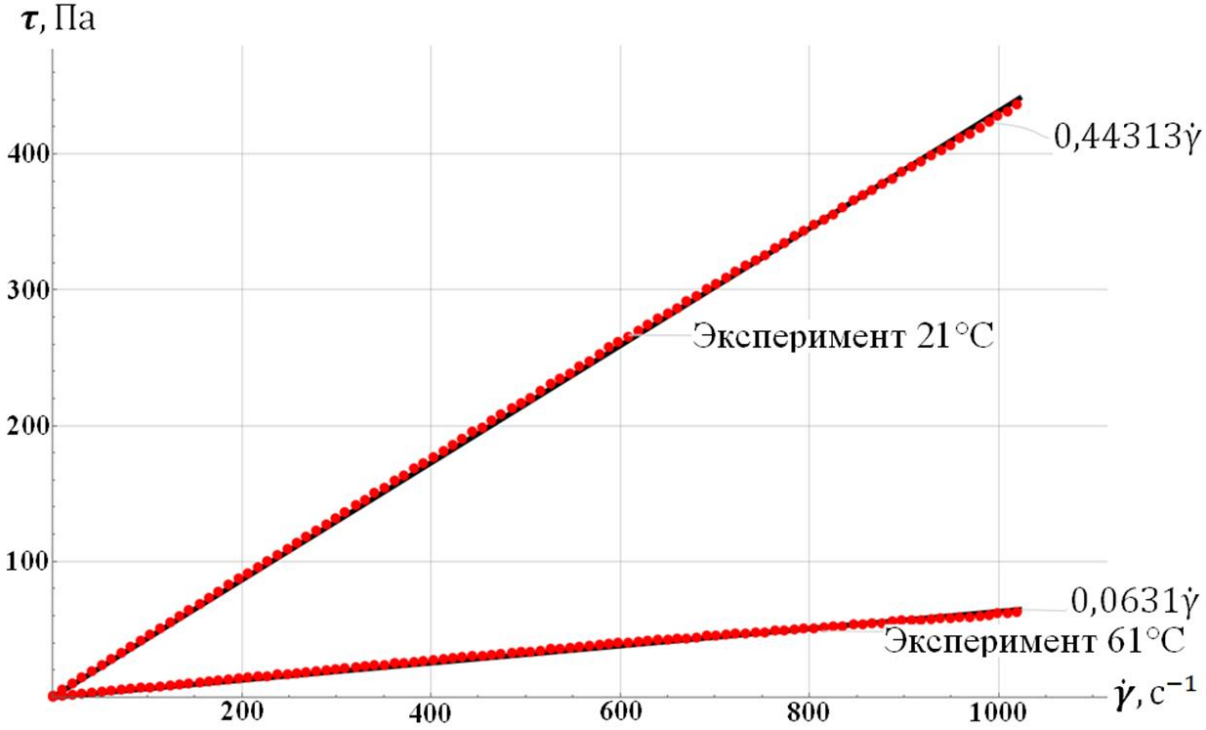


Рисунок 4.4 – Реологические кривые нефти при 21 и 61°C (составлено автором)

При анализе зависимости напряжений сдвига от скорости сдвига построена реологическая кривая ньютоновской жидкости с коэффициентом корреляции 0,99. Несмотря на высокую вязкость, неньютоновских свойств при проведении реологических тестов при температурах 21 и 61 °C не обнаружено. Плотность и динамическая вязкость нефти при данных температурах составляет 934 кг/м^3 и 871 кг/м^3, 431,3 мПа·с и 63,1 мПа·с, соответственно.

Усреднённые результаты экспериментов по определению точек ОФП представлены в таблице 4.2. Нормировка данных произведена относительно 1, с учётом проницаемости по пластовому флюиду, то есть по нефти [62,304]. Проницаемость по нефти измерялась при 100% фильтрации нефти через образец с остаточной водонасыщенностью пластовой водой. В таблице 4.2 параметр S_{ϕ}, начинается с остаточной (неснижаемой) водонасыщенности. При обработке данных считается, что насыщенность фильтратом буровой промывочной жидкости суммируется с насыщенностью пластовой водой, не участвующей в фильтрации. Кривые ОФП, в том числе концевые точки, соответствуют типовому виду, изображённому на рисунке 1.8. Минерализация пластовой воды составляет 0,0174 г/см^3. Вязкость пластовой воды при 61 °C составляет 0,514 мПа·с.

Таблица 4.2 –Данные об экспериментальных точках ОФП (по данным автора)

№ фильтрата	1			2			3			4			5			6		
Нефть/ фильтрат, %	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$	$S_{ф}$, *д.е.*	$k_{он}$	$k_{оф}$
100/0	0,27	1	0	0,26	1	0	0,26	1	0	0,29	1	0	0,26	1	0	0,26	1	0
80/20	0,36	0,672	0,003	0,35	0,676	0,003	0,38	0,708	0,004	0,38	0,757	0,007	0,33	0,866	0,007	0,31	0,835	0,003
70/30	0,48	0,289	0,005	0,46	0,375	0,005	0,45	0,525	0,005	0,46	0,534	0,021	0,43	0,679	0,007	0,34	0,715	0,005
60/40	0,51	0,150	0,006	0,49	0,247	0,008	0,59	0,301	0,064	0,57	0,297	0,059	0,51	0,492	0,008	0,45	0,594	0,007
50/50	0,58	0,119	0,007	0,55	0,175	0,035	0,62	0,085	0,071	0,59	0,137	0,084	0,55	0,310	0,101	0,51	0,321	0,009
40/60	0,61	0,056	0,012	0,59	0,071	0,066	0,66	0,035	0,090	0,65	0,004	0,098	0,61	0,069	0,112	0,57	0,026	0,011
30/70	0,63	0	0,072	0,66	0	0,088	0,71	0	0,108	0,69	0	0,114	0,67	0	0,127	0,62	0	0,063
0/100	0,66	0	0,129	0,68	0	0,110	0,75	0	0,176	0,72	0	0,144	0,70	0	0,134	0,66	0	0,090

Несмотря на то, что высоковязкая нефть проявила ньютоновские свойства при реологических измерениях на поверхности, фильтрационные процессы в пористой среде могут подчиняться нелинейному закону. При течении высоковязкой нефти в низкопроницаемом поровом пространстве возможны сдвиговые градиенты, которые не обнаружены при реологических тестах. Наличие нелинейных эффектов фильтрации важно учитывать при моделировании задач вытеснения. При выявлении отклонений от закона Дарси следует использовать модифицированные законы фильтрации, в том числе для двухфазного случая [209,376].

Эксперимент по фильтрации всегда имеет точечный характер, поэтому методы аппроксимации при гидродинамическом моделировании выполняют важную роль. На данный момент известно некоторое количество аналитических методов, используемых для обработки экспериментальных данных об ОФП. В качестве примера рассмотрим несколько общепринятых подходов к построению функций ОФП. Одной из первых и наиболее часто используемых является модель степенной аппроксимации Кори А.Т. (4.1)-(4.2) [375], базирующаяся на функции с регулируемым параметром степени и эмпирическими параметрами неснижаемой S_0 и предельной водонасыщенности $S_{\text{ф.макс}}$:

$$k_{\text{он}} = \left(1 - \frac{S_{\text{ф}}}{1 - S_{\text{ф.макс}}}\right)^4, \tag{4.1}$$

$$k_{\text{оф}} = {S_{\text{ф}}}^3 \left(2 - \frac{S_{\text{ф}}}{1 - S_0}\right), \tag{4.2}$$

где $k_{\text{он}}$, $k_{\text{оф}}$ – относительные проницаемости породы по нефти и воде, соответственно, безразмерные;

$S_{\text{ф}}$ – текущая водонасыщенность, д.е.

Модель Наара-Гендерсона (4.3)-(4.4) [342] также представляет степенную функцию, в которой показатель степени вычислен на основании экспериментальных данных, и по сравнению с предыдущей аппроксимацией происходит сдвиг на $S_{\text{ф.макс}}$.

$$k_{\text{он}} = \frac{\left(1 - 2\frac{S_{\text{ф}} - S_{\text{ф.макс}}}{1 - S_{\text{ф.макс}}}\right)^{3/2}}{2 - \left(1 - 2\frac{S_{\text{ф}} - S_{\text{ф.макс}}}{1 - S_{\text{ф.макс}}}\right)^{1/2}}, \quad (4.3)$$

$$k_{\text{оф}} = {S_{\text{ф}}}^{4}. \quad (4.4)$$

Модели Чень Чжун-Сян (4.5)-(4.6) и Курбанова-Куранова [21,268] также имеют вид степенных функций с коэффициентами в основании и показателе степени, вычисленными по усреднённым экспериментальным данным при вытеснении нефти водой. Модель Чень Чжун-Сян имеет вид:

$$\begin{cases} k_{\text{он}} = 0, & 0{,}85 \le S_{\text{ф}} \le 1, \\ k_{\text{он}} = \left(\frac{0{,}85 - S_{\text{ф}}}{0{,}85}\right)^{2{,}8}\left(1 + 2{,}4\, S_{\text{ф}}\right), & 0 \le S_{\text{ф}} \le 0{,}85, \end{cases} \quad (4.5)$$

$$\begin{cases} k_{\text{оф}} = 0, & 0 \le S_{\phi} \le 0{,}2, \\ k_{\text{оф}} = \left(\frac{S_{\text{ф}} - 0{,}2}{0{,}8}\right)^{3{,}5}, & 0{,}2 \le S_{\phi} \le 1. \end{cases} \quad (4.6)$$

Также известным является метод Сигмунда П.М. и Маккэфери Ф.Г. [345], основанный на модификации метода Кори А.Т. путем добавления линейного члена и эмпирического коэффициента к основанию степени. Метод Чириси Г.Л. [404] основан на экспоненциальной функции с двумя параметрами. Этот метод дает кривую, имеющую высокую степень сходимости с экспериментальными данными. Модель Стоуна Х.Л. [363] имеет вид обратно пропорциональной функции. В ней предполагается, что в каждом поровом канале в данное время может существовать только одна подвижная фаза. Метод аппроксимации LET, разработанный Лоумландом Ф., Эбельтофтом Е. и Томасом У.Х., отличается наличием трёх регулируемых параметров L,E,T, которые позволяют влиять на различные участки кривых ОФП. По заявлению авторов [76,315], новая модель позволяет преодолеть ограничения описанных ранее моделей в проявлении гибкости, которая требуется для представления относительной проницаемости во всём диапазоне насыщенности.

Анализ данных подходов показал, что некоторые модели являются только частным случаем обработки конкретной серии экспериментов. Некоторые используют только данные о начальной и предельной насыщенности.

Использование представленных выше моделей проводит к допущениям и значительному упрощению моделей или вовсе не может описывать новые экспериментальные данные. Например, в модели Наара-Гендерсона зависимость ОФП для водной фазы является слишком простой степенной функцией. Введение эмпирического коэффициента степени не даёт возможности описать достоверно новый набор точек. Очевидно, что в модели Чень Чжун-Сян числовые коэффициенты являются эмпирическими, поэтому для новых экспериментальных зависимостей необходимо заново определять данные коэффициенты. Определение оптимальных форм уравнений для описания процесса вытеснения в задаче проникновения фильтрата в нефтенасыщенный пласт может позволить получить с некоторой точностью большее количество точек. Это необходимо для прогнозирования поведения функций ОФП на не охваченных экспериментом областях течения [317,395]. Одним из основных методов применений функций ОФП является их использование в моделях двухфазной фильтрации для проведения расчётов распространения фронта насыщенности. Данные об эффективной проницаемости, как функции насыщения и распределения жидких фаз, используются при проектировании технологических жидкостей [362].

Для определения наиболее подходящих функций ОФП необходимо их численное тестирование на возможность применения к аппроксимации экспериментальных точек в задаче моделирования процесса вскрытия продуктивного пласта. В качестве обобщённых функций ОФП выбираются уравнения регрессии различной нелинейной формы с коэффициентами, подлежащими определению по МНК. При обобщении форм уравнений и введении коэффициентов регрессии некоторые из моделей становятся тождественными или отличающимися друг от друга на коэффициент сдвига вдоль линии насыщенности. Например, метод Чень Чжун-Сян при введении обобщённых коэффициентов схож по форме с методом Хасанова М.М. и Булгаковой Г.Т., а метод Горбунова А.Т. [51] является полиномиальной аппроксимаций, как и метод Грачева-Хайруллина [59]. Из-за невозможности определения конкретного авторства формы уравнения при использовании обобщенного вида в дальнейшей

работе названия формул не используются. В таблице 4.3 приведены наиболее отличающиеся формы уравнений регрессии для оценки возможности дальнейшего применения. Обращения к видам формул производятся по порядковому номеру в таблице. Наличие достаточного количества коэффициентов регрессии позволяет данным моделям достаточно гибко аппроксимировать эмпирическую зависимость, учитывая вклад каждой точки. Формы регрессионных уравнений для построения моделей ОФП представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Формы регрессионных уравнений для построения моделей ОФП (по данным автора)

№	$k_{оф}$	$k_{он}$	Коэффициенты регрессии
1.	$\lambda\left(\frac{S_ф}{1-S_0}\right)^{\xi}$	$\beta\left(\frac{1-S_ф}{S_{ф.макс}-S_0}\right)^{\gamma}$	$\lambda, \xi, \beta, \gamma$
2.	$\lambda S_ф^{(\zeta+\xi S_ф)}$	$(1-S_ф)^{(\beta+\gamma S_ф)}$	$\lambda,\zeta,\xi,\beta,\gamma$
3.	$a+bS_ф+cS_ф{}^2-dS_ф{}^3$	$a_1+b_1S_ф-c_1S_ф{}^2+d_1S_ф{}^3$	a,b,c,d, a_1,b_1,c_1,d_1

Первые две формулы являются обобщением подходов Чень Чжун-Сян, Хасанова-Булгаковой, Курбанова-Куранова. Отличительной особенностью формы №2 является наличие параметра водонасыщенности как в основании, так и в показателе степени. Форма №3 является обобщением полиномиальных аппроксимаций методов Горбунова и Грачева-Хайруллина.

Каждая из приведённых моделей зависит от водонасыщенности, как от переменной, и содержит не менее трёх коэффициентов регрессии. Требуется, чтобы точки аппроксимирующей функции проходили наиболее близко к точкам исходной функции в узловых значениях водонасыщенности. Из этого следует, что задача аппроксимации функций сводится к нахождению оптимальных параметров модели. Аппроксимацию данных можно считать корректной, когда выполняются условия сходимости и коэффициенты математической модели принимают конечные значения, определяемые единым способом. Для решения данной задачи применяется один из наиболее распространённых методов по обработке детерминировано-стохастических зависимостей – МНК. МНК позволяет работать с большим количеством входных данных и обладает высокой точностью.

Реализация МНК для нелинейных функций достаточно сложна, так как точная аналитически заданная функция, проходящая через все наборы точек, неизвестна. Сложность расчёта значительно возрастает при добавлении новых экспериментальных точек. Для решения задачи по расчёту коэффициентов регрессии выбран пакет математических вычислений WM со встроенными функциями минимизации языка WL. С математической точки зрения, наиболее успешной аппроксимацией является форма уравнения, для которой сумма квадратов отклонений будет наименьшей. Сравнение данного параметра позволяет производить оценку качества аппроксимации. Также для оценки качества аппроксимации может быть использован скорректированный коэффициент детерминации, вычисляемый по формулам (2.6)-(2.9). Дополнительным требованием является возможность использования полученных функций в моделировании двухфазной фильтрации. Так как построенные ОФП необходимы для использования при моделировании процесса проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт, то на их вид накладываются несколько условий [379]. Функция распределения потоков фаз f_ϕ (Баклея-Леверетта) должна иметь S - образный вид, а её производная по насыщенности – параболический. Типовой вид графиков данных функций представлен на рисунке 1.9. Функции, отвечающие данным требованиям, могут быть использованы для анализа графическим способом, например, методом Велджа или для численного расчёта параметров насыщенности ПЗП [59,341].

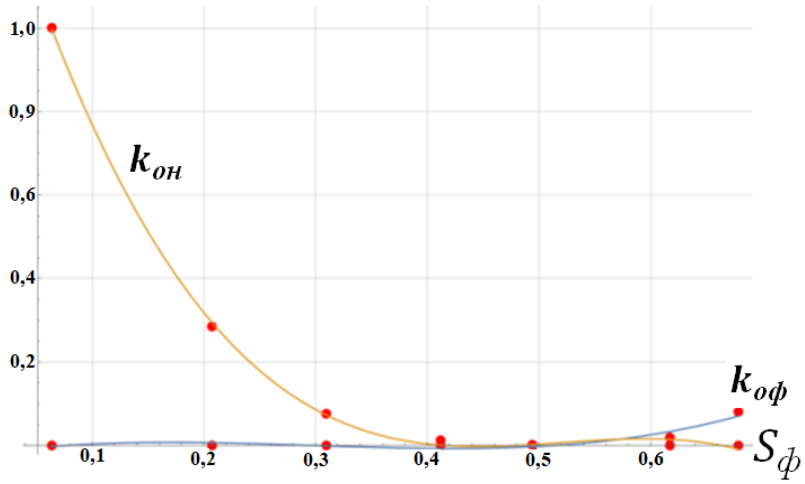
В результате моделирования определено, что форма функции №3 из таблицы 4.3, несмотря на высокий R^2_{adj}, не подходит для моделирования характеристик двухфазной фильтрации. Ограничением применения форм полиномиальной аппроксимации при определении коэффициентов по МНК является наличие перегибов. Аппроксимация по МНК не требует прохождения линии регрессии через исходные точки в отличие от методов точной интерполяции. Соответствие вида функций и значения R^2_{adj} представлены в таблице 4.4. Знаком «+» отмечено соответствие вида графиков типовому виду, «-» – его отсутствие.

Таблица 4.4 – Таблица качества аппроксимации ОФП, R^2_{adj}, соответствие виду функций $f_ф$, $df_ф/dS_ф$ (по данным автора)

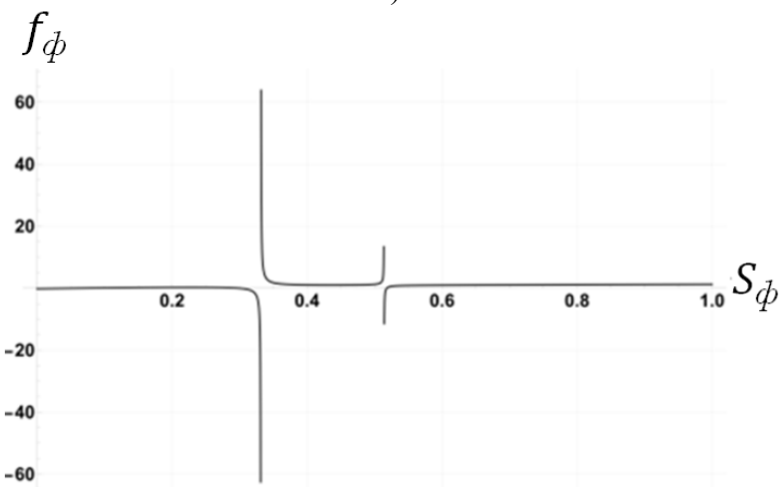
№ фильтрата	1		2		3		4		5		6	
№ формы уравнений $f_ф$, $df_ф/dS_ф$	$k_{он}$	$k_{оф}$	$k_{он}$	$k_{оф}$	$k_{он}$	$k_{оф}$	$k_{он}$	$k_{оф}$	$k_{он}$	$k_{оф}$	$k_{он}$	$k_{оф}$
1. R^2_{adj}	0,979	0,984	0,99	0,93	0,95	0,967	0,948	0,975	0,908	0,819	0,911	0,945
$f_ф$	+		+		+		+		+		+	
$df_ф/dS_ф$	+		+		+		+		+		+	
2. R^2_{adj}	0,985	0,984	0,991	0,993	0,96	0,967	0,96	0,974	0,926	0,819	0,922	0,945
$f_ф$	+		+		+		+		+		+	
$df_ф/dS_ф$	+		+		+		+		+		+	
3. R^2_{adj}	0,996	0,988	0,994	0,932	0,982	0,966	0,989	0,984	0,987	0,867	0,963	0,955
$f_ф$	-		-		-		-		-		-	
$df_ф/dS_ф$	-		-		+		+		-		-	

Тестовые примеры по применению такого вида аппроксимации не дали положительных результатов. Полином допускает перегибы между узловыми точками (рисунок 4.5 а). Это не соответствует физическому процессу фильтрации [145, 366]. Одним из важнейших ограничений является невозможность применения анализа функций Баклея-Леверетта и их производных, построенных с использованием полиномиальной аппроксимации. Данное несоответствие подтверждается графиками с рисунка 4.5 б) и в), которые противоречат типовому виду графиков функций из теории двухфазной фильтрации.

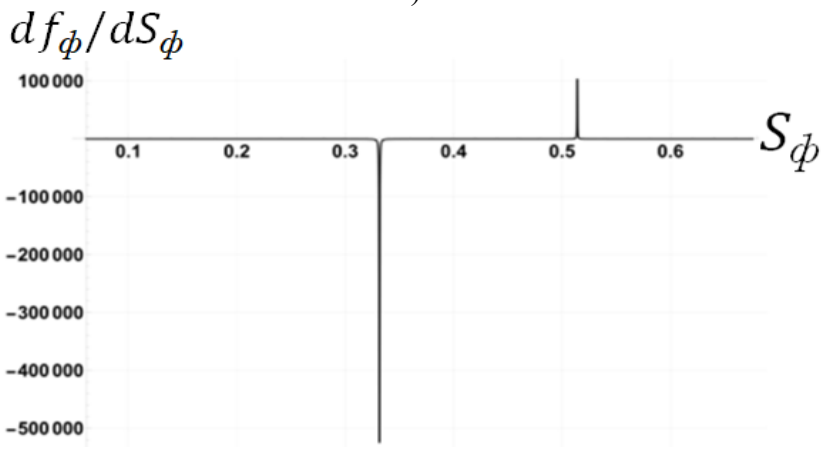
В примере использованы функции $f_ф$ и $df_ф/dS_ф$, построенные для случая фильтрации ньютоновских сред без проявления нелинейных эффектов. Функции $f_ф$ и $df_ф/dS_ф$ по форме № 3 имеют неподлежащий вид для анализа по методу Велджа, как отмечено в таблице 4.3. Пример качественной аппроксимации, характерной для функций № 1, № 2 из таблицы 4.3. представлен на рисунке 4.6. Более точные данные о водонасыщенности получены после закачки фильтрата в соотношении 0/100 % с последующим использованием АКОВ. Уточнённые данные о предельной водонасыщенности не превышают 4% над расчётными, полученными из материального баланса при двухфазной фильтрации.



а)



б)



в)

Рисунок 4.5 – Обоснование невозможности использования полиномиальной аппроксимации ОФП: а) ОФП; б) Баклея-Леверетта; в) производной $df_ф/dS_ф$ [372]

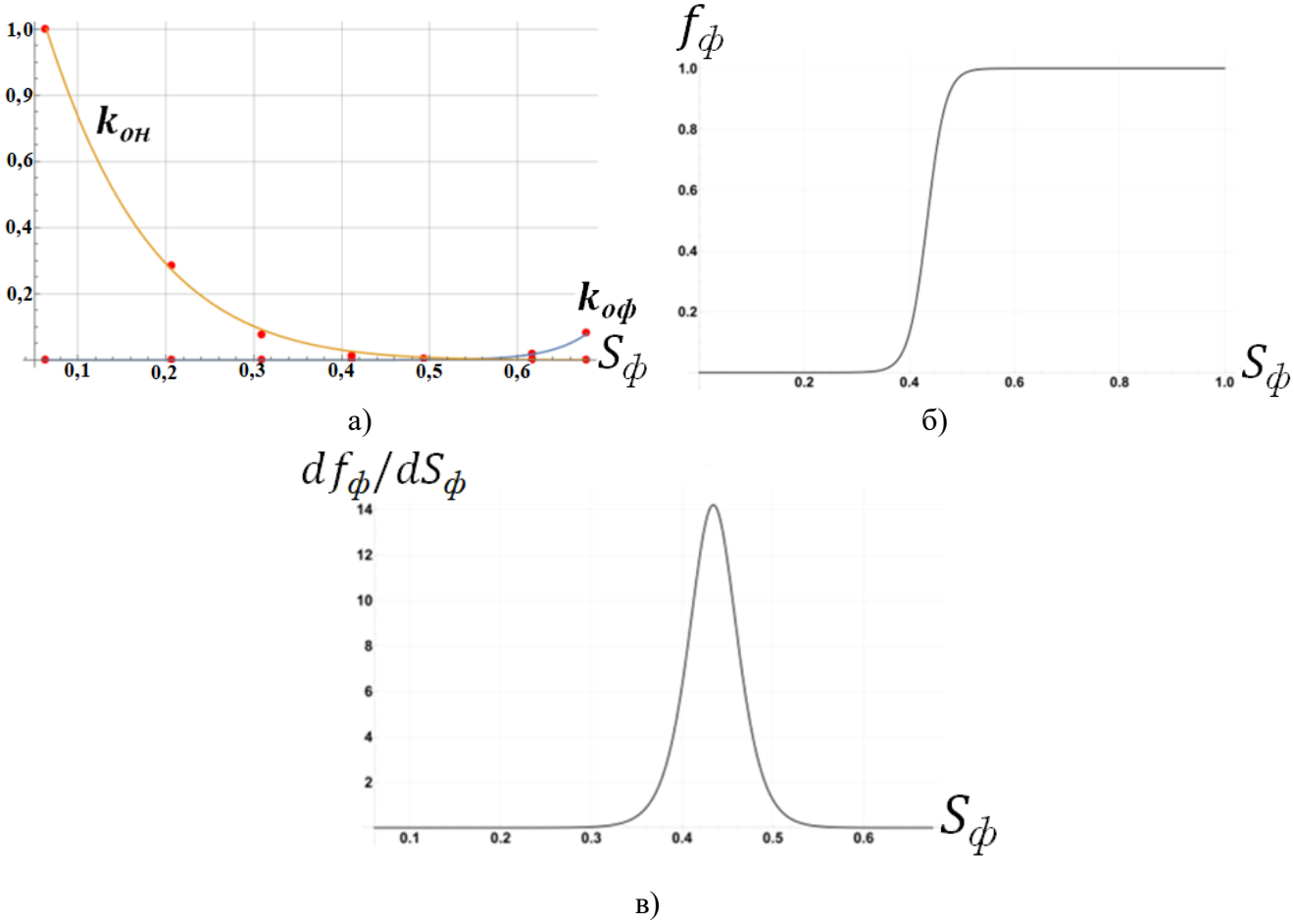


Рисунок 4.6 – Пример качественной аппроксимации, соответствующей формам уравнений 1 и 2 а) – ОФП; б) –Баклея-Леверетта; в) – производной $df_ф/dS_ф$ [372]

Для дальнейшего использования в моделировании фильтрации выбрана форма аппроксимации №2 (таблица 4.3), так как для неё установлены наивысшие показатели R^2_{adj}. Форма ОФП №2 удовлетворяет всем критериям к построению функций $f_ф$ и $df_ф/dS_ф$ (рисунок 4.6 б) и в). Коэффициенты регрессии для каждого фильтрата БР, рассчитанные по форме ОФП №2, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Коэффициенты регрессии для модели ОФП $k_{оф} = \lambda S_ф^{(\zeta+\xi S_ф)}$, $k_{он} = (1 - S_ф)^{(\beta+\gamma S_ф)}$ (по данным автора)

№ фильтрата бурового раствора	Значение коэффициента регрессии по МНК				
	λ	ζ	ξ	β	γ
1	299,991	19,952	0,213	-2,959	10,416
2	3,167	7,586	$4{,}686 \cdot 10^{-6}$	-2,312	8,812
3	0,7445	4,525	0,896	-1,476	5,680
4	0,474	3,666	$4{,}566 \cdot 10^{-7}$	-1,992	6,72
5	0,535	3,603	$1{,}514 \cdot 10^{-7}$	-1,622	5,739
6	4,4	9,286	$1{,}319 \cdot 10^{-5}$	-1,811	7,111

4.3 Обоснование выбора закона фильтрации, используемого при моделировании

Согласно исследованиям [14, 112, 113, 237, 238], в низкопроницаемых коллекторах возможно проявление нелинейных свойств при фильтрации с градиентами ниже предельных. Данные исследования подтверждают гипотезу о том, что нелинейность законов фильтрации может проявляться не только при высоких скоростях фильтрации, но и при низких, что характерно в задаче проникновения фильтрата в пласт. Согласно результату анализа зависимостей касательных напряжений от скоростей сдвига для нефти, представленных в п. 4.2, неньютоновских свойств на поверхности не обнаружено. Существуют терминологические особенности подходов описания реологических параметров среды в классических источниках по реологии и при решении прикладных задач фильтрации. В пункте 1.6. приведён краткий обзор и терминология из классических источников по реологии. Данные подходы и термины при решении задач фильтрации имеют некоторую модификацию. Например, так как при разработке месторождений первостепенное значение уделяют дебиту, то реологические уравнения зависимости касательных напряжений от скорости сдвига $\tau(\dot{\gamma})$ трансформируют в зависимость скорости сдвига от напряжений сдвига $\dot{\gamma}(\tau)$, а следовательно, от давлений, при которых они возникают [8, 209, 237, 238]. Исходя из этих соображений, иначе трактуется начальное напряжение сдвига. В данной постановке задачи вынуждающим фактором движения являются напряжения, а следствием их действия – скорость сдвига. В практических целях для того, чтобы можно было установить нелинейные зависимости конкретных образцов нефти на керновом материале, производят следующую замену: скорость сдвига заменяют на скорость фильтрации $\dot{\gamma} \rightarrow v$; сдвиговое напряжение на градиент давлений $\tau \rightarrow \nabla P$, как показано на рисунке 4.7. Методика проведения данного эксперимента заключается в последовательном повышении скорости фильтрации с фиксированием градиента давления при выходе на стационарный режим. При аппроксимации полученной экспериментальной зависимости возможно

определение градиента давления разрушения структуры нефти в пластовых условиях.

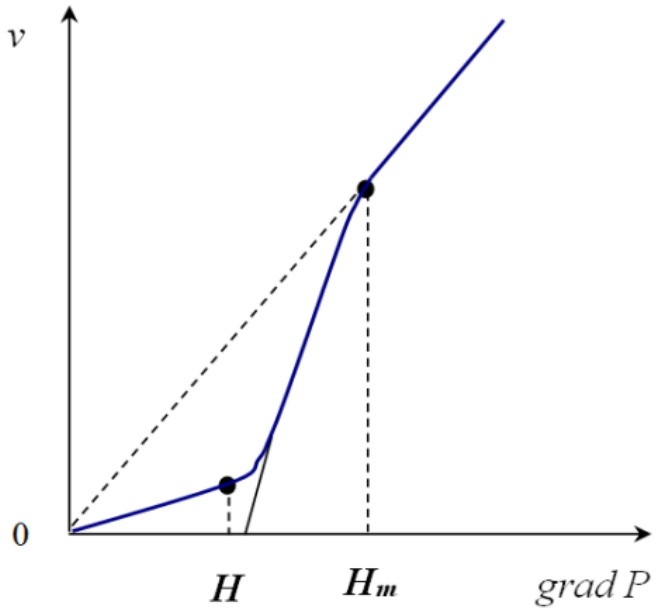


Рисунок 4.7 – Аппроксимация кривой фильтрации нефти для определения первого H и второго H_m граничного градиента давления [8]

Примеры построения градиента динамического давления сдвига (ГДДС) при фильтрации высоковязкой нефти приведены в исследованиях, посвященных изучению нефти Самарской области, Татарстана и Башкортостана [8, 236, 238].

Для фильтрационных исследований использованы образцы со средней проницаемостью выборки из таблицы 4.1. Эксперимент заключался в однофазной фильтрации нефти через образец керна с остаточной водонасыщенностью при пластовой температуре. Согласно данным, представленным в главе 3, скорость фильтрации при контакте БР с породой, в зависимости от этапа фильтрационного процесса, находится в диапазоне 10^{-9}-10^{-5} м/с. Методика проведения эксперимента заключается в определении градиента давления при фильтрации нефти с расходом от 1 до 0,001 см^3/мин. Расчёт градиента производился при достижении стабилизации перепада давлений на образце и в среднем составил 7341 Па/м.

В результате серий экспериментов по фильтрации высоковязкой нефти через образцы кернового материала проанализированы эмпирические зависимости скорости фильтрации $v_н$ от градиента ∇P. Установлено наличие ГДДС. Следовательно, необходимо использовать модифицированную функцию

распределения потоков фаз, основанную на законе фильтрации с учётом ГДДС. Установлено, что достаточно качественно аппроксимировать зависимость $v_{\text{н}}(\nabla P)$ позволяет гиперболический закон фильтрации (4.7) [8,361]:

$$v_{\text{н}} = \frac{k \cdot k_{\text{он}}}{\mu_{\text{н}}} \frac{\nabla P}{H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}} \nabla P, \tag{4.7}$$

где k – абсолютная проницаемость пласта, м^2;

$\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти, Па·с;

∇P – градиент давления, Па/м;

H – градиент динамического давления сдвига, Па/м.

Тогда функция Баклея-Леверетта, являющаяся отношением скорости фильтрации вытесняющей фазы к суммарной скорости фильтрации двух фаз (1.29), примет вид (4.8):

$$f_{\phi}(S_{\text{ф}}) = \frac{\frac{k \cdot k_{\text{ф}}}{\mu_{\text{ф}}} \nabla P}{\frac{k \cdot k_{\text{ф}}}{\mu_{\text{ф}}} \nabla P + \frac{k \cdot k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} \frac{\nabla P}{\left(H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}\right)} \nabla P}. \tag{4.8}$$

После операций алгебраических упрощений функция Баклея-Леверетта примет вид (4.9):

$$f_{\phi}(S_{\text{ф}}) = \frac{k_{\text{оф}}}{k_{\text{оф}} + \frac{\mu_{\text{ф}} k_{\text{он}}}{\mu_{\text{н}}} \frac{\nabla P}{\left(H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}\right)}}. \tag{4.9}$$

С использованием функции (4.9), вычисляется фронтальная насыщенность по формуле (1.30) с дальнейшей подстановкой в формулу (1.31) для вычисления средней насыщенности. Так как при вычислении средней насыщенности водной фазой по формуле (1.31) учитывается насыщенность связанной водой, то для выполнения материального баланса для фильтрата, поступающего в пласт, формула (1.33) преобразуется в вид (4.10):

$$r_{\phi} = \sqrt{r_{\text{скв}}^2 + \bar{q}_{\phi} t / \pi m h (\bar{S}_{\phi} - S_0)} - r_{\text{скв}}. \tag{4.10}$$

Данная поправка позволяет избежать заниженных значений глубины проникновения фильтрата, учитывая, что при вскрытии пласта часть пор занята связанной водой. В функции (4.9) используются фактические ОФП, построенные методами аппроксимации данных из таблицы (4.2). В качестве модели ОФП

выбрана форма с наибольшим показателем качества аппроксимации. Ей соответствует уравнение №2 из таблицы 4.3. Уравнение (4.9) при подстановке $H = 0$ совпадает с классическим уравнением Баклея-Леверетта (1.29).

Для расчётов по схеме с рисунка 4.1 написана и зарегистрирована программа [256]: «Программа по расчёту насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта» (приложение Г). Входные параметры вычислительного блока представлены в таблице 4.6. На рисунке 4.8 представлен внешний вид программы с графическим окном, отображающим расчёт в режиме «Метод Велджа». В данном режиме в графическом окне отображается функция Баклея-Леверетта с указанием фронтальной насыщенности. По данному графику можно судить о корректности построения функции и результаты её анализа по метод Велджа.

Таблица 4.6 – Входные параметры вычислительного блока (по данным автора)

Наименование, единица измерения.	Пояснение
Коэффициенты ОФП $\lambda,\zeta,\xi,\beta,\gamma$ для водной и нефтяной фазы, безразмерные	Коэффициенты модели ОФП к формулам: $\lambda S_{\phi}^{(\zeta+\xi S_{\phi})}$, $(1-S_{\phi})^{(\beta+\gamma S_{\phi})}$. Используются для построения функции распределения потоков фаз.
Динамическая вязкость фильтрата, мПа·с	Экспериментальные данные о динамической вязкости фильтрата. В коде программы переводятся в единицы Па·с. Используются для построения функции распределения потоков фаз.
Динамическая вязкость нефти, мПа·с	
Градиент динамического давления сдвига, Па/м	Данные о наличии градиента динамического давления сдвига при фильтрации высоковязкой нефти. Для использования классической функции Баклея-Леверетта равен 0.
Рабочий градиент давлений, Па/м	Градиент давлений, характерный фильтрации.
Объём фильтрата, м^3	Расчётный объём фильтрата, проникающего в пласт, является характеристикой жидкости вскрытия пласта при скважинных условиях.
Пористость породы, д.е.	Используется при расчёте глубины проникновения фильтрата.
Радиус скважины, м	Участвуют в вычислении площади фильтрации и глубины проникновения фильтрата.
Длина участка скважины, м	
Начальная (остаточная водонасыщенность) водной фазой	Экспериментальные данные о неснижаемой водонасыщенности пластовой водой.
Предельная насыщенность водной фазой	Экспериментальные данные о максимальном содержании водной фазы после покачивания водного фильтрата.

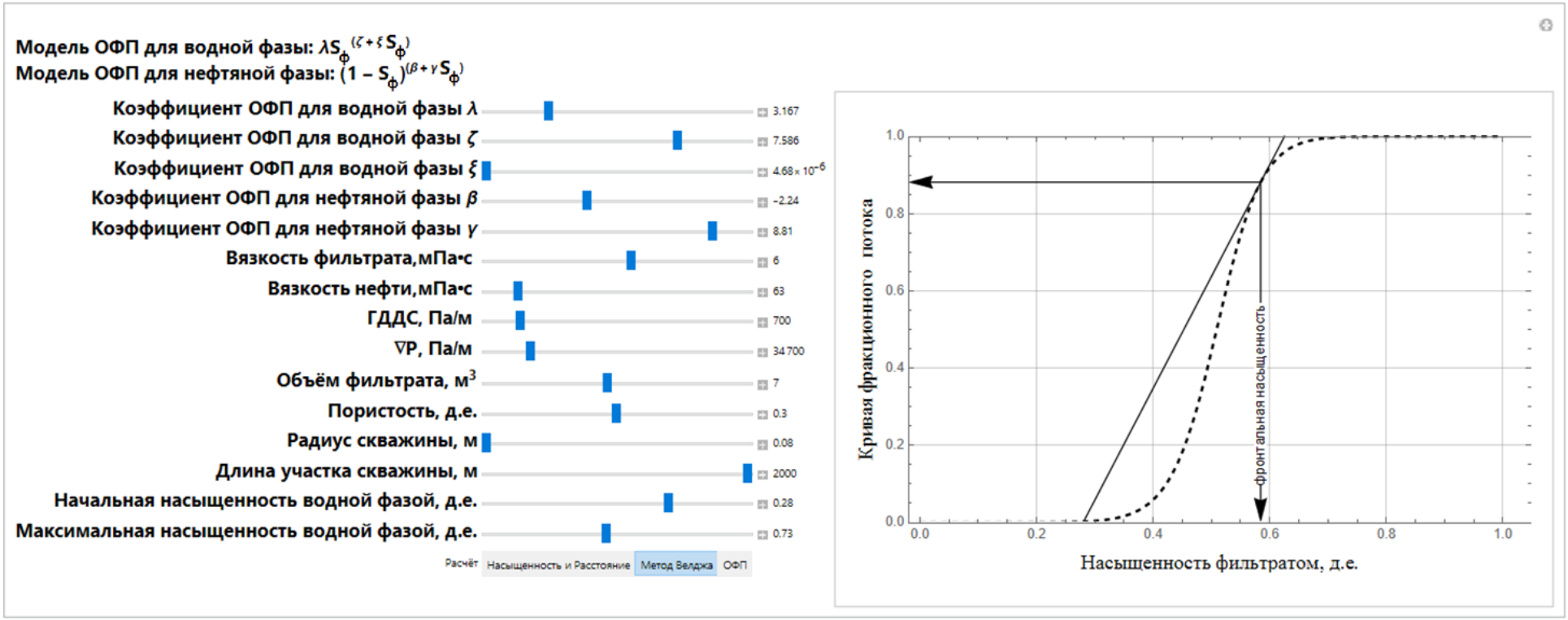


Рисунок 4.8 – Внешний вид стартового окна запуска программы в режиме расчёта «Метод Велджа» (составлено автором)

Программа включает в себя три режима расчёта, имеющих переключение в окне интерфейса:

– «Метод Велджа»;

– «Насыщенность и расстояние»;

– «ОФП».

На рисунке 4.9 изображено окно графического вывода в режиме «ОФП». На графике представлены кривые ОФП для водной и углеводородной фазы. График зависит от введённых коэффициентов модели ОФП и значений начальной и предельной насыщенности водной фазой. Сами коэффициенты ОФП определяются по МНК в дополнительном модуле. На основании модели ОФП строится функция Баклея-Леверетта. На рисунке 4.10. изображено окно графического вывода в режиме «Насыщенность и расстояние».

Эксперименты показывают, что нефть полностью не вытесняется из керна. Поэтому параметр предельной водонасыщенности также отвечает за оставшееся количество нефти в пласте, как и за максимальное количество фильтрата, которое может быть в ближайшем к скважине участке. В теории двухфазной фильтрации принято моделировать насыщенность от неснижаемой (остаточной пластовой воды) до фронтальной. Последующий участок называют стабилизационной зоной.

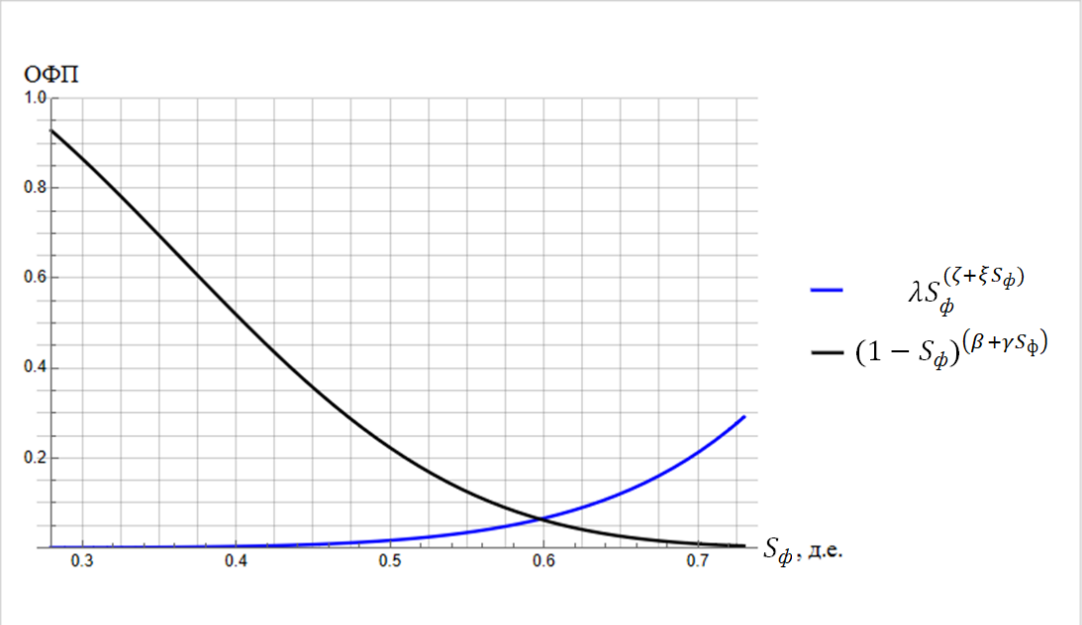


Рисунок 4.9 – Внешний вид стартового окна запуска программы в режиме расчёта «ОФП» (составлено автором)

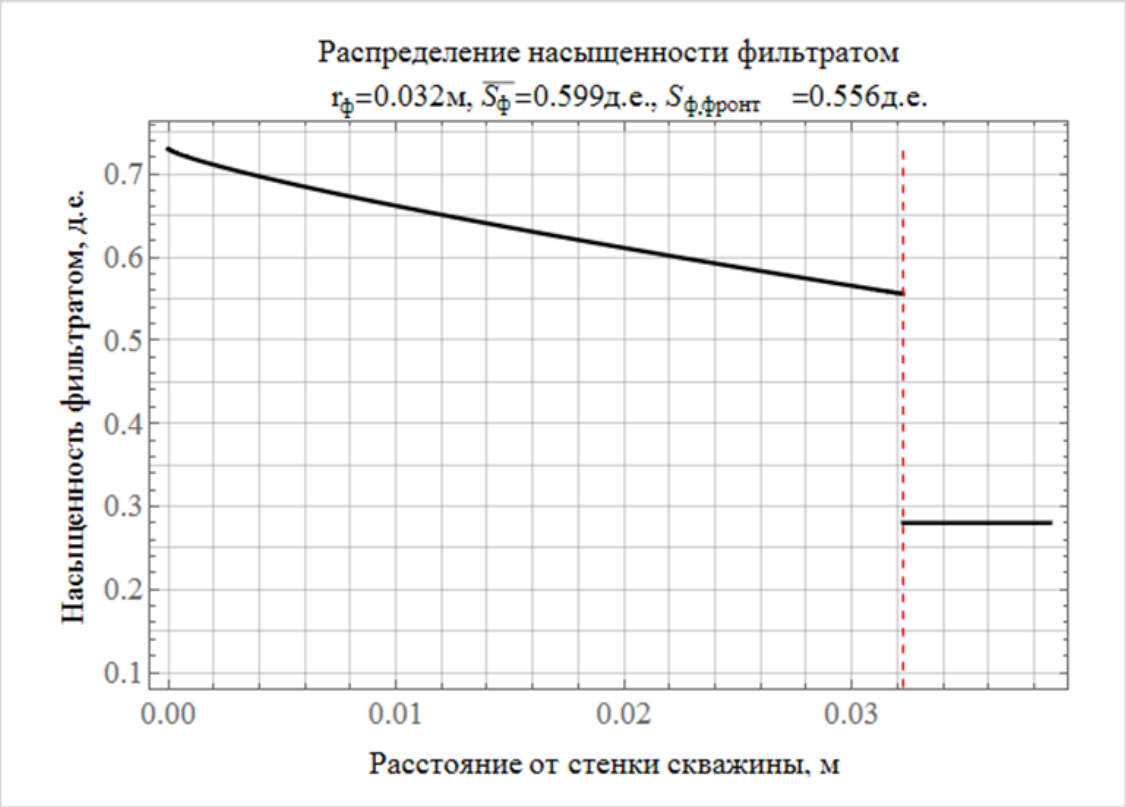


Рисунок 4.10 – Внешний вид стартового окна запуска программы в режиме расчёта «Насыщенность и расстояние» (составлено автором)

В стабилизационной зоне с достаточно большой скоростью меняется водонасыщенность от фронтальной до остаточной пластовой. Её моделирование является наиболее сложной физико-математической задачей [19]. Распределение насыщенности в стабилизированной зоне устанавливается в результате совместного действия гидродинамических и капиллярных сил. Так как на изменение проницаемости вследствие воздействия фильтрата БПЖ в большей мере влияет наличие наиболее промытой фильтратом зоны, то моделирование стабилизационной зоны на фронте вытеснения не является приоритетной задачей. Таким образом, при моделировании использование средней насыщенности до положения фронта вытеснения является обоснованным решением, в том числе подтверждаемым корреляциями с экспериментальным определением насыщенности водной фазой образцов керна в результате контакта с БР. Косвенный учёт поверхностных явлений происходит при использовании эмпирических моделей ОФП.

На графике пунктирной вертикальной линией обозначено положение фронтальной насыщенности. Фактически данной линией обозначено начало стабилизационной зоны, моделированием которой пренебрегается в рамках данной работы. Для расчёта радиуса проникновения фильтрата необходима пористость породы, чтобы рассчитать в радиальном направлении глубину распространения фильтрата. Для правильного расчёта глубины проникновения фильтрата в пласт, исходя из закона сохранения массы, необходим геометрический параметр – длина рассматриваемого участка скважины. Радиус фильтрации рассчитывается с учётом средней насыщенности и общего объёма фильтрата бурового раствора, приникающего в пласт за время фильтрационного процесса. Также в данном режиме отображается значение радиуса проникновения, средняя и фронтальная насыщенность в числовом виде.

4.4 Результаты расчёта параметров двухфазной фильтрации

Для расчёта глубины проникновения фильтрата, средней и фронтальной насыщенности использованы методы из п. 4.3. Объём фильтрата, проникающего в пласт и его свойства при пластовой температуре представлены в п. 3.4. Для сравнения произведён расчёт по классической теории Баклея-Леверетта и с учётом ГДДС. Расчёт производился для радиуса скважины с учётом коэффициента кавернозности в горизонтальном участке. Входными параметрами для расчёта по РД [235] являются данные из таблицы 3.10. Результаты расчётов сведены в таблицу 4.7. Так как в формулу (1.33) внесена поправка в насыщенность с учётом связанной пластовой воды, то формула расчёта погрешности объёма фильтрации (1.34) принимает вид (4.11):

$$\Delta Q_{ф} = \pi h \left[\left(r_{ф} + r_{скв} \right)^2 - {r_{скв}}^2 \right] m(\bar{S}_{ф} - S_0) - \bar{q}_{ф} t. \qquad (4.11)$$

Методом материального баланса по формуле (4.11) рассчитана погрешность объёма фильтрации, которая связана с численным методом расчёта насыщенности и зоны стабилизации. Стабилизационной зоной принято пренебрегать в приближении теории двухфазной фильтрации [19,21,209]. Таким образом, за $\left|\Delta Q_{ф}\right|$

из таблицы можно принять объём фильтрата, не учтённого в $\bar{S}_{\text{ф}}$ и r_{ϕ}, что обосновано допущениями использования анализа функции Баклея-Леверетта.

В качестве альтернативы для сравнения радиуса проникновения произведён расчёт согласно РД 39-0147001-742-92 [235] по формуле (1.17). При расчёте скорости фильтрации использованы усреднённые данные экспериментов на образцах керна, представленные в таблице 3.10. Учтён объём фильтрата, вышедшего из кернодержателя и оставшегося в керне, определённого с использованием АКОВ. Так как формула (1.17) рассчитывает глубину проникновения от оси скважины, то для сравнения с формулой (4.10) результат расчёта преобразован в расстояние от стенки. Результаты расчёта представлены в последнем столбце таблицы 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчётов параметров двухфазной фильтрации (по данным автора)

№ фильтрата бурового раствора	По классической теории Баклея-Леверетта				По теории Баклея-Леверетта с учётом ГДДС				По РД
	$\bar{S}_{\text{ф}}$, д.е.	$S_{\text{ф.фронт}}$, д.е.	r_{ϕ}, м	$\lvert\Delta Q_{\text{ф}}\rvert$, м^3	$\bar{S}_{\text{ф}}$, д.е	$S_{\text{ф.фронт}}$, д.е.	r_{ϕ}, м	$\lvert\Delta Q_{\text{ф}}\rvert$, м^3	r_{ϕ}, м
1	0,515	0,465	0,1085	0,41	0,488	0,436	0,1180	0,405	0,491
2	0,603	0,586	0,0493	0,009	0,591	0,576	0,0508	0,027	0,291
3	0,620	0,524	0,0554	0,012	0,587	0,477	0,0600	0,032	0,316
4	0,653	0,577	0,0405	0,017	0,611	0,517	0,0446	0,029	0,238
5	0,640	0,508	0,0432	0,007	0,608	0,446	0,0466	0,077	0,225
6	0,577	0,533	0,0572	0,008	0,554	0,510	0,0608	0,02	0,326

Анализ результатов показывает, что расчёт по РД даёт значительно завышенные результаты глубины проникновения. Данный факт объясняется простотой формулы (1.17), где не учитывается изменение объёмов фильтрации с течением времени, что в полной мере доказано в главе 3. Согласно РД в формуле (1.17) $К_{выт}$=1. При использовании фактически определённого $К_{выт}$ глубина проникновения также возрастает.

На основании методики из РД [235] и её детального рассмотрения в исследовании [119] рассчитаем скин-фактор и относительную продуктивность (ОП). Для последовательного анализа оценим связь относительной продуктивности скважины от скин-фактора. При этом считаем, что относительная продуктивность является целевой величиной, а скин-фактор безразмерным комплексным

параметром, включающим в себя факторы влияния БР на ПЗП. Рассмотрим скин-фактор, вызванный влиянием БР [119,235] при первичном вскрытии. Формула (1.17) может быть представлена как сумма из двух слагаемых, где первое слагаемое $Skin_1$ является функцией от коэффициента восстановления после влияния фильтрата, радиуса фильтрации фильтрата, радиуса проникновения твёрдой фазы, $Skin_1 = f\left(K_{\text{вп.ф}}, R_{\text{ф}}, R_{\text{тв}}\right)$. Второе слагаемое S_2 является функцией от коэффициента восстановления после влияния твёрдой фазы, радиуса проникновения твёрдой фазы, радиуса скважины, то есть $Skin_2 = f\left(K_{K_{\text{вп.тв}}}, r_{\text{скв}}, R_{\text{тв}}\right)$. При рассмотрении конкретной скважины $r_{\text{скв}}$ принимается за константу по радиусу долота с учётом или без учёта коэффициента кавернозности. Тогда выражение (1.18) преобразуется в вид (4.12):

$$Skin = Skin_1 + Skin_2, \tag{4.12}$$

где $Skin_1$ и $Skin_2$ представлены формулами (4.13)-(4.14):

$$Skin_1 = \left(\frac{1}{K_{\text{вп.ф}}} - 1\right) \cdot ln\frac{R_{\text{ф}}}{R_{\text{тв}}}, \tag{4.13}$$

$$Skin_2 = \left(\frac{1}{K_{\text{вп.тв}}} - 1\right) \cdot ln\frac{R_{\text{тв}}}{r_{\text{скв}}}. \tag{4.14}$$

Отношение фактической продуктивности пласта к потенциальной (ОП) определяется по формуле (4.15):

$$\text{ОП} = \frac{1}{\left(1 + \frac{Skin}{2\pi}\right)}. \tag{4.15}$$

На рисунке 4.11 представлена зависимость ОП (в д.е.) от значения скин-фактора. При увеличении скин-фактора наблюдается снижение продуктивности скважины за счёт возрастания гидравлического сопротивления в ПЗП, вызванного БР. При $Skin = 0$ и скважина функционирует в идеальных условиях без потери продуктивности. Повышение значения $Skin$ приводит к экспоненциальному снижению притока. При высоких значениях $Skin$ обосновано проведение мероприятий по восстановлению проницаемости пласта и уменьшению скин-эффекта. Первичное значение $Skin$ можно снизить повышением качества вскрытия пласта. Для определения коэффициентов восстановления проницаемости $K_{\text{вп.ф}}$, $K_{\text{вп.тв}}$ проведены серии экспериментов на образцах керна, параметры которых

представлены в таблице 4.1. при прокачке фильтратов и БР. $K_{\text{вп.тв}}$ вычисляется из данных эксперимента по формуле (1.20).

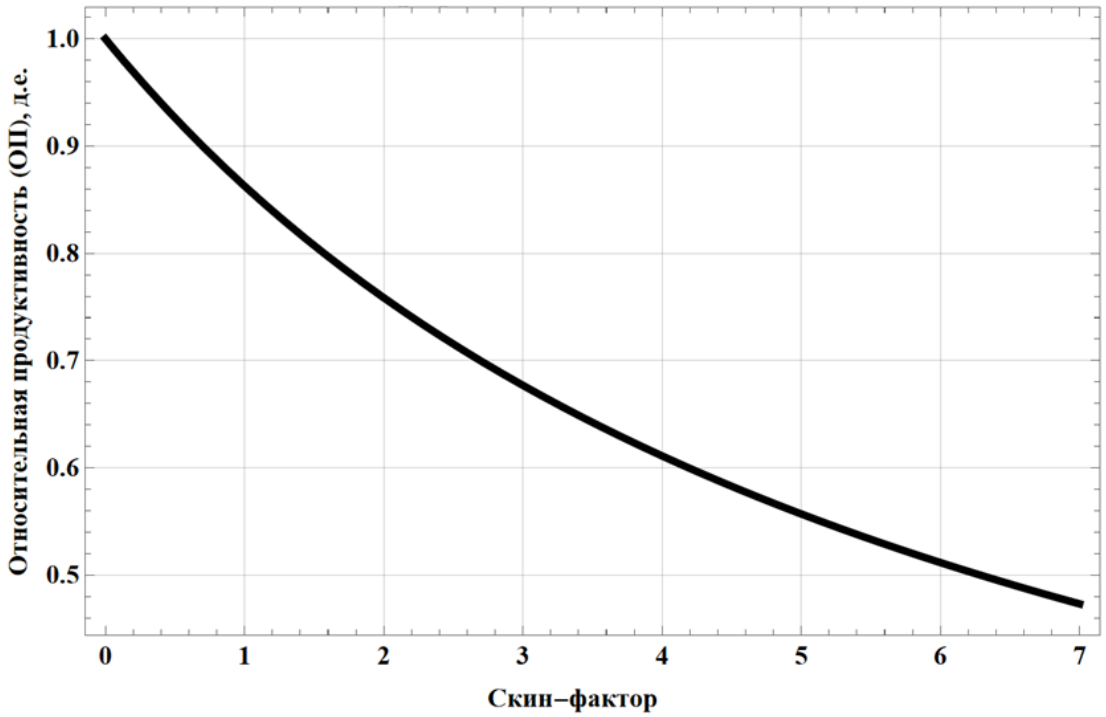


Рисунок 4.11 – Зависимость относительной продуктивности от скин-фактора (составлено автором)

Усреднённые данные результатов серий экспериментов, в том числе численных по определению $R_{\text{ф}}$ представлены в таблице 4.8. Все значения в данном случае рассчитаны от оси скважины с учётом коэффициента кавернозности. Также представлены радиусы проникновения фильтрата в пласт по методу моделирования двухфазной фильтрации и по РД. Результаты расчёта скин-фактора и ОП для каждого случая представлены в таблице 4.9.

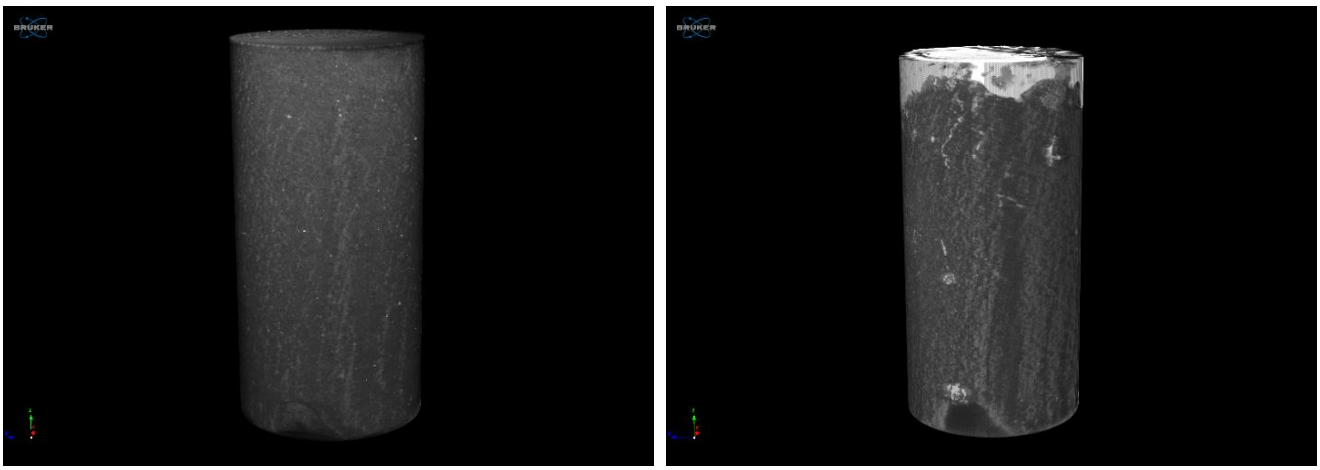
Таблица 4.8 – Входные параметры для расчёта скин-фактора и относительной продуктивности (по данным автора)

№ Бурового раствора	$K_{\text{вп.БР}}$, д. е.	$K_{\text{вп.ф}}$, д. е.	$K_{\text{вп.тв}}$, д. е.	$R_{тв}$, м	Двухфазная фильтрация		По РД
					$R_{\text{ф}}$, м	$R_{\text{ф}}$ *с уч. ГДДС, м*	$R_{\text{ф}}$, м
1	0,21	0,36	0,85	0,0907	0,1941	0,2036	0,5766
2	0,34	0,537	0,803	0,0904	0,1349	0,1364	0,3766
3	0,29	0,483	0,807	0,0909	0,1410	0,1456	0,4016
4	0,35	0,645	0,705	0,092	0,1261	0,1302	0,3236
5	0,44	0,683	0,757	0,0897	0,1288	0,1322	0,3106
6	0,39	0,55	0,84	0,0893	0,1428	0,1464	0,4116

Таблица 4.9 – Результаты расчёта скин-фактора и относительной продуктивности (по данным автора)

№ Бурового раствора	Двухфазная фильтрация				По РД	
	$Skin$	ОП	$Skin$ с уч. ГДДС	ОП с уч. ГДДС	$Skin$	ОП
1	1,363	0,318	1,448	0,305	3,299	0,162
2	0,359	0,640	0,368	0,634	1,244	0,339
3	0,485	0,568	0,519	0,551	1,605	0,284
4	0,204	0,758	0,221	0,742	0,723	0,468
5	0,183	0,777	0,195	0,765	0,592	0,518
6	0,392	0,619	0,413	0,607	1,258	0,336

Для приближения к условиям месторождения в БР добавлены измельченные частицы шлама размером 10-50 мкм в объёмной концентрации 3,5%, что соответствует расчёту по формулам (3.34)-(3.36). Размер частиц шлама выбран из соображений минимального размера, соответствующего бурению долотам PDC [66]. Добавление частиц более крупных размеров, 3-9 мм, сопровождающих процесс бурения [13,140], не повлияет на кольматацию порового пространства, но внесёт погрешности в использование гидравлической системы фильтрационной установки. Поэтому за $r_{\text{тв}}$ принимается максимальная глубина проникновения мелкодисперсных частиц шлама, коркообразующих компонентов БР и твёрдой фазы, совокупность данных составляющих отчетливо видна на томографе. Параметр $R_{\text{тв}}$ рассчитан от оси скважины для расчёта скин-фактора по формуле (1.19) и представлен в таблице 4.8. Различие коэффициентов восстановления проницаемости $K_{\text{вп.тв}}$ и $K_{\text{вп.ф}}$ свидетельствуют о вкладе обоих факторов в изменение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП. Пример томографического исследования на определение глубины проникновения твёрдой фазы и коркообразующих компонентов БР представлен на рисунке 4.12. Изображён 3D снимок образца керна до и после фильтрации бурового раствора. Светлая зона на верхнем торце (рисунок 4.12б) представляет искомую в исследовании глубину проникновения. Длина керна составляет 40,2 мм. Глубина проникновения $r_{\text{тв}}$=6,4 мм. Так как при фильтрации принимались значения репрессии скважинные (рисунок 3.28), то полученные результаты можно считать актуальными для расчётов скин-фактора. Установлена глубина проникновения твёрдой фазы и коркообразующих компонентов в образцы керна на глубину 3,7-6,4 мм.



а) б)

Рисунок 4.12 – Результат томографического исследования по определению глубины проникновения твёрдой фазы бурового раствора и коркообразующих компонентов: а) – до фильтрации БР; б) – после фильтрации БР (составлено автором)

По анализу данных таблицы 4.8 установлено:

– различие скин-фактора, спрогнозированного с использованием глубины проникновения фильтрата в пласт методами моделирования двухфазной фильтрации с учётом ГДДС выше в пределах 3 – 9% чем без его учёта. При этом, различие прогнозируемой ОП составляет 1,5 – 4,1% (рисунки 4.13 – 4.14);

– скин-фактор, спрогнозированный с использованием методики расчёта глубины проникновения по РД выше в 2,4 – 3,5 (без учёта ГДДС), 2,3-3,4 раз (с учётом ГДДС), чем при расчёте глубины проникновения методами моделирования двухфазной фильтрации. ОП по РД в 1,5 – 2 (без учёта ГДДС), 1,5-1,9 (с учётом ГДДС) раза ниже, чем в случае альтернативного расчёта (рисунки 4.13 – 4.14);

– завышенные результаты расчётов скин-фактора по РД обоснованы несовершенством расчётной методики глубины проникновения фильтрата в пласт. С её использованием не учтено изменение законов фильтрации с течением времени, что приводит к значительно завышенным прогнозируемым объёмам;

– использование методов двухфазной фильтрации при прогнозировании глубины проникновения фильтрата для расчёта скин-фактора и ОП позволяет учесть среднюю насыщенность фильтратом с учётом свойств пластового флюида, в том числе при наличии ГДДС;

– понижение скин-фактора может быть достигнуто путём повышения коэффициентов восстановления проницаемости $K_{\text{вп.ф}}$, $K_{\text{вп.тв}}$, в том числе при снижении зон проникновения фильтрата, твёрдой фазы (шлама), коркообразующих компонентов БР.

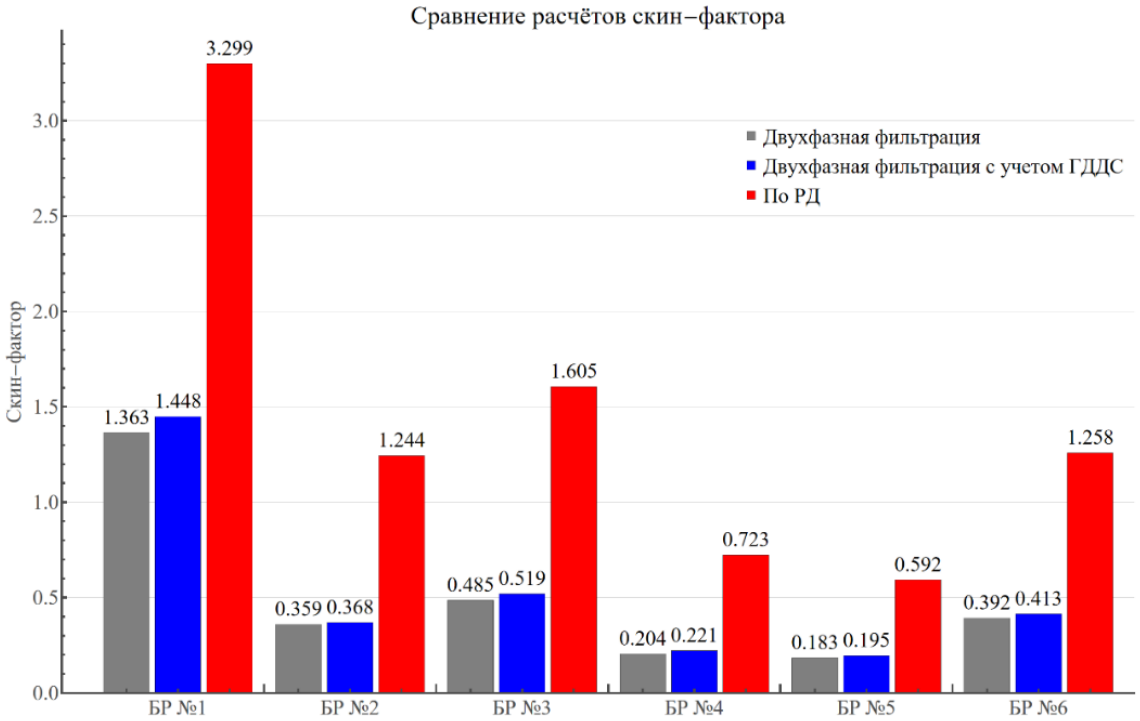


Рисунок 4.13 – Сравнение скин-фактора с использованием различных методик расчёта глубины проникновения фильтрата (составлено автором)

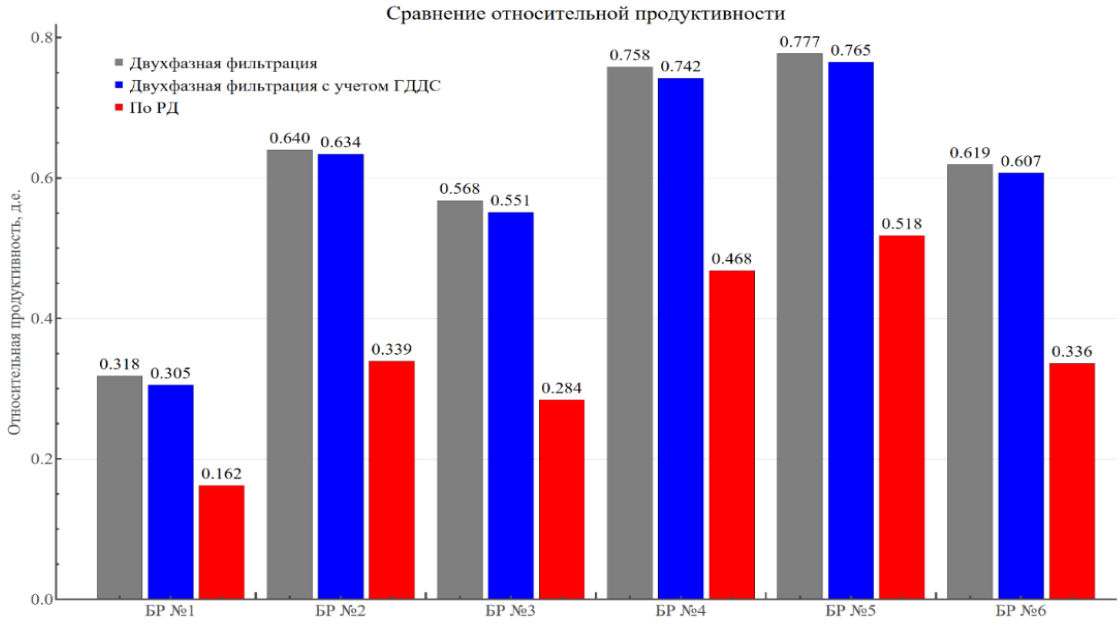


Рисунок 4.14 – Сравнение относительной продуктивности с использованием различных методик расчёта глубины проникновения фильтрата (составлено автором)

4.5 Корреляционные зависиммости параметров, влияющих на изменение проницаемости призабойной зоны вследствие проникновения фильтрата бурового раствора

Рассмотрим влияние параметров фильтрата бурового раствора на экспериментальные и расчётные параметры, влияющие на $Skin$ и ОП. Определение наиболее значимых факторов позволит разработать рекомендации по их контролю для повышения качества первичного вскрытия пласта. Поскольку одной из важных задач является прогнозирование коэффициента восстановления проницаемости на основании расчётных показателей, необходимо проверить корреляцию «кси-критерия» с $K_{\text{вп.ф}}$ и $K_{\text{вп.БР}}$ (1.35). Ранее данный расчётный критерий показал сильную корреляционную связь с $K_{\text{вп.ф}}$ при тестировании буровых промывочных жидкостей на образцах керна месторождений Самарской и Оренбургской областей [83, 167, 183]. Высокая степень корреляционной зависимости параметра ξ с $K_{\text{вп.ф}}$ с межфазным натяжением σ при вскрытии пластов с низковязкой нефтью представлены в исследовании [167]. В нём были использованы образцы кернового материала Новофёдоровского месторождения с пористостью 0,22 д.е., с проницаемостью по нефти 0,64 мкм^2 при вязкости нефти 3,397 мПа·с.

В рамках данной работы проанализируем результаты экспериментов с образцами натрального керна с высоковязкой нефтью, средняя проницаемость для которой составляет 0,164 мкм^2. Результаты расчёта параметра ξ для высоковязкой нефти представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Коэффициент подвижности, межфазное натяжение, краевой угол смачивания, ξ – параметр для фильтратов БР (по данным автора)

№ фильтрата бурового раствора	M	σ, Н/м	θ, °	ξ	ξ с уч. ГДДС
1	14,249	0,0192	111,79	0,653	0,673
2	4,164	0,0163	107,63	0,347	0,351
3	5,664	0,0174	109,21	0,401	0,412
4	2,679	0,0158	107,98	0,309	0,318
5	3,846	0,0141	105,65	0,323	0,331
6	7,477	0,0157	108,03	0,386	0,394

Далее в изучении корреляций используются значения ξ с учётом ГДДС при расчёте насыщенности, если не указано иное. Показаны только корреляционные

зависимости, имеющие статистическую значимость по двустороннему критерию Стьюдента с уровнем значимости 0,05. На рисунке 4.15 а) показана связь между ξ и скин-фактором. Связь между данными параметрами обусловлена их физической сущностью. Оба они зависят от радиуса проникновения, но в скин-фактор не входит параметр средней насыщенности, как в ξ. То есть скин-фактор может учитывать насыщенность только косвенно через коэффициент восстановления проницаемости. Связь между скин-фактором и ξ также объясняется корреляцией с $K_{\text{вп}}$. На рисунках 4.15 б)-в) показана убывающая корреляционная связь исследуемых параметров. Модуль коэффициента корреляции для пары параметров $K_{\text{вп.ф}}$ и ξ выше, чем $K_{\text{вп.БР}}$ и ξ, что обусловлено влиянием твёрдой фазы и коркообразующих компонентов при определении $K_{\text{вп.БР}}$. Сравнение данных корреляций также показывает, что для данного вида экспериментов $K_{\text{вп.ф}}$ более значимо, чем $K_{\text{вп.тв}}$. Так как для каждого раствора был введён мелкодисперсный шлам, то $K_{\text{вп.тв}}$ вносит стохастичность в $K_{\text{вп.БР}}$. Данную стохастичность можно снизить дополнительными экспериментами по определению влияния методики выбора фракционного состава кольматанта при наличии шлама на $K_{\text{вп.БР}}$ и $K_{\text{вп.тв}}$.

В качестве методик подбора фракционного состава кольматанта могут быть использованы методы Абрамса, Виккерса и Кауффера, упомянутые в п. 1.3. В том числе могут быть использованы современные методы оценки формирования внутренней фильтрационной корки и её влияния на восстановление проницаемости [35,36]. Таким образом, доказано, что при тестировании БР, на основании средней насыщенности фильтратом и глубины его проникновения, рассчитанной методами моделирования двухфазной фильтрации, можно производить выбор БР с наименьшим показателем ξ, что соответствует меньшему скин-фактору и большему $K_{\text{вп.ф}}$.

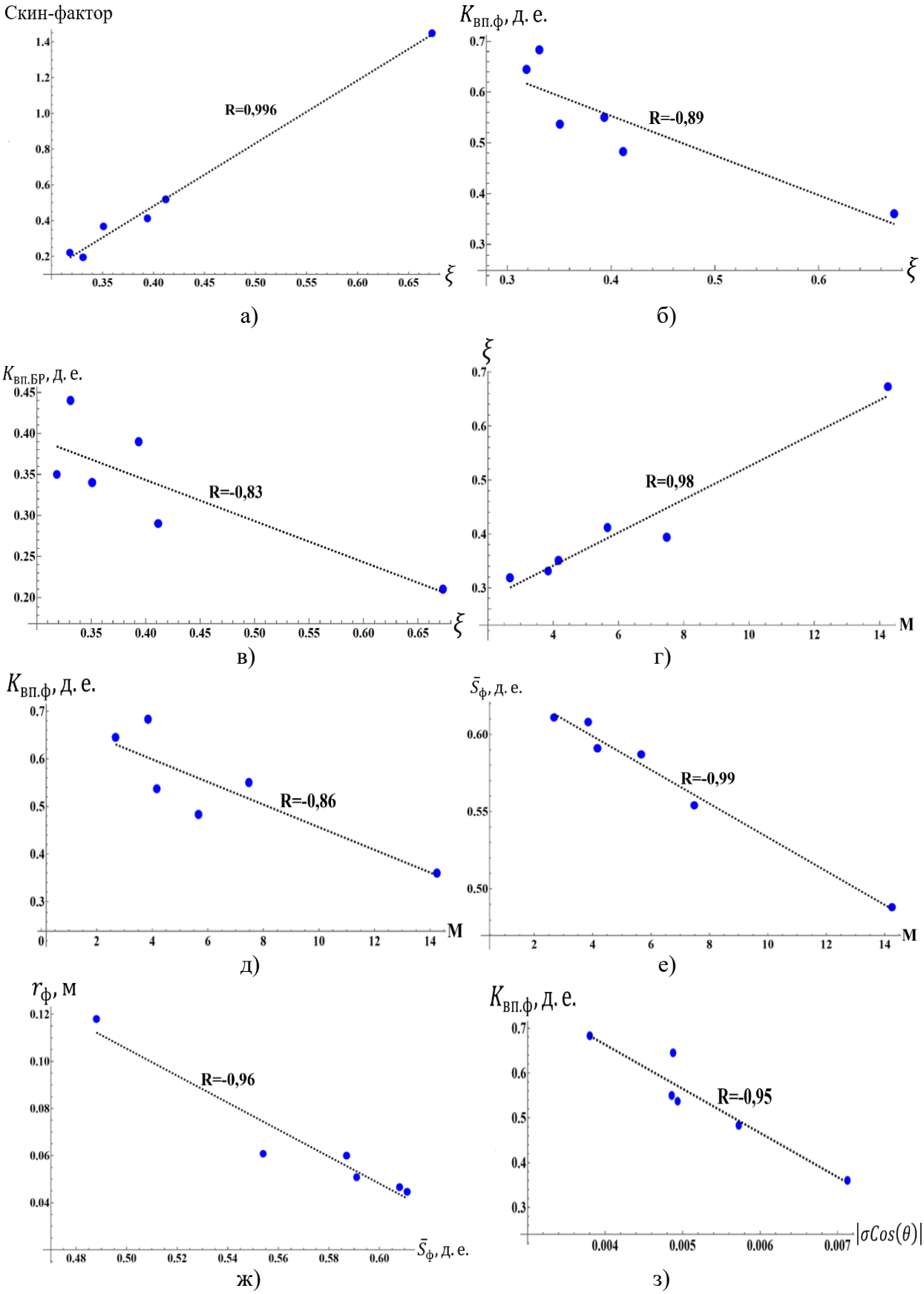


Рисунок 4.15 – Корреляционные связи параметров фильтрационного процесса: а) $Skin(\xi)$; б) $K_{вп.ф}(\xi)$; в) $K_{вп.БР}(\xi)$; г) $\xi(M)$; д) $K_{вп.ф}(M)$; е)$\bar{S}_ф(M)$; ж) $r_ф(\bar{S}_ф)$; з) $K_{вп.ф}(|\sigma Cos(\theta)|)$ (составлено автором)

При моделировании процесса вытеснения фильтратом РВО пластового флюида при первичном вскрытии рассмотрим зависимость значимых параметров от показателя отношения подвижностей, называемого коэффициентом подвижности [23,272,274]. Коэффициент подвижности определяется как отношение подвижности вытесняющей жидкости за фронтом вытеснения к подвижности вытесняемой жидкости перед фронтом. Тогда в задаче проникновения водной фазы в нефтяной пласт коэффициент подвижности определяется по формуле (4.16):

$$M = \frac{\lambda_{\text{ф}}}{\lambda_{\text{н}}}, \tag{4.16}$$

где M – коэффициент подвижности, безразмерный;

$\lambda_{\text{ф}}, \lambda_{\text{н}}$ – подвижности фильтрата РВО и нефтяной фазы, м^2/Па·с.

Подвижность жидкой фазы определяется как отношение эффективной фазовой проницаемости к фазовой вязкости. Подвижности для водной и нефтяной фазы соответственно задаются формулами (4.17)-(4.18):

$$\lambda_{\text{ф}} = \frac{k_{\text{ф}}}{\mu_{\text{ф}}}, \tag{4.17}$$

$$\lambda_{\text{н}} = \frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}. \tag{4.18}$$

Согласно расчётам по методам двухфазной фильтрации вытеснение происходит не в поршневом режиме. Следовательно, входящие в (4.17)-(4.18) проницаемости являются функциями от насыщенности фильтратом, и могут быть получены из функций ОФП. Коэффициент подвижности (4.16) может быть представлен в виде (4.19):

$$M = \frac{k_{\text{оф}}(S_{\text{ф}})/\mu_{\text{ф}}}{k_{\text{он}}(S_{\text{ф}})/\mu_{\text{н}}}. \tag{4.19}$$

Тогда за $\lambda_{\text{ф}}$ принимают подвижность фильтрата при средней насыщенности $\bar{S}_{\text{ф}}$, а за $\lambda_{\text{н}}$ подвижность нефти на фронте вытеснения $S_{\text{ф.фронт}}$. Расчёт актуальных значений $\lambda_{\text{ф}}$ и $\lambda_{\text{н}}$ включает в себя расчёт $\bar{S}_{\text{ф}}$ и $S_{\text{ф.фронт}}$, их подстановку в функции $k_{\text{оф}}, k_{\text{он}}$ для определения эффективной проницаемости. Для данного расчёта могут быть использованы $\bar{S}_{\text{ф}}$ и $S_{\text{ф.фронт}}$ из таблицы 4.7. Для

определённости дальнейших расчётов используем данные с учётом ГДДС. Результаты расчётов коэффициентов подвижности представлены в таблице 4.10. Дополнительно в ней содержатся определённые по методикам из п. 2.2 межфазные натяжения σ и краевые углы смачивания θ.

Установлена сильная возрастающая корреляционная зависимость между параметром ξ и коэффициентом подвижности фильтрата (рисунок 4.15 г). Эта зависимость свидетельствует о том, что при низком значении коэффициента подвижности достигается наибольшее значение восстановления проницаемости для фильтрата, что подтверждается сильной убывающей корреляционной связью $K_{\text{вп.ф}}(M)$ (рисунок 4.15 д).

Низкие значения M соответствуют наибольшей насыщенности (рисунок 4.15 е), но при этом корреляционная зависимость установлена и для радиуса фильтрации от насыщенности (рисунок 4.15 ж). Так как для параметра ξ требуется минимальность произведения $\bar{S}_{\text{ф}}$ и $r_{\text{ф}}$, то установленные зависимости требуют дополнительного анализа для достоверной интерпретации, при этом при первичной оценке $K_{\text{вп.ф}}$ при росте M повышается ξ.

Согласно анализу зависимостей с рисунка 4.15 г, падения ξ при росте M не происходит. Для объяснения установленных связей рассмотрим физический смысл коэффициента подвижности M и дополнительные зависимости.

Коэффициент подвижности M активно используется при проектировании процессов заводнения пластов. Ранее установлено, что если M для жидкости заводнения меньше 1, то нефть способна перемещаться в пласте со скоростью равной или большей, чем вода. Тогда процесс двухфазной фильтрации стремится к «поршневому» вытеснению, но не достигая его. При $M > 1$ скорость водной фазы позади фронта вытеснения выше, чем нефти впереди фронта вытеснения, что приводит к прорывам воды и неравномерному вытеснению. Данное явление объясняет преждевременный прорыв закачиваемой воды и значительное снижение коэффициента текущей и конечной нефтеотдачи при заводнении пластов с высоковязкой нефтью [125,247,274].

Согласно данным таблицы 4.10 для фильтратов БР параметр $M > 1$, при этом минимальные значения отмечаются у фильтратов биополимерной (№4) и полимерной промывочных жидкостей, а максимальное у глинистой. Аналогично процессу заводнения, можно сделать вывод, что при наибольших значениях M для фильтрата насыщенность призабойной зоны фильтратом БР ниже, чем при низких M. За определённое время контакта буровой промывочной жидкости с пластом она может отфильтровать конечный объём фильтрата. Данный объём должен перераспределиться в пласте согласно законам двухфазной фильтрации. Следовательно, наименьшей насыщенности соответствует наибольшая глубина проникновения. Это является следствием закона сохранения расхода. При этом важную роль играет и объём фильтрации в пласт, прогнозированию которого посвящена глава 3 данного исследования. Таким образом объясняются полученные зависимости $\bar{S}_{\phi}(M)$ и $r_{\text{ф}}(\bar{S}_{\phi})$.

Для объяснения зависимости $\xi(M)$, $K_{\text{вп,ф}}(M)$ необходимо детально рассмотреть формулу вычисления ξ и факторы, влияющие на параметры входящие в неё, в том числе объём фильтрата, проникающего в пласт. Если в рамках рассмотрения одной скважины или скважин одинакового диаметра принять $r_{\text{скв}} = const$, то этот параметр ξ можно рассматривать как функцию от $\bar{S}_{\phi}$ и $r_{\text{ф}}$. Тогда в зависимостях с рисунка 4.15 можно найти противоречие, что при росте $\bar{S}_{\phi}$ снижается ξ, хотя был ожидаем рост ξ при росте $\bar{S}_{\phi}$. Данная тенденция не является случайностью и подтверждается в том числе исследованиями проникновения фильтрата в коллекторы низковязкой нефти, в полной мере представленными в работе [167]. Особенность поведения параметра ξ при наличии достаточного набора расчётных и экспериментальных данных объясняется анализом функции $r_{\text{ф}}(\bar{S}_{\phi})$, входящей в ξ. С учётом того, что $\bar{q}_{\phi} t = Q_{\text{ф}}$ и формулы (4.10), параметр ξ (1.35) принимает вид (4.20):

$$\xi = \frac{\bar{S}_{\phi} r_{\phi}}{r_{скв}} = \frac{\bar{S}_{\phi}\left(\sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_{\text{ф}}}{\pi m h (\bar{S}_{\phi} - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}}. \qquad (4.20)$$

Проанализируем данное выражение как функцию от $\bar{S}_ф$, тогда $\xi(\bar{S}_ф)$ можно представить в виде (4.21):

$$\xi(\bar{S}_ф)= \bar{S}_ф \varphi(\bar{S}_ф). \tag{4.21}$$

Вычислим производную $\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}$ и проанализируем её знак. Производная от (4.21) берётся по формуле (4.22) [279]:

$$\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф} = \frac{d(\bar{S}_ф \varphi(\bar{S}_ф))}{d\bar{S}_ф} = \frac{d\bar{S}_ф}{d\bar{S}_ф}\varphi(\bar{S}_ф) + \bar{S}_ф \frac{d\varphi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}, \tag{4.22}$$

то есть (4.22) представляется в виде (4.23):

$$\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф} = \varphi\left(\bar{S}_ф\right) + \bar{S}_ф \frac{d\varphi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}, \tag{4.23}$$

где $\varphi\left(\bar{S}_ф\right)$ имеет вид (4.24):

$$\varphi\left(\bar{S}_ф\right) = \frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_ф}{\pi m h(\bar{S}_ф - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}}. \tag{4.24}$$

Тогда производная от $\varphi\left(\bar{S}_ф\right)$ имеет вид (4.25):

$$\frac{d\varphi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф} = -\frac{Q_ф}{2\pi m h r_{скв}(\bar{S}_ф - S_0)^2\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_ф}{\pi m h(\bar{S}_ф - S_0)}}}. \tag{4.25}$$

Полная производная представлена двумя слагаемыми выражения (4.26):

$$\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф} = \frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_ф}{\pi m h(\bar{S}_ф - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}} - \frac{Q_ф \bar{S}_ф}{2\pi m h r_{скв}(\bar{S}_ф - S_0)^2\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_ф}{\pi m h(\bar{S}_ф - S_0)}}}. \tag{4.26}$$

Проанализируем график $\xi(\bar{S}_ф)$ и её производной $\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}$ на примере параметров фильтрации промывочной жидкости №5 на горизонтальном участке скважины, для которого рассчитывались параметры фильтрации в главе 3. Данные графики представлены на рисунках 4.16 и 4.17 в области определения аргумента $S_0 < \bar{S}_ф \leq S_{ф.макс}$. $S_{ф.макс}$ для определённости взята меньше 1, так как вытеснение не является поршневым. При рассмотрении важную роль играют параметры $Q_ф, m, h, r_{скв}$, которыевлияют оказывают влияние на производную $\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}$. При

построении и анализе графиков на рисунках 4.16-4.20 приняты значения: $Q_{ф}$=7,1 м^3, m =0,33 д.е., h =1998 м, $r_{скв}$ =0,8558 м, S_0 =0,27 д.е., $S_{ф.макс}$=0,8 д.е.

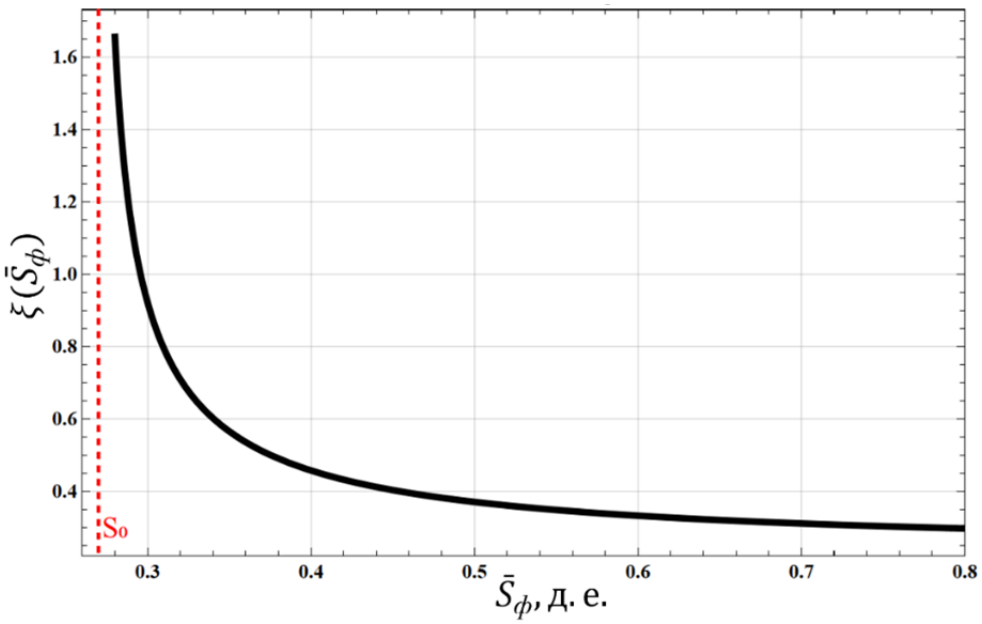


Рисунок 4.16 – График функции $\xi(\bar{S}_{ф})$ на примере промывочной жидкости № 5 (составлено автором)

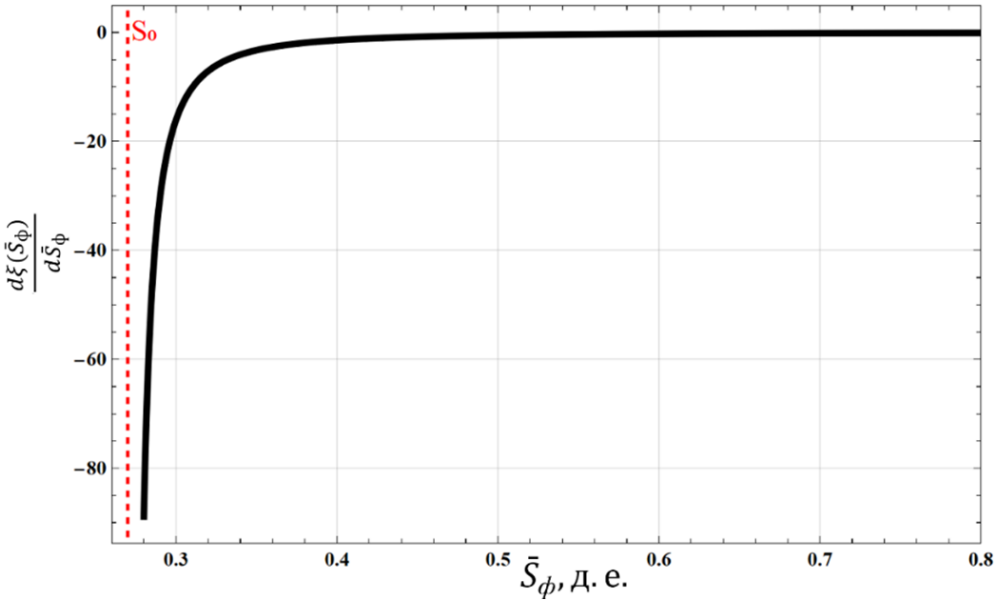


Рисунок 4.17 – График $\frac{d\xi(\bar{S}_{ф})}{d\bar{S}_{ф}}$ на примере промывочной жидкости №5 (составлено автором)

Согласно рисунку 4.16, зависимость $\xi(\bar{S}_{ф})$ при актульном наборе параметров $Q_{ф}, m, h, r_{скв}$ убывает во всей области определения аргумента. Это означает, что с ростом насыщенности ξ убывает за счёт снижения радиуса проникновения при

остальных фиксированных параметрах. Об этом свидетельствует график производной.

Рисунок 4.17 показывает, что производная принимает отрицательные значения на всём допустимом интервале $S_0 < \bar{S}_\phi \leq S_{\text{ф.макс}}$, что подтверждает убывание функции $\xi(\bar{S}_\text{ф})$. При этом производная стремится к нулю при больших $\bar{S}_\phi$, что свидетельствует о постепенном замедлении изменения $\xi(\bar{S}_\text{ф})$. Красной пунктирной линией отмечена вертикальная асимптота при $\bar{S}_\phi$=S_0, ниже которой её производная и функция не определены и не имеют физического смысла. Данные зависимости соответствуют физической постановке задачи, что при проникновении фильтрата РВО насыщенность не может быть ниже значения связанной водонасыщенности пластовой водой. Если рассматривать снижение насыщенности водной фазы при фиксированном объёме, то параметр ξ возрастает за счёт глубины проникновения фильтрата, что негативно сказывается на восстановлении проницаемости и увеличении скин-фактора не только за счёт падения коэффициента восстановления проницаемости, но и за счёт радиуса фильтрации.

Проанализируем оба слагаемых производной $d\xi(\bar{S}_\phi)/d\bar{S}_\phi$ (4.26). Отдельно их графики изображены на рисунках 4.18 и 4.19.

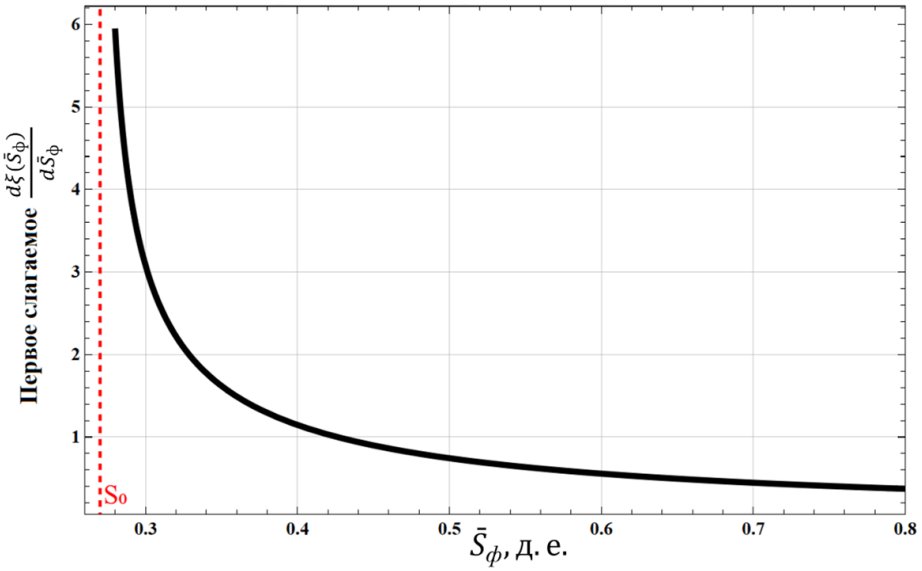


Рисунок 4.18 – График первого слагаемого $\frac{d\xi(\bar{S}_\text{ф})}{d\bar{S}_\text{ф}}$ с возрастающим вкладом на примере промывочной жидкости №5 (составлено автором)

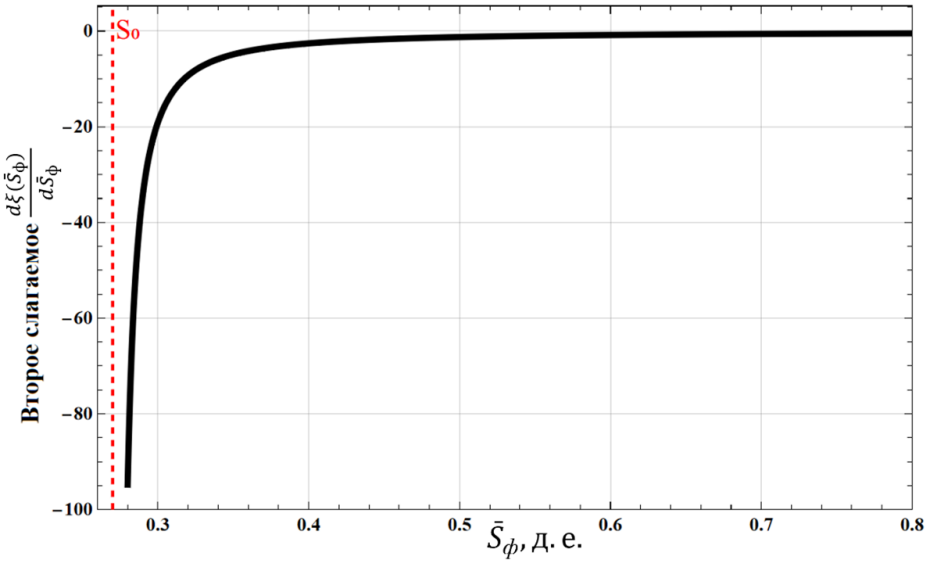


Рисунок 4.19 – График второго слагаемого $\frac{d\xi(\bar{S}_\phi)}{d\bar{S}_\phi}$ с убывающим вкладом на примере промывочной жидкости №5 (составлено автором)

Первое слагаемое всегда положительно, так как выражение под корнем больше нуля в области определения функции и не переходит в комплексную плоскость за счёт физических ограничений процесса вытеснения. С увеличением $\bar{S}_\phi$ дробь под корнем уменьшается, следовательно, производная убывает. Это слагаемое описывает постепенное «затухание» изменения функции при удалении от вертикальной асимптоты. Это слагаемое обеспечивает резкое падение производной вблизи левой границы области определения. При росте $\bar{S}_\phi$, значение данного слагаемого по модулю уменьшается, оставаясь отрицательным при стремлении к нулю снизу. Таким образом, несмотря на возрастающий вклад первого слагаемого производной, их сумма остаётся отрицательной во всём диапазоне определения аргумента, что объясняет убывание функции $\xi(\bar{S}_\phi)$.

Для применения «кси-критерия» с целью повышения качества вскрытия пласта, исходя из (4.26), необходимо выполнение условия (4.27):

$$\frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_\phi}{\pi m h(\bar{S}_\phi-S_0)}}-r_{скв}\right)}{r_{скв}} < \frac{Q_\phi \bar{S}_\phi}{2\pi m h r_{скв}(\bar{S}_\phi-S_0)^2\sqrt{r_{скв}^2+\frac{Q_\phi}{\pi m h(\bar{S}_\phi-S_0)}}}. \quad (4.27)$$

Условие (4.27) является критерием оценки возможности эффективного управления насыщенностью. Представим данный критерий в более компактном

виде для удобства применения в инженерной практике. Для это введём безразмерный параметр α по формуле (4.28) и замену (4.29):

$$\alpha = \frac{Q_ф}{\pi m h r_{скв}^2}, \tag{4.28}$$

$$\Delta S = \bar{S}_ф - S_0. \tag{4.29}$$

После подстановки $Q_ф = \alpha \pi m h r_{скв}^2$ и ΔS левая часть неравенства (4.27) примет вид (4.30):

$$\frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_ф}{\pi m h (\bar{S}_ф - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}} = \frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2 + \frac{\alpha \pi m h r_ф{}^2}{\pi m h (\bar{S}_ф - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}} = \sqrt{1 + \frac{\alpha}{\Delta S}} - 1. \tag{4.30}$$

Правая часть неравенства (4.27) примет вид (4.31):

$$\frac{Q_ф \bar{S}_ф}{2\pi m h r_{скв} (\bar{S}_ф - S_0)^2 \sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_ф}{\pi m h (\bar{S}_ф - S_0)}}} = \frac{\alpha \pi m h r_{скв}^2 \bar{S}_ф}{2\pi m h r_{скв} \Delta S^2 \sqrt{r_{скв}^2 + \frac{\alpha \pi m h r_{скв}^2}{\pi m h \Delta S}}} = \frac{\alpha \bar{S}_ф}{2\Delta S^2 \sqrt{1 + \frac{\alpha}{\Delta S}}}. \tag{4.31}$$

С введёнными заменами (4.27) принимает вид (4.32):

$$\sqrt{1 + \frac{\alpha}{\Delta S}} - 1 < \frac{\alpha \bar{S}_ф}{2\Delta S^2 \sqrt{1 + \frac{\alpha}{\Delta S}}}. \tag{4.32}$$

Что эквивалентно условию (4.33), накладываемому на функцию Ф:

$$\Phi\left(\alpha\left(Q_ф, m, h, r_{скв}\right), \Delta S\left(\bar{S}_ф, S_0\right), \bar{S}_ф\right) = \frac{2\Delta S^2 \left(1 + \frac{\alpha}{\Delta S} - \sqrt{1 + \frac{\alpha}{\Delta S}}\right)}{\alpha \bar{S}_ф} < 1. \tag{4.33}$$

Использование параметра α (4.28) позволяет производить оценку по критерию (4.33) из его физического смысла, а именно отношения объёма горной породы, занятого фильтратом, к объёму рассматриваемого интервала скважины. Проверка критерия в виде (4.33) с учётом (4.28) и (4.29) наиболее удобна в инженерной практике, в том числе для его интерпретации в графическом виде. Также можно использовать данное условие в размерном виде, применив нормировку относительно 1 к выражению (4.27), то есть условие вида (4.34):

$$\Phi = \frac{\frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_ф}{\pi m h (\bar{S}_ф - S_0)}} - r_{скв}\right)}{r_{скв}}}{\frac{Q_ф \bar{S}_ф}{2\pi m h r_{скв} (\bar{S}_ф - S_0)^2 \sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_ф}{\pi m h (\bar{S}_ф - S_0)}}}} < 1. \tag{4.34}$$

При выполнении данного условия слагаемое производной $\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф}$ с убывающим вкладом всегда больше по модулю, чем слагаемое с возрастающим вкладом. Это обеспечивает снижение параметра ξ при росте $\bar{S}_ф$.

Для наиболее полного анализа рассмотрим выполнение выведенного условия в размерном (4.34) и безразмерном виде (4.33) на примере данных о фильтрации исследуемых 6 БПЖ. Для этого используем диапазон объёмов фильтрации (4.35):

$$5 \leq Q_ф \leq 20 \text{ м}^3. \quad (4.35)$$

В него попадают данные об исследуемых жидкостях (рисунок 3.27) при варьировании $\bar{S}_ф$ в диапазоне (4.36):

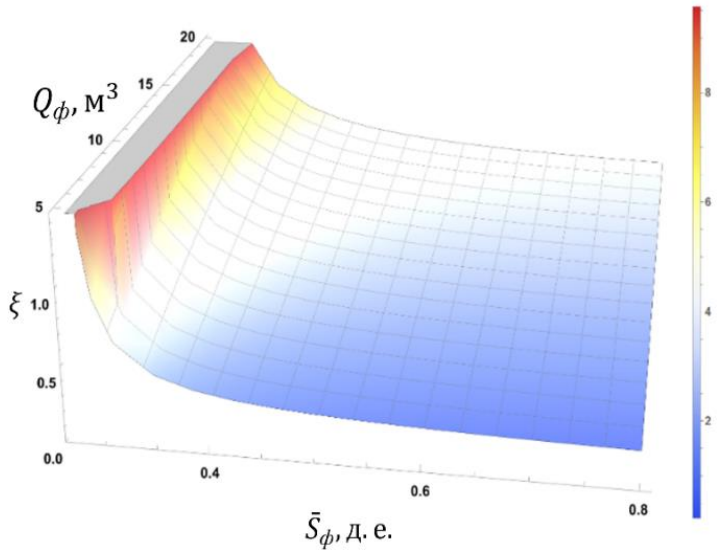
$$0{,}27 < \bar{S}_ф \leq 0{,}8, \quad (4.36)$$

где левая граница соответствует S_0, правая $S_{\text{ф.макс}}$.

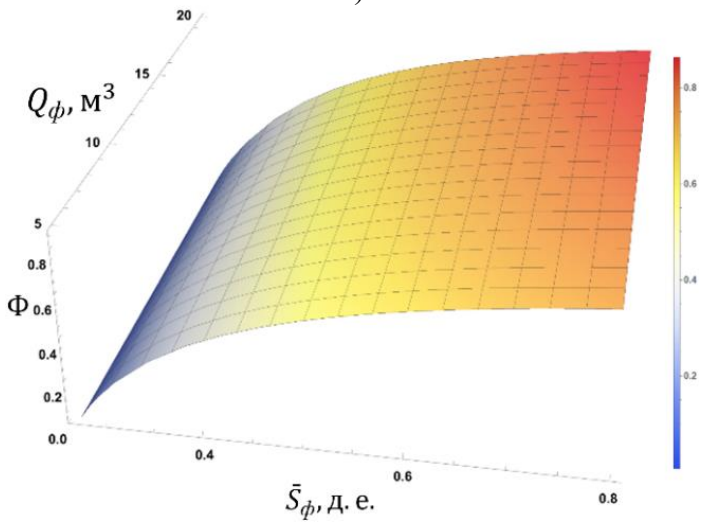
На рисунке 4.20 а) представлен график функции $\xi(\bar{S}_\text{ф}, Q_ф)$. Поверхность демонстрирует уменьшение ξ при увеличении $\bar{S}_ф$ и его рост с увеличением объёмов $Q_ф$. При малых значениях $\bar{S}_ф$, близких к S_0, наблюдается нелинейность, при которой происходит резкое возрастание ξ, как показано и на двухмерном графике с рисунка 4.16. Возрастание $Q_ф$ приводит к быстрому росту ξ в данной области. Проанализируем диапазон средних значений (4.37):

$$0{,}45 \leq \bar{S}_ф \leq 0{,}65. \quad (4.37)$$

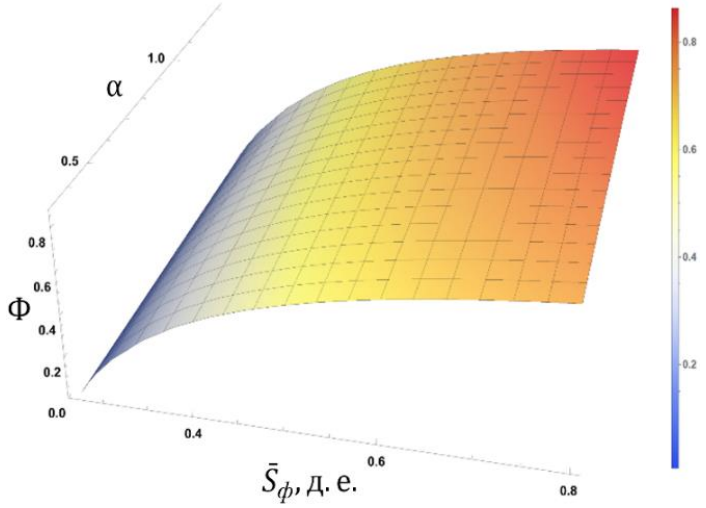
При значениях, лежащих в диапазоне (4.37), характерных для исследуемых жидкостей (таблица 4.6), ξ снижается при росте $\bar{S}_ф$, возрастание $Q_ф$ приводит к росту ξ, но в значительно меньшей мере, чем в области S_0. Таким образом, управление параметром ξ наиболее эффективно повышением $\bar{S}_ф$ для постоянного объёма $Q_ф$. Особенно это эффективно при одновременном снижении $Q_ф$ (3.17), которое контролируется показателем фильтрации, временем контакта, давлением репрессии и вязкостью фильтрата. Графики функции Ф в зависимости от объёма $Q_ф$ и безразмерного параметра α (4.28) представлены на рисунках 4.20 б,в. Из них следует, что для каждой из тестируемых промывочных жидкостей $\Ф < 1$, что удовлетворяет условию снижения ξ повышением $\bar{S}_\text{ф}$ при фиксированном $Q_ф$, это соответствует характеру графика $\xi(\bar{S}_\text{ф}, Q_ф)$ рисунка 4.20 а.



а)



б)



в)

Рисунок 4.20 – Графики: а) – $\xi(\bar{S}_ф, Q_ф)$; б) – $\Phi(\bar{S}_ф, Q_ф)$; в) – $\Phi(\bar{S}_ф, \alpha)$

(составлено автором)

Характер зависимостей с рисунков 4.21 б,в повторяет друг друга, что доказывает корректное введение безразмерного параметра α. Анализ выполнения условия для функции Ф только от параметра $Q_ф$ было бы некорректно ввиду зависимости $\alpha(Q_ф, m, h, r_{скв})$. Кроме объёма на значение α оказывают влияние пористость породы, длина рассматриваемого участка и радиус скважины, величина которых пропорционально площади фильтрации. Анализируя рисунок 4.20 в, можно сделать выводы, что наиболее близкие к 1 значения Ф расположены в области высоких значений α. Анализ формулы (4.28) показывает рост α при увеличении объёма фильтрации или при снижении пористости породы при прочих фиксированных значениях h и $r_{скв}$.

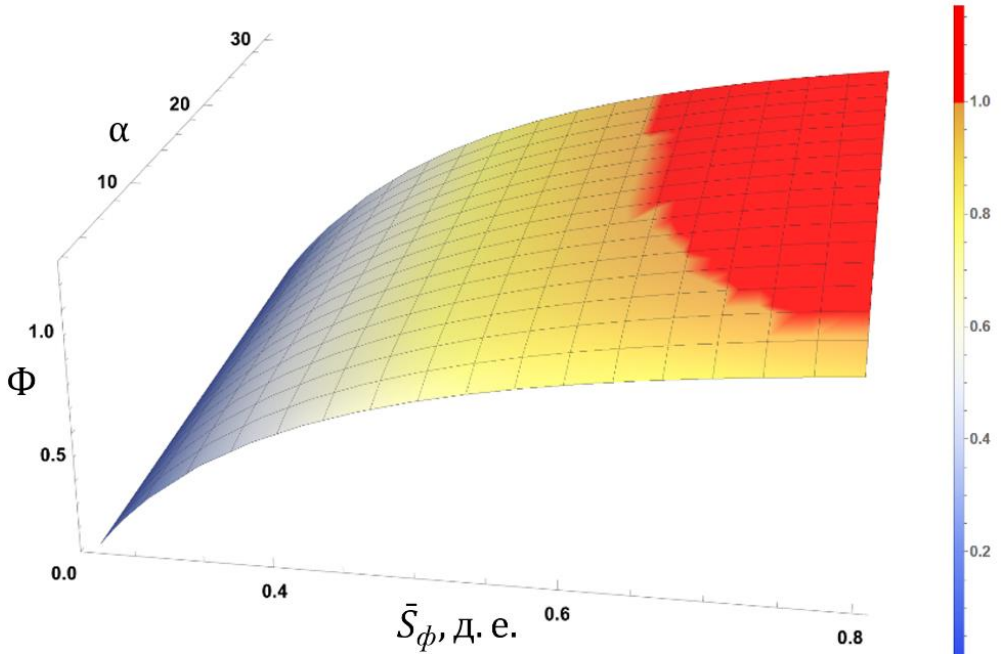


Рисунок 4.21 – Пример области Ф ≥ 1 (составлено автором)

Рассмотрим пример, в котором повысим $Q_ф$, одновременно понизив m, что приводит к повышению параметра α и появлению области значений Ф > 1. На рисунке 4.21 часть поверхности, соответствующая Ф > 1, показана красным цветом. Согласно выведенным теоретическим положениям, при наличии области значений Ф > 1 не может быть снижен параметр ξ повышением насыщенности $\bar{S}_ф$. Проанализируем характер функции $\xi(\bar{S}_ф)$ в области Ф > 1. На рисунке 4.22 показано, что в этом случае существует минимум функции в некоторой точке $\bar{S}^*_ф$, в

которой $\frac{d\xi(\bar{S}_ф)}{d\bar{S}_ф} = 0$, следовательно, при стремлении $\bar{S}_ф \to \bar{S}_ф^*$ параметр ξ может достичь возможного минимума для данного набора параметров, что проиллюстрировано на рисунке 4.22, где $\bar{S}_ф^* \approx 0{,}62$ д.е. Таким образом, показано значительное влияние набора параметров $Q_ф, m, h, r_{скв}$ на поведение функции ξ , а также на метод оптимизации насыщенности.

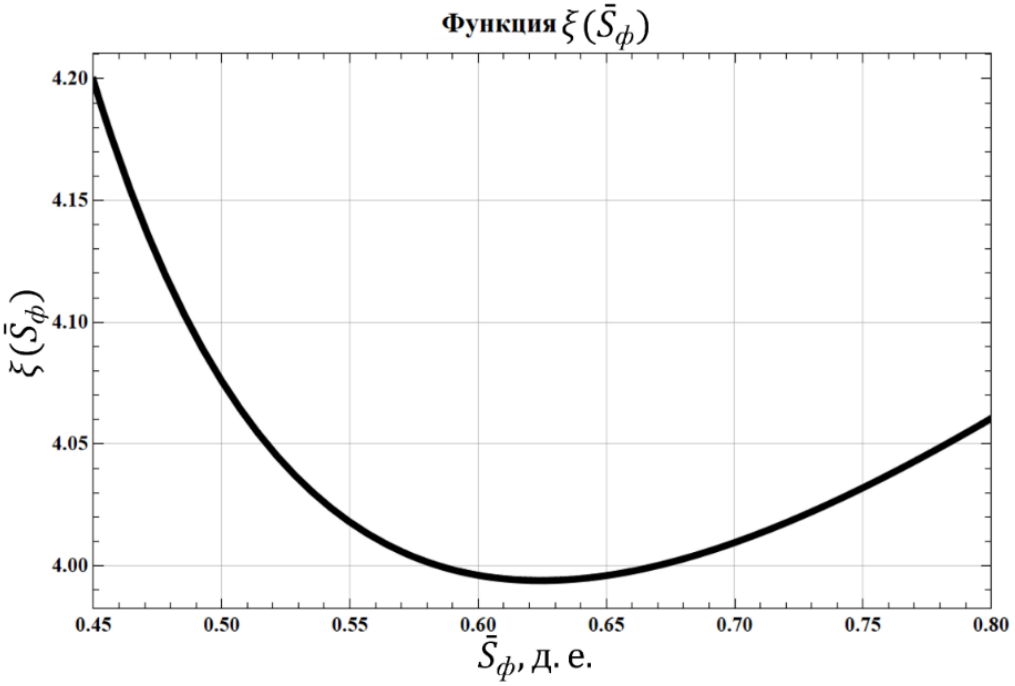


Рисунок 4.22 – Пример существования минимума $\xi(\bar{S}_ф^*)$ при $Ф = 1$

(составлено автором)

Повышение насыщенности при выполнении условий (4.33),(4.34) также подтверждается минимизацией объёмного критерия, который можно ввести как отношение объёма зоны распространения средней насыщенности, отсчитанного от стенки скважины, к объёму интервала скважины, на котором происходила фильтрация. Тогда, если обозначить за $R_ф$ первое слагаемое формулы (4.10), вычисляющее распространение средней насыщенности от оси скважины, то объёмный критерий ($\xi_{об}$) сводится к виду (4.38):

$$\xi_{об} = \frac{(R_ф^2 - r_{скв}^2)}{r_{скв}^2} = \frac{\left(\sqrt{r_{скв}^2 + \frac{Q_ф}{\pi m h(\bar{S}_ф - S_0)}}^{2} - r_{скв}^2\right)}{r_{скв}^2} = \frac{Q_ф}{\pi m h r_{скв}^2(\bar{S}_ф - S_0)} = \frac{\alpha}{\Delta S}. \quad (4.38)$$

Производная по средней насыщенности от (4.38) имеет вид:

$$\frac{d\xi_{\text{об}}(\bar{S}_{\text{ф}})}{d\bar{S}_{\phi}} = -\frac{Q_{\text{ф}}}{\pi m h r_{\text{скв}}^2 (\bar{S}_{\text{ф}} - S_0)^2} = -\frac{\alpha}{\Delta S^2}. \quad (4.39)$$

Анализ (4.38) и (4.39) свидетельствует об убывании $\xi_{\text{об}}$ при росте $\bar{S}_{\text{ф}}$ на всём интервале определения. Объёмный критерий (4.38) может быть применим для оценки масштабов зоны проникновения фильтрата бурового раствора в объёмах интервала скважины, на котором происходила фильтрация. Таким образом, формулой (4.38) вычисляется безразмерный параметр, показывающий, во сколько раз объём породы, насыщенный фильтратом БР на рассматриваемом интервале, превышает объём самого ствола скважины на этом интервале.

По аналогии с линейным «кси-критерием» рассмотрим объёмный с учётом насыщенности $\bar{S}_{\phi}$. Тогда (4.38) принимает вид (4.40):

$$\xi_{\text{об}.\bar{S}_{\text{ф}}} = \frac{\bar{S}_{\text{ф}}(R_{\text{ф}}^2 - r_{\text{скв}}^2)}{r_{\text{скв}}^2} = \frac{\bar{S}_{\text{ф}} Q_{\text{ф}}}{\pi m h r_{\text{скв}}^2 (\bar{S}_{\text{ф}} - S_0)} = \frac{\alpha \bar{S}_{\text{ф}}}{\Delta S}. \quad (4.40)$$

Производная по средней насыщенности от (4.40) имеет вид:

$$\frac{d\xi_{\text{об}.\bar{S}_{\text{ф}}}(\bar{S}_{\text{ф}})}{d\bar{S}_{\phi}} = -\frac{S_0 Q_{\text{ф}}}{\pi m h r_{\text{скв}}^2 (\bar{S}_{\text{ф}} - S_0)^2} = -\frac{\alpha S_0}{\Delta S^2}. \quad (4.41)$$

Анализ (4.40) и (4.41) также свидетельствует об убывании $\xi_{\text{об}.\bar{S}_{\text{ф}}}$ при росте $\bar{S}_{\text{ф}}$ на всём интервале определения. Формула (4.40) учитывает во сколько раз объём породы, насыщенный фильтратом БР на рассматриваемом интервале, превышает объём самого ствола скважины на этом интервале с учётом данных о насыщенности фильтратом.

Рассматривая все три критерия, можно сделать выводы о том, что только для линейного «кси-критерия» возможен локальный минимум при определённых комбинациях параметров. Данные условия выражают неравенства (4.33), (4.34). При условии $\Phi < 1$ результаты применения всех представленных критериев согласованы друг с другом, что повышение насыщенности снижает критериальные показатели. Отклонение от условия может наблюдаться при наиболее высоких значениях α (4.28), которое может быть вызвано высокими объёмами фильтрации при малой площади фильтрации и низкой пористости породы. При этом объёмные

критерии имеют тривиальную связь между собой по определению. С учётом (4.20) и (4.39) линейный критерий с объёмным связаны формулой (4.42):

$$\xi = \bar{S}_{\phi}\left(\sqrt{1+\xi_{об}} - 1\right). \quad (4.42)$$

Рассмотрим связь линейного «кси-критерия» с известными показателями изменения фильтрационных характеристик нефтяной скважины. Рассмотрим скин-фактор в классической форме (4.43) Хоукинса [346]:

$$Skin = \left(\frac{1}{K_{\text{вп}}} - 1\right) \cdot ln\frac{R_{\phi}}{r_{скв}}. \quad (4.43)$$

Как ранее показано на рисунках 4.15 б,в $K_{\text{вп.ф}}$ имеют корреляционную связь с параметром ξ. Для других месторождений данная связь показана в исследованиях [83,167,183]. В формуле для определённости вывода связи скин-фактора с параметром ξ, отождествим $K_{\text{вп.ф}}$ и $K_{\text{вп.ф}}$ с $K_{\text{вп}}$ формулы (4.43). Как известно, при наличии корреляционной связи между параметрами, сама зависимость может быть установлена методами регрессионного анализа. Пусть F – аппроксимирующая функция, по которой для определённого месторождения установлена зависимость (4.44):

$$K_{\text{вп}} = F(\xi). \quad (4.44)$$

Аналитическая форма зависимости $F(\xi)$ может быть определена непосредственно по виду корреллляционного поля с определением коэффициентов модели по МНК и оценкой качества аппроксимации. Наиболее перспективным является создание и развитие статистической базы данных, основанной на результатах проведения фильтрационных экспериментов по определению $K_{\text{вп}}$ для условий различных месторождений и рецептур БР. Данная необходимость обоснована тем, что при бурении и разработке месторождений необходимость принятия решений опережает поступление новой информации [1]. Наличие статистической базы может служить методической основой для проектирования технологии вскрытия продуктивных пластов.

Тогда, с учётом (4.20) и (4.44) скин-фактор (4.43) можно представить как функцию от ξ (4.45):

$$Skin = \left(\frac{1}{F(\xi)} - 1\right) \cdot ln\left(1 + \frac{\xi}{\bar{S}_{\phi}}\right). \quad (4.45)$$

Известно представление скин-фактора, который определяется отношением геометрического радиуса скважины к приведенному радиусу и учитывает несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия [98] и $Skin$ представляетя формулой (4.46):

$$Skin = ln\frac{r_{скв}}{r_{пр}}, \quad (4.46)$$

где $r_{пр}$ – приведённый радиус скважины, м.

Приведённый (эффективный) радиус скважины – теоретический радиус скважины, требуемый, чтобы соответствовать наблюдаемому дебиту скважины. Данное понятие используется для того, чтобы представить скважину, производительность которой отличается от расчётной, основанной на радиусе пробуренного ствола скважины [69]

С учётом (4.45) и (4.46) выведем формулу (4.47) для приведённого радиуса скважины:

$$r_{пр} = r_{скв}e^{-Skin} = r_{скв}e^{-\left(\frac{1}{F(\xi)}-1\right)\cdot\ln\left(1+\frac{\xi}{\bar{S}_{\phi}}\right)} = r_{скв}\left(1 + \frac{\xi}{\bar{S}_{\phi}}\right)^{1-\frac{1}{F(\xi)}}. \quad (4.47)$$

Зависимость дебита нефти от депрессии с учётом изменения проницаемости ПЗП по формуле Дюпюи и скин-фактора (приведённого радиуса) будет иметь вид (4.48) [49]:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu B\left(ln\left(\frac{r_k}{r_{скв}}\right)+Skin\right)} = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu B ln\left(\frac{r_k}{r_{пр}}\right)} = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu B\left(ln\left(\frac{r_k}{r_{скв}}\right)+\left(\frac{1}{F(\xi)}-1\right)\cdot ln\left(1+\frac{\xi}{\bar{S}_{\phi}}\right)\right)}, \quad (4.48)$$

где q – объёмный расход нефти, м^3/с;

k – естественная проницаемость пласта по нефти, м^2;

Δp –депрессия, Па;

B – объёмный коэффициент нефти, безразмерный;

r_k – радиус контура питания, м;

μ – вязкость нефти, Па·с.

Анализ выражений (4.45)-(4.48) показал физически обоснованный отклик при варьировании ξ и $F(\xi)$. Для примера, рассмотрим модельный случай

отсутствия негативного воздействия, для которого характерно $\xi \to 0$, $F(\xi) \to 1$, $\bar{S}_{\text{ф}} \to S_0$. Тогда скин-фактор (4.45) обращается в 0, приведённый радиус скважины совпадает с исходным и снижение дебита отсутствует. То есть, в пределе достигается классическое решение для совершенной скважины. При повышении ξ и снижении $F(\xi)$ наблюдается снижение приведённого радиуса и повышение скин-фактора, что приводит к снижению дебита.

Установлено, что в целях повышения качества вскрытия необходимо управлять коэффициентом подвижности фильтрата (4.19) при вытеснении нефти при первичном вскрытии. При ограниченных объёмах проникновения фильтрата в пласт снижение подвижности фильтрата позволяет повысить среднюю насыщенности и снизить глубину проникновения фильтрата в пласт (рисунок 4.23) [174].

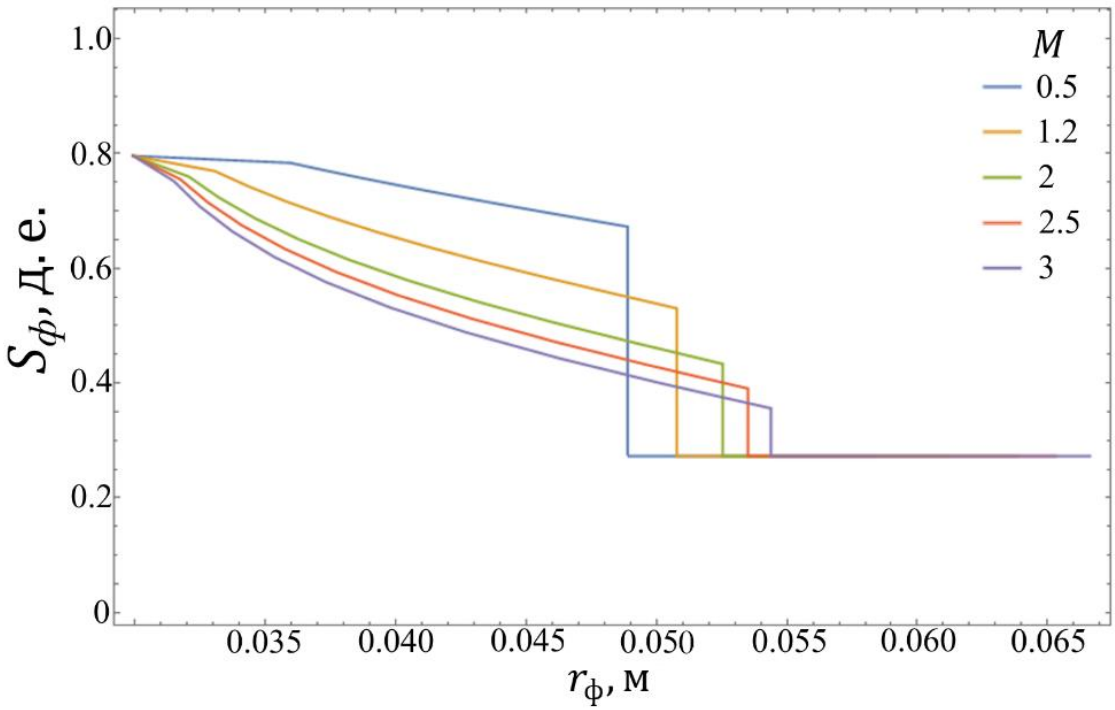


Рисунок 4.23 – Пример зависимости насыщенности и глубины проникновения фильтрата от коэффициента подвижности [174]

Данное требование удовлетворяет «кси-критерию», минимальность которого является целевым параметром. При рассмотрении параметров, входящих в коэффициент подвижности фильтрата, необходимо определить благоприятные для качества вскрытия пласта параметры, а также определить влияющие на них факторы. Знаменатель коэффициента подвижности (4.19) включает в себя фазовую

проницаемость для нефти и вязкость фильтрата. Повышение обоих этих параметров, как способов управления M, является эффективным направлением при соблюдении ограничений по гидравлическим, фильтрационным и физико-химическим свойствам раствора. Полученные выводы не противоречат результатам исследования [153]. В котором установлено, что на месторождениях высоковязкой нефти изменение насыщенности водной фазой БР менее значительно, чем в случаях с низковязкой нефтью. Также упоминается, что на таких объектах методами ГИС зона проникновения, как правило, не фиксируется.

Повышение вязкости фильтрата увеличивает насыщенность фильтратом призабойной зоны пласта, препятствуя его глубокому проникновению, что снижает «кси-критерий» и скин-фактор. Положительным эффектом от повышения вязкости фильтрата является снижение объёмов фильтрации, что подтверждает анализ формулы (3.17) [154]. В том числе данные выводы соответствуют теории капиллярного числа при рассмотрении задачи проникновения фильтрата в пласт [153,169]. Верхним пределом повышения вязкости фильтрата является вязкость самого углеводородного пластового флюида при соблюдении ряда ограничений по их совместимости. При вскрытии терригенных коллекторов с использованием РВО разница между вязкостью нефти и фильтрата достаточно велика, что оставляет диапазон для варьирования, особенно при вскрытии пластов с высоковязкой нефтью.

При прогнозировании объёмов фильтрации в пласт предпочтительно использовать метод, представленный в главе 3. Упрощённые методы прогнозирования объёмов и глубины проникновения могут иметь значительные погрешности. Так как в процессе моделирования проникновения фильтрата в пласт в качестве подвижности нефти взято значение на фронте вытеснения $S_{\text{ф.фронт}}$, то на подвижность нефти при наличии фильтрата влияет капиллярное давление, образующее капиллярный барьер, который необходимо преодолевать каплям при движении в пласте. Давление капиллярного барьера пропорционально $\sigma Cos\theta$ [5]. Следовательно, управление межфазным натяжением и углом смачивания снижает давление капиллярного барьера, что повышает проницаемость по нефти, уменьшая

коэффициент подвижности и способствует восстановлению проницаемости [42]. От величины $\sigma Cos\theta$ зависит гистерезис ОФП. Коэффициент восстановления проницаемости вычисляется с использованием проницаемости по нефти, фильтруемой при остаточной насыщенности водной фазы после проникновения фильтрата РВО (рисунок 1.8). В работах [167,349] представлен вид функции распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления. Её использование наиболее предпочтительно при использовании модельных ОФП, а не эмпирических. Также в работах установлена корреляция между параметром ξ, вычисленным с использованием экспериментальных ОФП и модельных. Данная связь актуальна ввиду трудоёмкости экспериментов по определению ОФП и наличием всех необходимых материалов и оборудования. При наличии экспериментальных точек ОФП и построенных по ним аппроксимаций для числителя $K_{\text{вп.ф}}$ (1.21) берётся как точка на кривой гистерезиса $k_{\text{он}}$ при остаточной насыщенности водной фазы при 100% фильтруемой нефти. Корреляция $|\sigma Cos\theta|$ с $K_{\text{вп.ф}}$ показана на рисунке 4.15з. Методам управления межфазным натяжением и краевым углом смачивания с применением ПАВ посвящены исследовательские работы [4,130,164]. Также значительную роль в изменении проницаемости имеют массообменные процессы, например, отложение солей в ПЗП или набухание и/или размыв глинистых частиц, содержащихся в горной породе [152,153]. Косвенно, данные явления учтены при получении ОФП экспериментальным путём. Снижение влияния массообменных процессов достигается за счёт подбора физико-химических свойств фильтрата под заданные условия с учётом свойств горной породы и пластового флюида.

При изучении изменения проницаемости ПЗП за счёт воздействия технологических жидкостей можно сделать выводы о некоторой схожести процессов фильтрации БПЖ и ЖГ [104,178]. При ремонтно-изоляционных работах с использованием ЖГ не менее важно сохранение ФЕС ПЗП, как и при первичном вскрытии [143, 104,105]. Исходя из этого, рекомендации и выводы данного исследования могут быть адаптированы к свойствам фильтратов ЖГ, но с учётом особенностей технологического процесса их применения [106]. Рекомендации по

оценке изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей, методики расчета проницаемости фильтрационной корки и объёма фильтрата, проникающего в пласт, описаны в авторских учебно-методических пособиях [166, 168].

4.6 Выводы по главе 4

1. На образцах натурального керна месторождения Западной Сибири в термобарических условиях проведены серии фильтрационных экспериментов с использованием высоковязкой нефти, РВО и их фильтратов. Вычислены показатели изменения проницаемости образцов породы, вызванные воздействием фильтрата БР, твёрдой фазы БР (моделью шлама) и коркообразующих компонентов. Установлено, что изменение скин-фактора и относительной продуктивности скважины в большей мере вызвано проникновением фильтрата бурового раствора.

2. По результатам фильтрации с использованием образцов натурального керна построены модели ОФП для фильтратов РВО и нефти. Установлена форма уравнений регрессии, наиболее качественно аппроксимирующая экспериментальные точки ОФП и подходящая для построения функции Баклея-Леверетта и анализа двухфазной фильтрации по методу Велджа. Установлено наличие ГДДС при фильтрации нефти.

3. Обосновано применение математической модели для расчёта насыщенности и глубины проникновения фильтрата БР в пласт при первичном вскрытии, в том числе с учётом ГДДС. С использованием результатов расчёта объёмов фильтрации в пласт из главы 3 методами двухфазной фильтрации произведен расчёт насыщенности и глубины проникновения (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023665562). Доказано преимущество предложенной математической модели для расчётов радиуса проникновения по сравнению с аналогичными методами. Данные о глубине проникновения фильтрата сказываются на общей комплексной оценке ОП скважины.

4. Установлена закономерность совместного влияния насыщенности и глубины проникновения фильтрата РВО в ПЗП на значение коэффициента восстановления проницаемости. Выведен критерий для оптимизации насыщенности фильтратом РВО призабойной зоны пласта, основанный на минимальности безразмерного параметра, включающего в себя среднюю насыщенность фильтратом, глубину его проникновения и радиус скважины, и зависящий от отношения объёма горной породы, занятой фильтратом, к объёму скважины. Методами математического анализа выведено условие оптимизации насыщенности в аналитическом виде. Данное условие включает в себя проверку безразмерного параметра Ф относительно 1. При $\Phi < 1$ наибольшее восстановление проницаемости может быть достигнуто повышением насыщенности. При $\Phi \geq 1$ наибольшее восстановление проницаемости может быть достигнуто при стремлении средней насыщенности к значению, при котором выполняется условие $\Phi = 1$. На выполнение данного условия влияют: длина скважины, радиус скважины, пористость породы, связанная водонасыщенность, объём фильтрации в пласт, средняя насыщенность водной фазы с учётом фильтрата. В рамках одной скважины переход от $\Phi \geq 1$ к области $\Phi < 1$ может быть осуществлён только снижением объёмов фильтрации.

5. Предложены формулы для оценки масштабов зоны проникновения фильтрата РВО в объёмах интервала скважины, на котором происходила фильтрация, в том числе с учётом средней насыщенности фильтратом. При сравнении с объёмными критериями сделаны выводы о том, что только для линейного критерия возможен локальный минимум при определённых комбинациях параметров. Выведены формулы расчёта скин-фактора, приведённого радиуса скважины и зависимости дебита нефти от депрессии с учётом изменения проницаемости ПЗП с использованием линейного критерия.

6. В результате экспериментальных и аналитических исследований установлено, что на насыщенность фильтратом и коэффициент восстановления проницаемости можно влиять исходя из коэффициента подвижности. Способами его снижения для повышения качества вскрытия являются повышение вязкости

фильтрата при соблюдении ограничений по гидравлическим, фильтрационным и физико-химическим свойствам раствора и фазовой проницаемости для нефти при двухфазной фильтрации. На повышение фазовой проницаемости для нефти влияет снижение межфазного натяжения и управление величиной краевого угла смачивания.

7. Дополнительный эффект от применения методов расчёта насыщенности и глубины проникновения фильтрата может быть достигнут в задачах моделирования многофазной фильтрации при физико-механическом воздействии на пласт. Данные о насыщенности и глубине проникновения фильтрата могут быть использованы при проектировании МУН и интенсификации притока.

ГЛАВА 5 МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ НЕЛИНЕЙНО-ВЯЗКОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ В ЛАМИНАРНОМ РЕЖИМЕ

5.1 Математическая постановка задачи

Доказано, что реологические свойства современных БПЖ наиболее качественно отражает модель Гершеля-Балкли [305,319,387]. Данный факт подтверждается в п. 3.4 данной работы. Установлено, что наибольший скорректированный коэффициент детерминации при моделировании зависимости касательных напряжений от скорости сдвига достигается при использовании трёхпараметрической модели Гершеля-Балкли. Она подходит как для растворов, содержащих в рецептуре твёрдую фазу, так и без её содержания [358]. Наиболее точным методом определения коэффициентов реологической модели является МНК [336]. Математическая постановка задачи движения технологической жидкости в кольцевом пространстве включает в себя уравнение движения, реологическую модель жидкости и граничные условия. Важную роль играет выбор реологической модели раствора, так как путём управления её коэффициентами можно влиять на распределение скоростей и давлений. В п. 1.6 представлен обзор методов моделирования движения БР в кольцевом пространстве скважины. Сделаны выводы о том, что при моделировании движения БР, как правило, применяются упрощённые двухпараметрические модели Шведова-Бингама и Оствальда-де Ваале. Модель Шведова-Бингама не учитывает псевдопластичных свойств, но учитывает наличие начального напряжения сдвига. Для этой модели при задаче построения профиля скоростей общепринятым допущением является наличие ядра потока и периферийных областей. Изменение эффективной вязкости от скорости сдвига может быть учтено с использованием моделей Оствальда-де Ваале и Гершеля-Балкли [197]. При этом она учитывает возможность изменения вязкости, но не учитывает начального напряжения сдвига. Поэтому добиться наиболее полного учёта поведения БР как неньютоновской жидкости можно используя модель Гершеля-Балкли, учитывающую начальное напряжение сдвига и псевдопластичные свойства [25,194]. Единственным неучтённым фактором в

применении данной модели является невозможность учёта вязкоупругих свойств БР. На данном этапе развития методов моделирования в задачах о движении буровых растворов ими пренебрегают. Про изучение вязкоупругих свойств наиболее подробно изложено в исследовании [40].

Математическая модель движения БР в кольцевом пространстве скважины представлена в исследовании [172]. В отличие от модели Оствальда-де Ваале, модель Гершеля-Балкли содержит три коэффициента и имеет вид (5.1):

$$\tau = \pm\tau_0 + K\dot{\gamma}|\dot{\gamma}|^{n-1}, \quad (5.1)$$

где τ – касательные напряжения, Па;

τ_0 – начальное напряжение сдвига, Па;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, $с^{-1}$;

K – коэффициент консистенции, $Па \cdot с^{n}$;

n – показатель нелинейности, безразмерный.

Функция (5.1) определена во всей области изменения скоростей сдвига. Знак «+» берется при $\dot{\gamma} > 0$, «–» при $\dot{\gamma} < 0$, с учётом $\dot{\gamma} = 0$ при $|\tau| \leq \tau_0$[127]. Схема кольцевого пространства скважины с граничными условиями для поля скоростей представлена на рисунке 5.1.

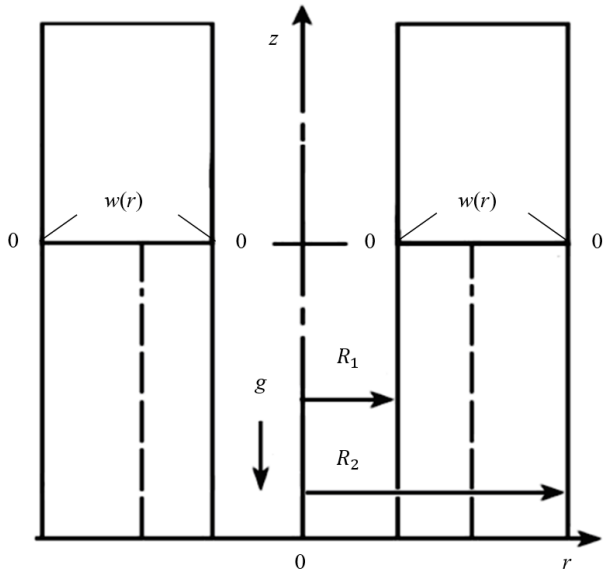


Рисунок 5.1 – Схема кольцевого пространства скважины с граничными условиями для поля скоростей [172]

Распределение скоростей в радиальном направлении находится из связи скорости сдвига с градиентом компоненты вектора скорости, заданной формулой (5.2):

$$\dot{\gamma} = \frac{\partial \gamma}{\partial t} = \frac{\partial z}{\partial r \partial t} = \frac{\partial w}{\partial r}, \quad (5.2)$$

где w – компонента вектора скорости, направленная по оси z, м/с;

r – радиальная координата, м.

Стационарное модифицированное дифференциальное уравнение движения Навье-Стокса для нахождения поля скоростей имеет вид (5.3):

$$\frac{\partial p}{\partial z} = -\rho g + \frac{1}{r}\frac{\partial r \tau}{\partial r}, \quad (5.3)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

$\frac{\partial p}{\partial z}$ – градиент давлений на расстоянии L, Па.

Задача для нахождения профиля скоростей решается с граничными условиями (5.4) для кольцевого пространства:

$$w(R_1) = 0, w(R_2) = 0, \quad (5.4)$$

где R_1 – внешний радиус бурильной трубы или элемента бурильной колонны, м;

R_2 – радиус скважины, м.

Для градиента давлений введены условия (5.5):

$$\begin{gathered} \frac{\partial p}{\partial z} = \frac{p_2 - p_1}{L}, \\ p = p_1, \text{при } z = z_1, \\ p = p_2, \text{при } z = z_2, \\ L = z_2 - z_1, z_2 > z_1. \end{gathered} \quad (5.5)$$

Выражения (5.4) отражают условия прилипания на стенке бурильной трубы и скважины. Это является стандартным условием в механике при течении вязкой жидкости по твёрдой поверхности [107, 127, 233, 244, 357]. Выражения (5.5) отражают условия для градиента давления, входящего в уравнение (5.3). Допущениями являются несжимаемость жидкости $\rho = const$ и предположение об одномерности и стационарности потока (5.6):

$$\frac{\partial w}{\partial z} = 0. \quad (5.6)$$

При моделировании наклонно-направленных или горизонтальных участков скважины используют уравнение (5.3) в виде (5.7) с учётом зенитного угла:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = -\rho g cos(\theta) + \frac{1}{r}\frac{\partial r\tau}{\partial r}, \quad (5.7)$$

где θ – зенитный угол.

В задаче моделирования выноса шлама из кольцевого пространства вертикальной скважины считается, что поток промывочной жидкости движется в направлении оси z. В данном случае $cos(0°) = 1$, и ускорение свободного падения действует в противоположном направлении. Вклад силы тяжести уменьшается при стремлении зенитного угла к 90°, при котором $cos(90°) = 0$, что соответствует горизонтальному участку. В такой постановке задачи распределение скоростей является симметричным относительно оси z. Следовательно, поиск решения будет производиться для плоского вида движения в области $R_1 < r < R_2$. В приближениях несжимаемой однородной жидкости, циркулирующей из колонны труб по кольцевому пространству скважины член гидростатического градиента опускается. Для необходимости учёта сжимаемости и/или разницы плотностей разница гидростатического градиента рассматривается как отдельный параметр задачи. Либо он может быть учён при вычислении полного градиента давлений.

Таким образом, поставлена задача нахождения и анализа численного решения уравнений движения жидкости Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины при ламинарном режиме. Расчёты, приведённые в главе 3, подтверждают наличие ламинарного режима при движении выбранных промывочных жидкостей. Отличие постановки задачи от известных ранее исследований – нахождение решения для распределения скоростей с учётом трёх параметров реологической модели, наиболее качественно отражающей реальные свойства БР. Преимуществом ламинарного режима также являются наименьшие потери давлений, что снижает фильтрацию жидкой фазы в пласт, это также является актуальной задачей при промывке скважин [349, 370, 371]. Равномерный (плоский) профиль скоростей способствует повышению качества выноса шлама

[141, 365]. Дополнительным эффектом от выноса шлама равномерным потоком БР является минимизация его вдавливания в пласт из-за снижения его скопления у стенки скважины и давления репрессии. Результаты экспериментов, приведённые в главе 4, свидетельствуют о снижении проницаемости за счёт твёрдой фазы, при моделировании объёмной концентрации шлама в тестируемой жидкости. Решение поставленной задачи движения нелинейно-вязкого БР модели Гершеля-Балкли позволяет получить качественно новые закономерности об одновременном влиянии трёх параметров τ_0, K, n реологической модели на профиль скоростей потока. Результат исследований может быть применён для определения оптимальных диапазонов реологических параметров промывочных жидкостей с целью разработки новых, наиболее качественных рецептур.

Математическая постановка задачи о ламинарном движении жидкости Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины позволяет произвести нахождение численного решения для профиля скоростей как функции от радиальной координаты без применения метода контрольного (конечного) объёма с использованием вычислительных пакетов, таких как Ansys Fluent и OpenFoam [282,369].

5.2 Анализ метода решения уравнения движения относительно поля скоростей потока

Поставленная задача заключается в решении дифференциального уравнения (5.3) относительно поля скоростей $w(r)$ с учётом связей (5.1) и (5.2) и условий (5.4)-(5.5). Дальнейший анализ решений предполагает варьирование входных параметров для качественной и количественной оценки результатов нахождения профилей скоростей. Полный цикл расчётов, в том числе решение дифференциального уравнения и графический вывод результатов, осуществлён с использованием языка WL. Пакет WM позволяет при использовании функции численного решения дифференциальных уравнений NDSolve найти искомую функцию распределения скоростей $w(r)$ в виде интерполирующей функции (Interpolating Function) [121,263]. Фактически функция NDSolve численно интегрирует уравнения (5.1) и (5.3). Использование функции FindRoot

итерационно исполняет поиск нуля невязки для граничных условий на стенке (5.4). Interpolating Function – объект, который представляет собой структуру для обращения к значениям скорости в определённой координате радиального направления. Аргументом интерполирующей функции является координата r из отрезка $[R_1, R_2]$. Представленное таким образом решение позволяет найти значение функции в любой точке отрезка $[R_1, R_2]$ путём интерполяции расчётных данных. Предполагается, что в промежутках между заданными точками функция является непрерывной. К интерполирующей функции можно применять операции математического анализа. Качественная оценка профилей скорости включает в себя визуальный анализ профилей скорости и их сопоставление с известными решениями. Так как из-за различия реологических коэффициентов и других параметров движения средняя скорость потока для разных расчётных примеров может быть различной, то визуальная оценка будет затруднительна из-за разницы масштабов. Поэтому профили скоростей анализируются в безразмерном виде. Анализ распределений скоростей в масштабе безразмерных переменных позволяет качественно оценить наличие тенденции к образованию плоского профиля. Безразмерная скорость представляет собой отношение распределения скоростей в радиальном направлении к средней скорости потока $w(r)/\overline{w}$. Отрезок $[R_1, R_2]$ разбивается на равноудалённые узлы r_i с расстоянием Δr. Вместо интерполирующей функции $w(r)$ рассматривается массив значений $w(r_i)$. За $\overline{w}$ берется среднее значение интерполирующей функции на интервале $[R_1, R_2]$, рассчитанное с шагом Δr.

Первичное тестирование решения производилось на модельных данных при варьировании входных параметров. Так как известно аналитическое решение течения (1.38) в кольцевом канале, то при подстановке в (5.1) – (5.5) $\tau_0 = 0, K = \mu, n = 1$ возможно произвести проверку численного решения на соответствие аналитическому в допущениях ньютоновской среды. Аналитическое решение (1.38) для кольцевого канала является наиболее точным, так как при поиске аналитических решений для движения неньютоновских сред используют упрощения [127,129,141,357]. Для данной проверки взяты параметры $K{=}\mu = 0{,}001$ Па·с, что соответствует динамической вязкости воды при 20°С.

Плотность воды 1000 кг/м^3. Для тестирования величина зазора выбрана выше, чем в рассматриваемой скважине для наилучшего обнаружения возможных особенностей решения в пристеночной области. В качестве геометрических параметров для расчётов взят зазор 50 мм между стенкой скважины и внешней стенкой бурильной трубы с радиусами $R_2 = 107{,}15$ и $R_1 = 57{,}15$ мм, соответственно. Расход составлял 0,0005 м^3/с через сечение кольцевого канала с указанными геометрическими параметрами и фиксированным значением градиента давлений, имеющим связь с расходом ньютоновской жидкости по формуле Буссинеска [13,141].

Число Рейнольдса для ньютоновской жидкости с гидравлическим диаметром для кольцевого пространства рассчитывается по формуле (5.8) [141]:

$$Re = \frac{\rho v d_г}{\mu}, \tag{5.8}$$

где $d_г$ – гидравлический диаметр для кольцевого пространства, м. Гидравлический диаметр вычисляется по формуле (5.9):

$$d_г = 2(R_2 - R_1). \tag{5.9}$$

Согласно заданному расходу, средняя скорость потока по формуле (3.29) составляет 0,01937 м/с. Число Рейнольдса $Re = 1937$ ниже критического, что подтверждает наличие ламинарного режима движения. Таким образом, данные входные параметры полностью подходят для примера сравнения методов решения.

Сопоставление профилей скоростей численного и аналитического решения изображено на рисунке 5.2. Полученные графики демонстрируют характерные черты течения ньютоновской жидкости в кольцевом пространстве. Соответствие профилей скоростей доказывает состоятельность расчётного метода, так как результат численного расчёта совпадает с известным аналитическим решением. Оба решения показывают плавное параболическое распределение скорости, что типично для ламинарного течения ньютоновской жидкости в кольцевых каналах.

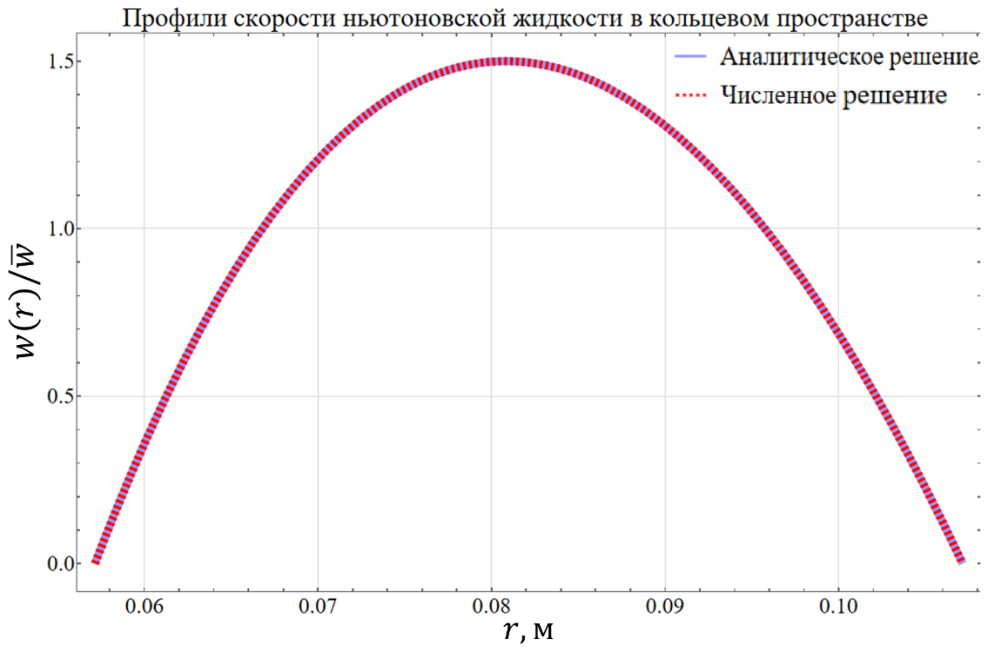


Рисунок 5.2 – Сравнение численного и аналитического решения для ньютоновской жидкости в безразмерном виде (составлено автором)

Графически подтверждено выполнение условия прилипания (5.4) на стенках трубы и скважины. При анализе интерполирующей функции решения установлено выполнение $w(R_2) = 0$ и незначительная невязка $w(R_1) \sim 10^{-17}$. Данная невязка численного метода не отражается на качестве численного решения и полностью отражает тенденцию поведения жидкости в пристеночной области. Также при тестировании установлено характерное небольшое смещение положения максимальной скорости потока в сторону стенки трубы, что соответствует данным из п. 1.6. Данное смещение подтверждается аналитическим и численным решением и является следствием особенностей течения в геометрии кольцевого канала.

Дополнительным способом проверки адекватности численного решения для ньютоновской жидкости является варьирование динамической вязкости при фиксированном градиенте давлений. Для визуализации различий среднего значения профили скоростей представлены на рисунке 5.3 в размерном виде. При фиксированном градиенте давлений с увеличением вязкости средняя скорость потока снижается. Различие значений средней скорости, вычисленной с использованием интерполирующей функции и формул Буссинеска и аналитического решения для профиля скоростей в кольцевом канале, не превышает 0,5%. На основании данного сравнения предполагается возможность применения

описанного расчётного метода к решению задачи о движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве. С использованием выбранного расчётного метода обоснуем актуальность выбора реологической модели, продемонстрировав различие профилей скоростей для каждой реологической модели.

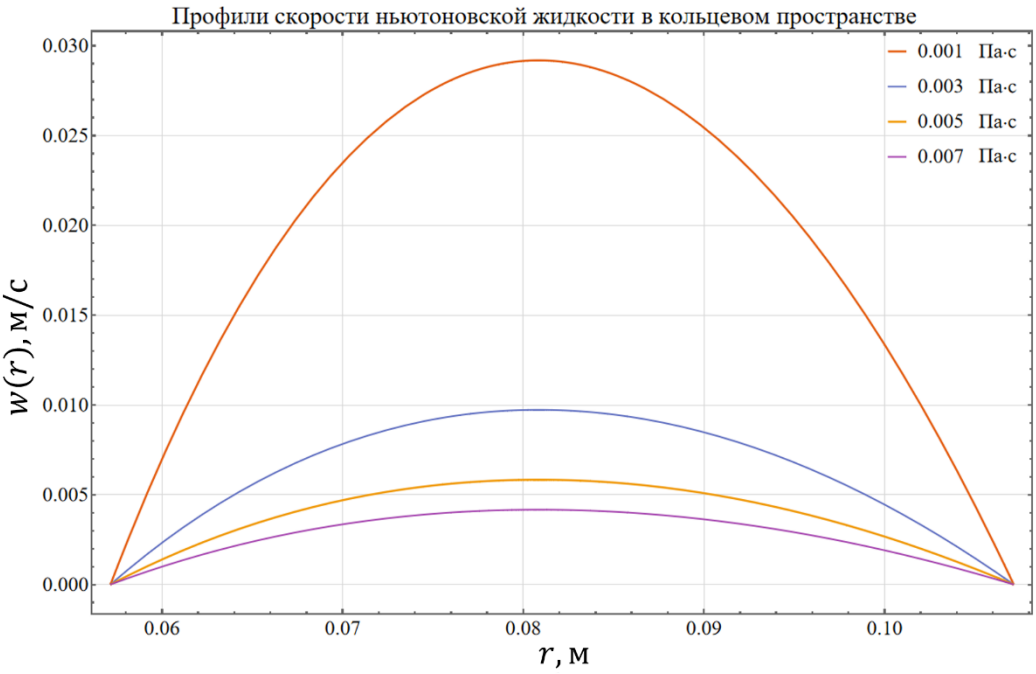


Рисунок 5.3 – Профили скорости ньютоновской жидкости при варьировании динамической вязкости (составлено автором)

Следующие построения также позволяют проверить универсальность метода численного решения, так как модель Гершеля-Балкли является универсальной и позволяет при определённых комбинациях параметров производить переход к более простым моделям (таблица 1.1). Рассмотрим реологические характеристики произвольно выбранной рецептуры полимер-глинистой промывочной жидкости. В данной постановке задачи наиболее значимым является установление зависимости касательных напряжений от скорости сдвига. Экспериментальная зависимость $\tau(\dot{\gamma})$ была получена с использованием реометра Anton Paar (п. 2.2). Аппроксимация экспериментальной зависимости $\tau(\dot{\gamma})$ проводилась МНК. Коэффициенты каждой реологической модели представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры реологических моделей промывочной жидкости [172]

Реологическая модель	τ_0, Па	Индекс консистенции K, Па·с^n	Показатель нелинейности n
Ньютона	0	0,118	1
Шведова-Бингама	7,961	0,059	1
Оствальда-де Ваале	0	3,176	0,331
Гершеля-Балкли	1,39	2,337	0,375

Построенные реологические кривые и экспериментальная зависимость изображены на рисунке 5.4. Очевидно, что наиболее качественная аппроксимация соответствует модели Гершеля-Балкли, аналогично случаям из п. 3.4.

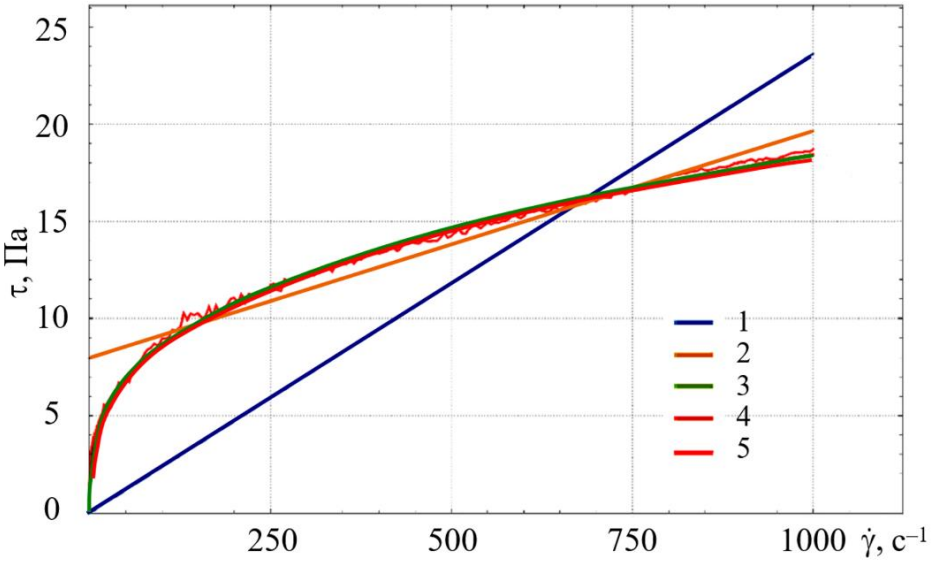


Рисунок 5.4 – Аппроксимация экспериментальной зависимости $\tau(\dot{\gamma})$ реологическими моделями:1 – Ньютона; 2 – Шведова-Бингама; 3 – Оствальда-де Ваале; 4 – Гершеля-Балкли; 5 – эксперимент [172]

Профили скоростей в кольцевом пространстве для моделей Ньютона, Шведова-Бингама, Оствальда-де Ваале и Гершеля-Балкли представлены на рисунке 5.5.

Рассмотрим разницу между профилями скоростей для каждой реологической модели. Для этого воспользуемся наборами параметров τ_0, K, n соответствующих уравнений. В отличие от классических работ по гидромеханике, в которых для жидкости Шведова-Бингама наличие ядра потока является допущением и аналитическое решение строится в кусочном виде, численное решение этого не предполагает. Тем не менее, на рисунке 5.5 видно, что для среды Шведова-Бингама в отличие от ньютоновской среды проявляется

тенденция к образованию ядра потока. Для среды Шведова-Бингама наблюдается менее вытянутый профиль. Для наглядности произведён расчёт профилей скорости в приближении среды Шведова-Бингама, варьируя только параметр τ_0. На рисунке 5.6 видно, что с ростом τ_0 увеличивается ядро потока.

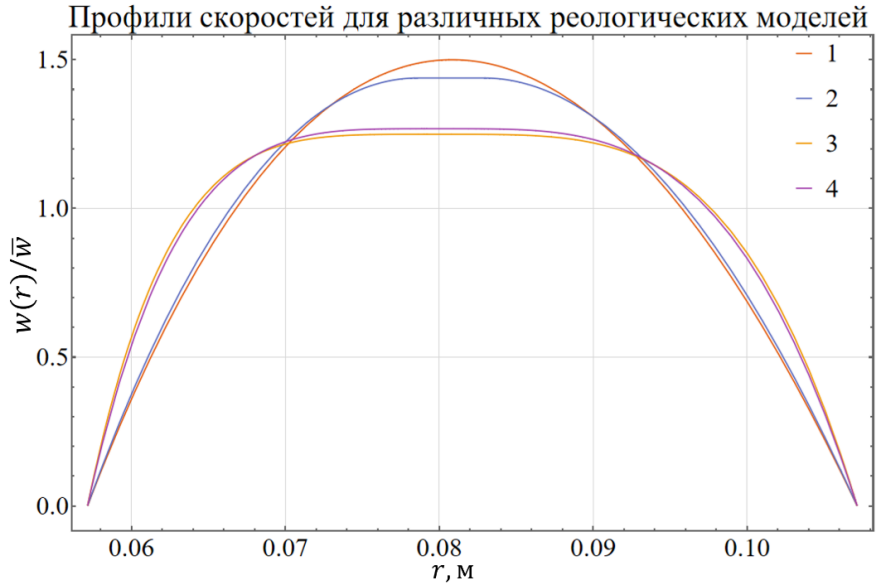


Рисунок 5.5 – Распределения скоростей в кольцевом пространстве для различных реологических моделей:1 – Ньютона; 2 – Шведова-Бингама; 3 – Оствальда-де Ваале; 4 – Гершеля-Балкли (составлено автором)

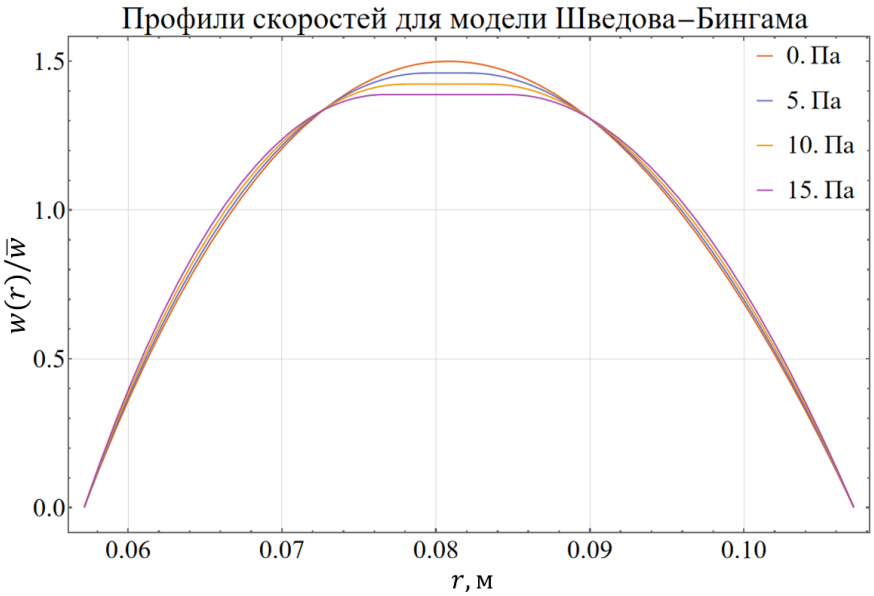


Рисунок 5.6 – Профили скорости жидкости Шведова-Бингама при варьировании τ_0 (составлено автором)

На снижение средней скорости потока при фиксированном перепаде давлений влияет рост пластической вязкости, аналогично динамической вязкости

на примере ньютоновской среды. Результаты численного эксперимента по определению влияния τ_0 на размер ядра потока не противоречат аналитическим выводам (5.10) для среды Шведова-Бингама из исследований [233]:

$$h_0 = \frac{\tau_0 L}{\Delta p}, \tag{5.10}$$

где h_0 – половина ядра потока, м.

Согласно формуле (5.10) размер ядра потока прямо пропорционален τ_0 и обратно пропорционален градиенту давлений. Таким образом, тестируемое численное решение качественно соответствует теории движения жидкостей модели Шведова-Бингама даже без введения дополнительных допущений кусочного решения, в том числе для ядра потока [127,233,244,357]. При низких значениях градиента давлений установлен более высокий размер ядра потока. С точки зрения реологии, τ_0 характеризует прочность структуры. Таким образом, чем выше τ_0, тем большая часть сечения потока движется с одинаковой скоростью, а её быстрое изменение характерно в слоях, соответствующих периферийным областям.

Для степенных моделей также характерно смещение максимальной скорости потока к стенке трубы. На снижение средней скорости потока при фиксированном перепаде давлений влияет рост коэффициента консистенции, который является аналогом пластической вязкости среды Шведова-Бингама или динамической вязкости ньютоновский среды. На рисунке 5.7 показан график численного решения профиля скоростей для степенной модели Остальда-де Ваале при варьировании коэффициента n. При снижении показателя n профиль скоростей становится более плоским, что подтверждается множеством исследований [127,233,357]. Профили скоростей с рисунка 5.7 качественно повторяют зависимость с рисунка 1.15. При этом характерно, что наиболее вытянутый профиль в случае ньютоновской среды, при $n = 1$, при снижении n профиль становится более плоским. Случай $n > 1$ не рассматривается ввиду отсутствия дилатантных свойств у современных БР. Упоминание об их наличии редко встречается в специальных исследованиях [124,231]. Несмотря на учёт наличия

псевдопластичных свойств, реологическая модель Оствальда-де Ваале пренебрегает наличием начального напряжения сдвига τ_0, которое присутствует у БПЖ.

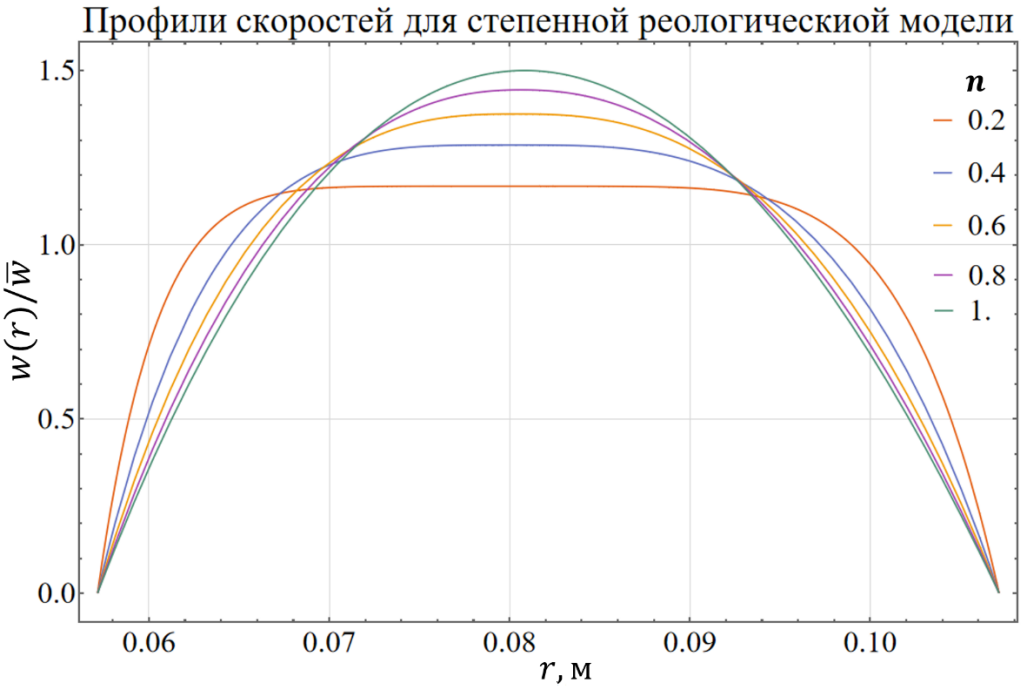


Рисунок 5.7 – Профили скорости жидкости Остальда-де Ваале при варьировании коэффициента n (составлено автором)

Результатами тестирования расчётного метода являются выводы о том, что модель качественно и количественно согласуется с теоретическими положениями для известных реологических моделей, полученных различными комбинациями коэффициентов модели Гершеля-Балкли даже без использования упрощающих аналитических допущений при решении. Математическая модель (5.1)-(5.6) может быть использована для установления качественно новой зависимости между тремя реологическими параметрами модели Гершеля-Балкли τ_0, K, n и наличием равномерного профиля скорости [172,192].

Ещё одним из методов проверки численного решения является расчёт относительного отклонения среднего значения интерполирующей функции распределения скоростей от заданной скорости потока. Для примера взята скорость движения в кольцевом пространстве скважины в 1,6 м/с, что соответствует данным о скорости движения БР, используемых в п. 3.4. Для тестирования были выбраны параметры реальных промывочных жидкостей. Используемые коэффициенты

τ_0, K, n из исследования [296] Шарафутдинова З.З. представлены в таблице 5.2. По формуле (3.30) при фиксированной скорости потока рассчитаны градиенты давлений. В результате данной проверки установлено, что относительное отклонение средней скорости для каждого профиля скоростей от исходной скорости потока не превышает 2%. Данный результат показывает высокую сходимость численного метода для профиля скоростей с аналитической формулой расчёта градиента давлений (3.30).

Таблица 5.2 – Реологические показатели БР в зависимости от механизма растворения реагентов в воде [296]

Номер жидкости	Структурообразователь	С, %	Статическое напряжение сдвига, Па		Индекс консистенции К, Па·с^n	Показатель нелинейности n
			10 с	10 мин		
1	CMC HV + PAC R	0,1 + 0,15	3,5	4,5	14,80	0,18
2	CMC LV + PAC L	0,15 + 0,15	1,2	3,7	12,70	0,17
3	Barazan + PAC R	0,05 + 0,15	3,3	4,1	12,31	0,18
4	Barazan + CMC HV	0,05 + 0,20	3,4	3,5	7,51	0,22
5	Barazan + CMC LV	0,05 + 0,35	3,4	3,5	13,11	0,22
6	Barazan + PAC L	0,05 + 0,3	2,9	3,3	7,17	0,22
7	КССБ-2 + PAC R	1,0 + 0,15	2,0	2,9	7,02	0,24
8	КССБ-2 + CMC HV	1,0 + 0,20	2,0	2,2	6,21	0,24
9	Глицерин + PAC R	3,0 + 0,15	2,8	3,5	10,76	0,24
10	Глицерин + CMC HV	3,0 + 0,2	4,0	5,1	7,04	0,24
11	Глицерин + CMC LV	3,0 + 0,35	1,5	2,3	3,97	0,24
12	Глицерин + ИКПАН SL	3,0 + 0,4	3,1	3,3	20,35	0,24
13	Глицерин + ИКПАН R	3,0 + 0,4	1,9	2,1	12,47	0,25
14	Глицерин + PAC L	3,0 + 0,35	1,2	2,1	2,98	0,30
15	НТФ + PAC R	0,15 + 0,15	3,5	3,9	14,12	0,18
16	НТФ + СМСНУ	0,15 + 0,20	3,5	3,9	5,70	0,30
17	PAC L + EZ MUD	0,35 + 0,05	1,1	1,7	5,62	0,31
18	CMC LV + ИКПАН SL	0,2 + 0,4	1,7	2,3	4,01	0,33
19	PAC L + ИКПАН SL	0,2 + 0,4	1,8	2,4	3,81	0,35
20	CMC LV + EZ MUD	0,35 + 0,05	1,1	1,2	2,39	0,36
21	НТФ + ИКПАН SL	0,15 + 0,4	0,9	2,2	2,20	0,53
22	НТФ + ИКПАН R	0,15 + 0,4	0,2	1,0	3,60	0,55

5.3 Количественный показатель равномерности профиля скоростей

При обсуждении видов профилей скорости в п. 5.2 использовался метод визуальной оценки. Данный подход не может быть исчерпывающим ввиду его относительной субъективности и невозможности установления количественных зависимостей. Поэтому одной из сопутствующих задач исследования является

обоснование выбора количественного показателя оценки равномерности профиля скоростей.

В математической статистике известна задача об оценке вида распределения значений выборочной совокупности данных для проверки на соответствие нормальному распределению. Данная задача имеет косвенную схожесть с задачей оценки вида профиля скоростей, поэтому требует детального анализа для обоснования возможности применения.

Вспомогательными величинами при оценке характеристик выборочной совокупности являются центральные моменты, вычисляемые по формуле (5.11) [155,291]:

$$\mu_l = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^l, \tag{5.11}$$

где μ_l – центральный момент порядка l;

n – объём выборочной совокупности;

x_i – элемент выборочной совокупности;

$\bar{x}$ – среднее арифметическое выборочной совокупности.

На основании метода моментов вводится понятие коэффициента эксцесса, вычисляемого через моменты второго и четвертого порядка по формуле (5.12) [24,120]:

$$E = \frac{\mu_4}{\mu_2^2} - 3. \tag{5.12}$$

Коэффициент эксцесса, вычисляемый по формуле (5.12), используется для сравнения «островершинности» функции плотности распределения по сравнению с нормальным распределением Гаусса. Вторым слагаемым правой части формулы (5.12) является число 3, которое нормирует коэффициент эксцесса относительно нулевого значения, поскольку для распределения Гаусса $\frac{\mu_4}{\mu_2^2} = 3$. Важно отметить, что в части литературных источников формула (5.12) встречается без вычитания 3, тогда выводы нормируются не относительно 0, а относительно 3. При применении формулы (5.12) к анализу распределения выборки делают следующие выводы:

– если $E \approx 0$, то острота распределения близка к нормальной;

– если $E < 0$, то плотность вероятности имеет более плоскою вершину, чем у нормального распределения;

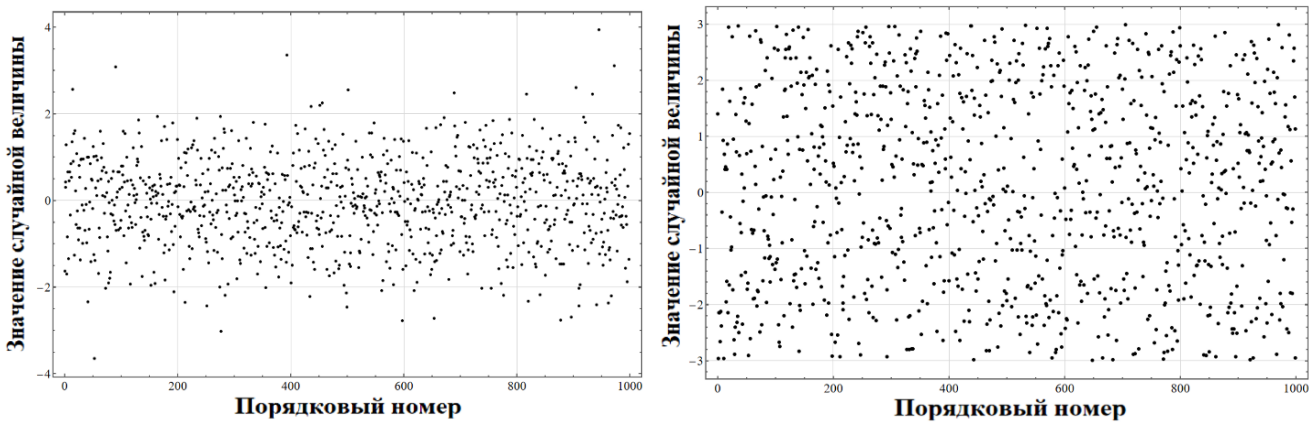
– если $E > 0$, то график плотности распределения имеет более острую (высокую) вершину по сравнению с кривой нормального распределения.

Для того чтобы обосновать механизм расчёта, необходимо рассмотреть смысл центральных моментов, входящих в коэффициент эксцесса. Центральный момент второго порядка μ_2 характеризует дисперсию как меру рассеяния значений величины относительно центра распределения, в частности, характеризуемого средним значением. Центральный момент четвертого μ_4 порядка характеризует силу высокого отклонения точек от центрального значения, причем в четвёртой степени. Отношение μ_4 к μ_2^2 делает коэффициент эксцесса безразмерной величиной.

Рассмотрим пример для двух выборочных совокупностей из 1000 случайных значений сгенерированных с использованием пакета WM. Выборочная совокупность с островершинным распределением (близким к нормальному) сгенерирована с использованием функции NormalDistribution для заданного среднего значения в 0 и стандартного отклонения в 1. Вторая выборочная совокупность сгенерирована с использованием функции UniformDistribution равномерного распределения случайных величин в заданных границах. Графически значения сравниваемых выборочных совокупностей представлены на рисунке 5.8. Соответствующие им гистограммы распределений с рассчитанными коэффициентами эксцесса по формуле (5.12) представлены на рисунке 5.9.

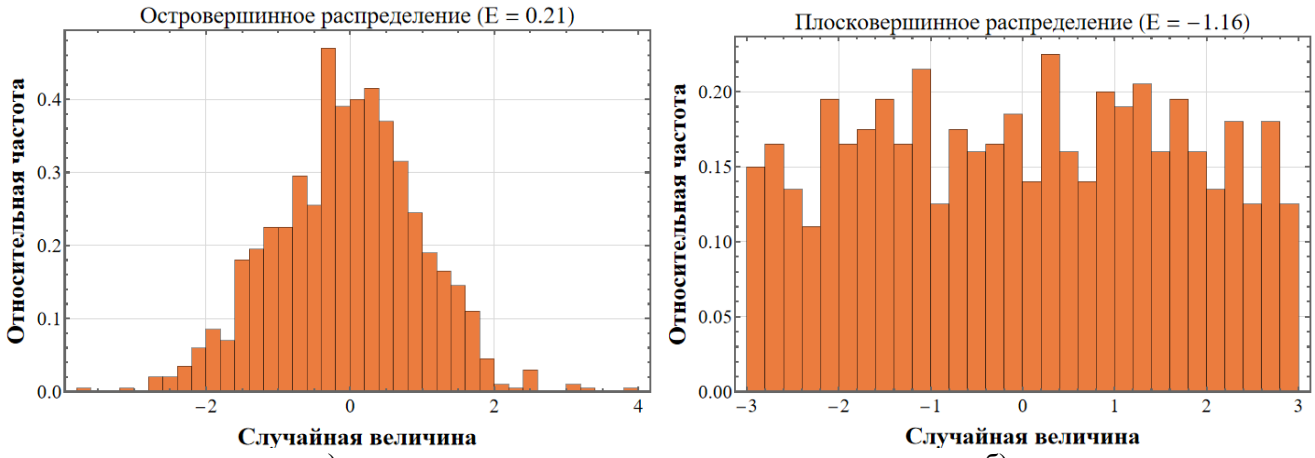
В языке WL отношение центрального момента четвертого порядка к квадрату центрального момента второго порядка вычисляется с использованием встроенной функции Kurtosis, вычитая из которой число 3, получается результат формулы (5.12). Очевидно, что для выборки с рисунка 5.8 б дисперсия больше, чем для выборки с рисунка 5.8 а. Соответственно, для выборки с наибольшей дисперсией функция распределения имеет более равномерный (плоский) вид, в отличие от малой дисперсии. При малой дисперсии наибольшее количество значений

сосредоточено в окрестности оценки математического ожидания, что сказывается на вытянутости распределения.



а) б)

Рисунок 5.8 – Примеры выборочных совокупностей, соответствующих: а) – островершинному распределению; б) – равномерному (плоскому) распределению (составлено автором)



а) б)

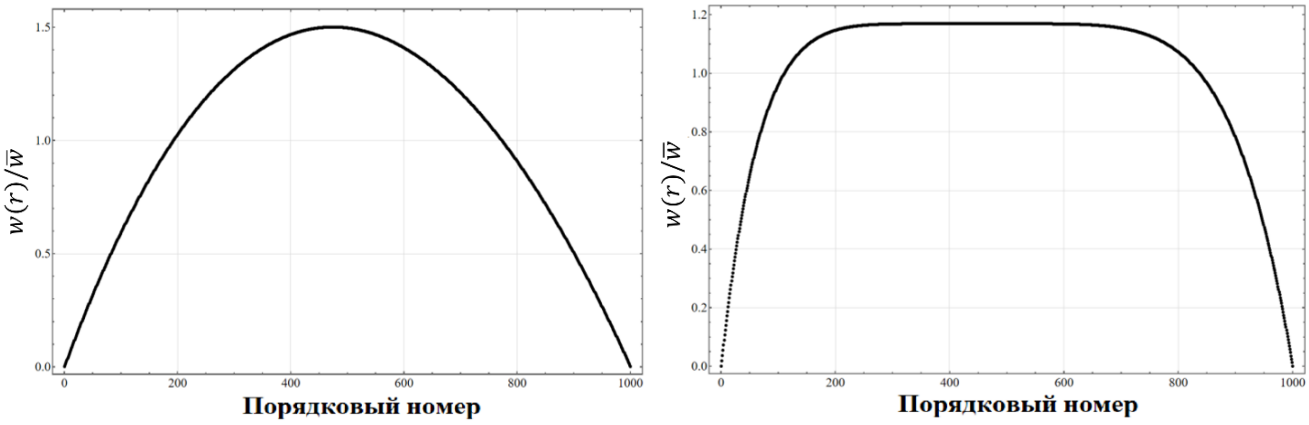
Рисунок 5.9 – Распределения вероятностей и коэффициенты эксцесса для выборочных совокупностей случайной величины: а) – островершинное распределение; б) – равномерное (плоское) распределение (составлено автором)

Согласно геометрической интерпретации графиков, наибольшая вероятность соответствует интервалу, имеющему большую площадь под кривой плотности вероятностей. Таким образом, в обоих примерах среднее значение распределения располагается в окрестности 0. Дисперсия первого распределения 1,01, второго 2,83. Используя моменты второго и четвёртого порядка, рассчитаны соответствующие коэффициенты описание метода и пример расчёта коэффициента эксцесса применительно к выборочным совокупностям случайных величин.

Исходя из необходимости решения задачи о вводе количественной оценки равномерности распределения скоростей в кольцевом пространстве и её физической интерпретации, адаптируем метод применения коэффициента E (5.12) к численному решению. Для этого рассмотрим два профиля скоростей на примере степенной реологической модели. Пусть для первого профиля скоростей $n = 1$, что соответствует вытянутому (ньютоновскому) профилю, а для второго $n = 0{,}2$, что соответствует плоскому профилю. С использованием функции Table для анализа были сгенерированы массивы элементов $w(r_i)/\ \overline{w}$. Для этого в качестве аргумента функции Table использовались значения интерполирующей функции в узловых точках с шагом $\Delta r = 0{,}00005$ м в радиальном направлении $0{,}05715 \leq r \leq 0{,}10715$ м и соответствующее среднее значение. Таким образом, аналогично прошлому примеру, в котором анализировалось две выборочных совокупности случайных чисел, проанализируем массивы данных, содержащих значения безразмерной скорости. Объём каждого из массивов составил 1000 элементов. Графически значения сравниваемых массивов безразмерной скорости представлены на рисунке 5.10. Визуальная оценка массивов свидетельствует о том, что для первого массива присутствует большее количество различных элементов, в то время как для второго массива характерны небольшие периферийные области, в которых наиболее резко меняется скорость от 0 значения на стенке до максимальной скорости, практически не изменяющейся в области ядра потока. Дисперсия первого распределения 0,2, второго 0,07, что соответствует визуальной оценке. Помимо гистограммы распределений на рисунке 5.11 отображены значения коэффициента с обратным знаком.

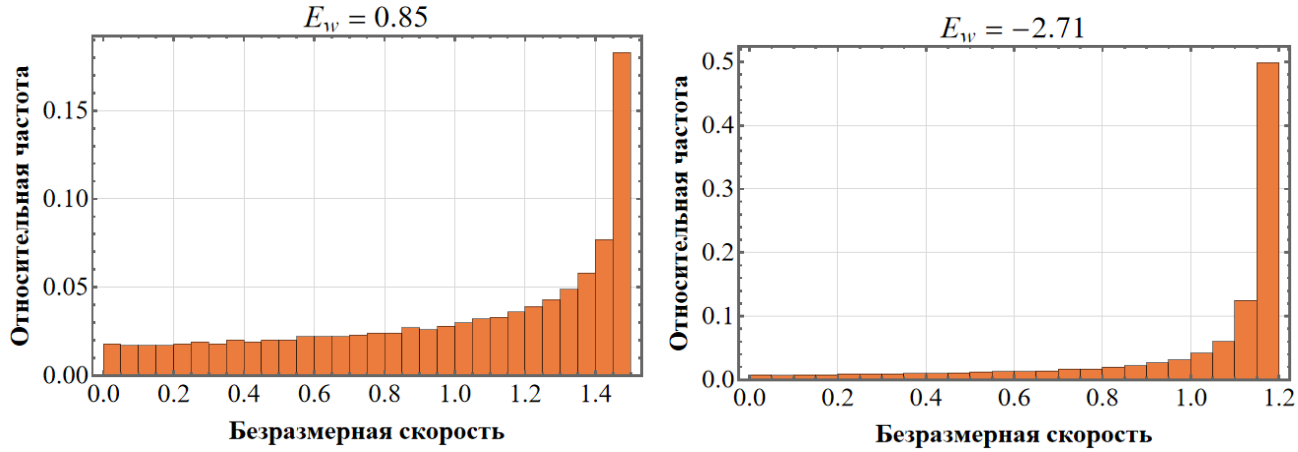
Вычисленный по формуле (5.12) коэффициент эксцесса равняется -0,85 для первого массива и 2,71 для второго. Данные значения необходимо интерпретировать иначе, чем для примера с выборочной совокупностью случайных величин. Согласно анализу для вытянутого профиля скоростей, большая дисперсия имеет более плоскую функцию распределения. Для плоского профиля функция распределения более вытянутая, где большее количество элементов сосредоточено у максимального значения, в отличие от вытянутого профиля скоростей. Поэтому,

для того чтобы при анализе профилей скорости коэффициент эксцесса был больше для вытянутого профиля и меньше для плоского, необходимо использовать (5.12) с отрицательным знаком.



а) б)

Рисунок 5.10 – Примеры массивов безразмерной скорости, соответствующих: а) – вытянутому профилю скоростей; б) – плоскому профилю скоростей (составлено автором)



а) б)

Рисунок 5.11 – Примеры массивов безразмерной скорости, соответствующих: а) вытянутому профилю скоростей; б) плоскому профилю скоростей (составлено автором)

Для определённости, введённый таким образом показатель количественной оценки равномерности профиля скоростей назовём «модифицированным» коэффициентом эксцесса, обозначим его за E_w. Для него верна следующая формула (5.13):

$$E_w = 3 - \frac{\mu_4}{\mu_2^2}. \qquad (5.13)$$

Для данного случая центральные моменты вычисляются по формулам (5.11), где за x_i, $\bar{x}$ принимаются элементы массива безразмерной скорости и среднее значение, соответственно.

Гистограммы распределений значений, соответствующих массивам значений профилей скорости с рисунка 5.10 представлены на рисунке 5.11, также на нём отображены значения модифицированного коэффициента эксцесса, рассчитанного по формуле (5.13). Для первого массива данных, соответствующего вытянутому профилю скоростей $E_w = 0{,}85$, для плоского $E_w = -2{,}71$. Таким образом, показан пример, в котором по минимальности введённого показателя количественной оценки равномерности профиля скоростей E_w произведено сравнение двух массивов данных безразмерной скорости. Параметр E_w основан на методе моментов и введён по аналогии с коэффициентом эксцесса из математической статистики.

Используя введённый показатель E_w, установим его зависимость от начального напряжения сдвига в модели Шведова-Бингама и от коэффициента n для степенной модели Оствальда-де Ваале. Характерные изменения вида профиля скоростей для указанных реологических моделей и их коэффициентов показаны на рисунках 5.6-5.7.

На рисунке 5.12 показана зависимость модифицированного коэффициента эксцесса E_w от начального напряжения сдвига τ_0 для модели Шведова-Бингама. При расчёте профиля скоростей использовались значения τ_0 с шагом в 0,1 Па в диапазоне $0 \leq \tau_0 \leq 20$ Па. Установленная связь подтверждает известные выводы о влиянии на вид профиля скоростей показателя τ_0 для модели Шведова-Бингама. На рисунке 5.13 показана зависимость модифицированного коэффициента эксцесса E_w от показателя нелинейности n для степенной модели. При расчёте профиля скоростей использовались значения n с шагом в 0,1 в диапазоне $0{,}2 \leq n \leq 1$. Установленная связь подтверждает известные выводы о возможности управления видом профиля скоростей при помощи показателя n для степенной модели.

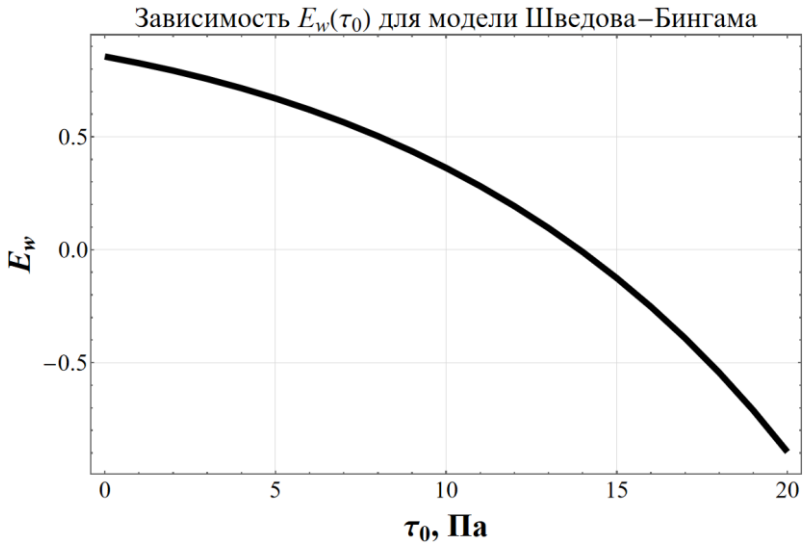


Рисунок 5.12 – Зависимость модифицированного коэффициента эксцесса от начального напряжения сдвига τ_0 модели Шведова-Бингама (составлено автором)

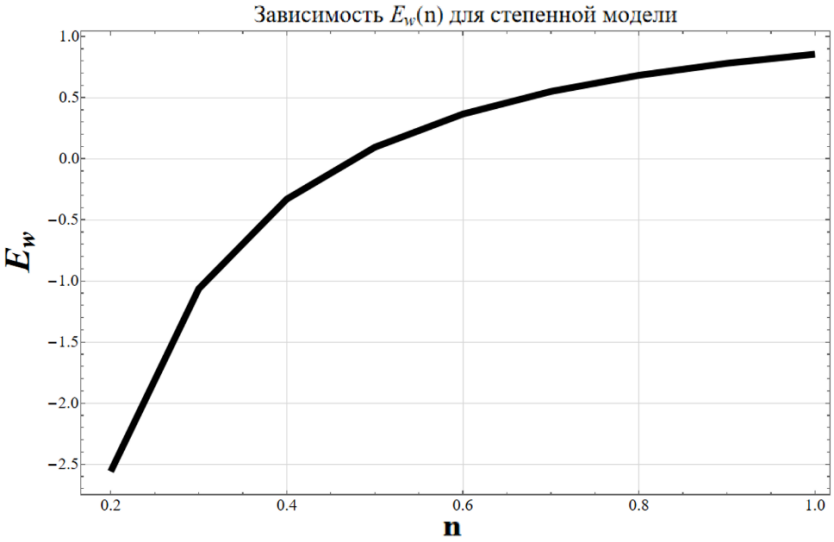


Рисунок 5.13 – Зависимость модифицированного коэффициента эксцесса от показателя нелинейности *n* модели Оствальда-де Ваале (составлено автором)

Протестируем численное решение, а также показатель E_w на примере 22 наборов реологических параметров модели Гершеля-Балкли из исследования [296] (таблице 5.2). При использовании параметров таблицы 5.2 за τ_0 принималось значение СНС за 10 с. Модельный фиксированный градиент давлений соответствует ламинарному режиму движения промывочных жидкостей в кольцевом пространстве скважины. Графические изображения всех распределений скоростей представлены на рисунке 5.14.

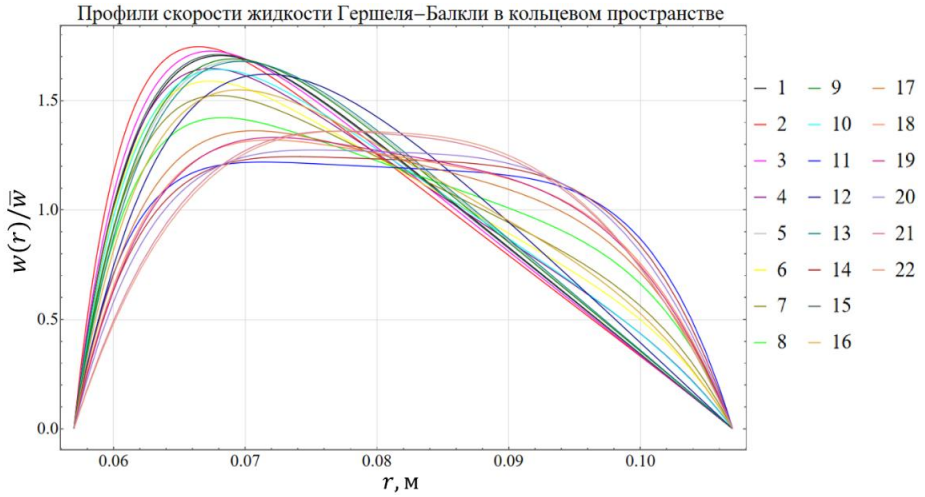


Рисунок 5.14 – Распределения скоростей в кольцевом пространстве для тестируемых промывочных жидкостей [172]

Соответствующие им значения модифицированного коэффициента эксцесса приведены в виде столбчатого графика на рисунке 5.16. Анализ значений рассчитанного модифицированного коэффициента эксцесса (5.13) показал, что наименьшие достигнуты у жидкостей 11, 14, 20. Следовательно, согласно его назначению, данные жидкости имеют наиболее плоские профили скоростей, способствующие более качественному выносу шлама, чем, например, у жидкостей 1, 2, 3. Такой вывод подтверждается графическим анализом распределений скоростей на рисунке 5.15, где представлены наиболее вытянутые и плоские профили. При оценке средней скорости потока следует руководствоваться тем, что скорость восходящего потока должна превышать скорость оседания шлама.

Плоский вид профиля скоростей предупреждает возникновение скопления твёрдых частиц выбуренной породы у стенок скважины и их дальнейшую циркуляцию в потоке [365]. На основании данного примера с 22 различными комбинациями параметров модели Гершеля-Балкли целесообразным является установление зависимости между ними и наличием плоского профиля скорости. Для этого методами корреляционного анализа построены зависимости параметров жидкостей τ_0, K, n и E_w. Парные корреляционные поля изображены на рисунке 5.17.

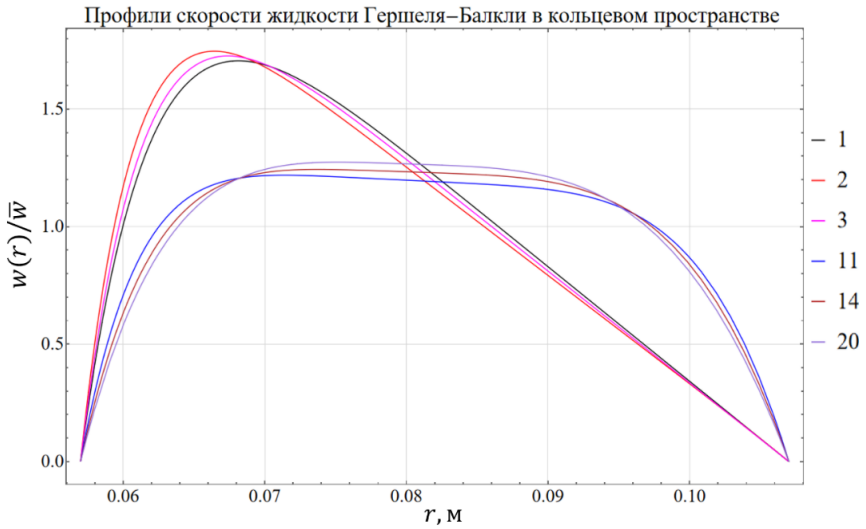


Рисунок 5.15 – Пример наиболее плоских и островершинных профилей скоростей [172]

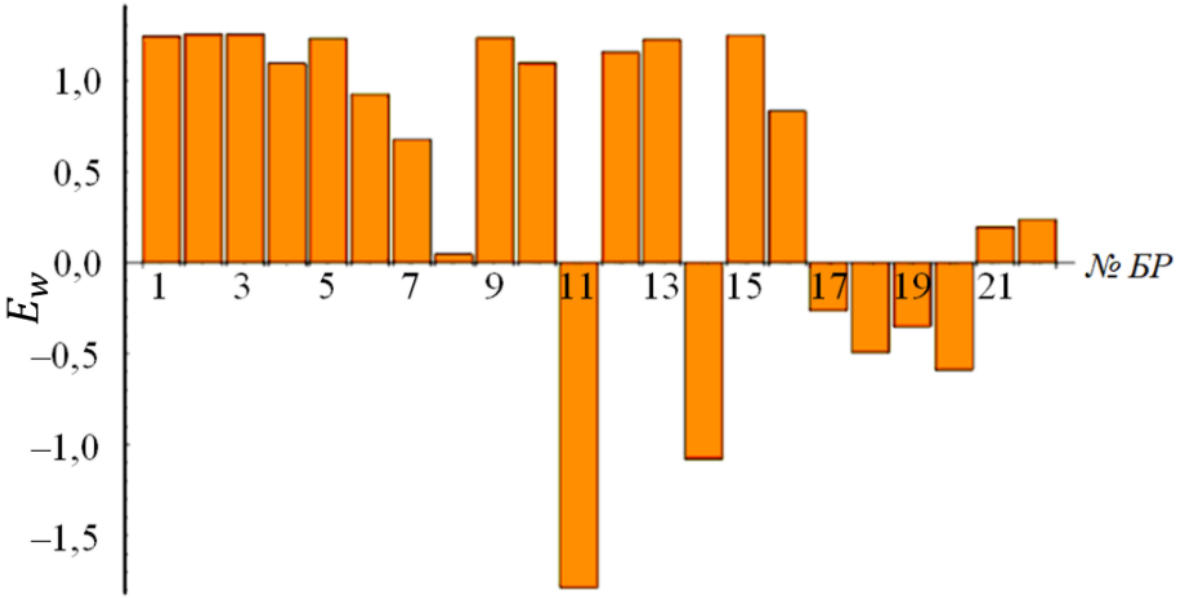


Рисунок 5.16 – Значения модифицированного коэффициента эксцесса для тестируемых промывочных жидкостей [172]

Анализ корреляционных полей с рисунка 5.17 не позволяет определить наилучшую комбинацию показателей τ_0, K, n, обеспечивающую наиболее плоский профиль скоростей. Абсолютное значение коэффициента корреляции, рассчитанного для каждой парной зависимости, не превышает 0,6, что также указывает на отсутствие явных детерминированных связей или их нелинейный характер. Тем не менее, анализ графиков с рисунка 5.14 показывает значительное различие между профилями скоростей в зависимости от реологических параметров. Перспективным к рассмотрению является метод установления

зависимостей с использованием методов многофакторного анализа, в том числе с применением методов машинного обучения [88,380], так как метод оценки парной корреляции не дает успешных результатов.

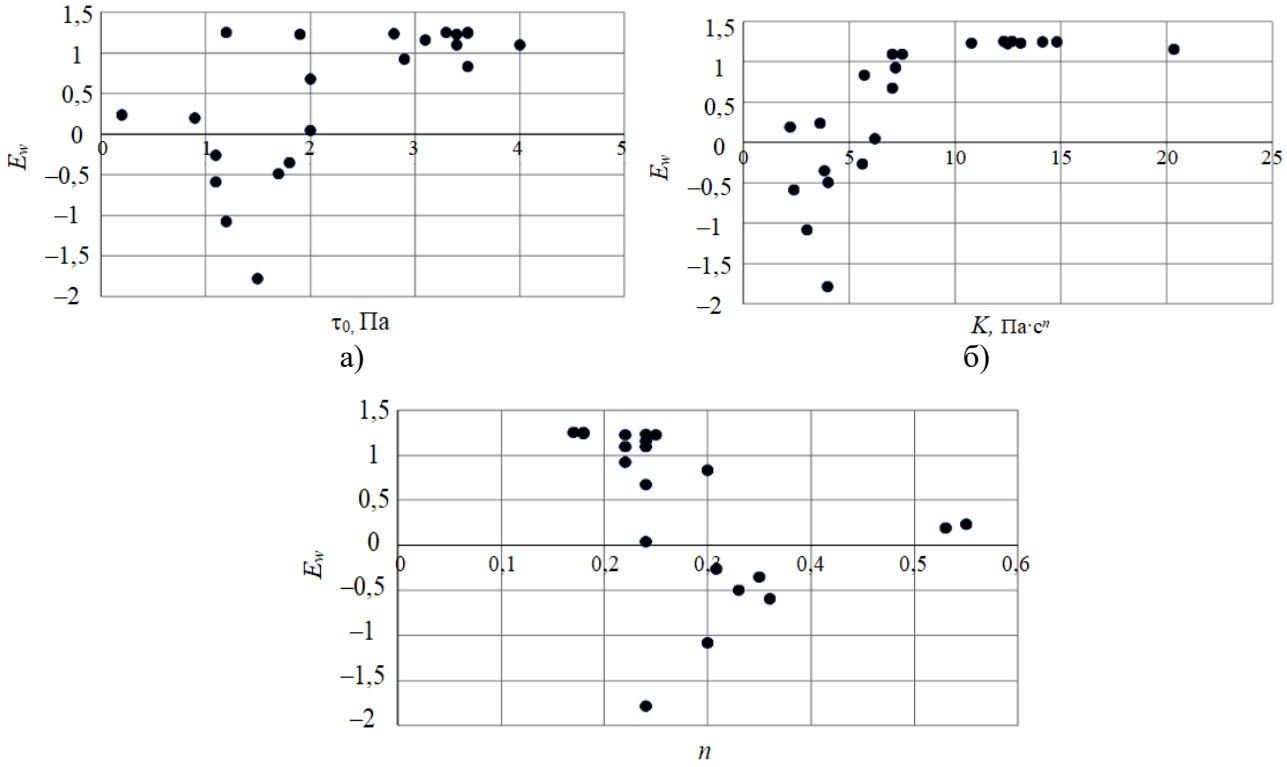


Рисунок 5.17 – Корреляционные поля зависимости показателя E_w от коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли [172]

Для проверки представленного метода моделирования сравним два набора параметров реологической модели при моделировании распределения скоростей численным решением и с использованием метода контрольного объёма пакета Ansys Fluent. Преимуществом программ CFD является высокая точность расчётов, учитывающих различные факторы [170,187,397]. Условия расчёта: диаметр скважины 215,9 мм; внешний диаметр трубы 146 мм; плотность раствора 1200 кг/м^3. Для модели Гершеля-Балкли тестируется два набора параметров:

1) $\tau_0 = 3{,}5$ Па, $n = 0{,}6$, $K = 7$ Па·с^n

2) $\tau_0 = 2$ Па, $n = 0{,}4$, $K = 7$ Па·с^n

При расчёте модифицированного коэффициента эксцесса для набора параметров 1) $E_w = 0{,}928$, набора параметров 2) $E_w = 0{,}967$. Установлено, что для набора параметров 1 профиль скоростей более равномерный по сравнению с

набором параметров 2. Анализ графиков с рисунка 5.18 показывает соответствие решений, полученных численным методом, решениям, полученным с использованием метода контрольного объёма. Незначительное отклонение может быть обосновано различием расчётных алгоритмов WL с построением интерполирующей функции численного решения и решателя пакета Ansys Fluent. При этом видно, что гипотеза о наличии более плоского профиля скоростей для набора параметров 1 подтверждается при расчёте обоими методами [229].

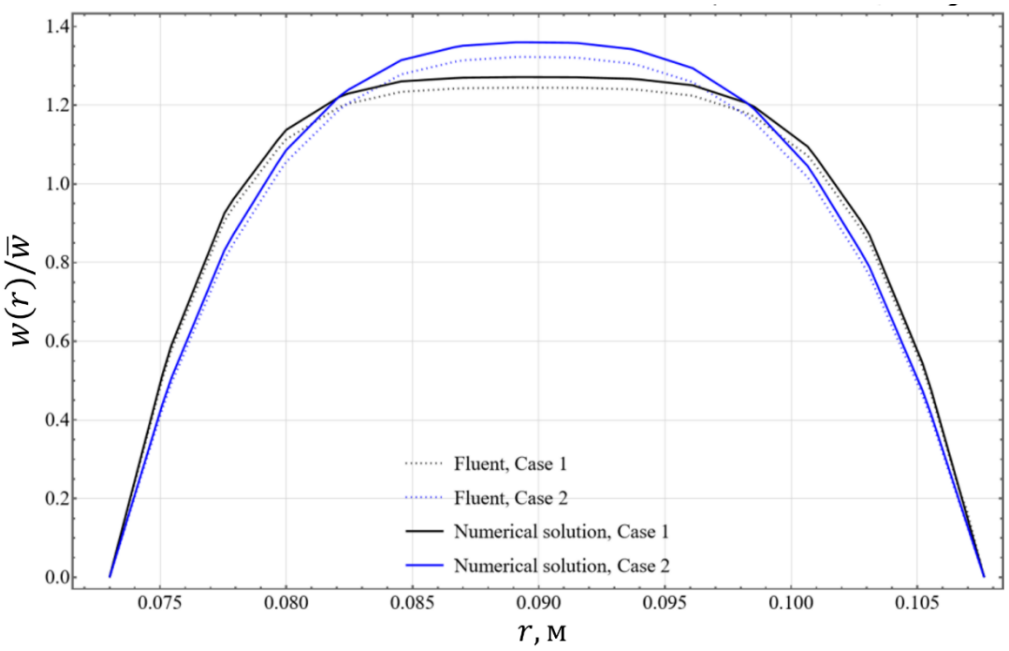


Рисунок 5.18 – Сравнение распределений скоростей, полученных с использованием численного решения и с помощью пакета Ansys Fluent [229]

Выдвинутая научная гипотеза заключается в том, что при движении жидкостей Гершеля-Балкли в вид профиля скоростей вносят вклад одновременно три параметра реологической модели τ_0, K, n, что имеет своё отражение при решении уравнения движения (5.3) для данного типа жидкостей. Как следствие, поиск оптимальных комбинаций τ_0, K, n и закономерностей их возникновения является потенциальным решением задачи об образовании плоского профиля скоростей в кольцевом пространстве скважины при движении БР модели Гершеля-Балкли. В отличие от степенной модели Оствальда-де Ваале, обеспечение плоского профиля скоростей только при помощи показателя нелинейности невозможно, как это предполагается в случае степенной модели [127,357]. Разработка и совершенствование рецептур буровых растворов, обеспечивающих прохождение

продуктивных интервалов с высокой эффективностью выноса шлама. способствует не только повышению механической скорости бурения, но и минимизации негативного влияния БПЖ на ПЗП [67,273,323].

На основании вышеизложенных методов исследования на языке символьных вычислений WM написана и зарегистрирована «Программа для расчёта профиля скоростей при ламинарном движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины» [254] (Приложение В). Программа основана на математической модели, описанной в п. 5.1 и способа её решения, описанного в п. 5.2, с вычислением модифицированного коэффициента эксцесса, как количественного показателя равномерности профиля скоростей. Фактически данная программа является технологическим калькулятором, в котором рассчитывается вид профиля скоростей БПЖ модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины. Входными параметрами является радиус скважины и радиус элемента бурильной колонны, перепад давлений на заданной длине участка, плотность жидкости, три параметра реологической модели.

Сопутствующей задачей является расчёт градиента давлений. Данная задача имеет большое количество технических приложений при строительстве скважин. Поэтому расчёт давлений, в том числе в терминах эквивалентной циркуляционной плотности реализован отдельным автономным модулем «Оперативный гидравлический калькулятор при строительстве скважин» [255] (Приложение Д). Схема расчёта представлена на рисунке 5.19.

Входные параметры и их назначение перечислены в таблице 5.3. Набор входных параметров выбран наиболее универсальным образом. То есть не включает в себя только основные параметры. Учёт, например, объёмной концентрации шлама может быть произведён путём расчёта плотности БР при бурении по формулам (3.33)-(3.36). На основании него можно производить расчёт для любой из трёх наиболее популярных реологических моделей неньютоновских жидкостей, а именно Шведова-Бингама, Оствальда-де Ваале, Гершеля-Балкли. При этом в программу вводятся непосредственно показатели ротационного вискозиметра, на основании которых рассчитываются коэффициенты выбранной

реологической модели. Пример графического окна при выборе степенной модели Оствальда-де Ваале представлен на рисунке 5.20.

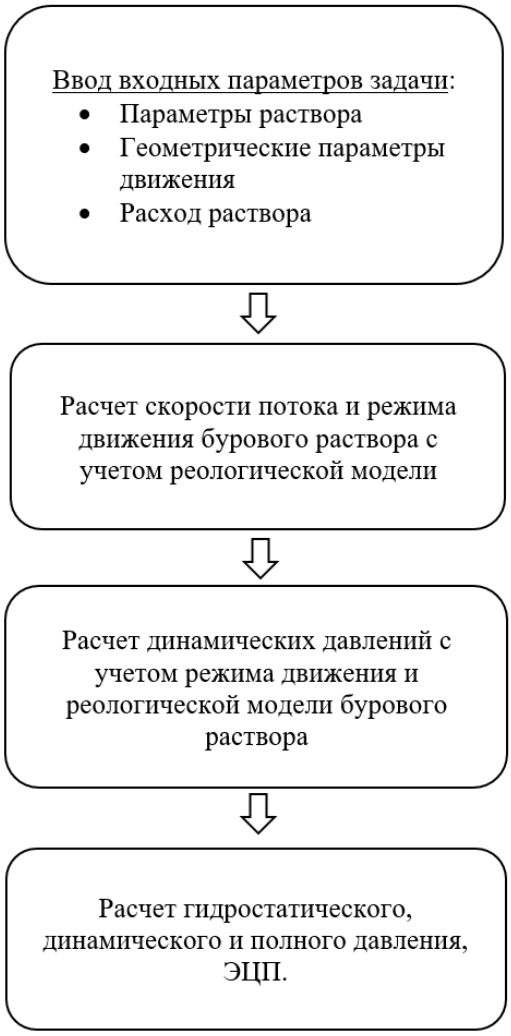


Рисунок 5.19 – Схема расчёта градиента давлений (составлено автором)

Таблица 5.3 – Входные параметры для расчёта градиента давлений (составлено автором)

Название параметра	Обозначение	Единица измерения	Примечание
Плотность БПЖ	$\rho_{\text{бр}}$	кг/м^3	Для гидростатического давления и критерия режима движения
Расход жидкости	$q_{\text{БР}}$	дм^3/с	Для вычисления скорости потока в кольцевом пространстве
Диаметр скважины	$D_{\text{скв}}$	мм	Для вычисления гидравлического диаметра
Внешний диаметр элемента БК	$D_{\text{т}}$	мм	Для вычисления гидравлического диаметра

Продолжение таблицы 5.3

Название параметра	Обозначение	Единица измерения	Примечание
Показания ротационного вискозиметра при 600, 300, 200, 100, 6, 3 об/мин	θ_{600}, θ_{300}, θ_{200}, θ_{100}, θ_{6}, θ_{3}	-	Для определения коэффициентов реологической модели
Длина скважины	L	м	Для случая горизонтальных и наклонно-направленных скважин
Глубина по вертикали	h	м	Если L не равняется h

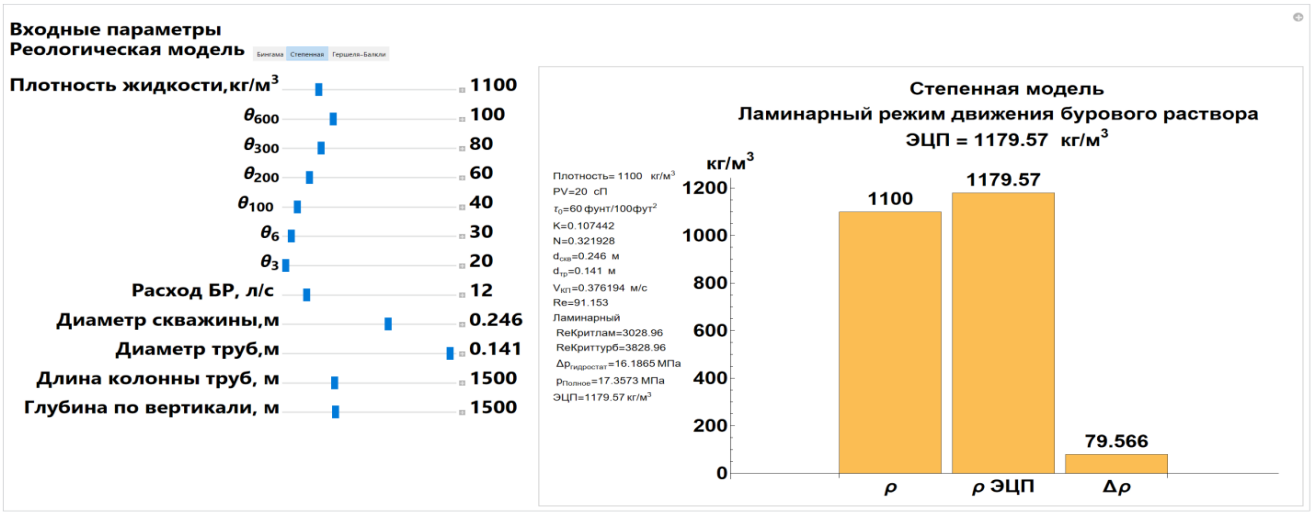


Рисунок 5.20 – Окно программы при выборе степенной реологической модели (составлено автором)

Таким образом, «Оперативный гидравлический калькулятор при строительстве скважин» [255] предназначен для расчёта градиента давлений для определённого интервала скважины. Данные, полученные с его применением, могут быть использованы в модуле «Программа для расчёта профиля скоростей при ламинарном движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины». При постановке задачи о вычислении давлений на забой наиболее точным будет результат суммирования давлений, рассчитанных для каждого интервала. Интервалы для расчёта рекомендуется выбирать исходя из изменения геометрии кольцевого пространства и угла скважины с учётом давления при обтекании замковых соединений [189].

5.4 Методы количественной оценки качества очистки ствола скважины от частиц выбуренной породы

При постановке задачи об определении эффективных комбинаций параметров τ_0, K, n необходимо принимать во внимание известные количественные показатели оценки качества очистки ствола скважины. Иначе возможны случаи, при которых плоскому профилю скоростей будут соответствовать параметры жидкостей, не удовлетворяющие иным известным критериям. Для этого рассмотрим несколько наиболее известных из них. Наиболее известные методики включают в себя оценку эффективности транспортирования шлама, исходя из схемы с рисунка 5.21.

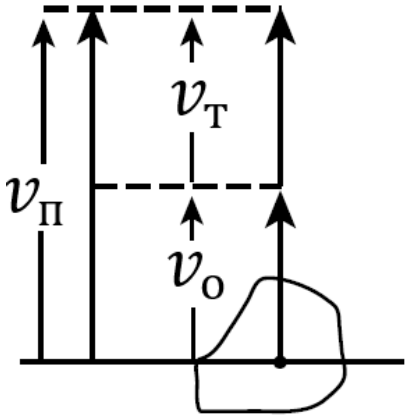


Рисунок 5.21 – Схема скоростей при движении частицы шлама [357]

При этом, $v_т$ – вычисляется как разница между скоростью потока и скоростью оседания по формуле (5.14):

$$v_т = v_п - v_о, \tag{5.14}$$

где $v_т$ – скорость транспортирования частицы в потоке, м/с;

$v_п$ – скорость потока БР, м/с;

$v_о$ – скорость оседания частицы, м/с.

Тогда, показатель эффективности транспортирования шлама $E_{т.ш.}$ задаётся отношением (5.15):

$$E_{т.ш.} = \frac{v_т}{v_п}. \tag{5.15}$$

Показатель $E_{т.ш.}$ может встречаться в виде (5.15) [365] или с умножением на 100 % [13]. Несмотря на простоту формулы (5.15), существуют различные подходы

к вычислению скорости оседания шлама $v_{\text{о}}$, что вносит значительные неопределённости. Например, в работе [151] используется формула (5.16):

$$v_{\text{о}} = \frac{d_{\text{ч}}^2 g(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{бр}})}{18\mu}, \quad (5.16)$$

где $d_{\text{ч}}$ – диаметр частиц шлама, м;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

$\rho_{\text{ш}}$,$\rho_{\text{бр}}$ – плотность шлама и БР, соответственно, кг/м^3;

μ – динамическая вязкость, Па·с.

Формула (5.16) отражает закон Стокса, согласно которому скорость осаждения частицы обратно пропорциональна вязкости флюида [33]. В более ранней версии этого же издания [365] была приведена формула (5.17):

$$v_{\text{о}} = \sqrt{\frac{2d_{\text{ч}} g(\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{бр}})}{1{,}12\rho_{\text{бр}}}}. \quad (5.17)$$

Представленные формулы имеют очевидные различия. При этом, формула (5.16) содержит динамическую вязкость, что косвенно указывает на использование ньютоновской модели, в то время как формула (5.17) не использует реологические характеристики вовсе. Таким образом, автор указывает, что чем больше размер и плотность шлама и чем меньше вязкость БР, тем быстрее шлам будет осаждаться, что влияет на снижение показателя $E_{\text{т.ш.}}$ (5.15). Также в приложениях к изданию [151] приведены номограммы для трёх диаметров ствола скважины: 444,5 мм, 311,2 мм, 215,9 мм. Номограммы рекомендуются к применению для вычисления эффективности транспортирования шлама («TI»), для последующего выбора минимального расхода бурового раствора при заданной скорости проходки либо максимальной скорости проходки при заданном расходе. Также номограммы объединяют пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига в один реологический коэффициент («RF»), что косвенно указывает на использование модели Шведова-Бингама.

Методика расчёта скорости оседания частицы шлама для степенной реологической модели представлена в источнике [13]. Отличительной особенностью является учёт режима обтекания частицы шлама, зависящего от

скорости сдвига и напряжения сдвига вблизи частицы. Если $\dot{\gamma}_{\text{ч}} < \dot{\gamma}_{\text{кр}}$, то режим обтекания ламинарный, в ином случае турбулентный. При этом используются формулы (5.18):

$$\dot{\gamma}_{\text{ч}} = \left(\frac{2{,}08\tau_{\text{ч}}}{K}\right)^{1/n}, \quad \dot{\gamma}_{\text{кр}} = \frac{5150}{d_{\text{ч}}\sqrt{\rho_{\text{бр}}}}. \tag{5.18}$$

где $\tau_{\text{ч}}$ – напряжение сдвига, возникающее на границе с частицей, Па.

Скорость сдвига вблизи частицы $\dot{\gamma}_{\text{ч}}$ также используется при расчёте скорости оседания, что является преимуществом данной методики, обусловленным учётом коэффициентов степенной реологической модели K, n. Полный метод расчёта содержится в источнике [13].

В исследовании [325] представлен индекс несущей способности (CCI), вычисляемый по формуле (5.19):

$$CCI = \frac{K\, v\, \rho}{400000}, \tag{5.19}$$

где K – индекс консистенции степенной реологической модели бурового раствора, эфф. сП;

v – скорость потока в кольцевом пространстве, фут/мин [325];

ρ – плотность бурового раствора, фунт/галлон [325].

Считают, что если индекс CCI равен или больше 1, то шлам выносится эффективно. Реологические параметры степенной модели для использования в формуле (5.19) необходимо вычислять по формулам(5.20)- (5.21):

$$K = (511)^{1-n}(PV + YP), \tag{5.20}$$

$$n = 3{,}322 \log\frac{(2PV+YP)}{PV+YP}, \tag{5.21}$$

где PV – пластическая вязкость бурового раствора, сП;

YP – динамическое напряжение сдвига, фут/100фут^2.

Параметры PV,YP вычислены для модели Шведова-Бингама по показаниям ротационного вискозиметра. Таким образом, использование (5.19) с учётом (5.20) и (5.21), через параметр K косвенно учитывает начальное напряжение сдвига и показатель нелинейности. Данное утверждение имеет место быть исключительно

при допущении связи между реологическими коэффициентами, отражёнными в формулах (5.20) и (5.21).

Среди рассматриваемых методик оценки эффективности гидротранспорта шлама наиболее обоснованной, с точки зрения физики процесса, является методика для степенной реологической модели из источника [13]. В ней учтены плотность и реологические параметры БР, размер частиц и плотность шлама, в том числе для частиц неправильной формы, а также режим обтекания частицы, непосредственно связанной со скоростью сдвига жидкости в окрестности частицы. Для выбранной методики также был реализован на WL расчётный блок, внешний вид которого представлен на рисунке 5.22. Данный расчётный блок является дополнительным модулем к программе [255].



Рисунок 5.22 – Внешний вид блока расчёта эффективности гидротранспорта частиц шлама для степенной реологической модели (составлено автором)

На основании данной методики установим зависимости основных параметров, влияющих на качество выноса шлама, для дальнейшего использования в качестве критериев к отбору оптимальных свойств БПЖ. На рисунке 5.23 для модели крупной сферической частицы 0,5 см шлама при диапазонах реологических параметров БР показаны основные закономерности параметров процесса выноса

частицы. Проанализировав результаты расчёта на модельных данных, можно сделать следующие выводы.

1. С ростом коэффициента консистенции скорость оседания частиц снижается. Данное явление объясняется тем, что коэффициент консистенции является в степенной реологической модели аналогом вязкости. Известно, что повышение вязкости снижает скорость оседания частиц за счёт повышения способности БР удержания частиц во взвешенном состоянии. Это объясняется теорией касательных напряжений, чем выше вязкость, тем выше касательные напряжения между слоями жидкости, что препятствует проскальзыванию частицы (рисунок 5.23 а). Следствием этого является увеличение эффективности выноса частиц шлама (рисунок 5.23 в).

2. С ростом коэффициента нелинейности скорость оседания частиц снижается. Данное явление объясняется тем, что коэффициент нелинейности в степенной реологической модели показывает неньютоновское поведение среды с точки зрения псевдопластических свойств. При росте скорости сдвига снижается эффективная вязкость при низких значениях показателя степени. Следовательно, при показателе n, стремящемся к 1, эффективная вязкость имеет меньшую тенденцию к убыванию, при $n = 1$, вязкость постоянна. Как говорилось ранее, увеличение вязкости повышает удерживающую способность, поэтому её снижение, отражаемое снижением коэффициента n нежелательно в задаче выноса шлама (рисунок 5.23 б). Следствием этого является увеличение эффективности выноса частиц шлама (рисунок 5.23 г).

3. С ростом коэффициента консистенции и нелинейности критический расход принимает более высокое значение. Данное явление объясняется более высокими касательными напряжениями, характеризующими взаимодействие слоёв жидкости. При этом турбулентный режим наступает при более высоких скоростях, что благоприятно для процесса бурения, так как можно повышать скорость потока путём повышения расхода, избегая перехода в турбулентный режим (рисунок 5.23 д,е). Турбулентный режим негативно воздействует на скважину из-за более высоких давлений, что может привести к значительным последствиям.

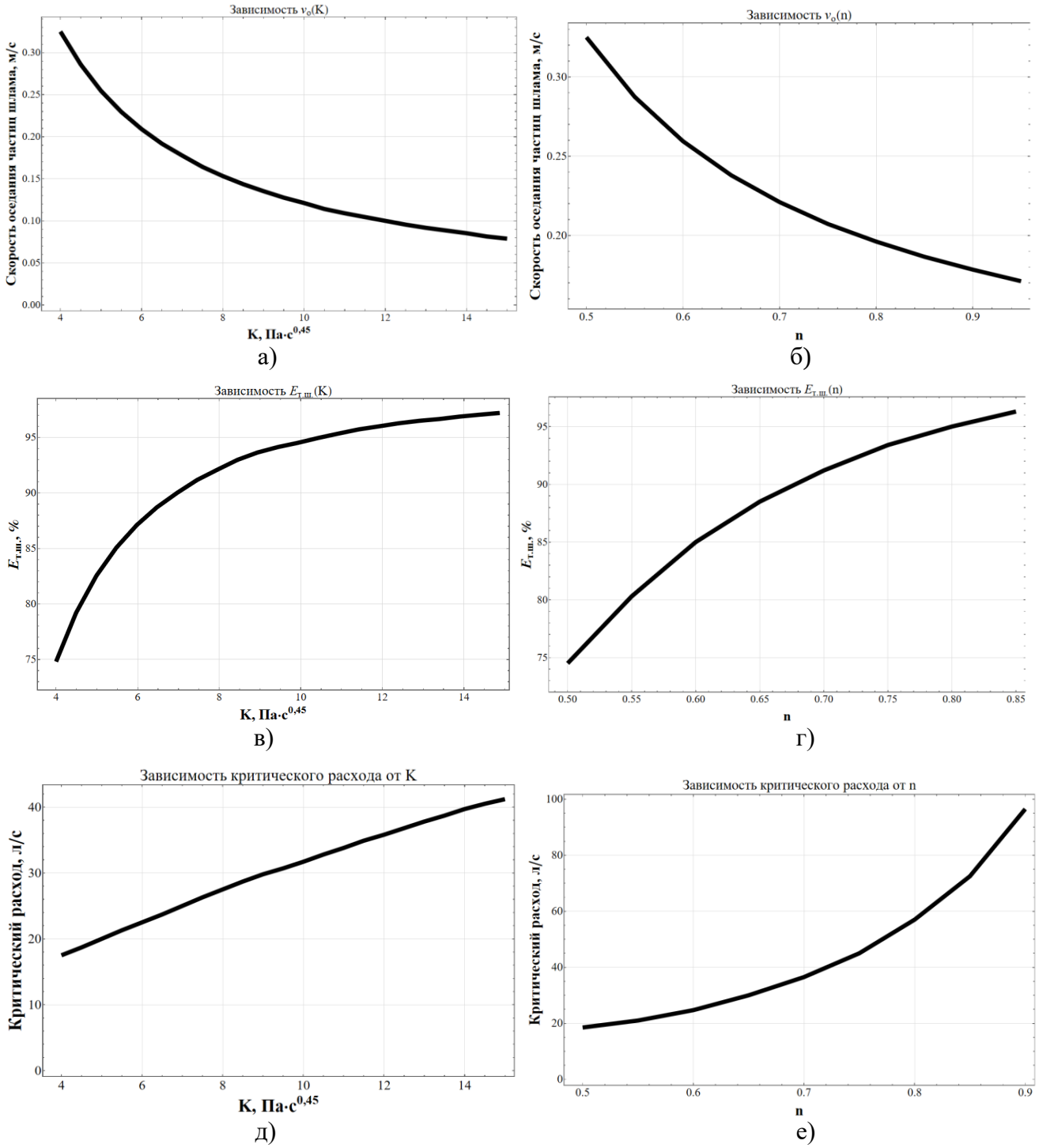


Рисунок 5.23 – Зависимости параметров качества промывки скважины от коэффициентов реологической модели степенной жидкости: скорости оседания частиц а) от K, б) от n; эффективности выноса шлама в) от K, г) от n; критического расхода д) от K;е) от n (составлено автором)

При сопоставлении параметров качества выноса шлама (5.15) и (5.19) установлена нелинейная возрастающая связь, что указывает на отсутствие противоречий между ними. Установленное влияние реологических параметров на

показатели эффективности выноса шлама может быть учтено при проектировании БПЖ. Важнейшим параметром при промывке является давление, создаваемое потоком БР. Оценим влияние параметров τ_0, K, n на динамические давления, вычисляемые по формуле (3.30). Рассчитаем перепад динамических давлений на 1 м кольцевого пространства между БК и стенкой скважины ствола из п. 3.4. при фиксированной скорости потока в ламинарном режиме 1,6 м/с и при варьировании реологических параметров. Проекции градиента динамических давлений представлены на рисунке 5.24.

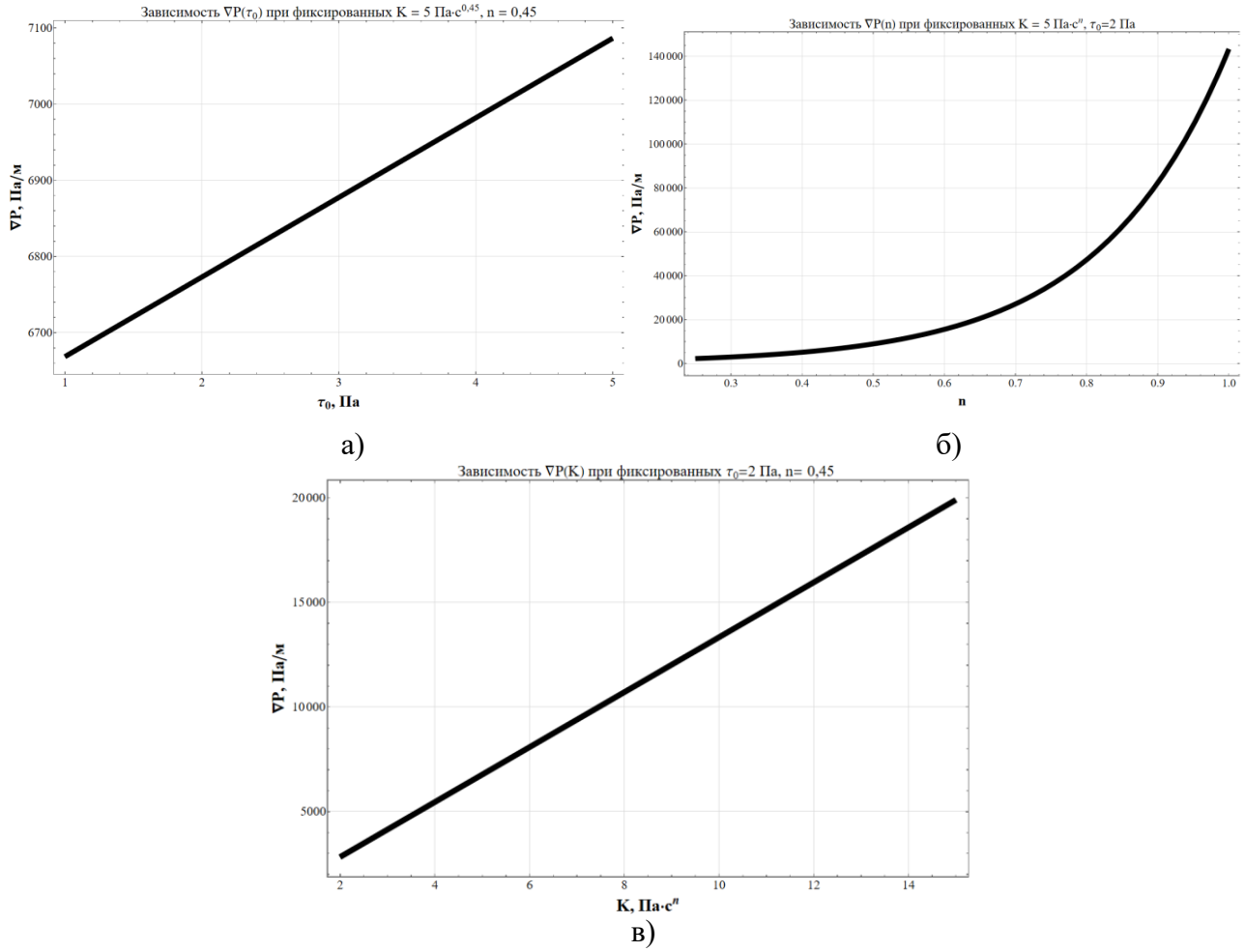


Рисунок 5.24 – Зависимость градиента динамических давлений при движении модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины от реологических коэффициентов а) от τ_0; б) от n; в) от K (составлено автором)

Рост коэффициентов τ_0, K, n приводит к росту динамических давлений. Анализ частных производных от функции (3.30) подтверждает линейное изменение динамических давлений от τ_0 (при фиксированных значениях K и n) и от K (при фиксированных значениях τ_0 и n). Изменение динамических давлений от n

нелинейно. Численным анализом чувствительности к изменению динамических давлений установлено, что наиболее значимо влияние n коэффициента, далее K и τ_0. Данный анализ подтверждает актуальность исследования влияния реологических коэффициентов на вид профиля скоростей. Согласно зависимостям с рисунков 5.23 и 5.24, повышение коэффициентов K и n благоприятно по отношению к эффективности выноса шлама, но при их росте также наблюдается рост давлений, который, сопутствует дополнительной фильтрации в пласт даже в рамках безопасно допустимых значений. Нахождение взаимосвязи между параметрами τ_0, K, n для обеспечения равномерного профиля скоростей может быть эффективным способом повышения качества очистки ствола скважины с учётом допустимых скоростей БР и давлений.

5.5 Зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от реологических параметров

Анализ фундаментальных исследований решения гидродинамических задач при течении БР в кольцевом пространстве скважины показал возможность унификации подхода к расчёту профиля скоростей как функции от полного градиента давлений [127,129,148,233,244,357]. Тогда обозначим полное давление в уравнениях (5.3) и (5.6) за P, и нахождение зависимостей профиля скоростей сводится к решению уравнения (5.22):

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \frac{1}{r}\frac{\partial r\tau}{\partial r}, \tag{5.22}$$

где $\frac{\partial P}{\partial z}$ может быть вычислено по методикам расчёта давлений на соответствующем участке скважины с учётом угла наклона, в том числе с возможностью учёта гидростатического градиента. Таким образом, $\frac{\partial P}{\partial z}$ является одним из основных параметров задачи, позволяющим унифицировать разрабатываемую модель.

Для построения модели по определению влияния комбинации параметров модели Гершеля-Балкли на равномерность профиля скоростей потока необходимо найти зависимость модифицированного коэффициента эксцесса E_w от коэффициентов τ_0, K, n. При этом, модель должна иметь универсальность, а именно, подходить для различных скважинных условий и адекватно отвечать на

изменение входных параметров. Так как E_w зависит от распределения скоростей, полученного численным решением уравнения движения с заданными геометрическими условиями, перепадов давлений и параметров жидкости, задача сводится к нахождению зависимости вида (5.23) между физическими параметрами:

$$E_w = f\left(\tau_0, K, n, R_2, R_1, \frac{\partial P}{\partial z}\right). \quad (5.23)$$

Поиск зависимости вида (5.23) вызван требованиям к универсальности модели. Учёт коэффициентов τ_0, K, n позволяет работать как с моделью Гершеля-Балкли, так и с более простыми моделями, полученными из неё. Возможность данного перехода и анализ решений представлены в п. 5.2. Модель данного вида также позволяет получать оценку равномерности профиля скоростей для различного размера кольцевого пространства и использовать данные о градиенте давлений, не ограничиваясь одним определённым способом его вычисления.

Для нахождения зависимости (5.23) необходимо составить таблицу значений выходного параметра E_w от входных. Для каждого параметра выбраны диапазоны, соответствующие возможным физическим и технологическим параметрам промывки скважины. Выбор диапазонов реологических параметров соответствует размаху значений из таблиц 3.6 и 5.2 и представлен выражениями (5.24):

$$\begin{gathered} 0{,}2 \le \tau_0 \le 4 \text{ Па}, \\ 0{,}05 \le K \le 15 \text{ Па·с}^{\text{n}}, \\ 0{,}15 \le n \le 1. \end{gathered} \quad (5.24)$$

Размах параметра R_1 соответствует различным внешним диаметрам элементов бурильных колонн, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин, а R_2 – диаметрам долот и внутренним диаметрам бурильных труб. При генерировании установлено ограничение $R_1 < R_2$ в диапазонах значений (5.25):

$$\begin{gathered} 0{,}093 \le R_2 \le 0{,}6604 \text{ м}, \\ 0{,}06 \le R_1 \le 0{,}254 \text{ м}. \end{gathered} \quad (5.25)$$

Градиент давлений рассчитывался для значений средней скорости в кольцевом пространстве из диапазона (5.26):

$$0{,}1 \leq \bar{w} \leq 5 \text{ м/с} \quad . \tag{5.26}$$

Для расчёта градиента давлений использована формула (3.30) в виду её универсальности применения для модели Гершеля-Балкли с учётом возможных переходов к упрощённым моделям. Зависимость (5.23) не содержит параметр скорости в явном виде, что расширяет возможность её применения путём использования альтернативных формул расчёта градиента давлений. Согласно [141,155], формула (3.30) выведена с наличием допущений, что обосновывает незначительную невязку средних скоростей при пересчёте по уравнению движения (5.22).

Для определения многофакторных зависимостей (5.23) неизвестной аналитической формы могут быть применены методы ML. При этом сгенерированные обрабатываемые данные именуют «синтетическими» и строят предиктивную модель на основании закономерностей влияния признаков [193]. Например, в работе [310] методами ML строится модель прогнозирования ЭЦП по 7 факторам, среди которых свойства раствора и параметры режима бурения. Авторами установлено, что наибольшую эффективность имеет метод байесовской регуляризации. Данный вывод был сделан на основании наименьшей среднеквадратичной ошибки и наибольшего коэффициента детерминации, в сравнении с 10 методами ML. В статье [311] авторами построена модель прогнозирования реологических параметров буровых растворов на основании замеров плотности и условной вязкости по воронке Марша. Также авторами рекомендованы к применению в инженерной практике упрощённые корреляции, построенные на основании вычислений предиктивной модели. В исследовании [333] для прогнозирования реологических свойств БР по шести факторам использовалась модель гауссовского процесса, показавшая наивысший коэффициент детерминации 0,9 среди аналогичных. Авторы работы [332] используют гибридное машинное обучение для быстрого прогнозирования реологических и фильтрационных свойств РВО. Исследования [332,382] также посвящены опыту применения методов предиктивной аналитики для прогнозирования свойств буровых растворов, в том числе в условиях высокого

давления и температуры. Анализ успешных практик применения машинного обучения обосновывает возможность их использования для определения искомой зависимости (5.23). В работе [138] представлен опыт применения метода «случайный лес» для прогнозирования скорости бурения в зависимости от параметров режима бурения и данных забойной телесистемы. Методы регрессионного анализа и математической статистики также являются эффективным инструментом при проектировании свойств БР. Методологические подходы к их применению описаны в работах [202,243].

В языке WL встроено 7 методов ML [406]. Для выбора наиболее эффективного метода функции Predict при обработке первично составленной таблицы данных использовался шаблон по применению каждого и сравнения коэффициента детерминации R^2 и СКО. Всего использована таблица из 9098 комбинаций параметров, которая разделена на обучающую и тестовую выборку. Данные были разделены случайным образом на тренировочную и тестовую выборки в пропорции 80/20, что соответствует 7278/1820 наборам данных. Проверка исходной таблицы данных на наличие парных корреляций факторов показала отсутствие явной мультиколлинеарности, что свидетельствует о независимости признаков, а также о корректной структуре используемых данных. Независимость признаков свидетельствует о самостоятельном вкладе каждого в формирование отклика модели. Корреляционная матрица представлена в виде тепловой карты корреляций на рисунке 5.25.

Наличие наибольшей связи между радиусами R_1 и R_2 обосновано ограничением на генерирование их значений, а именно, $R_1 < R_2$. Результаты расчёта коэффициента детерминации R^2 и СКО представлены в таблице 5.4. и на рисунке 5.26.

Наилучшие показатели качества аппроксимации установлены при использовании метода «Gradient Boosted Trees» функции Predict. Его характеристики для тестовой выборки показаны на рисунке 5.27. На графике сравнения Comparison Plot эталоном служит линия идеального совпадения, по ней видно, что предсказанное значение в большинстве случаев совпадает с тестовым.

Распределение отклонений изображено на графиках Residual Plot и Residual Histogram. Большее количество отклонений близко к 0, что также свидетельствует о высоком качестве аппроксимации. Высокий коэффициент детерминации не требует дополнительного отсева точек обрабатываемой выборки.

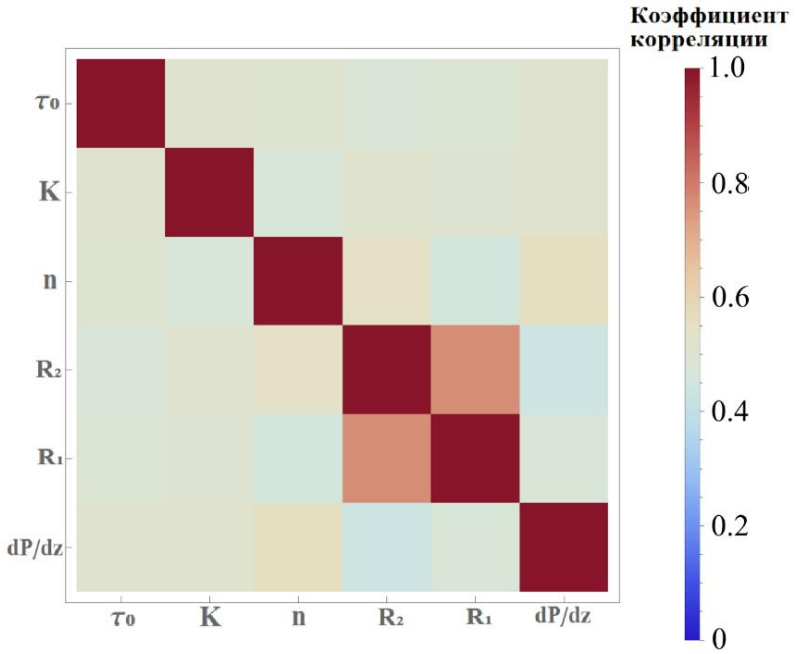
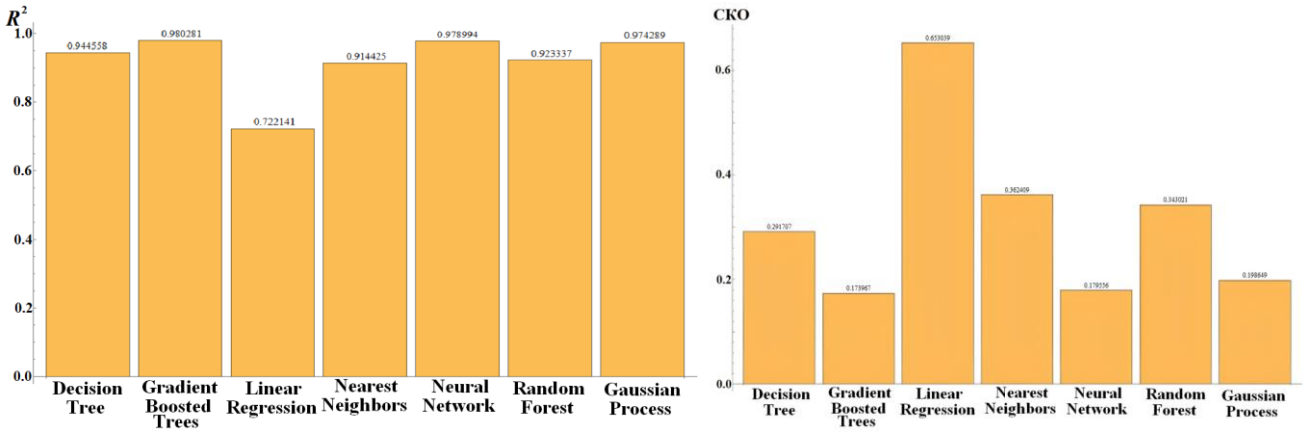


Рисунок 5.25 – Карта корреляций факторов $\tau_0, K, n, R_2, R_1, \partial P/\partial z$ (составлено автором)

Таблица 5.4 – Метрики качества применения методов ML (по данным автора)

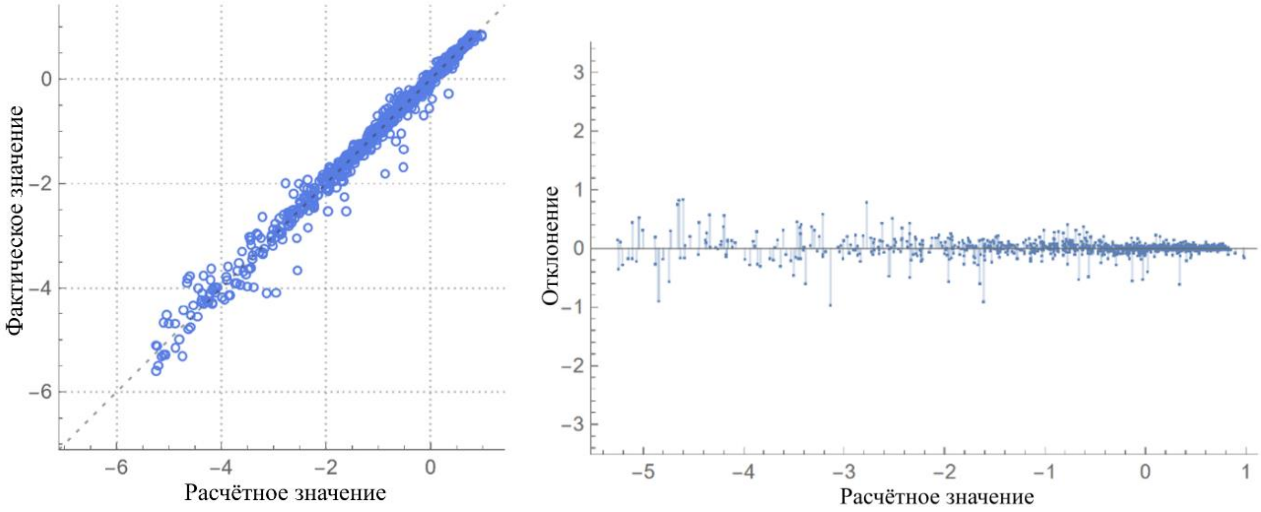
Опция функции Predict на языке WL	Пояснение метода	R^2	СКО
Decision Tree	прогнозирование с помощью дерева решений	0,945	0,292
Gradient Boosted Trees	прогнозирование с использованием ансамбля деревьев, последовательно обучаемых с градиентным бустингом	0,98	0,174
Linear Regression	метод линейной регрессии	0,722	0,653
Nearest Neighbors	прогнозирование на основе ближайших соседних примеров в пространстве признаков	0,914	0,362
Neural Network	прогнозирование с помощью искусственной нейронной сети	0,979	0,18
Random Forest	прогнозирование по ансамблям деревьев решений Бреймана – Катлера	0,923	0,343
Gaussian Process	прогнозирование с помощью функций гауссовского процесса	0,974	0,199



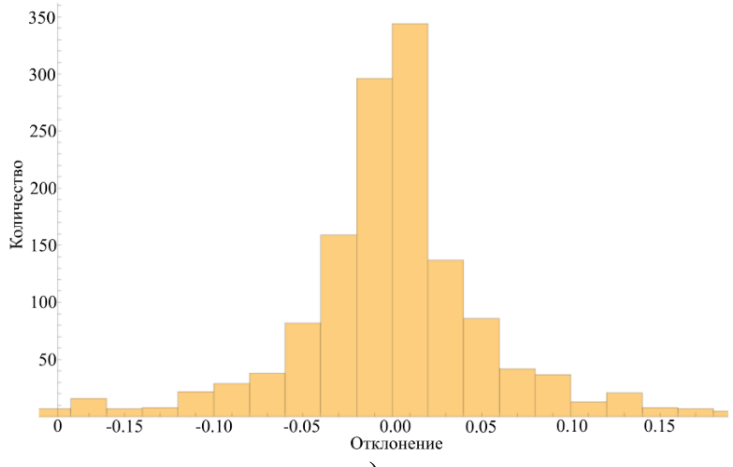
а) б)

Рисунок 5.26 – Показатели качества применения методов ML языка WL:

а) коэффициент детерминации; б) СКО (составлено автором)



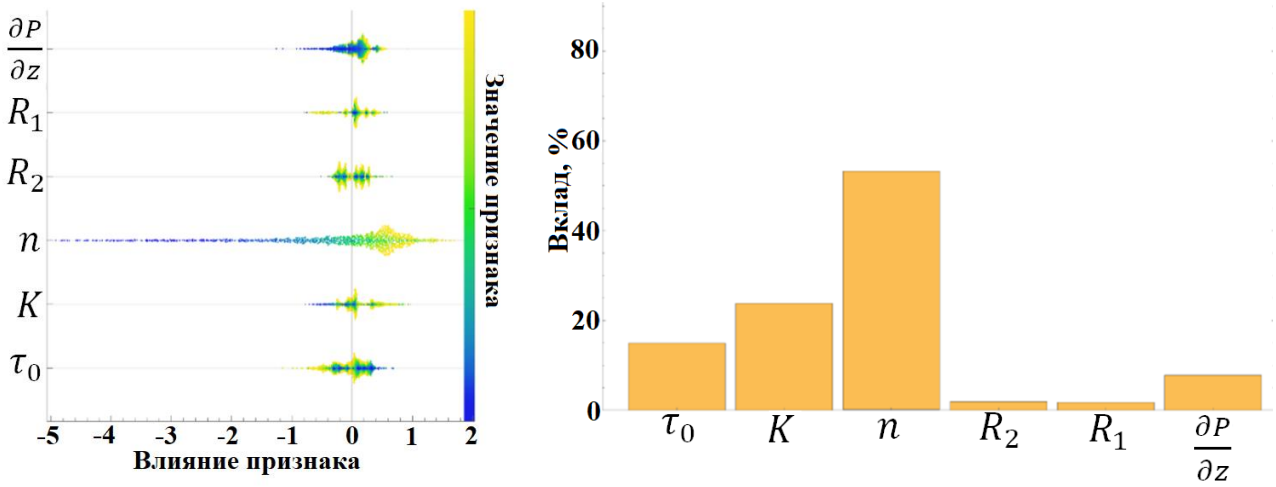
а) б)



в)

Рисунок 5.27 – Характеристики метода «Gradient Boosted Trees»: а) график сравнения ComparisonPlot; б) распределение отклонений по областям ResidualPlot; в) гистограмма отклонений ResidualHistogram (составлено автором)

На рисунке 5.28 изображены графики, характеризующие вклад каждого фактора в результат расчёта выходного параметра. Из графиков следует, что наибольший вклад вносит показатель нелинейности реологической модели n, за ним наиболее важными являются также параметры реологической модели K и τ_0. Следующими по значимости являются градиент давлений dP/dz и радиусы R_2 и R_1.



а) б)

Рисунок 5.28 – Характеристики значимости факторов: а) с применением функции «SHAPPlots»; б) вклад фактора в модель, в процентах (составлено автором)

Данные результаты не противоречат классическим исследованиям по гидромеханике движения неньютоновских жидкостей в кольцевом канале, дополняя их учётом начального напряжения сдвига в совокупности с псевдопластичными свойствами. Можно отметить, что в классических исследованиях, например [127], используют отношение диаметров или величину зазора при вычислении параметров движения жидкости, например, числа Сен-Венана и числа Рейнольдса.

Зависимость (5.23) имеет выраженный нелинейный характер, о чём свидетельствует наименьший коэффициент детерминации у метода линейной регрессии по сравнению с остальными. Недостатком предиктивных моделей является отсутствие возможности построения зависимости аналитического вида. При этом анализ результатов показывает высокий детерминированный вклад и невысокое влияние стохастичности, связанной с численным методом расчёта большого массива данных. Определение линейных участков зависимости или

метода линеаризации позволяет осуществить переход к модели линейной многофакторной регрессии. Дальнейшая задача включает в себя нахождение детерминированных участков рассматриваемой зависимости с возможностью определения линейных участков, после чего возможно построение линейной многофакторной регрессионной зависимости, удобной для инженерной практики расчётов.

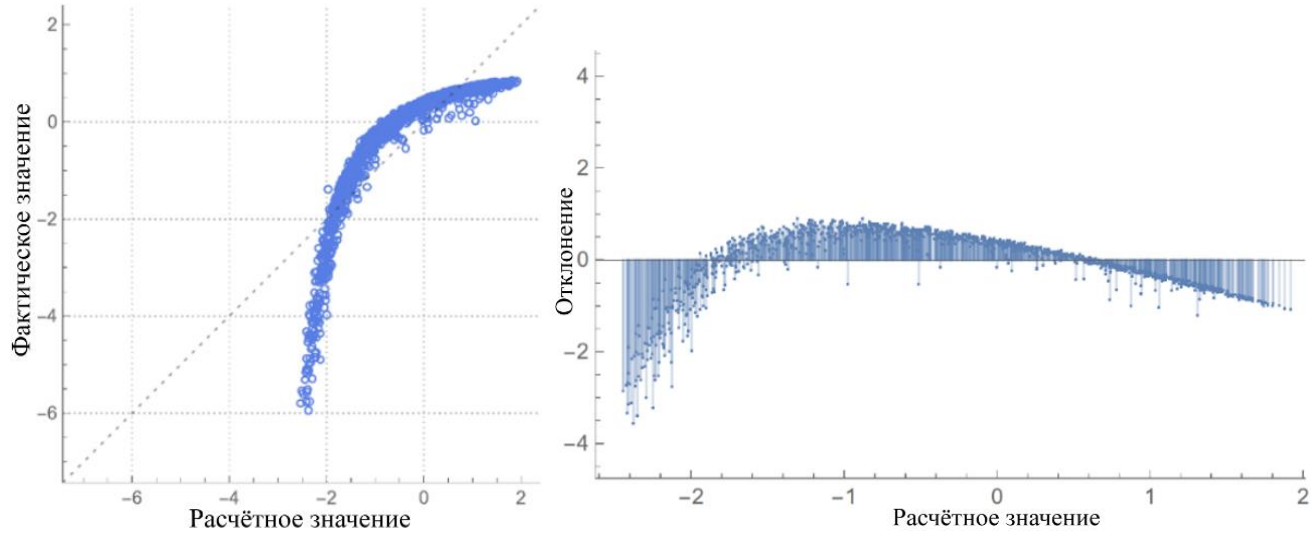
Метод линейной регрессии, как показано в таблице 5.4, имеет наибольшую погрешность, что является его явным недостатком. Рассмотрим способы повышения его показателей аппроксимации для построения качественной модели в аналитическом виде. Базовая модель линейной многофакторной регрессии имеет вид (5.27):

$$E_w = a_0 + a_1\tau_0 + a_2K + a_3n + a_4R_2 + a_5R_1 + a_6\frac{\partial P}{\partial z}, \qquad (5.27)$$

где a_i – коэффициенты регрессии, имеющие обратные размерности с параметрами, стоящими в произведении с ними.

Таким образом, каждое слагаемое (5.27) является безразмерным. На рисунке 5.29 представлен график сравнения и распределение отклонений при аппроксимации базовой моделью (5.27) с $R^2 = 0{,}722$. Анализ графиков показывает наличие выраженной нелинейной зависимости между переменными. На рисунке 5.29 а) виден изгиб точек относительно линии идеального совпадения. Систематическое отклонение остатков от нуля (рисунок 5.29 б) также совпадает с областями отклонения. В соответствии с характером распределений отклонений одним из способов повышения качества аппроксимации является разбиение выборок на два поддиапазона по значению прогнозируемой переменной. Для тестирования данного метода исходная выборка была разбита в точке $E_w = -1$, в которой явно виден перегиб распределения отклонений. Кусочная аппроксимация линейной функцией позволила достигнуть коэффициента детерминации $R^2 \approx 0{,}8$ для каждого участка, что можно считать значимым улучшением модели. Так как наибольшее влияние оказывает показатель нелинейности n реологической модели

Гершеля-Балкли, то его замена на $ln(n)$ в выражении (5.27) привела к значению $R^2 = 0{,}877$.



а) б)

Рисунок 5.29 – Характеристики метода линейной регрессии: а) график сравнения Comparison Plot; б) распределение отклонений по областям Residual Plot (составлено автором)

Ещё одним способом повышения качества аппроксимации является линеаризация переходом к безразмерным параметрам, составленным методом размерностей из характерных параметров задачи [44]. Переход к безразмерным параметрам является известным математическим приёмом в задачах гидромеханики [6,127,129,244]. Для вывода безразмерных комбинаций используется π-теорема [16,303].

Введём замену (5.28), которая осуществляет переход от R_2, R_1 к величине зазора кольцевого пространства ΔR:

$$\Delta R = R_2 - R_1, \tag{5.28}$$

Используя τ_0, введём безразмерный параметр π_1 по формуле (5.29):

$$\pi_1 = \frac{\tau_0}{\frac{\partial P}{\partial z}\Delta R}. \tag{5.29}$$

Для введения безразмерного параметра с использованием K среди независимых размерностей не хватает времени. Введём время через параметр средней скорости сдвига, которая для кольцевого пространства, согласно [359,364], вычисляется по формуле (5.30):

$$\overline{\dot{\gamma}} = \frac{12\overline{w}}{D_2 - D_1}, \tag{5.30}$$

где $\overline{\dot{\gamma}}$ – средняя скорость сдвига, с;

D_1, D_2 – внешний диаметр элемента бурильной колонны и диаметр скважины, соответственно, м;

$\overline{w}$ – средняя скорость потока, м/с.

Следовательно, с учётом (5.30) принимает вид (5.31):

$$\overline{\dot{\gamma}} = \frac{6\overline{w}}{\Delta R}. \tag{5.31}$$

Средняя скорость сдвига является необходимым параметром с точки зрения анализа размерностей. При этом, ΔR уже является параметром задачи, а $\overline{w}$ является параметром, генерируемым в исходной таблице данных, согласно (5.26). Также для конкретной скважины средняя скорость может быть вычислена по формуле (3.29).

Тогда введём второй безразмерный параметр по формуле (5.32):

$$\pi_2 = \frac{K\overline{\dot{\gamma}}^n}{\frac{\partial P}{\partial z}\Delta R}. \tag{5.32}$$

Таким образом, исходная искомая зависимость (5.23) приведена к зависимости вида (5.33):

$$E_w = f\left(\tau_0, K, n, \Delta R, \frac{\partial P}{\partial z}, \overline{\dot{\gamma}}\right). \tag{5.33}$$

Распишем применение π-теоремы к (5.33). Используем класс размерностей MLT, где M – символ размерности массы, L – длины, T – времени.

Тогда размерности физических величин представлены выражениями (5.34):

$$\begin{gathered} [\tau_0] = ML^{-1}T^{-2}, \\ [K] = ML^{-1}T^{n-2}, \\ [\Delta R] = L, \\ \left[\frac{\partial P}{\partial z}\right] = ML^{-2}T^{-2}, \\ \left[\overline{\dot{\gamma}}\right] = T^{-1}. \end{gathered} \tag{5.34}$$

Всего 6 параметров задачи, среди которых один безразмерный – n. Тогда из (5.34) можно составить два безразмерных параметра, которыми и являются (5.29) и (5.32). Так как логарифмирование является взаимно однозначным преобразованием, то введём π_3 по формуле (5.35):

$$\pi_3 = ln(n). \quad (5.35)$$

Тогда по π-теореме функция (5.33) сводится к зависимости от трёх безразмерных параметров по формуле (5.36):

$$E_w = f(\pi_1, \pi_2, \pi_3). \quad (5.36)$$

Аналогично (5.27), исследуем линейную зависимость вида (5.37):

$$E_w = a_0 + a_1\pi_1 + a_2\pi_2 + a_3\pi_3. \quad (5.37)$$

Для модели линейной регрессии (5.37) с использованием в качестве метода функции Predict установлено значение $R^2 = 0{,}976$. Этот результат значительно превышает коэффициенты детерминации моделью (5.27) даже при кусочном применении. $R^2 = 0{,}976$ для модели (5.37) приближается к результатам аппроксимации моделями ML, а именно «Neural Network» и «Gradient Boosted Trees». В отличие от метода машинного обучения линейная модель (5.36) имеет аналитический вид, а введённые безразмерные параметры согласованы физическими размерностями значимых параметров, согласно π-теореме. Модель (5.37) не требует кусочного применения и соответствует области определения (5.24)-(5.26). Рассмотрим графики, характеризующие модель. По графику сравнения (рисунок 5.30 а) виден результат произведённой линеаризации, когда большее количество точек лежит в области линии идеального совпадения. Также линеаризация снизила систематическое отклонение остатков от нуля, что видно при сравнении графиков с рисунков 5.29 б) и 5.30 б). Гистограмма отклонений 5.30 в) подтверждает наибольшее распределение отклонений в области 0.

На рисунке 5.30 г отображена карта корреляции факторов π_1, π_2, π_3. Между парами $\pi_1, \pi_2,$ и π_1, π_3 корреляции нет, π_2, π_3 коррелируют из-за общих физических переменных, что является естественным следствием π-теоремы.

На рисунках 5.31 представлены результаты интерпретации модели с точки зрения влияния факторов. Установлено, что наибольшее влияние на отклик оказывает безразмерный параметр π_3, зависящий от коэффициента реологической модели n, что составляет 44%. Вклад π_2 и π_1 30% и 26 %, соответственно.

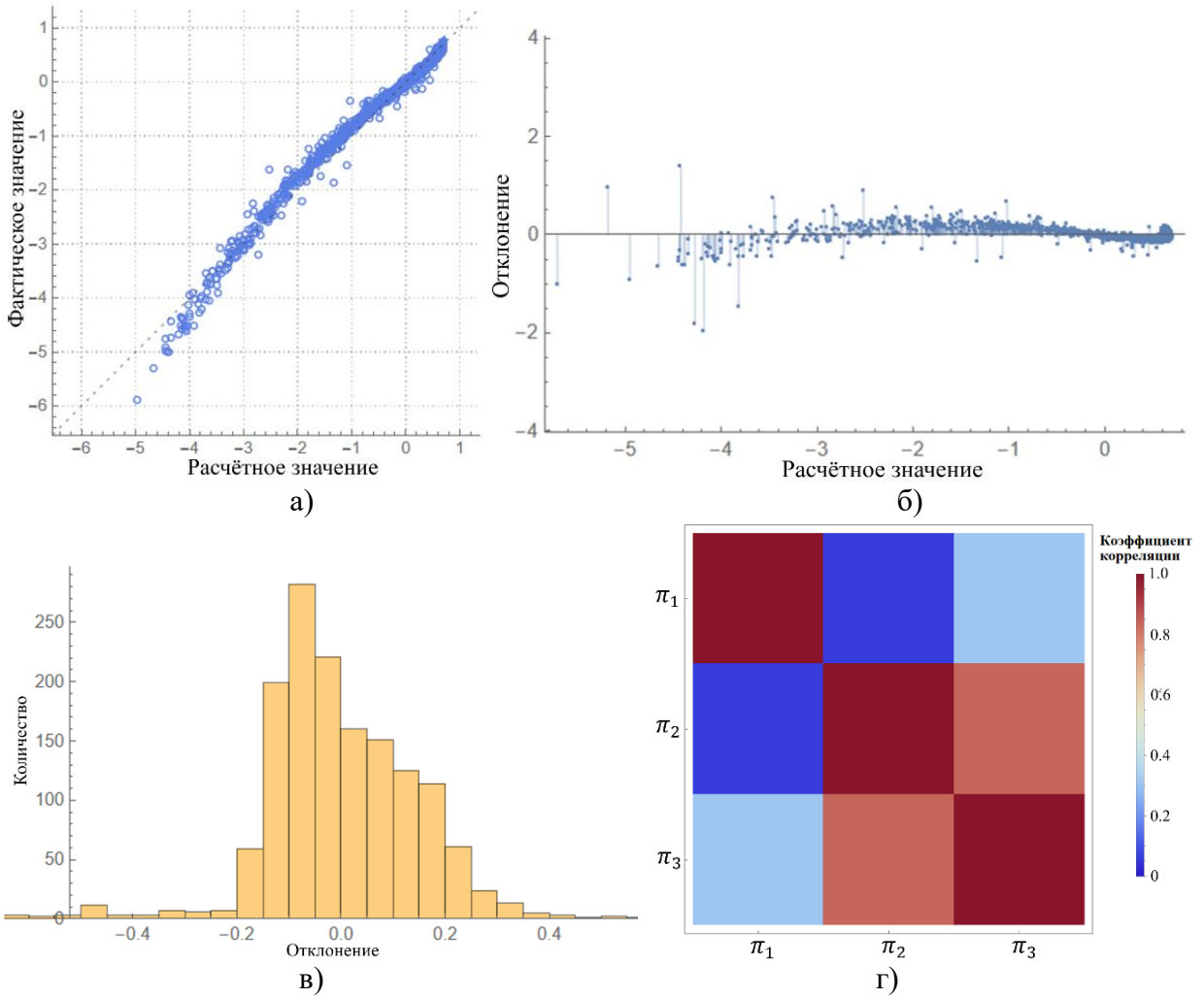


Рисунок 5.30 – Характеристики метода линейной регрессии от безразмерных параметров: а) график сравнения ComparisonPlot; б) распределение отклонений по областям ResidualPlot; в) гистограмма отклонений ResidualHistogram; г) карта корреляций факторов π_1, π_2, π_3 (составлено автором)

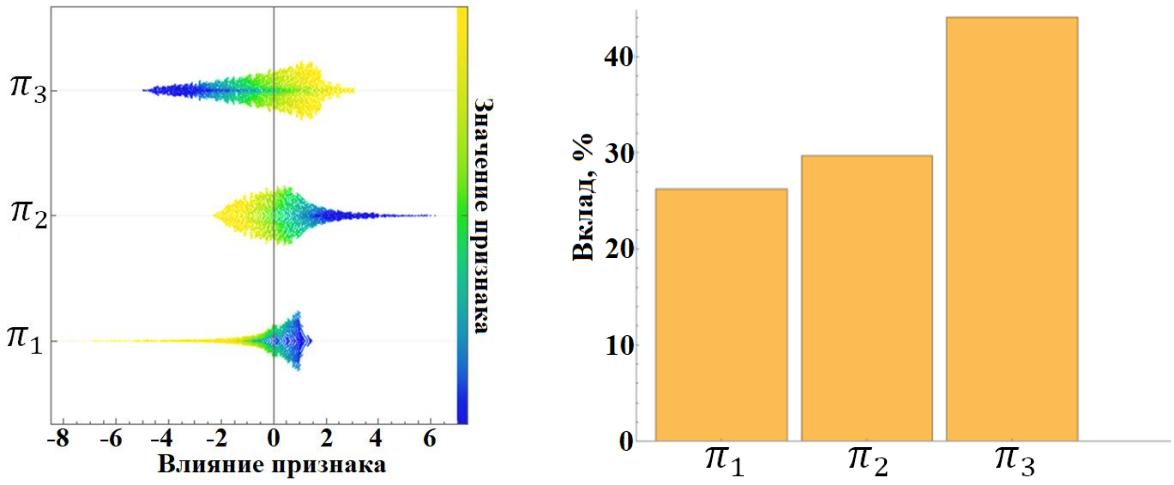


Рисунок 5.31 – Характеристики значимости факторов: а) с применением функции «SHAPPlots»; б) вклад фактора в модель, в процентах (составлено автором)

Определение вида линейной аппроксимирующей функции позволяет перейти от предиктивной аналитики, в частности, использования функции Predict к функциям, использующим классические статистические подходы к построению многофакторной модели. Для этого перед переходом к функции «Linear Model Fit», определяющей коэффициенты линейной регрессии по МНК с использованием опции «Worst Predicted Examples», был произведён отсев грубых ошибок численного метода.

Результатом отсева является скорректированная выборка, исключающая грубые погрешности численного эксперимента, которые видны на графиках с рисунков 5.27-5.29. Данные погрешности обоснованы использованием приближенной формулы расчёта динамических давлений и ограничением итераций при расчёте.

Результаты определения коэффициентов регрессии модели (5.37), а также их статистические характеристики представлены в таблице 5.5. Установлено высокое значение коэффициента $R^2 = 0{,}976$, низкое СКО, высокие показатели *t*-статистики и близкие к 0 P- значения свидетельствуют о значимости каждого коэффициента при вычислении целевого параметра модели [41].

Таким образом, построенная модель с вычисленными коэффициентами регрессии имеет вид (5.38):

$$E_w = 14{,}637 - 41{,}972\,\frac{\tau_0}{\frac{\partial P}{\partial z}\Delta R} - 28{,}115\,\frac{K\bar{\dot{\gamma}}^n}{\frac{\partial P}{\partial z}\Delta R} + 3{,}366\,ln(n)\,. \qquad (5.38)$$

Таблица 5.5 – Результаты определения коэффициентов регрессии (по данным автора)

Коэффициент регрессии	Значение	СКО	Доверительный интервал 95%		t - статистика	P - значение
			мин.	макс.		
a_0	14,6369	0,0716	14,4965	14,7774	204,3433	≈ 0
a_1	-41,9718	0,1907	-42,3456	-41,5979	-220,074	≈ 0
a_2	-28,1149	0,1517	-28,4122	-27,8175	-185,333	≈ 0
a_3	3,3659	0,0071	3,3521	3,3797	477,180	≈ 0

Применим вышеописанные подходы к данным о промывке скважины и свойствам БР из п. 3.4 (таблице 3.6), а также к жидкостям из п. 5.3 (таблицы 5.2). На рисунке 3.15 изображены значения фактической скорости и критической

скорости движения растворов, что указывает на наличие ламинарного режима. Градиент давлений рассчитан по формуле (3.30). Скорость потока при обтекании БТ в открытом стволе составляет 1,2 м/с. Объединив к рассмотрению параметры БР из обеих таблиц, произведён расчёт модифицированного коэффициента эксцесса с использованием численного метода при решении системы (5.1)-(5.6) и по модели (5.38) для рассматриваемой скважины. На график сравнения нанесены точки, соответствующие обоим методам (рисунок 5.32).

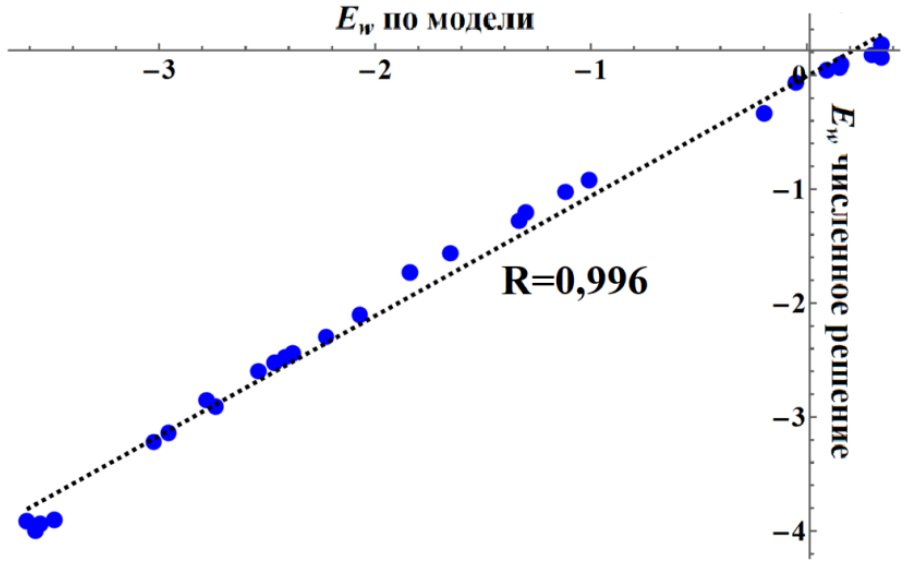


Рисунок 5.32 – График сравнения модифицированного коэффициента эксцесса полученного двумя методами (составлено автором)

Коэффициент корреляции составляет 0,996, что является достаточно высоким показателем сходимости решений. На рисунке 5.33 изображены значения модифицированного коэффициента эксцесса для тестируемых 28 промывочных жидкостей. Нумерация жидкостей из таблицы 3.6 обозначена на графике с номера 23.

Для наглядности наиболее плоский (№15) и вытянутый (№26) профили представлены на рисунке 5.34. Градиент давлений для каждой жидкости представлен на рисунке 5.35. Таким образом, установлено, что при одной и той же скорости движения наиболее плоские профили скоростей у жидкостей под №15 из таблицы 5.2 и № 1 и № 2 из таблицы 3.6. При этом жидкость №1 не может быть применена на рассматриваемой скважине в связи с высоким давлением репрессии.

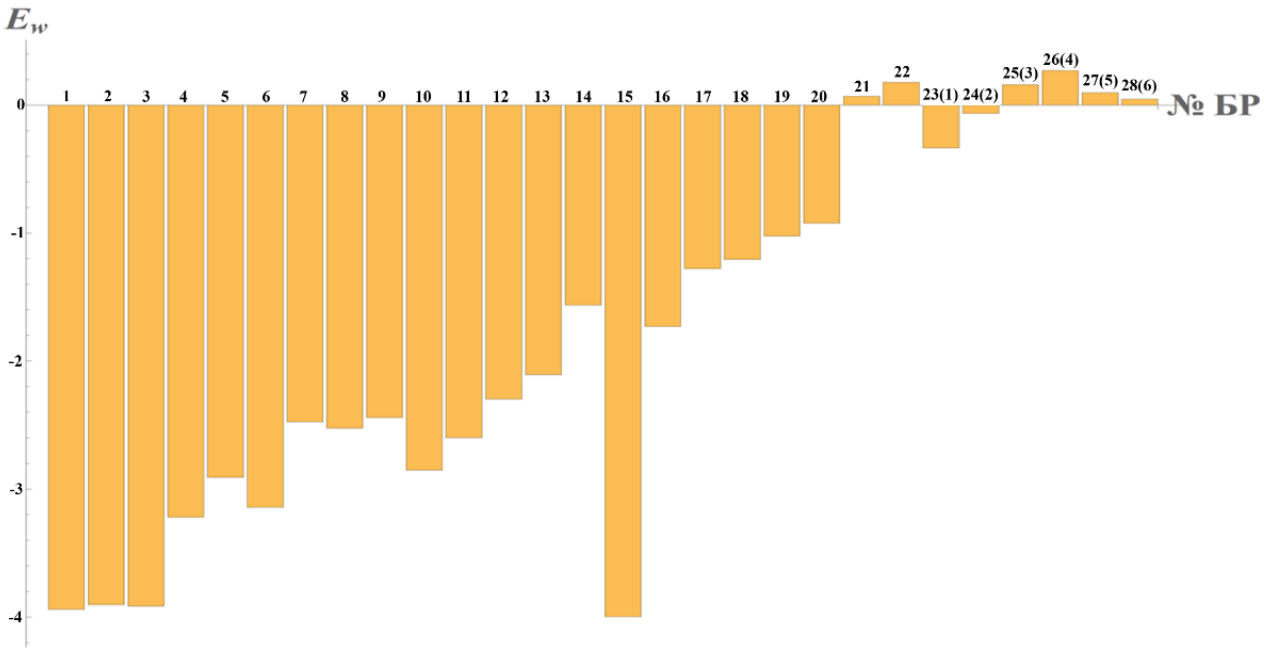


Рисунок 5.33 – Значения модифицированного коэффициента эксцесса для 28 промывочных жидкостей в условиях рассматриваемой скважины (составлено автором)

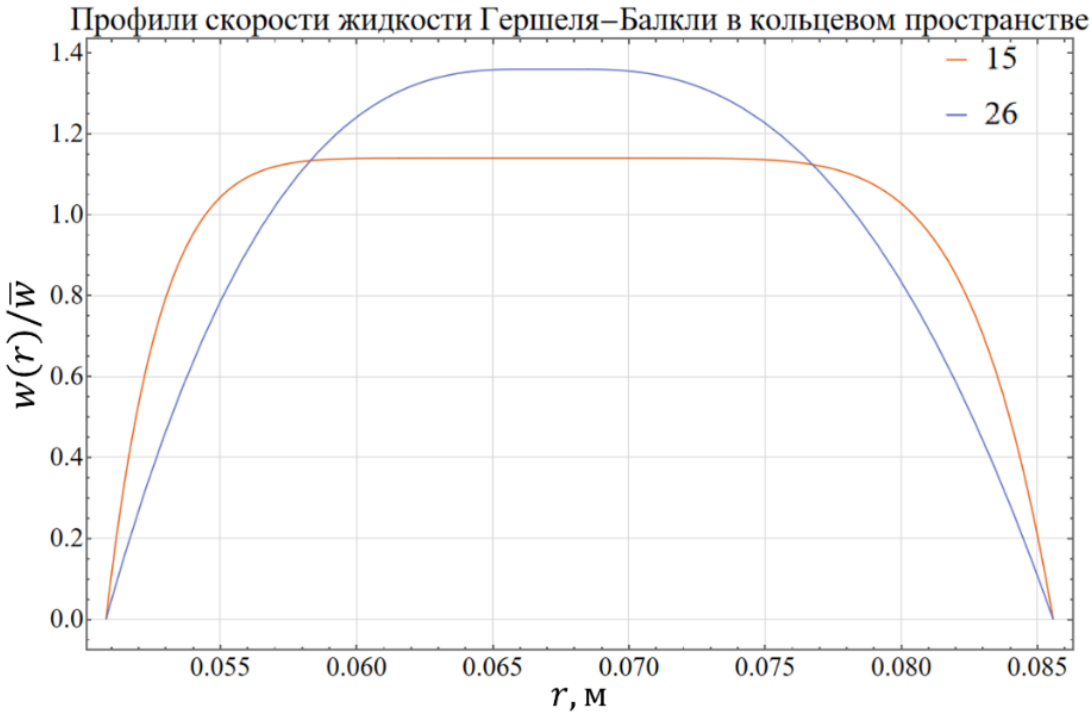


Рисунок 5.34 –Наиболее плоские и вытянутые профили скоростей (составлено автором)

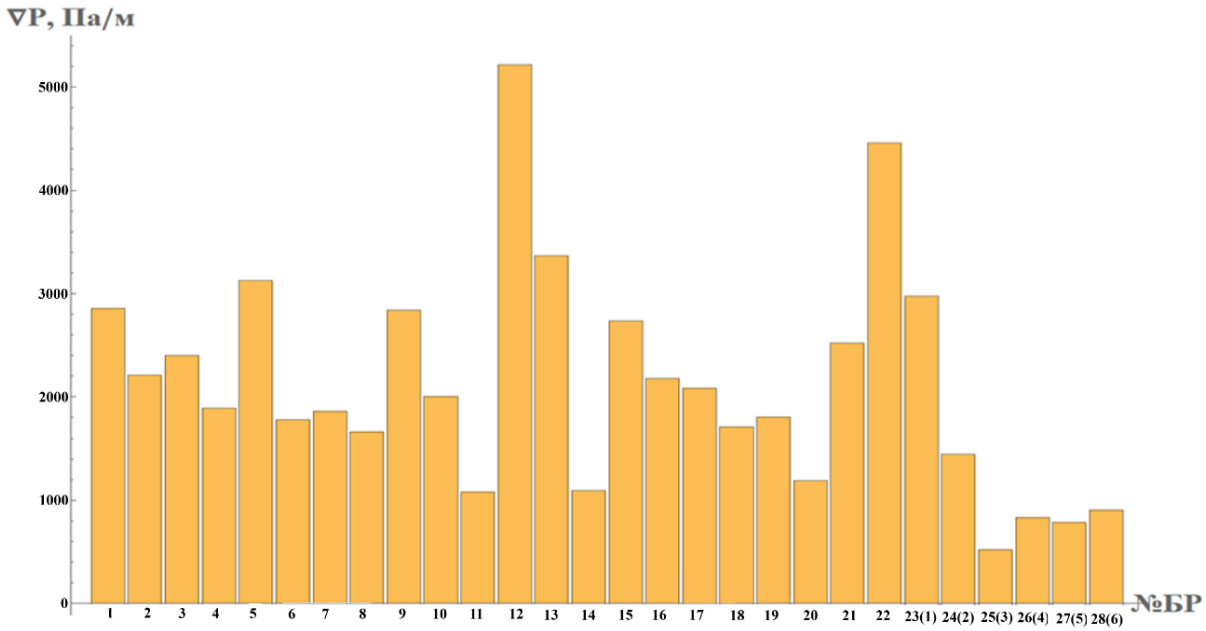


Рисунок 5.35 – Градиент давлений при движении буровых растворов (составлено автором)

Разработанную зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли, средней скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления можно рекомендовать к применению в целях оптимизации промывки скважин. Оптимизация может быть применена в целях:

1. Обеспечения максимальной скорости потока и равномерности профиля скоростей в ламинарном режиме, не превышая давления поглощения;

2. Обеспечения минимального давления репрессии и равномерности профиля скоростей при скорости движения БР, превышающей скорость оседания частиц;

3. Обеспечения баланса между скоростью потока, равномерностью профиля скоростей и давлением репрессии согласно ограничениям пп. 1 и 2.

Например, при определении наиболее эффективной комбинации параметров реологической модели Гершеля-Балкли для обеспечения равномерного профиля скоростей можно рекомендовать следующую методику расчёта:

– используя методику расчёта коэффициента эффективности выноса шлама, необходимо определить первичные требования к реологическим характеристикам бурового раствора в приближении степенного реологического закона при обеспечении ламинарного режима движения;

– определить вид профиля скоростей с расчётом модифицированного коэффициента эксцесса для жидкости Гершеля-Балкли с показателями K и n, удовлетворяющими первичные требования;

– определить комбинации τ_0, K, n, удовлетворяющие требованию высоких значений коэффициента эффективности выноса шлама, а также равномерный профиль скоростей с наименьшим показателем модифицированного коэффициента эксцесса E_w;

– разработать методические рекомендации по проектированию буровых промывочных жидкостей с эффективной комбинацией реологических коэффициентов τ_0, K, n для обеспечения высокого качества выноса шлама в ламинарном режиме при наличии равномерного профиля скоростей потока. Пример данного вида расчёта опубликован в исследовании [229].

При решении перечисленных задач данные о виде профиля скоростей могут быть аргументом в пользу выбора определённой рецептуры БР. Использование формулы (5.38) позволяет произвести расчёт количественного показателя равномерности профиля скоростей без необходимости решения дифференциального уравнения движения. При этом наименьшим значениям модифицированного коэффициента эксцесса соответствуют БР с реологическими характеристиками, обеспечивающими наиболее плоский профиль скоростей при заданных условиях. Применение результатов данного исследования не ограничивается технологией промывки скважин и может быть использовано в прикладных задачах механики при описании движения нелинейно-вязких жидкостей в кольцевых каналах.

5.6 Выводы по главе 5

1. Получено численное решение модифицированного стационарного уравнения Навье-Стокса относительно поля скоростей при движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины в ламинарном режиме. Численный метод решения реализован на языке символьных вычислений WL (свидетельство о государственной регистрации программы для

ЭВМ №2022661194). Анализ численного решения в достаточной степени согласуется с результатами отечественных и зарубежных авторов.

2. На основании метода моментов введён модифицированный коэффициент эксцесса как показатель количественной оценки равномерности профиля скоростей. Обоснованы результаты его применения к распределению скоростей потока в кольцевом пространстве. Снижение данного параметра приводит к обеспечению наиболее равномерного профиля скоростей потока.

3. Произведён анализ методов количественной оценки качества очистки ствола скважины от частиц выбуренной породы. Выявлены закономерности изменения градиента давлений и показателя эффективности выноса шлама от коэффициентов реологической модели. Разработана программа по расчёту параметров движения буровых растворов в кольцевом пространстве скважины (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2023667556).

4. Применением методов машинного обучения к массиву результатов численных экспериментов установлено наличие зависимости между показателем количественной оценки равномерности профиля скоростей с коэффициентами реологической модели Гершеля-Балкли, радиусами скважины и элемента бурильной колонны, градиентом давлений. Подтверждение наличия зависимости данных параметров является обоснованием для нахождению связи в аналитическом виде.

5. На основании численного решения дифференциального уравнения движения бурового раствора в кольцевом пространстве и анализа размерностей с использованием π-теоремы Букингема установлена зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли, средней скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления. Применение полученной зависимости рекомендуется к использованию в задачах оптимизации промывки скважин и в прикладных задачах механики при описании движения нелинейно-вязких жидкостей в кольцевых каналах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании выполненных автором исследований разработаны и представлены новые научно-методические и теоретические положения, а также технологические решения, направленные на решение научной проблемы повышения качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов при использовании буровых промывочных жидкостей на водной основе, имеющие существенное значение для развития нефтедобывающей отрасли страны.

В рамках выполнения диссертационного исследования достигнуты следующие основные результаты:

1. Обоснована необходимость кусочного описания фильтрационного процесса в термобарических условиях скважины для прогнозирования объёмов фильтрации в пласт при первичном вскрытии для трёх последовательных этапов: мгновенной фильтрации; фильтрации при стабилизации формирования фильтрационной корки; квазистационарной фильтрации.

2. Доказана необходимость использования трёхпараметрической реологической модели Гершеля-Балкли при моделировании профиля скоростей буровой промывочной жидкости при движении в кольцевом пространстве скважины в ламинарном режиме.

3. Установлено, что для поэтапного описания фильтрационного процесса может быть использован метод аппроксимации регрессионными уравнениями экспериментальной зависимости накопленного объёма фильтрации от времени, полученной с использованием керамических дисков или образцов натурального керна с пористостью и проницаемостью, приближенными к пластовым.

4. Разработан методологический подход для определения объёма фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающего в призабойную зону пласта при первичном вскрытии с учётом площади фильтрации, давления репрессии, времени контакта промывочной жидкости для трёх последовательных этапов фильтрационного процесса. При определении объёмов фильтрации в скважинных условиях необходим учёт изменения давлений во времени по стволу скважины.

5. С использованием методов двухфазной фильтрации установлена зависимость совместного влияния насыщенности и глубины проникновения фильтрата РВО в ПЗП на значение коэффициента восстановления проницаемости. Выведены формулы расчёта скин-фактора, приведённого радиуса скважины и зависимости дебита нефти от депрессии с учётом изменения проницаемости ПЗП с использованием безразмерного параметра, включающего в себя среднюю насыщенность фильтратом бурового раствора, радиус его проникновения и радиус скважины. В целях повышения качества вскрытия нефтяного терригенного коллектора выведен критерий для управления средней насыщенностью фильтратом призабойной зоны пласта с учётом отношения объёма горной породы, занятой фильтратом, к объёму скважины.

6. В результате экспериментальных и аналитических исследований установлено, что на насыщенность и коэффициент восстановления проницаемости можно влиять управлением отношений подвижностей. Способом управления отношением подвижностей при соблюдении ограничений по гидравлическим, фильтрационным и физико-химическим свойствам раствора является повышение вязкости фильтрата и фазовой проницаемости для нефти при двухфазной фильтрации. На повышение фазовой проницаемости для нефти влияет снижение межфазного натяжения и управление краевым углом смачивания.

7. Получено численное решение для профиля скоростей модифицированного стационарного уравнения Навье-Стокса с граничными условиями для кольцевого пространства скважины и реологической моделью Гершеля-Балкли. Выявлено совместное влияние трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли на профиль скоростей при описании движения буровых промывочных жидкостей в кольцевом пространстве скважины.

8. Для количественной оценки равномерности профиля скоростей введён модифицированный коэффициент эксцесса, основанный на методе моментов. Обосновано его применение к численному решению распределения скоростей бурового раствора в радиальном направлении. Снижение данного параметра приводит к обеспечению наиболее равномерного профиля скоростей потока.

9. С использованием π-теоремы Букингема установлена зависимость количественного показателя равномерности профиля скоростей от трёх коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления. Зависимость рекомендована для оценки вида профиля скоростей при проектировании гидравлической программы промывки.

10. Разработано и зарегистрировано модульное программное обеспечение. Реализованы модули расчёта для давлений и профиля скоростей при движении бурового раствора модели Гершеля-Балкли. Модули по расчёту фильтрационных характеристик используются при проектировании буровых промывочных жидкостей с целью снижения их негативного воздействия на пласт. Модули, описывающие движение бурового раствора, рекомендованы к использованию при проектировании гидравлической программы промывки для обеспечения баланса между скоростью потока, равномерностью профиля скоростей и давлением репрессии. Применение программного обеспечения апробировано на реальных скважинных данных.

11. Перспективным направлением развития научно-методических основ моделирования движения технологических жидкостей в системе «скважина – ПЗП» является адаптация полученных результатов моделирования для случаев первичного вскрытия трещиноватых и карбонатных коллекторов. При изучении закономерностей движения технологических жидкостей в системе «скважина – ПЗП» перспективным направлением решения задач гидромеханики является использование реологических моделей вязкоупругих сред, учёт эксцентриситета бурильной колонны и её вращения, оценка вида профиля скоростей при турбулентном режиме.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АКОВ – аппарат для количественного определения содержания воды;

БПЖ – буровая промывочная жидкость;

БК – бурильная колонна;

БР – буровой раствор;

БТ – бурильная труба;

ВВ – высоковязкий;

ВП – восстановление проницаемости;

ВПЖ – вязкопластичная жидкость;

ГДДС – градиент динамического давления сдвига;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ЖГ – жидкость глушения;

КП – кольцевое пространство;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

МНК – метод наименьших квадратов;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НВ – низковязкий;

ОК – обсадная колонна;

ОП – относительная продуктивность;

ОС – открытый ствол;

ОСТ – отраслевой стандарт;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ПАВ – поверхностно-автивное вещество;

ПВ – пластическая вязкость;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПО – программное обеспечение;

РВО – раствор на водной основе;

РД – руководящий документ;

РУО – раствор на углеводородной основе;

СБТ – стальная бурильная труба;

СКО – среднеквадратичное отклонение;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъёмные операции;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭВМ – электронно-вычислительная машина;

ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность;

CFD – Computational fluid dynamics;

HTHP –high temperature, high pressure;

LPLT – low pressure, low temperature;

ML – machine learning;

WL – Wolfram language;

WM – Wolfram Mathematica.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимов, С.С. Расчет объёма выборки эксперимента в условиях отсутствия нормальности данных / С.С. Акимов // Известия оренбургского государственного аграрного университета. – 2015. – №5 – С.235-237.

2. Аксенова Н.А. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, М.И. Корабельников. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 180 с.

3. Алиев, Ф.А. Определение вязкости неньютоновских нефтей ротационным вискозиметром: учебно-методическое пособие / Ф.А. Алиев, Т.А. Холмуродов, С.А. Ситнов, М.А. Варфоломеев, А.В. Вахин. – Казань: Издательство Казанского университета, 2022. – 27 с.

4. Алиханов, Н.Т. Обоснование и разработка метода оценки эффективности поверхностно-активных веществ в составе буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов: специальность 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Н.Т. Алиханов; Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, – 2025. – 132 с.

5. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.:,1962. – 572 с.

6. Антонюк, П.Н. Краткая история ПИ-теоремы / П.Н. Антонюк // Алгебра, теория чисел и дискретная геометрия: современные проблемы, приложения и проблемы истории: Материалы XVI Международной конференции, посвященной 80-летию со дня рождения профессора Мишеля Деза, Тула, 13–18 мая 2019 г. – Тула: Тульский государственный педагогический университет им. Л.Н. Толстого, 2019. – С. 314.

7. Артамонов, В.Ю. Современные представления о формировании кольматационного слоя и фильтрационной корки / В.Ю. Артамонов, С.Р. Ганиев, Ю.С. Кузнецов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 5. – С. 29-32.

8. Астафьев, В.И Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объёме / В.И. Астафьев [и др.] – Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2019. – 192 с.

9. Ахметзянов, Р.Р. О применении сульфонола в минерализованном буровом растворе / Р.Р. Ахметзянов // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 2. – С. 33-36.

10. Ахметшин М.А. Исследование влияния поверхностно-активных веществ на образование и разрушение водонефтяной эмульсии в пористой среде / М.А. Ахметшин // Бурение скважин, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Туркмении. – М.: Недра, 1965. – С. 84-95.

11. Ашрафьян, М.О. Гидравлическая программа цементирования скважин, разработанная на основе бингамовской модели течения вязкопластичных жидкостей / М.О. Ашрафьян, В.В. Шабанов // Бурение и нефть. – 2010. – № 11. – С. 16-18.

12. Бабаян, Э.В. Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины / Э.В. Бабаян. – М.-Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 352 с.

13. Бабаян, Э.В. Инженерные расчеты при бурении / Э.В. Бабаян, А.В. Черненко. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.

14. Байков, В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2. – С. 4-7.

15. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения в осложнённых условиях / В.С. Баранов. –- М.: Гостоптехиздат, 1955. – 211 с.

16. Баренблатт, Г.И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика: Теория и прил. к геофиз. гидродинамике. / Г.И. Баренблатт. – Ленинград: Гидрометеоиздат, 1978. – 207 с.

17. Баренблатт, Г.И., Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

18. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков – М.: Недра, 2000. – 670 с.

19. Басниев, К.С, Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

20. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.

21. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. – М.: – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 488 с.

22. Башлыкин, И.И. Оценка проницаемости пород-коллекторов в скважине / И.И.Башлыкин // Некоторые вопросы геолого-геофизических исследований на нефть и газ. Нефтегазовая геология и геофизика. – 1969. – С. 78-85.

23. Беликов, В.Г. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин/ В.Г. Беликов, А.И. Булатов, Р.Ф. Уханов, В.И. Бондарев. – М.: Недра, 1974. – 239 с.

24. Беликова, Г.И. Основы теории вероятностей и элементы математической статистики: учебное пособие / Г.И. Беликова, Л.В. Витковская – СПб.: РГГМУ, 2018. – 160 с.

25. Березовский, Ю. М. Расчёт реологических параметров сред по модели Гершеля-Балкли / Ю. М. Березовский, В. Н. Андреев, В. Ю. Шпаков // Управление реологическими свойствами пищевых продуктов: Четвертая научно-практическая конференция с международным участием, Москва, 21–22 апреля 2015 года. – Москва: Издательский комплекс «Буки веди», 2015. – С. 30-36.

26. Блинов, П.А. Гидроаэромеханика и теплообмен в бурении: учеб. пособие / П.А. Блинов, А.Н. Дмитриев. – СПб: Издательство политехнического университета, 2017. – 114 с.

27. Бозоев, А.М. Расчет скин-эффекта при проведении исследований скважин / А.М. Бозоев, Е.В. Серебренникова, Р.М. Ахмадеев, О.В. Пышногуб // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт,

инновации): материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича), Тюмень, 24 декабря 2012 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2012. – С. 19-24.

28. Бойко, А.Ф. Надежный метод обеспечения требуемой точности эксперимента в машиностроении / А.Ф. Бойко, М.Н. Воронкова // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – №9. – С 10–16.

29. Борисовский, Е.И. Применение методов машинного обучения для обработки результатов численного моделирования / Е.И. Борисовский, Е.А. Емельянов // Труды института математики и информационных технологий Волгоградского государственного университета: Сборник статей / Редколлегия: А.Г. Лосев (отв. ред.), А.А. Клячин, В.А. Клячин [и др.]. – Волгоград: Волгоградский государственный университет, 2020. – С. 207-211.

30. Бочаров, О.Б. Аналитическое решение задачи о росте глинистой корки на стенке скважины с учетом смыва / О.Б. Бочаров, Д.Ю. Кушнир // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2012. – Т. 15. – № 1. – С. 14-21.

31. Бочаров, О.Б. О влиянии глинистой корки бурового раствора на фильтрацию в прискважинной зоне / О.Б. Бочаров, Д.Ю. Кушнир, В.Я. Рудяк // Фундаментальные основы МЭМС и нанотехнологий: Тезисы Докладов II Всероссийского семинара (СИБСТРИН). – 2010. – С.25-27.

32. Бриджес, К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К.Л. Бриджес. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с.

33. Бриджес, К.Л. Руководство для супервайзера по буровым растворам и их использованию / К.Л. Бриджес. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 421 с.

34. Брилл, Д.П. Многофазный поток в скважинах / Д.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

35. Будовская, М.Е. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири / М.Е. Будовская, М.В. Двойников, П.А. Блинов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 3. – С. 29-34. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-3(351)-29-34.

36. Будовская, М.Е. 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»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / М.Е Будовская; Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2022. – 120 с.

37. Булатов, А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.

38. Булатов, А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. – 317 с.

39. Булатов, А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин: справ. пособ. / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1983. – 255 с.

40. Васильченко, С.В. Особенности гидротранспорта шлама в невертикальных скважинах / С.В. Васильченко. – Волгоград: Технологическая компания Шлюмберже, 2020. – 214 с.

41. Винстон, У.Л. Microsoft Excel 2013. Анализ данных и бизнес-моделирование. / У.Л. Винстон. – М.: Издательство «Русская редакция»; СПб.: «БХВ-Петербург», 2015. – 864 с.

42. Влияние капиллярного давления на разделе фаз фильтрат-нефть на восстановление проницаемости призабойной зоны / **В.И. Никитин**, В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А. Камаева // Бурение скважин в осложненных условиях: Тезисы докладов III Международной научно-практическая конференции, Санкт-Петербург, 08–09 ноября 2018 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 89-91.

43. Воларович, М.П. Течение пластично-вязкого тела между двумя параллельными плоскими стенками и в кольцевом пространстве между двумя коаксиальными цилиндрами. / М.П. Воларович, А.М. Гуткин // ЖТФ. –1946. – Т. XVI. – № 3 – с. 321-328.

44. Гаврилова, А.А. Системная методология анализа и моделирования энергоэффективности генерирующих компаний: монография / А.А. Гаврилова, А.Г. Салов. – Самара: Самар. Гос. Техн. ун-т; Научно-технический центр, 2021. – 276 с.

45. Гаджиев, С.Г Обоснование реологической модели утяжеленных буровых растворов на углеводородной основе для гидравлических расчетов / С.Г. Гаджиев, И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, А.П. Лосев // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 66-71.

46. Гайдуков, Л.А. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах / Л.А. Гайдуков, Н.Н. Михайлов // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – № 1. – С. 19-22.

47. Гержберг, Ю.М. Прилипание компоновки низа бурильной колонны к стенке скважины и методология разработки мероприятий по его предупреждению / Ю. М. Гержберг, В.И. Киршин // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 4. – С. 16-19.

48. Гильманов, А.Я. Неизотермическая многокомпонентная фильтрация. Учебнометодическое пособие для студентов направления «Техническая физика: Физика недр (магистратура)» / А.Я. Гильманов, Т.Н. Ковальчук, А.П. Шевелёв. – Тюмень: Издательство Вектор Бук, 2021. – 200 с.

49. Гильманов, А.Я. Фильтрационное моделирование локальных задач / А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2021. – 157 с.

50. Гнибиденко, З.Н. Региональный магнитостратиграфический разрез верхнего мела севера Западной Сибири / З.Н. Гнибиденко, В.А. Маринов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 2. – С. 385-412 – DOI: 10.17353/2070-5379/21_2023.

51. Горбунов, А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А.Т. Горбунов. – М.: Недра, 1981. – 237 с.

52. ГОСТ 10028-81 Вискозиметры капиллярные стеклянные: технические условия. – М.: Стандартинформ, 2005. – 13 с.

53. ГОСТ 1594-69. Аппараты для количественного определения содержания воды в нефтяных, пищевых и других продуктах. Технические условия. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1969. – 19 с.

54. ГОСТ 18995.1-73 Продукты химические жидкие. Методы определения плотности. – М.: Издательство стандартов, 1973. – 4 с.

55. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 8 с.

56. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 17 с.

57. ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. - Москва: Стандартинформ, 2017. – 34 с.

58. ГОСТ 33213-2014 Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях Растворы на водной основе. – М.: Стандартинформ, 2005. – 74 с.

59. Грачев, С.И. Метод Грачева - Хайруллина для аппроксимации относительной фазовой проницаемости / С. И. Грачев, А.А. Хайруллин, А.А. Хайруллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 5. – С. 152-159.

60. Григулецкий, В.Г. К вопросу теплопередачи в кольцевом зазоре соосных цилиндрических труб при течении турбулентного потока вязкой жидкости (и/или газа) / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10. – С. 5-13. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-10(334)-5-13.

61. Григулецкий, В.Г. Цифровые технологии строительства нефтяных и газовых скважин на суше и на море / В.Г. Григулецкий, В.В.Минибаев, Ю.П.Савельев. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2025. – 576 с.

62. Губайдуллин, М.Г. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой в сложно построенных коллекторах / М.Г. Губайдуллин, А.В. Юрьев, И.П. Белозеров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49-52.

63. Гукасов, Н.А. Гидродинамика при креплении скважин / Н.А. Гукасов. – М.: Недра, 1976. – 120 с.

64. Гумеров, О.А. Предупреждение образования водонефтяных эмульсий в скважинах с учетом гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта: специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / О.А. Гумеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 1998. – 18 с.

65. Двойников, М.В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М.В. Двойников, В. И. Никитин, А.И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61.

66. Двойников, М.В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов мониторингом дисперсности бурового шлама / М.В. Двойников, М.С. Сандыга, С.А. Рудоман, В.В. Минибаев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 10. – С. 26-30.

67. Двойников, М.В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / М.В. Двойников, В.Н. Кучин, М.Ш. Минцаев // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 57-65. – DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7

68. Демахин, С.А. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта / С.А. Демахин, А.Г. Демахин, В.Б. Губанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 25-28.

69. Джоши, С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины / Джоши, С.Д. – Краснодар: Сов. Кубань, 2003. – 422 с.

70. Дианов, В.Н. Перспективные направления повышения надёжности вычислительной техники и систем управления / В.Н. Дианов // Надёжность. – 2004. – № 3. – С. 33–47.

71. Дмитриев, А.Ю. Основы технологии бурения скважин. Учебное пособие / А.Ю. Дмитриев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.

72. Добик, Ю.А. Влияние вращения бурильной колонны на транспорт шлама в горизонтальной скважине / Ю.А. Добик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 3. – С. 25-29. – DOI: 10.30713/0130-3872-2019-3-25-29.

73. Добик, Ю.А. К расчету скорости промывочной жидкости, обеспечивающей транспорт шлама в горизонтальной скважине / Ю.А. Добик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 1. – С. 4-7.

74. Долгов, И.И. Анализ влияния реологических параметров бурового раствора на очистку ствола скважины на основе данных Самотлорского месторождения / И. И. Долгов, **В. И. Никитин** // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1 (15). – С. 56-60.

75. Дрейпер, Н. Р. Прикладной регрессионный анализ / Н. Р. Дрейпер, Г. Смит. – М.: Диалектика, 2007. – 911 с.

76. Дубровин, М.Г. О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей / М.Г. Дубровин, В.Р. Вокина, О.А. Ядрышникова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8, № 4. – С. 144-162. – DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162.

77. Дьяконов, В.П. Mathematica 5/6/7. Полное руководство / В.П. Дьяконов. – М.: ДМК Пресс, 2010. – 624 с.

78. Евдокимов, И.Н. Программа MarCS Engineer для расчета плотной упаковки частиц утяжелителей буровых растворов / И.Н. Евдокимов, Я.В. Мясников, А.В. Ионенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 5. – С. 27-28.

79. Евменова, Д.М. Экспериментальное исследование глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора / Д.М. Евменова, Н.А. Голиков, Н.В. Юркевич, И. Н. Ельцов // Каротажник. – 2021. – № 3. – С. 100-108.

80. Евменова, Д.М. Экспериментальное исследование формирования глинистой корки и ее характеристик на кернах юрского нефтяного коллектора / Д.М. Евменова, И.Н. Ельцов, Н.А. Голиков // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2022. – Т. 2, № 2. – С. 61-67. – DOI 10.33764/2618-981X-2022-2-2-61-67.

81. Живаева, В.В. Методы моделирования фильтрации при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин / В.В. Живаева, **В.И. Никитин** // Бурение и нефть. – 2022. – № 5. – С. 52-54.

82. Живаева, В.В. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта / В.В. Живаева, **В.И. Никитин** // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6-2. – С. 250-254.

83. Живаева, В.В. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.В. Живаева, О.А. Нечаева, **В.И. Никитин** // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 48-50.

84. Живаева, В.В. Разработка промывочной жидкости для предотвращения потерь устойчивости ствола скважины / В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А. Камаева, В. И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 6. – С. 30-32.

85. Жигач, К.Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов / К.Ф. Жигач, К.Ф. Паус // Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 11. – С. 11-13.

86. Жужиков, В.А. Фильтрование. Теория и практика разделения суспензий / В.А. Жужиков. – М.: Химия, 1980. – 398 с.

87. Зайцев, М.В. Неаддитивный скин-фактор при комплексном поражении пласта / М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 36-38. – DOI: 10.30713/0207-2351-2019-1-36-38.

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

89. Захаров, А.С. Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов / А.С. Захаров, К.М. Минаев, А.В. Пестерев, А.С. Боев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 23-31. – DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3692.

90. Зиннатуллин, Н.Х. Гидродинамика кольцевого канала буровой скважины / Н.Х. Зиннатуллин, И.М. Нафиков, Р.Г. Галимуллин, Г.Н. Зиннатуллина // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2012. – Т. 7, № 1. – С. 89-92.

91. Зозуля, Г.П. Исследование и разработка технологий предупреждения осложнений при бурении и разобщении пластов на основе обобщения фильтрационных процессов в системе «скважина – пласт»: На прим. стр-ва скважин в Сибири: специальность 05.15.10 «Бурение скважин»: диссертация диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук/ Г.П. Зозуля; Тюмен. гос. нефтегазовый ун-т. Тюмень, –1997. – 632 с.

92. Золотых, Н.Ю. Билинейные функции и их применение: учебное пособие / Н.Ю. Золотых, А.П. Ильичев, В.А. Таланов. – Нижний Новгород: Издательство Нижегородского государственного университета, 2005. – 68 с.

93. Ильязов, Р.Р. Информативность газового каротажа в современных условиях бурения / Р.Р. Ильязов // Бурение и нефть. – 2025. – № 5. – С. 47-51. – DOI: 10.62994/2072-4799.2025.81.54.009

94. Ипполитова, Н. В. Взаимосвязь понятий "методология" и "методологический подход" / Н. В. Ипполитова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Образование. Педагогические науки. – 2009. – № 13(146). – С. 9-15.

95. Ишбаев, Г.Г. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев, А.В. Христенко, А.А. Милейко. // Бурение и нефть. – 2011. –№6. – С. 16-18.

96. Ишбаев, Р.Р. Диагностирование влияния технологий первичного вскрытия пласта и тампонирования скважин на фильтрационные параметры пород призабойной зоны пласта / Р.Р. Ишбаев, Ю.В. Зейгман // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 32-40.

97. Кабаева, Д.А. Требования к современных буровым промывочным жидкостям для строительства горизонтальных и наклонно-направленных скважин / Д.А. Кабаева, А.Е. Коновалова, В.И. Никитин // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1. – № 1. – С. 60-62.

98. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

99. Каневская, Р.Д. Моделирование многофазной фильтрации при физико-химическом воздействии на пласт. Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации скважин / Р.Д. Каневская, А.В. Новиков. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2023. – 188 с.

100. Карнаухов, М.Л. Метод определения скин-эффекта по данным кривых восстановления уровня / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова, И.В. Шпуров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 6. – С. 40-42.

101. Касперский, Б.В. Проникновение твердой фазы буровых растворов в пористую среду / Б.В. Касперский // Нефтяное хозяйство. – 1971. –№9. – С. 30-32.

102. Каюмов, Ш.Ф. Приближенно-аналитические методы решения задач теории фильтрации вязкопластичных флюидов / Ш.Ф. Каюмов. – Ташкент: ФАН, 1991. – 156 с.

103. Келбалиев, Г.И. Модели фильтрации аномальных нефтей в пористом пласте / Г.И. Келбалиев, А.Г. Рзаев, С.Р. Расулов [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 4. – С. 54-58.

104. Климанова, Д.А. Исследования по определению физических параметров составов для глушения скважин / Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, В.И. Никитин // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 139-141.

105. Климанова, Д.А. Обоснование применения технологических жидкостей для щадящего глушения скважины / Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, В.И. Никитин // Ашировские чтения. – 2019. – Т. 1. – № 1. – С. 118-121.

106. Климанова, Д.А. Обоснование применения эмульсионных составов для щадящего глушения скважины / Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 1. – С. 72-74.

107. Клюев, Н.И. Течение вязкой жидкости в тонком слое на поверхности плоской пластины / Н.И. Клюев, В.И. Никитин, О.Г. Лагно, Е.А. Ендуткина // Научное обозрение. – 2013. – № 9. – С. 289-292.

108. Кобзарь, А. И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников: учебное пособие / А. И. Кобзарь. – 2-е изд. – Москва: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 816 с.

109. Коваль, М.Е. Подходы к расчету эквивалентной циркуляционной плотности / М.Е. Коваль, В. А. Капитонов, В.П. Шакшин, А.А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1. – С. 29-33.

110. Кожевников, Д.А. Макроописание остаточной водонасыщенности / Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 38-48.

111. Коллинз, Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз. – М.: Мир, 1964. – 350 с.

112. Конесев, В.Г. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства / В.Г. Конесев, М.К. Рогачев, Г.Ю. Коробов, Г.А. Тептерева // Бурение скважин в осложненных условиях: Тезисы докладов III Международной научно-практическая конференции "Бурение скважин в осложненных условиях", Санкт-Петербург, 08–09 ноября 2018 года / Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 57-59.

113. Конесев, В.Г. Особенности методологии выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне / В.Г. Конесев, И.А. Четвертнева, Г.А. Тептерева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 168-175. – DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2898.

114. Коновалова, А.Е. Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта / А.Е. Коновалова // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 472-481.

115. Котяхов, Ф.И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта / Ф.И. Котяхов. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 73 с.

116. Котяхов, Ф.И. О проникновении глинистого раствора в песок / Ф.И. Котяхов, В.Н. Полшков // Нефтяное хозяйство. – 1949. – №9. – С. 19-23.

117. Кочина, И.Н. Гидродинамическое исследование изменения физических свойств в системе глинистая корка-пласт / И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1979. – № 2. – С. 45-50.

118. Кошелев, В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: автореферат диссерт. на соиск. уч. степени доктора техн. наук / В. Н. Кошелев; «НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – 48 с.

119. Кошелев, В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин / В.Н. Кошелев. – М.: Недра, 2019. – 687 с.

120. Крамер, Г. Математические методы статистики / Г. Крамер. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 648 с.

121. Кристалинский, В.Р. О решении задач математической физики в системе Wolfram Mathematica / В.Р. Кристалинский, Р.Е. Кристалинский //

Современные информационные технологии и ИТ-образование. – 2019. – Т. 15. – № 4. – С. 981-991. – DOI: 10.25559/SITITO.15.201904.981-991

122. Кузнецов, А.Б. Новая методика оценки эффективности технологических решений вскрытия и освоения скважин в процессе бурения / А.Б. Кузнецов, Р.Е. Стефанов, М.В. Рязапов, В.Г. Григулецкий // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 5. – С. 5-15. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-5(641)-5-15.

123. Куликов, В.В. Применение числа Хедстрема и других чисел механического подобия при проектировании режима промывки скважин / В.В. Куликов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 20-21.

124. Курочкин, Б.М. К вопросу о применении дилатантных жидкостей при использовании ВЗД / Б.М. Курочкин // Бурение и нефть. – 2007. – № 11. – С. 31-33.

125. Лайонза, У. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Бурение и закачивание скважин: перевод с английского / У. Лайонза, Г. Плизга. – Санкт-Петербург: Профессия, 2009. – 628 с.

126. Ламбин, А.И. Изучение изменчивости реологических свойств дисперсий биополимеров на водной основе в составе буровых растворов / А.И. Ламбин, Е.В. Аверкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 8. – С. 91-97. – DOI 10.18799/24131830/2023/8/4049.

127. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

128. Леонов, Е.Г. К расчету раскрытия прямоугольной плоской щели и перепада давления в ней при ламинарном течении вязкопластической жидкости (ВПЖ) / Е.Г. Леонов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 3. – С. 39-41.

129. Леонов, Е.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Ч. 1. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г Леонов, В.И. Исаев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 413 с.

130. Леушева, Е.Л. Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях. Обоснование методики / Е.Л. Леушева, Н.Т. Алиханов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 7. – С. 42-48.

131. Леушева, Е.Л. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности / Е.Л. Леушева, Н.Т. Алиханов, Н.Н. Бровкина // Записки Горного института. 2022. – Т. 258. – С. 976-985. – DOI: 10.31897/PMI.2022.38

132. Ли, Г.С. Оценка влияния бурового раствора на кавернозность ствола скважины и ее продуктивные характеристики / Г.С. Ли, М.В. Коряковцева, А.И. Копылов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 1. – С. 15-17.

133. Литвиненко, В.С. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / В.С. Литвиненко, А.Г. Калинин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 544 с.

134. Логачев, Ю.Л. Оценка влияния профиля скоростей потока на вытесняющую способность вязкопластичных жидкостей / Ю.Л. Логачев, А.Б. Ширяев, А.Ю. Логачев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 3. – С. 27-31.

135. Логинова, М.Е. О профилях скоростей биополимерных буровых растворов / М.Е. Логинова, Э.М. Мовсумзаде, И.А. Четвертнева, А.М. Шаммазов // Российский химический журнал. – 2022. – Т. 66, № 3. – С. 50-55. – DOI: 10.6060/rcj.2022663.7.

136. Лосев, А.П. Определение параметров промывочных жидкостей в промысловых условиях. Часть 1. Физические характеристики: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 51 с.

137. Лоусон, Ч. Численное решение задач метода наименьших квадратов / Ч. Лоусон, Р. Хенсон. – М.: Наука, 1986. – 230 с.

138. Лукьянов, С.А. Моделирование и контроль вибраций компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтальных участков скважин / С.А. Лукьянов, В.И. Никитин, В.В. Живаева // Актуальные проблемы и инновации

в области строительства и ремонта скважин: Сборник тезисов докладов научно-практической конференции, посвященной юбилею Изиля Галимзяновича Юсупова, Бугульма, 17 мая 2022 года. – Бугульма: Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества "Татнефть" имени В.Д. Шашина, 2022. – С. 34-38.

139. Луценко, Н.А. Глинизирующие способности глинистых растворов / Н.А. Луценко, Е.А Яишникова // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – №6. – С. 17-21.

140. Лыхин, П.А. Предсказательное моделирование выноса шлама при бурении наклонно направленной скважины / П.А. Лыхин, Э.В. Усов, В.Н. Ульянов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 9. – С. 52-57. – DOI: 10.30713/0132-2222-2018-9-52-57.

141. Маковей, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

142. Макфи, К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / К. Макфи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 924 с.

143. Мардашов, Д.В. Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации: специальность 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Д. В. Мардашов; Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2022. – 368 с.

144. Мардашов, Д.В. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте / Д.В. Мардашов, А.В. Бондаренко, И.Р. Раупов // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 881-894. – DOI 10.31897/PMI.2022.16.

145. Маринин, М.А. Комплексное изучение фильтрационных свойств окомкованных песчано-глинистых руд и режимов фильтрации в штабеле кучного

выщелачивания / М.А. Маринин [и др.] // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 30-40. – DOI: 10.31897/PMI.2023.7

146. Минибаев, В.В. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В.В. Минибаев, Е.Ю. Камбулов, В.Г. Григулецкий, М.В. Двойников // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6-15.

147. Миннегалиева, Ч.Б. Возможности Wolfram Language для работы с изображениями / Ч.Б. Миннегалиева, О.А. Медведева // Информационные технологии в образовании и науке (ИТОН - 2022) и II International Workshop «Digital Technologies for Teaching and Learning (DTTL)»: Материалы III Международного форума по математическому образованию: Международной научно-практической конференции и II Международного научного семинара, Казань, 28 марта 2022 г. / Отв. редакторы А.А. Агафонов, О.А. Невзорова. – Казань: Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2022. – С. 173-180.

148. Мирзаджанзаде, А.Х. Гидродинамика в бурении / А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Ентов. – М.: Недра, 1985. – 196 с.

149. Миронов, Д.Р. Исследование влияния псевдопластичных свойств бурового раствора на значение потерь давления / Д.Р. Миронов // Modern Science. – 2024. – № 5-1. – С. 56-60.

150. Митрофанов, В.П. Петрофизическое обоснование оценки нефтенасыщенности карбонатных продуктивных отложений юго-восточной части Пермского региона / В.П. Митрофанов, Е.А. Соснина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 54-60.

151. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение / Дж. Митчелл. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 364 с.

152. Михайлов, Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах / Н.Н. Михайлов. – Москва: Издательство «Недра» , 1987. – 152 с.

153. Михайлов, Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н.Н. Михайлов. – М.: Издательство «Недра», 1996. – 339 с.

154. Михеев, В.Л. Технологические свойства буровых растворов / В.Л. Михеев. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

155. Мовсумов, А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин / А.А. Мовсумов. – М.: Недра, 1976. – 192 с.

156. Мойса, Ю.Н. Применение органических ингибиторов глин для повышения качества вскрытия продуктивных пластов / Ю.Н. Мойса, Н.Ю. Мойса, Ю.А. Мотошин, И.И. Дубов // «Нефть. Газ. Новации». –№7. – 2010. – С. 14-18.

157. Мокий, М.С. Методология научных исследований: учебник для вузов / М.С. Мокий, А.Л. Никифоров, В.С. Мокий.– М.: Юрайт, 2025. – 259 с.

158. Мосин, В.А. Механизмы нарушения проницаемости продуктивных платов / В.А. Мосин, Д.Н. Войтенко. – Технологическая компания Шлюмберже. – 2021. – 116 с.

159. Муфазалов, Р. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта / Р. Муфазалов // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 3. – С. 36-42.

160. Мыслюк, М.А. О влиянии некоторых факторов на показатели вытесняющей способности неньютоновских жидкостей / М.А. Мыслюк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 6. – С. 32-37. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-6-32-37.

161. Немирович, Г.М. Влияние геометрии порового пространства терригенного коллектора на зависимость пористости от проницаемости / Г.М. Немирович, Т.Г. Немирович // Каротажник. – 2009. – № 5(182). – С. 71-76.

162. Нечаева, О.А. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта путем введения поверхностно-активного вещества в рецептуру промывочной жидкости / О.А. Нечаева, **В.И. Никитин**, Е.А. Камаева // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1 (242). – С. 34-36.

163. Нечаева, О.А. Сравнение процесса фильтратоотдачи и свойств фильтратов различных типов буровых растворов / О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2. – № 1. – С. 114-118.

164. Нечаева, О.А. Управление свойствами фильтрата буровой промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта / О.А. Нечаева, **В.И. Никитин**, Н. А. Фесенко // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 258-260.

165. **Никитин В.И.** Моделирование фильтрации буровых промывочных систем при вскрытии пласта. / **В.И. Никитин,** В.В. Живаева // Бурение в осложненных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – СПб: ООО «ЛЕМА», 2016. – С. 79-81.

166. Никитин В.И. Оценка изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей: учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.

167. Никитин, В. И. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путём применения расчётного критерия к выбору промывочной жидкости: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Никитин В. И. – Санкт-Петербург, 2018. – 117 с.

168. Никитин, В.И. Инженерные расчеты при бурении скважин на основании показаний фильтр-пресса: Учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.

169. **Никитин, В.И.** Анализ воздействия фильтрата буровой промывочной жидкости на образцы керна с различной проницаемостью / **В.И. Никитин**, Г.С. Мозговой, Д.А. Климанова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 4 (352). – С. 18-20. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-4(352)-18-20.

170. Никитин, В.И. Анализ исследований по моделированию гидравличских процессов при бурении скважин с использованием программного комплекса ANSYS / В.И. Никитин, Н.Д. Бурахин // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2. – № 1. – С. 79-84.

171. **Никитин, В.И.** Анализ результатов эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / **В.И. Никитин**, О.А. Нечаева, Г.С. Мозговой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2 (238). – С. 11-13. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-11-13.

172. **Никитин, В.И.** Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины / **В.И. Никитин** // Записки Горного института. 2022. – Т. 258. – С. 964-975. – DOI:10.31897/PMI.2022.93.

173. Никитин, В.И. Вероятные пути решения проблем вскрытия напряжённых горных пород / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения. Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Том 1 – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2014. – С. 148.

174. **Никитин, В.И**. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / **В.И. Никитин** // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11 (347). – С. 29-31. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31.

175. Никитин, В.И. Выбор функций относительных фазовых проницаемостей при обработке эксперимента по вытеснению углеводородной фазы фильтратом бурового раствора / В.И. Никитин, М.М. Агрелкина // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 22–24 мая 2024 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2024. – С. 126-127.

176. **Никитин, В.И.** Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / **В.И. Никитин**, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 40-42.

177. **Никитин, В.И.** Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях / **В.И. Никитин**, С.Ю. Милькова, В.Б.А. Оссиала // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 1, № 2(8). – С. 134-138.

178. Никитин, В.И. Исследование фильтрации эмульсионных составов при глушении скважин / В.И. Никитин, Г.С. Мозговой, Д.А. Климанова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3. – С. 19-22. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-3(327)-19-22

179. **Никитин, В.И.** Математическая модель для расчета объема проникновения фильтрата бурового раствора в пласт с учетом кинетики формирования фильтрационной корки / **В.И. Никитин** // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 20–22 мая 2025 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2025. – С. 87-88.

180. **Никитин, В.И.** Математическое моделирование воздействия технологических жидкостей на призабойную зону пласта / **В.И. Никитин** // Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: Тезисы докладов III Научно-технической конференции, Санкт-Петербург, 09–13 сентября 2024 г. – Санкт-Петербург: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – С. 34.

181. **Никитин, В.И.** Математическое моделирование гидродинамических параметров процесса фильтрации технологических жидкостей при строительстве скважин / **В.И. Никитин** // Инновационные перспективы Донбасса: Сборник научных трудов 11-й Международной научно-практической конференции, Донецк, 27-29 мая 2025 г. – Донецк: ДонНТУ, 2025. – Донецк: Донецкий национальный технический университет, 2025. – С. 111-113.

182. **Никитин, В.И.** Математическое моделирование гидродинамических процессов при контакте технологических жидкостей с призабойной зоной продуктивного пласта / **В.И. Никитин** // Трудноизвлекаемые запасы нефти:

материалы ежегодной международной конференции, Альметьевск, 24 сентября 2025 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2025. – С. 391-392.

183. **Никитин, В.И.** Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти / **В.И. Никитин** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 130-137. – DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3760.

184. **Никитин, В.И.** Математическое моделирование фильтрационных процессов при вскрытии нефтенасыщенных пластов / **В.И. Никитин** // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 134-135.

185. **Никитин, В.И.** Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / **В.И. Никитин**, О.А. Нечаева, Е.А. Камаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10 (334). – С. 14-16. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16.

186. Никитин, В.И. Механика жидкостей и газов: учеб. пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т., 2017. – 63 с.

187. Никитин, В.И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе ANSYS Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / В.И. Никитин, Н.Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 2. – С. 32-36. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-32-36

188. **Никитин, В.И.** Моделирование относительных фазовых проницаемостей фильтрата буровой промывочной жидкости и нефти / **В.И. Никитин**, Д.Р. Камаев // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 6 (235). – С. 46-48.

189. Никитин, В.И. Моделирование потока буровой промывочной жидкости при обтекании замковых соединений бурильных труб в программном комплексе

ANSYS / В.И. Никитин, Н.Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4. – С. 11-15. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-11-15

190. **Никитин, В.И.** Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / **В.И. Никитин**, К.С. Купавых, М.М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157.

191. Никитин, В.И. Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: лабораторный практикум / В.И. Никитин – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 131 с.

192. **Никитин, В.И.** Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / **В.И. Никитин**, В.В. Живаева, М.Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11 (347). – С. 22-25. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25

193. Никитин, В.И. Обзор успешных практик применения методов предиктивной аналитики для моделирования процесса бурения / В.И. Никитин, М.В. Леонтьев // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1. – С. 90-94.

194. **Никитин, В.И.** Обоснование поиска профиля скоростей жидкости реологической модели Гершеля-Балкли при движении в кольцевом пространстве / **В.И. Никитин**, Д.А. Кабаева // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 354-356.

195. **Никитин, В.И.** Определение насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости призабойной зоны пласта расчетным путем / **В.И. Никитин**, Д.Н. Цивинский //Нефть Газ Новации. – 2021. – №1 (242). – С. 37-39.

196. **Никитин, В.И.** Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путем анализа кривой фильтрационного процесса / **В.И. Никитин** // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 28-30.

197. **Никитин, В.И.** Определение эффективной вязкости буровых промывочных систем / **В.И. Никитин**, С.Ю. Милькова, К.В. Парфенов // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1, № 1 (13). – С. 165-169.

198. **Никитин, В.И**. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / **В.И. Никитин**, О.А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37.

199. Никитин, В.И. Первичная статистическая обработка экспериментальных данных: мет. ук. / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 80 с.

200. **Никитин, В.И.** Перспективы применения нелинейных законов фильтрации к моделированию проникновения фильтрата в пласт / **В.И. Никитин**, А.Е. Коновалова // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 357-360.

201. **Никитин, В.И.** Применение метода Велджа к процессу проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт / **В.И. Никитин**, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 4 (352). – С. 49-51. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-4(352)-49-51.

202. **Никитин, В.И.** Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов / **В.И. Никитин**, В.В. Живаева // Ашировские чтения. – 2015. – С. 81-85.

203. **Никитин, В.И.** Программа для расчета объема фильтрата бурового раствора, проникающего в пласт при первичном вскрытии / **В.И. Никитин**, О.А. Нечаева, В.В. Живаева // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 126-128. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-126-128.

204. **Никитин, В.И.** Программа по определению проницаемости фильтрационной корки по показаниям фильтр-пресса / **В.И. Никитин**, Д.Н. Цивинский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11 (359). – С. 43-46. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-43-46.

205. **Никитин, В.И.** Программное обеспечение по расчету насыщенности и глубины проникновения фильтрата при вскрытии продуктивного пласта / **В.И. Никитин**, В. В. Живаева // Бурение и нефть. – 2021. – № 2. – С. 30-33.

206. **Никитин, В.И**. Расчет объема фильтрата бурового раствора, проникшего в пласт при первичном вскрытии / **В.И. Никитин** // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 195-197.

207. Нискулов, Е.К. Оценка качества вскрытия пласта БП 12-1 Еты-Пуровского месторождения биополимерным раствором «Биодрилл» ЗАО «Биотехальянс» / Е.К. Нискулов, А.Е. Ивахненко, Ю.Н. Мойса, В.В. Шарнин // Бурение и нефть. – 2013. – № 9. – С. 54-56.

208. Овчинников, В.П. Справочник бурового мастера. Том 1: учебно-практическое пособие / В.П. Овчинников [и др.] – Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.

209. Ольховская, В.А. Подземная гидромеханика: Фильтрация неньютоновской нефти: учебное пособие / В.А. Ольховская – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 224 с.

210. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. – 89 с.

211. Орлов, Е.А. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта путем введения кольматирующих добавок в промывочную жидкость / Е.А. Орлов, В.И. Никитин, П.В. Дыкин // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы IV научно-практической конференции с международным участием, Самара, 11 мая 2017 года. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2017. – С. 78.

212. Осипов, П.Ф. Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин: Учебное пособие / П.Ф. Осипов. – Ухта: УГТУ, 2004. – 71 с.

213. ОСТ 39-161-83. Нефть. Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих их пород. – М.: Издательство стандартов, 1983. – 19 с.

214. ОСТ 39-181-85. Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеводородосодержащих пород. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 21 с.

215. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 18 с.

216. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности. – М.: Миннефтепром, 1986. – 26 с.

217. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 37 с.

218. Паникаровский, В.В. Оценка качества вскрытия продуктивных пластов / В.В. Паникаровский, И.П. Попов, Е.В. Паникаровский. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2011. – 100 с. – ISBN 978-5-9961-0319-5.

219. Паникаровский, В.В. Оценка кольматации наполнителями бурового раствора трещинных коллекторов / В.В. Паникаровский, Е.В. Паникаровский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 6(108). – С. 36-41.

220. Паршуков, И.А. Особенности разработки и метрологической аттестации методики измерений коэффициента восстановления проницаемости горных пород в призабойной зоне пласта / И. А. Паршуков, М. С. Рогалев, Н. В. Саранчин [и др.] // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: V Международная научно-практическая конференция : тезисы докладов, Москва, 03–04 октября 2024 года. – Москва: Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – С. 85.

221. Патент № 2700610 C1 Российская Федерация, МПК E21B 21/08, E21B 47/00. Устройство для автоматического контроля водоотдачи промывочной жидкости: № 2019113541: заявл. 29.04.2019: опубл. 18.09.2019 / А.Г. Малюга, В.Н. Дьяков, Ю.П. Казанцев, М.А. Гришечкин. – 8 с.

222. Паус, К.Ф. Буровые растворы. Изд. 2-е, переработанное, дополненное/ К.Ф. Паус. – М.: «Недра», 1973. – 304 с.

223. Паус, К.Ф. Влияние промывочной жидкости на сроки освоения и дебит скважин / К. Ф. Паус // Татарская нефть. –1957. – №1.

224. Печерин, В.Н. Определение проницаемости горных пород: метод. указания / В.Н. Печерин, Н. П. Демченко. – Ухта: УГТУ, 2014. – 11 с.

225. Подопригора, Д.Г. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли: методические указания к практическим занятиям / Д.Г. Подопригора, Д.С. Тананыхин, А.В. Бондаренко. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет., 2019. – 78 с.

226. Подъячев, А.А. Применение пакетов символьных вычислений при анализе сигнала микросейсмической эмиссии / А.А. Подъячев, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 65-67.

227. Полищученко, В.П. Системы буровых растворов для различных геолого-технических условий строительства нефтегазовых скважин / В.П. Полищученко, В.И. Ноздря // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: Материалы XXIV Международной научно-практической конференции, 6-9 июня 2023 г. – Владимир: Аркаим, 2023. – С. 19 - 21.

228. Попова, И.А. Исследование алгоритмов машинного обучения для предварительной обработки данных в задачах регрессии / И.А. Попова // Искусственный интеллект в автоматизированных системах управления и обработки данных: Сборник статей Всероссийской научной конференции. В 2-х томах, Москва, 27–28 апреля 2022 года. Том 1. – Москва: Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, 2022. – С. 237-242.

229. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли для оптимизации

промывки скважины / **В.И. Никитин,** М.В. Двойников, К.С. Купавых, Т.А. Пантелеева // Записки Горного института. – 2025. – Т. 275. – С. 70-80.

230. Прищепа, О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы / О.М. Прищепа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1-2. – С. 18-34.

231. Проводников, Г.Б. К вопросу о реологических моделях жидкостей, применяемых в качестве глинистых буровых растворов при строительстве скважин в Западной Сибири / Г.Б. Проводников, М.А. Дюсюнгалиев // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 376-381.

232. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах / Ю.М.Проселков. – М.: «Недра»,1975 – 224 с.

233. Рабинович, Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении / Н.Р. Рабинович. – М.: Недра, 1989. – 268 с.

234. Раупов, А.А. Оценка качества формирования кольматационной зоны и количества отфильтрованной жидкости в продуктивный пласт / А.А. Раупов, Т.П. Эшпулатов, Ж.А. Акилов, Д.К. Назарбекова // Universum: технические науки. – 2022. – № 11. – С. 36-39. – DOI: 10.32743/UniTech.2022.104.11.14563.

235. РД 39-0147001-742-92. Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992. – 82 с.

236. Ремеев, М.М. Исследования по определению градиентов давления сдвига и предельного разрушения структуры для высоковязкой нефти месторождений Татарстана / М.М. Ремеев, О.С. Сотников, А.В. Фомичев, К.М. Мусин // Сборник научных трудов ТАТНИПИНЕФТЬ. – 2015. – С. 97-100.

237. Рогачёв, М.К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения / М.К. Рогачёв, А.В. Колонских // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 37-42.

238. Рогачев, М.К. Реология углеводородов: учебно-методическое пособие / М.К. Рогачев, А.Ю. Харин, С.Б. Харина. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2004. – 62 с.

239. Ружников, А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород / А.Г. Ружников // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2014. – № 2. – С. 41-44.

240. Рыльцев, И.А. Кинематика течения степенной жидкости в трубе переменного сечения / И.А. Рыльцев, К.Е. Рыльцева, Г.Р. Шрагер // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2020. – № 63. – С. 125-138. – DOI: 10.17223/19988621/63/11

241. Рябоконь, С.А. Проектирование свойств биополимерных растворов для истощенных коллекторов / С.А. Рябоконь, Ю.Н. Мойса, Е.Ю. Камбулов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №9. – С. 170-174.

242. Рябоконь, С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконь. – М.: ИНФРА-М, 2018. – 384 с.

243. Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов. / В.И. Рябченко. – Москва: Недра, 1990. – 230 с.

244. Савельев, Ю.П. Лекции по основам механики вязкой жидкости и газа. Точные и приближенные решения уравнений Навье-Стокса Т. 1 кн. 2. / Ю.П. Савельев. – СПб.: Наука, 2017. – 734 с.

245. Савенок, О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин: монография / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

246. Савенок, О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар: КубГТУ, 2019. – 275 с.

247. Сайченко, Л.А. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов. Часть I: Методические указания к практическим занятиям / Л.А. Сайченко. – Санкт-Петербургский горный университет. – СПб, 2022. – 50 с.

248. Самарский, А.А Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. / А.А. Самарский, А.П. Михайлов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2005. – 320 с.

249. Свалов, А.М. Механика процессов бурения и нефтегазодобычи / А.М. Свалов. – М.: Либроком, 2017. – 256 с.

250. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664846 Российская Федерация. Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости. Заявка № 2021663930: заявл. 03.09.2021: опубл. 14.09.2021; **В.И. Никитин**; заявитель/правообладатель В.И. Никитин. – 25 КБ.

251. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015612219 Российская Федерация. MarCS Engineer: № 2014663168: заявл. 17.12.2014: опубл. 13.02.2015 / А.М. Кронин, А.П. Лосев; заявитель Общество с ограниченной ответственностью научно-исследовательский и испытательный центр "НЕДРА-ТЕСТ". – 1 с.

252. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665538 Российская Федерация. Программа для расчета объема фильтрата, проникающего в пласт при бурении скважин. Заявка № 2021664670: заявл. 17.09.2021: опубл. 28.09.2021; **В.И. Никитин**; заявитель/правообладатель В.И. Никитин. – 41 КБ.

253. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023663763 Российская Федерация. Программа для расчёта режима течения промывочных жидкостей типа ГБ в кольцевом пространстве нефтяных и газовых скважин из полевых данных: № 2023661652: заявл. 29.05.2023: опубл. 28.06.2023 / С. Н. Харламов, М. Джанхорбани. – 1 с.

254. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022661194 Российская Федерация. Программа для расчета профиля скоростей при ламинарном движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины. Заявка № 2022660647: заявл. 02.06.2022: опубл. 16.06.2022; **В.И. Никитин**; заявитель/правообладатель В.И. Никитин. – 16 КБ.

255. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556 Российская Федерация. Оперативный гидравлический калькулятор при строительстве скважин. Заявка № 2023666347: заявл. 03.08.2023: опубл. 16.08.2023; **В.И. Никитин**, О.А. Нечаев, М.Е. Коваль, П.Ю. Спиридонов; заявитель/правообладатель В.И. Никитин, О.А. Нечаев, М.Е. Коваль, П.Ю. Спиридонов. – 33 КБ.

256. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023665562 Российская Федерация. Программа по расчету насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта. Заявка № 2023664334: заявл. 03.07.2023: опубл. 18.07.2023; **В.И. Никитин**; заявитель/правообладатель В.И. Никитин. – 31 КБ.

257. Семёнов, Н.Я. Гидродинамика поглощающего пласта / Н.Я. Семенов. – Уфа: Монография, 2019. – 717 с.

258. Семёнов, Н.Я. Исследование и изоляция поглощающих и водопроявляющих пластов: в 2 ч. / Н.Я. Семёнов. – Уфа: Монография, 2014. – Ч.2. – 717 с.

259. Середа, Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.Г. Середа, Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1974. – 456 с.

260. Скворцов, В.В. Математический эксперимент в теории разработки нефтяных месторождений / В.В. Скворцов. – М.: Наука, 1970. – 234 с.

261. Соловьев, Н.В. Реологические свойства биополимерных буровых растворов / Н.В. Соловьев, Х.Н. Курбанов, Н.Т. Хунг // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 8-17.

262. Степанянц, А.К. Вскрытие продуктивных пластов / А.К. Степанянц. – М.: Недра, 1967. – 416 с.

263. Стехина, К.Н. Решение дифференциальных уравнений в пакете Mathematica. Часть 1. Уравнения первого порядка и их приложения: учебное пособие / К.Н. Стехина, Д.Н. Тумаков. – Казань: КФУ, 2014. – 116 с.

264. Сулейменов, Н.С. Факторы, влияющие на снижение гидропроводности призабойной зоны скважины / Н.С. Сулейменов // Oil and Gas. – 2021. – No. 6. – P. 92-109. – DOI: 10.37878/2708-0080/2021-6.06.

265. Табатабаи Моради, С.Ш. Вероятностное исследование оптимизации промывки скважины / С.Ш. Табатабаи Моради // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 956-963. – DOI: 10.31897/PMI.2022.67.

266. Тагиев, Ш. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи: увеличение нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти и проблема их добычи / Ш. Тагиев // Мировая наука. – 2023. – № 6. – С. 120-124.

267. Тананыхин, Д.С. Физика пласта: Методические указания к лабораторным работам / Д.С. Тананыхин. – СПб.: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015. – 39 с.

268. Телков, А.П. Подземная гидрогазодинамика / А.П. Телков. – Уфа: Уфимский нефтяной ин-т., 1975. – 224 с.

269. Тетельмин, В.В. Реология нефти: учебное пособие / В.В. Тетельмин. – Долгопрудный: Интеллект, 2015. – 247 с.

270. Требин, Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Г.Ф. Требин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 157 с.

271. Турбин, М.В. Исследование начально-краевой задачи для модели движения жидкости Гершель-Балкли / М.В. Турбин // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Физика. Математика. – 2013. – № 2. – С. 246-257.

272. Уиллхайт, Г.П. Заводнение пластов / Г.П. Уиллхайт. – М.- Ижевск: Ин-т компьютер. исслед. НИЦ «Регуляр. и хаотич. динамика», 2009. – 787 с.

273. Уляшева, Н.М. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости / Н.М. Уляшева, Е.Л. Леушева, Р.Н. Галишин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 454-461. – DOI: 10.31897/PMI.2020.4.8

274. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт. – М.: ЮКОС – Schlumberger, 2001. –144 с.

275. Фанчи, Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков / Д.Р. Фанчи. – М. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 256 с.

276. Феценец, Р.М. Влияние отфильтровывания бурового раствора на технико-экономические показатели бурения (из опыта бурения на Южно-Приобском месторождении) / Р.М. Феценец, В.А. Мосин, А.В. Королев, П.Л. Рябцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 2. – С. 33-39.

277. Филиппов, А.И. Взаимосвязь нелинейных математических моделей образования глинистой корки в радиальной и линейной геометрии / А.И. Филиппов, М.А. Зеленова // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2023. – № 4. – С. 10-16. – DOI: 10.31040/2222-8349-2023-0-4-10-16

278. Филиппов, А.И. Эволюция глинистой корки в буровой скважине / А.И. Филиппов, М.А. Зеленова, Т.М. Левина, Р.Г. Губайдуллин // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 5. – С. 83-92. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-83-92.

279. Фихтенгольц, Г.М. Основы математического анализа. Часть 1 / Г.М. Фихтенгольц. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 444 с.

280. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин.– М.: Недра, 1969. – 366 с.

281. Харламов, С.Н. Аспекты компьютерного моделирования процессов транспорта и очистки от шлама горизонтальных участков скважин / С.Н. Харламов, М. Джанхорбани // Недропользование. – 2022. – Т. 22. – № 2. – С. 73-84. – DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.4.

282. Харламов, С.Н. Аспекты компьютерного моделирования процессов транспорта и очистки от шлама горизонтальных участков скважин / С.Н. Харламов, М. Джанхорбани, М.Р. Брыксин // Математическое моделирование. – 2022. – Т. 34, № 11. – С. 77-106. – DOI: 10.20948/mm-2022-11-06.

283. Харламов, С.Н. К проблеме установления продолжительности бурения скважин в условиях отсутствия вращения бурильной колонны / С.Н. Харламов, М.

Джанхорбани, М.Р. Брыксин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 7-26. – DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3834.

284. Харламов, С.Н. Процессы транспорта шлама при очистке скважин с произвольной ориентацией буровых труб, содержащих эксцентрично расположенное круглое ядро с подвижной стенкой: проблемы, результаты, перспективы (обзор) / С.Н. Харламов, М. Джангхорбани // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 7. – С. 131-149. – DOI: 10.18799/24131830/2020/7/2725.

285. Харламов, С.Н. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 1. Моделирование структуры дисперсных течений / С.Н. Харламов, М. Джанхорбани, В.В. Зайковский // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 10. – С. 34-48. – DOI: 10.18799/24131830/2023/10/4433.

286. Харламов, С.Н. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 2. Численные результаты бурения при оптимальных реологических свойствах раствора / С.Н. Харламов, М. Джанхорбани, А.Г. Чернов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 11. – С. 7-24. – DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4468.

287. Хасанов, М.М. Компьютерная обработка данных физико-гидродинамических лабораторных исследований керна / М.М. Хасанов, А.Б. Рыжков, А.Д. Караваев [и др.] // Вестник ИЦ ЮКОС. – 2002. – №3. – С. 37-42.

288. Хасанов, М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 287 с.

289. Царевич, К.А. Глинистые растворы в бурении / К.А Царевич, Р. Шищенко, Б. Бакланов. – Баку; М: Азнефтеиздат, 1935. – 324 с.

290. Цивинский Д. Н. Расчет динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спускоподъемных операций в

скважине: учеб. пособие / Д. Н. Цивинский. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2015. – 216 с.

291. Цивинский, Д.Н. Применение статистического метода анализа в нефтегазовом деле: учеб. пособ. / Д.Н. Цивинский. – Самара: Самар, гос. техн. ун-т, 2014. – 377 с.

292. Цивинский, Д.Н. Разнообразие форм уравнений парной регрессии / Д.Н. Цивинский. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2002. – 80 с.

293. Цыганова, П.С. Совершенствование качества вскрытия продуктивного пласта путем подбора рецептуры промывочной жидкости / П.С. Цыганова, О.А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1. – С. 123-129.

294. Чураков, Н.Н. Подбор оптимальных параметров жидкости вскрытия продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения / Н.Н. Чураков, **В.И. Никитин** // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 56-57.

295. Шабаров, А.Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А.Б. Шабаров, А.В. Шаталов, П.В. Марков, Н.В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 1. – С. 79-109. – DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

296. Шарафутдинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2004. – № 1. – С. 2.

297. Шарафутдинов, З.З. Технологические ограничения для дисперсных систем в строительстве скважин и супрамолекулярная химия в методах управления ими / З.З. Шарафутдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 11. – С. 13-22. – DOI: 10.30713/0130-3872-2018-11-13-22.

298. Шехтман, Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий / Ю.М. Шехтман. – М.: Изд-во Акад. наук СССР, 1961. – 211 с.

299. Шищенко, Р. И. Практическая гидравлика в бурении / Р. И. Шищенко, Б. И. Есьман. – М.: Недра, 1966. – 319 с.

300. Шищенко, Р.И. Гидравлика глинистых растворов / Р.И. Шищенко.– Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 136 с.

301. Шляховой, Д.С. Формула для определения градиента давления при течении вязкопластической жидкости в симметричном кольцевом канале / Д.С. Шляховой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 11. – С. 16-18.

302. Шмакова, М.П. Анализ нефтеносности пластов ПК1–7 Русского месторождения / М.П. Шмакова. // Молодой ученый. – 2023. – № 51. – С. 71-74.

303. Эпштейн, Л.А. Методы теории размерности и подобия в задачах гидромеханики судов. / Л.А. Эпштейн. – Ленинград: Судостроение, 1970. – 207 с.

304. Юрьев, А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А.В. Юрьев, И.П. Белозеров, В.Е. Шулев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 342-345.

305. Abdullah, A. H. An experimental investigation into the rheological behavior and filtration loss properties of water-based drilling fluid enhanced with a polyethyleneimine-grafted graphene oxide nanocomposite / A.H. Abdullah, S. Ridha, D.F. Mohshim, M.A. Maoinser // RSC advances. – 2024. – V. 4. – P. 10431-10444. – DOI: 10.1039/d3ra07874d

306. Abrams, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion / A. Abrams // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – № 29. – P. 87-98.

307. Aghabozorgi, S. comparative study of predictive models for imbibition relative permeability and trapped non-wetting phase saturation / S. Aghabozorgi, M. Sohrabi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – № 252. – P. 325-333. – DOI: 10.1016/j.jngse.2018.01.017

308. Aghashahi A.E. Mathematical modeling of formation damage effect during underbalanced drilling operations / E Aghashahi Ardestani [et al.] // Modeling Earth Systems and Environment. – 2019. – №5. – P. 1651–1661. – DOI: s40808-019-00617-8

309. Ali, I. Experimental study of bentonite-free water based mud reinforced with carboxymethylated tapioca starch: rheological modeling and optimization using response surface methodology (RSM) / I. Ali, M. Ahmad, T. Ganat // Polymers. – 2021. – V. 13, № 19. – P 3320. – DOI: 10.3390/polym13193320

310. Alkinani, H.H. Application of artificial neural networks in the drilling processes: Can equivalent circulation density be estimated prior to drilling? / H.H. Alkinani, A.T.T. Al-Hameedi, S.D. Norman, D.Lian // Egyptian Journal of Petroleum. – 2020. – V. 29, № 2. – P. 121-126. – DOI: 10.1016/j.ejpe.2019.12.003

311. Alsabaa, A. Machine learning model for monitoring rheological properties of synthetic oil-based mud / A. Alsabaa, H. Gamal, S. Elkatatny, Y. Abdelraouf // ACS Omega. 2022. – V. 7. – №18. – P. 15603-15614. – DOI: 10.1021/acsomega.2c00404

312. Amanullah, M.A Novel Method to Evaluate the Formation-Damage Potential of Drilling Fluids / M. Amanullah // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2003. – DOI: 10.2118/80484-MS

313. Anawe, P. Modification of Bingham Plastic Rheological Model for Better Rheological Characterization of Synthetic Based Drilling Mud / P. Anawe, A. Folayan // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2018. – V.13. – №10. – P. 3573-3581.

314. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004. – 125 p.

315. Arabjamaloei, R. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. / R. Arabjamaloei [et al.] // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 89. – P. 01001 – DOI: 10.1051/e3sconf/20198901001

316. Azar J.J. Drilling Engineering / J.J. Azar, G.R. Samuel // PennWell Corporation, 2007. – 486 p.

317. Baikov, V.A. Conservation laws for two-phase filtration models/ V.A. Baikov, N.H. Ibragimov, I.S. Zheltova, A.A. Yakovlev // Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation. – 2014. – №2. – P. 383-389. – DOI: 10.1016/j.cnsns.2013.06.015

318. Bailey, L. Particulate Invasion From Drilling Fluids. / L. Bailey [et al.] // SPE J. – 2000. – V.5. – №4. – P. 412–419. – DOI: 10.2118/67853-PA

319. Bavoh, C.B. Assessing the impact of an ionic liquid on NaCl/KCl/polymer water-based mud (WBM) for drilling gas hydrate-bearing sediments / C.B. Bavoh, T.N. Ofei, B.Lai [et al.] // Journal of Molecular Liquids. – 2019. – V. 294. – P. 111643. – DOI: 10.1016/j.molliq.2019.111643

320. Belimanea, Z. Modeling surge pressures during tripping operations in eccentric annuli / Z. Belimanea, A. Hadjadj, H. Ferroudj [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – V. 96. – P. 104233 – DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104233

321. Bennion, D.B. An owerview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations / D.B. Bennion // Journal of Canadian petroleum technology. – 2022. – V. 41. – № 11. – P. 29-36.

322. Bennion, D.B. Mechanisms of formation damage and permeability impairment associated with the drilling, completion and production of low api gravity oil reservoirs / D.B. Bennion F.B. Thomas, D.W. Bennion, R.F. Bietz // SPE International Heavy Oil Symposium, June. – Calgary, Alberta, Canada, 1995. DOI: 10.2118/30320-MS

323. Blinov, P.A. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum / P.A. Blinov, M.V. Dvoynikov // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2018. – V. 13, № 14. – P. 5661-5664. – DOI: 10.3923/jeasci.2018.5661.5664

324. Bourgoyne, A.T. Applied drilling / A.T.Jr. Bourgoyne, K.K. Millheim, M.E. Chenevert, F.S. Young. – TX.: Society of petroleym engineers, 1991. – 508 p.

325. Bridges, S. A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing. / L. Robinson, S. Bridges. – Gulf Drilling Guides, 2020. – 594 p. – DOI: 10.1016/B978-0-12-821341-4.00001-4

326. Buckley, S.E. Mechanism of fluid displacements in sands / S.E. Buckley, M.C. Leverett // Transactions of the AIME. – 1942. – V. 146. – №1. – P. 107–116. – DOI: 10.2118/942107-G

327. Busch A. On particle transport and turbulence in wellbore flows of non-Newtonian fluids-Findings from a cuttings transport process analysis by means of computational fluid dynamics, rheometry and dimensional analysis. PhD Dissertation. / A. Busch. – Norwegian University of Science and Technology, 2020. – 187 p.

328. Busch, A. Cuttings transport: On the effect of drill pipe rotation and lateral motion on the cuttings bed / A. Busch, S.T. Johansen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 191. – P. 107136. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107136

329. Chandrasekhar, S.V. Annular Couette-Poiseuille flow and heat transfer of a power-law fluid – analytical solutions / S.V. Chandrasekhar // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2020. – V. 286. – P. 104402. – DOI: 10.1016/j.jnnfm.2020.104402

330. Civan, F. Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation / F. Civan. – Houston, Texas: Gulf publishing company; 2000. –741 p.

331. Coberly, C.J. Some considerations in the selection and installation of gravel pack for oil wells / C.J. Coberly, E.M. Wagner, // Petroleum Technology. – 1938. – V. 1, № 3. – P. 1-20. – DOI:10.2118/938080-G

332. Davoodi, S. Hybridized machine-learning for prompt prediction of rheology and filtration properties of water-based drilling fluids / S. Davoodi, M. Mehrad, D.A. Wood [et al.] // Engineering Applications of Artificial Intelligence. – 2023. – V. 123, Part C. – P. 106459. – DOI: 10.1016/j.engappai.2023.106459

333. Deng, S. Prediction of water-in-oil emulsion drilling fluids rheological properties based on GPR-Bagging ensemble learning / S. Deng, B. Huo, S. Xu [et al.] // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2024. – V. 686. – P. 133336. – DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.133336

334. Dewan, J.T. A model for filtration of water-base mud during drilling: Determination of mudcake parameters / J.T. Dewan, M.E. Chenevert // Petrophysics. – 2001. – V. 42. – P. 237-250.

335. Drobny, G. Physical Chemistry for the life sciences / G. Drobny, P. Reid, T. Engel. – NJ: Prentice Hall, 2008. – 1128 p.

336. Dvoynikov, M.V. Analysis of Methodology for Selecting Rheological Model of cement slurry for determining technological parameters of well casing / M.V.

Dvoynikov, V.I. Nikitin, A.I. Kopteva // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2024. – V. 37, №. 10. – P. 2042-2050. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.10a.15.

337. Elkatatny, S.M. Characterization of filter cake generated by water-based drilling fluids using CT scan / S.M. Elkatatny, M.A. Mahmoud, H.A. Nasr-El-Din // SPE Drilling & Completion. –2012. – №27. – P. 282-293.

338. Engelhardt, W. Filter cake formation and water losses in deep drilling muds / W. Engelhardt. – Urbana: Illinois state geological survey 1954. – 34 p.

339. Epelle, E.I. CFD modelling and simulation of drill cuttings transport efficiency in annular bends: Effect of particle size polydispersity / E.I. Epelle, W. Obande, J.A. Okolie, T. Wilberforce // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 208. – P. 992-1004. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109795

340. Escudier, M.P. Fully developed laminar flow of purely viscous non-Newtonian liquids through annuli, including the effects of eccentricity and innercylinder rotation / M.P. Escudier, P.J. Oliveira, F.T. Pinho // International J. of heat and fluid flow. – 2001. – V. 23. – № l. – P. 52.

341. Fanchi, J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation (2ndEd) / J.R. Fanchi. – Houston, TX: Gulf Publishing Company, – 2001. – 376 p.

342. Fatemi, S.M. Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks / S.M. Fatemi, M. Sohrabi // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. – №161. – P. 559-581. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.11.014

343. Ferroudji, H. 3D numerical and experimental modelling of multiphase flow through an annular geometry applied for cuttings transport / H. Ferroudji [et al.] // International Journal of Multiphase Flow. – 2022. – V. 151. – P. 104044. – DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2022.104044

344. Fredrickson, A.G. Non-Newtonian flow in annuli / A.G. Fredrickson, R.B. Bird // Ind.Eng.Chem. – 1958. – V. 50. – P.347-352.

345. Ghanizadeh, A. Relative permeability of tight hydrocarbon systems: An experimental study / A. Ghanizadeh, C. Song, C.R. Clarkson, A. Younis // Fuel. – 2021. – № 294. – P. 119487 – DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119487

346. Hawkins, M.F. A note on the skin effect / M.F. Hawkins // J. Petrol. Technol. 1956. – №8. – P. 356-357.

347. Heidari, M. Experimental study of rheological properties of aphron based drilling Fluids and their effects on formation damage / M. Heidari, K. Shahbazi, M. Fattahi // Transactions on Chemistry and Chemical Engineering. – 2017. – V. 24. – №.3. – P. 1241-1252. – DOI: 10.24200/SCI.2017.4108

348. Heshamudin, N.S. Experimental investigation of the effect of drill pipe rotation on improving hole cleaning using water-based mud enriched with polypropylene beads in vertical and horizontal wellbores / N.S. Heshamudin, A. Katende, H.A. Rashid, I. Ismail // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 179. – P. 1173-1185. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.086

349. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase / **V.I. Nikitin**, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019: Proceedings of the XV International Forum-Contest of Students and Young Researchers under the auspices of UNESCO, St. Petersburg, 17–19 may 2019. V. 2. – St. Petersburg: Taylor & Francis Group, 2020. – P. 558-562. DOI: 10.1201/9781003014638-12.

350. Ismail, A.R. The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery / A.R. Ismail, J.M. Peden, A.M. Arshad // Paper presented at the SPE Asia pacific oil and gas conference. – 1994. – DOI: 10.2118/28762-MS

351. Izyurov, V. Selecting Bridging Agents Particle Size Distribution for Optimum Plugging While Drilling in Permeable Zones / V. Izyurov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2019. – DOI: 10.2118/197009-MS.

352. Jimoh, M.O. Rheological study of a new water-based drilling fluid using Ubakala clay in the presence of natural polymers / M.O. Jimoh, T.O. Salawudeen, A.O.

Arinkoola, M.O. Daramola // Chemical Engineering Communications. – 2021. – V. 208, №. 9. – P. 1335-1343. – DOI: 10.1080/00986445.2020.1774374

353. Kabir, A. Filter cake formation on the vertical well at high temperature and high pressure: Computational fluid dynamics modeling and simulations / A.Kabir, I.K. Gamwo // Journal of petroleum and gas engineering. – 2011. – V. 2. –P. 146-164. – DOI: 10.5897/JPGE11.026

354. Kaeuffer, M. Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant / M. Kaeuffer // presented at Congres de I'A.F.T.P.V., Rouen, Oct. 1973.

355. Karimi, M. Trouble free drilling with casing drilling; a process focused on preventing the drilling problems / M. Karimi, C. Holt, T.E. Moellendick // International Petroleum Technology Conference, 15-17 November 2011, Bangkok, Thailand. OnePetro, 2011. – № IPTC-14866-MS. – DOI: 10.2523/IPTC-14866-MS

356. Khalil, M. Herschel-Bulkley rheological parameters of a novel environmentally friendly lightweight biopolymer drilling fluid from xanthan gum and starch / M. Khalil, B.M. Jan // Journal of Applied Polymer Science. – 2012. – V. 124, №. 1. – P. 595-606. – DOI: 10.1002/APP.35004

357. Leonov, E.G. Applied hydroaeromechenics in oil and gas drilling / E.G. Leonov, V.I. Isaev. – Moscow Gubkin State University of Oil and Gas, 2010. – 443 p.

358. Leusheva, E. Investigation of non-linear rheological characteristics of barite-free drilling fluids / E. Leusheva, N. Brovkina, V. Morenov // Fluids. – 2021. – V. 6. – № 9. – P. 327 – DOI: 10.3390/fluids6090327

359. Ling, K. A new approach to estimate invasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling / K. Ling [et al.] // SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers. – 2015. – P.27–36. – DOI: 10.2118/168184-PA

360. Longeron, D. An integrated experimental approach for evaluating formation damage due to drilling and completion fluids / D. Longeron, J.F. Argillier, A. Audibert //

European formation damage control conference. – 1995. – P. 117-131. – DOI: 10.2118/30089-MS

361. Markelova, A. Two-phase filtration model for nonlinear viscoplastic oil and hard water drive / A. Markelova, A. Trifonov, V. Olkhovskaya // Applied Mechanics and Materials. – Trans Tech Publications. – 2015. – V. 698. – P. 679-682.

362. McPhe, C. Core Analysis: A Best Practice Guide / C. McPhee, J. Reed, I. Zubizarreta. – Elsevier, 2015. – 884 p.

363. Mei, Y. Current methods for measuring three-phase relative permeability and its influencing factors / Y. Mei [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2023. – №1. – P. 21-38. – DOI: 10.46690/ager.2023.10.04

364. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. – Mi Swaco, 2009. – 1000 с.

365. Mitchell, J. Trouble-Free Drilling / J. Mitchell. – Conroe: Drilbert Engineering, 2002. – 295 p.

366. Moghadasi, L. Interpretation of two-phase relative permeability curves through multiple formulations and Model Quality criteria. / L. Moghadasi, A. Guadagnini, F. Inzoli, M. Bartosek // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. – V.135. – P.738-749. – DOI: 10.1016/j.petrol.2015.10.027

367. Mohammadsalehi, M. Application of new hole cleaning optimization method within all ranges of hole inclinations / M. Mohammadsalehi, N. Malekzadah // International petroleum technology conference, 7-9 February 2012, Bangkok, Thailand. European association of geoscientists & engineers, 2012. – DOI: 10.2523/IPTC-14154-MS

368. Morrow, N.R. Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery / N.R. Morrow, H.T. Lim, J.S. Ward // SPE Formation Evaluation. – 1986. – № 1. – P. 89–103. – DOI: 10.2118/13215-PA

369. Muangput, B. CFD elucidation of high-pressure subcooled boiling flow towards effects of variable refrigerant properties using OpenFOAM empirical closures / B. Muangput, T. Zin, S. Namchanthra [et al.] // Applications in Engineering Science. – 2024. – V. 19. – P. 100187. – DOI: 10.1016/j.apples.2024.100187

370. Nikitin, V.I. Analysis of the results of the experiment to determine the saturation of the filtrate of drilling fluid of the core sample / V.I. Nikitin, O.A. Nechaeva, G. S. Mozgovoi // III International Scientific Practical Conference “Breakthrough Technologies and Communications in Industry and City” (BTCI'2020) December 2-3, 2020, Volgograd, Russian Federation, Volgograd, 02–03 декабря 2020 года. V. 2410. – Melville: AIP Publishing, 2021. – P. 020014. – DOI: 10.1063/5.0067566.

371. Nikitin, V.I. Calculation of Saturation and Depth of Filtrate Penetration in the Primary Opening / V.I. Nikitin, V.V.Zhivaeva, G.S. Mozgovoi // Proceedings of the International Conference Engineering Innovations and Sustainable DevelopmentPart of the Lecture Notes in Civil Engineering book series. – 2022. – №210. – P. 271-275. – DOI: 10.1007/978-3-030-90843-0_30

372. **Nikitin, V.I.** Justification for the selection of a relative permeability model in the task of predicting drilling fluid filtrate invasion into the formation / **V.I. Nikitin**, M.M. Agrelkina // International journal of engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol 38, №. 10. – P. 2312-2320. – DOI: 10.5829/ije.2025.38.10a.08.

373. Nmegbu, C.G.J. Evaluation of formation damage models on effective wellbore radius, economics and flow productivity of Niger delta oil reservoirs / C.G.J. Nmegbu, E.F. Orisa // International journal of engineering and modern technology. – 2018. – V.4. – №3. – P. 52-63. – DOI: 10.13140/RG.2.2.19159.32169.

374. Nowak, T.J. The effect of mud filtrates and mud particles upon the permeabilities of cores / T.J. Nowak, R.F. Krueger // Drilling Prod. Pract. – 1951. – P. 164-181.

375. Ogolo, N. The comparison of experimental relative permeability data with corey's model results: a case study / N. Ogolo, O. Ezeaneche, M.O. Onyekonwu // Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology. – 2023. – №1. – P. 25-34. – DOI: 10.22034/JOGPT.2023.355385.1106

376. Olkhovskaya, V.A. Heavy oil production / V.A. Olkhovskaya [et al.] – St. Petersburg: Publishing Press Association, 2021. – 264 p.

377. Omotara, O.O. Evaluation of Formation Damage and Assessment of Well Productivity of Oredo Field, Edo State, Nigeria / O.O. Omotara [et al.] // American Journal of Engineering Research. – 2015– V.4, №3. – P. 1-10.

378. Outmans, H.D. Mechanics of static and dynamic filtration in the borehole / H.D. Outmans [et al.] // Society of petroleum engineers journal. – 1963. – №. 3. – P. 236-244.

379. Pei, J. Experimental Verification of Reservoirs with Different WettabilityUsing an Oil–Water Relative Permeability Model / J. Pei [et al.] // Processes. – 2022. – V. 10, №6. – P. 1211. – DOI: 10.3390/pr10061211

380. Peleg, M. The Arrhenius equation revisited / M. Peleg, M.D. Normand, M. G. Corradini // Critical reviews in food science and nutrition. – 2012. – №9. – P. 830-851. – DOI:10.1080/10408398.2012.667460.

381. Purich, D. Handbook of biochemical kinetics / D. Purich, R.D. Allison. – San Diego, CA: Academic Press, 2000. – 788 p.

382. Quitian-Ardila, L.H. Developing a machine learning-based methodology for optimal hyperparameter determination – a mathematical modeling of high-pressure and high-temperature drilling fluid behavior / L.H. Quitian-Ardila [et al.] // Chemical Engineering Journal Advances. – 2024. – V. 20. – P. 100663. – DOI: 10.1016/j.ceja.2024.100663

383. Rahmati, M. Evaluation of formation damage and filter cake removal with a new LPM drilling fluid additive / M. Rahmati, M. Khosravi, A.A. Tanha, A.R. Bajalan //Results in Engineering. – V. 23. – 2024. – 102656. – DOI: 10.1016/j.rineng.2024.102656.

384. Roberts, T.G. An analytic velocity profile for pressure-driven flow of a Bingham fluid in a curved channel / T.G. Roberts, S.J. Cox // Journal of non-newtonian fluid mechanics. – 2020. – V. 280. – P. 104278. – DOI: 10.1016/j.jnnfm.2020.104278

385. Rugang, Y. Study on the structure of filter cake layer of water based drilling fluid / Y. Rugang, P. Chunyao, Z. Zhenhua, J. Dongxu // SOCAR Proceedings. – 2017. – P. 24-34. – DOI: 10.5510/OGP20170100304

386. Ryu, Y-M. Slurry Clogging Criteria for Slurry Shield Tunnelling in Highly Permeable Ground / Y-M. Ryu [et al.] // KSCE J. Civ. Eng. – 2019. – №23. – P. 2784–2793. – DOI: 10.1007/s12205-019-2156-x

387. Saasen, A. Viscosity models for drilling fluids – Herschel-bulkley parameters and their use / A. Saasen, J. D. Ytrehus // Energies. 2020. – V. 13. – № 20. – P. 5271. – DOI: 10.3390/en13205271

388. Salehnezhad, L. Experimental investigation and rheological behaviors of water-based drilling mud contained starch-ZnO nanofluids through response surface methodology / L. Salehnezhad, A. Heydari, M. Fattahi // Journal of Molecular Liquids. 2019. – V. 276. – P. 417-430. – DOI: 10.1016/j.molliq.2018.11.142

389. Samigullin, D.V. Methods of selecting the fractional composition of colmantants for the fight against the absorption of the drilling washing fluid/ D.V. Samigullin, I.L. Nurmukhametov // International scientific review of the technical sciences, mathematics and Computer science : Collection of scientific articles XIII International correspondence scientific specialized conference, Boston, USA, 29–30 December 2019. – Boston, USA: PROBLEMS OF SCIENCE, 2019. – P. 64-70.

390. Savins J.G. Generalized Newtonian (Pseudoplastic) Flow in Stationary Pipes and Annuli / J.G. Savins // Transactions of the AIME. – 1958. – V. 213. – P. 325-332. – DOI: 10.2118/1151-G

391. Seryakov, A. Characteristics of a particle’s incipient motion from a rough wall in shear flow of Herschel–Bulkley fluid / A. Seryakov; Y. Ignatenko, O.B. Bocharov // Fluids 2024. – V.9, № 3. – P. 65. – DOI: 10.3390/ fluids9030065

392. Shah, S. Future challenges of drilling fluid and their rheological measurements / S. Shah, N. Shanker, C.Ogugbue // AADE Fluids Conference and Exhibition: Houston, Texas, 2010. – № AADE-10-DF-HO-41.

393. Shahata, A. Validation of a CFD non-newtonian eulerian-eulerian model for predicting wellbore filter cake formation / A. Shahata, M. Shokry, K. Saqr, M. Shehadeh // Applied mechanics and materials. – 2016. – V. 819. – P. 376-381. – DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.819.376

394. Sharmam, M.M. Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation / M.M. Sharma, Y.C. Yortsos // AIChE Journal. V. 33. – № 10. – 1987. – P. 1636-1643. – DOI: 10.1002/aic.690331007

395. Shaw, D. Insights, trends and challenges associated with measuring coal relative permeability / D. Shaw, P. Mostaghimi, F. Hussain, R.T. Armstrong // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 89. – P. 01004. – DOI: 10.1051/e3sconf/20198901004

396. Sun X. Study on the settling velocity of drilling cuttings in the power law fluid/ X. Sun [et al.]// Powder Technology. – 2020. – V. 362. – P. 278-287. – DOI: 10.1016/j.powtec.2019.11.025.

397. Tananykhin, D.S. Scientific and Methodological Support of Sand Management During Operation of Horizontal Wells / D.S. Tananykhin // International Journal of Engineering – Transactions A: Basics. 2024. – V. 37, №7. – P. 1395-1407. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.07a.17

398. Tang, M. Modeling of laminar flow in an eccentric elliptical annulus for YPL fluid / M. Tang, T. Zhang, S. He [et al.] // Journal of natural gas science and engineering. – 2019. – V. 64. – P. 118-132. – DOI: 10.1016/j.jngse.2019.02.001

399. Tang, M. Simplified modeling of YPL fluid flow through a concentric elliptical annular pipe / M. Tang, L. Yuan, S. He, T. Fu. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 162. – P. 225-232. – DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.030

400. Thomas, W. Fluid flow in porous media / W. Thomas, P.E. Engler. – New Mexico Tech, 2010. – 211 p.

401. Tian, Y. Testing of drilling mud filter cake for low permeability micro-fracture plugging performance in shale rocks / Y. Tian, X. Liu, P. Luo [et al.] // Journal of petroleum exploration and production technology. –2022. – V. 12. – P. 1-14. – DOI: 10.1007/s13202-022-01521-1.

402. Tong, T.A. Numerical simulation of non-Newtonian fluid flow in partially blocked eccentric annuli / T.A. Tong, Yu Mengjiao, E. Ozbayoglu, N. Takach // Journal of petroleum science and engineering. – 2020. – V. 193. – P. 107368. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107368

403. Tunn, W. Erfahrungen mit dem mikrolog in deutschen erdoelfeldern / W. Tunn //Erdoel und Kohle. – 1952. – V. 5. – P.539.

404. Valavanides, M.S. Flow rate dependency of steady-state two-phase flows in pore networks: Universal, Relative Permeability Scaling Function and System-Characteristic Invariants / M.S. Valavanides // Transport in Porous Media. – 2023. – №150. – P. 521–557. – DOI: 10.1007/s11242-023-02012-5

405. Vickers, S.A New methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations / S. Vickers, M. Cowie, T. Jones, B. Hughes // Wiertnictwo nafta gaz. – V. 23. – № 1. – 2006. – P. 501-515.

406. Villalobos, J. Beginning mathematica and wolfram for data science / J. Villalobos. – Mexico City, Mexico: Apress Berkeley, 2024. – 468 p. – DOI: 10.1007/979-8-8688-0348-2

407. Vipulanandan, C. Hyperbolic rheological model with shear stress limit for acryla-mide polymer modified bentonite drilling muds / C. Vipulanandan, A.S. Mohammed // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 122. – P. 38-47. – DOI:10.1016/j.petrol.2014.08.004

408. Vipulanandan, C. New kinetic model to characterize the filter cake formation and fluid loss in HPHT process / C. Vipulanandan, A. Raheem, B. Basirat, A.S. Mohammed, D.A. Richardson // OTC-25100-MS. – 2014. – DOI: 10.4043/25100-MS

409. Weldge, H.J. A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive / H.J. Weldge // Journal of Petroleum Technology. – 1952. –№ 4. – P. 91–98. – DOI:10.2118/124-G

410. Welge, H.J. Displacement of Oil from Porous Media by Water and Gas / H.J. Welge // Transactions of the AIME. – 1950. – V. 198. – P. 314-316. – DOI: 10.2118/949133-G

411. Willhite, G.P. Waterflooding / G.P. Willhite. – TX.: Society of petroleum engineers, 1986. – 338 p.

412. Winiowski, R. Selection of a suitable rheological model for drilling fluid using applied numerical methods / R. Winiowski, K. Skrzypaszek, T. Maachowski // Energies. – 2020. – V. 13, №12. – P. 3192. – DOI: 10.3390/en13123192

413. Wolfram, S. An Elementary Introduction to the Wolfram Language / S. Wolfram. – Publisher: Wolfram Media, Inc., 2015. – 324 p.

414. Wolfram, S. The Mathematica Book, Fifth Edition / S. Wolfram. – Champaign: Wolfram Media, 2003. – 1448 p.

415. Ye, Y. A new laboratory method for evaluating formation damage in fractured carbonate reservoirs. / Y. Ye, J. Yan, S. Zou [et al.] // Petroleum Science. – 2008. – №5. – P. 45–51. – DOI: 10.1007/s12182-008-0007-3

416. Yeo, L. Optimization of hole cleaning in horizontal and inclined wellbores: A study with computational fluid dynamics / L. Yeo, Y. Feng, A. Seibi, A. Temani // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 205. – P. 108993. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108993

417. Zinati, F.F. Modeling of external filter cake build-up in radial geometry / F.F. Zinati, R. Farajzadeh, P.K Currie, P.L.J. Zitha // Petroleum science and technology. – 2009. –№7. – P. 746-763. – DOI: 10.1080/10916460802105666

418. Zou, S. Multiphase flow under heterogeneous wettability conditions studied by special core analysis and pore scale imaging / S. Zou, R. Armstrong // SPE Journal. 2019. – №3. – P. 1234-1247. – DOI: 10.2118/195577-PA

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664846

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021664846

Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости

Правообладатель: ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Автор(ы): ***Никитин Василий Игоревич (RU)***



Заявка № **2021663930**
Дата поступления **03 сентября 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***14 сентября 2021 г.***

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFBC03B1ACF59A40A2F080092E9A118
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665538

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021665538

Программа для расчета объема фильтрата, проникающего в пласт при бурении скважин

Правообладатель: ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Автор(ы): ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Заявка № **2021664670**
Дата поступления **17 сентября 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***28 сентября 2021 г.***

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFBC00B1ACF59A40A2F08092E9A118
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022661194

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022661194

Программа для расчета профиля скоростей при ламинарном движении жидкости реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины

Правообладатель: ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Автор(ы): ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Заявка № **2022660647**
Дата поступления **02 июня 2022 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***16 июня 2022 г.***

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b80077e14e40f0a94edbd24145d5c7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 2.03.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023665562

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023665562

ПРОГРАММА ПО РАСЧЕТУ НАСЫЩЕННОСТИ И ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Правообладатель: ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Автор(ы): ***Никитин Василий Игоревич (RU)***

Заявка № **2023664334**
Дата поступления **03 июля 2023 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***18 июля 2023 г.***

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164baf96f83b73b4aa7
Владелец Зубов Юрий Сергеевич
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023667556

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023667556

ОПЕРАТИВНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ КАЛЬКУЛЯТОР ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Правообладатели: ***Никитин Василий Игоревич (RU), Нечаева Ольга Александровна (RU), Коваль Максим Евгеньевич (RU), Спиридонов Павел Юрьевич (RU)***

Авторы: ***Никитин Василий Игоревич (RU), Нечаева Ольга Александровна (RU), Коваль Максим Евгеньевич (RU), Спиридонов Павел Юрьевич (RU)***

Заявка № **2023666347**
Дата поступления **03 августа 2023 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***16 августа 2023 г.***

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164baf96f83b73b4aa7
Владелец Зубов Юрий Сергеевич
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

ЛУКОЙЛ

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
по научной работе в области
строительства скважин,
канд. техн. наук

_____ Д.Л. Бакиров
«30» 04 2026 г.

АКТ
о внедрении (использовании) результатов диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук
Никитина Василия Игоревича
на тему: «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», по научной специальности
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Комиссия Секции Ученого Совета «Строительство скважин» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в составе:

Председатель:
Начальник Аналитического отдела
Центра мониторинга строительства скважин (г. Москва),
канд. техн. наук
Бабушкин Э.В.

Члены комиссии:
И.о. Начальника управления сопровождения бурения (г. Москва)
Часовских Д.Л.

Старший менеджер
Аналитического отдела
Центра мониторинга строительства скважин (г. Москва)
Бындов Д.В.

Согласно протоколу № 6 совместного совещания Профильного центра «Проектирование строительства скважин» и Секции «Строительство скважин» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» от 13.05.2026, посвященного рассмотрению диссертационного исследования Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе»,

Щепкина ул., д. 61/2, стр.12,
Москва, 129110, Россия
Тел.: +7 (495) 983-22-86
E-mail: LUKOIL-Engin@lukoil.com

представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки) произведена адаптация предложенных методов моделирования процессов фильтрации при первичном вскрытии пластов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

По результатам апробации составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Никитина В.И., использованы в производственной, научно-исследовательской деятельности с целью повышения качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе.

Разработанная в диссертационном исследовании комплексная методика расчёта объёма фильтрата бурового раствора на водной основе, проникающего в терригенный поровый коллектор, и метод моделирования параметров двухфазной фильтрации применены к результатам фильтрационных экспериментов, проведённых на образцах керна низкой и средней проницаемости в лабораториях ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Научная значимость результатов апробации заключается в обоснованном методе прогнозирования и управления объёмом фильтрации, насыщенностью и глубиной проникновения фильтрата в призабойную зону пласта.

Практическая значимость заключается в обосновании методов оптимизации рецептур буровых промывочных жидкостей и уточнении плана лабораторных исследований их влияния на образцы натурального керна.

В результате апробации **установлено:**

- комплексная методика позволяет адаптировать результаты лабораторных исследований на полное время контакта бурового раствора с призабойной зоной пласта с получением качественно новой информации о распределении объёмов фильтрации по стволу скважины в зависимости от совокупности технологических факторов и этапов фильтрации;
- научно-методические принципы предложенной комплексной методики позволяют оптимизировать план проведения длительных экспериментов на образцах натурального керна;
- возможность сокращения времени лабораторных исследований на 30–50% без потери точности результатов, что позволяет сократить затраты на проведение работ и производить большее количество независимых экспериментов за меньший срок;
- использование авторского модульного программного обеспечения является новым методом интерпретации данных о накопленном объёме фильтрации и позволяет получить дополнительную информацию о параметрах фильтрационного процесса;
- расчёт глубины проникновения фильтрата и насыщенности методами двухфазной фильтрации служит обоснованием метода выбора и оптимизации рецептуры жидкости вскрытия нефтяного пласта с целью сохранения его фильтрационных свойств и достижения проектного дебита.

Разработанные автором методики расчета и моделирования, а также математические модели и рекомендации к их применению уточняют и

дополняют существующий опыт компании ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в области методов повышения качества вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе.

Председатель комиссии:

Начальник Аналитического отдела
Центра мониторинга строительства скважин (г. Москва),
канд. техн. наук. Э.В. Бабушкин

Члены комиссии:

И.о. Начальника управления
сопровождения бурения (г. Москва) Часовских Д.Л.

Старший менеджер Аналитического отдела
Центра мониторинга строительства скважин (г. Москва) Бындов Д.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «РИГРЕНТ»

RIGRENT
Услуги по сопровождению буровых растворов

Общество с ограниченной ответственностью «РИГРЕНТ»
юр. адрес: 117218, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 29, корпус 1, помещение 1Н
почт. адрес: 420087, Респ. Татарстан, г. Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18к2, 1003
Тел.: +7 (495) 968-65-75 / E-mail: info@rigrent.ru / Сайт: www.rigrent.ru

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «РИГРЕНТ»
_____ А.А. Гладков
«__» июня 2026 г.

АКТ
о внедрении (использовании) результатов диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук
Никитина Василия Игоревича
на тему: «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», по научной специальности
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Комиссия (специальная) в составе:

Председатель: Заместитель генерального директора – Чувьюров Михаил Юрьевич

Члены комиссии:
Главный технолог – Демурчиев Артур Назирович;
Ведущий инженер технической поддержки – Рейвис Станислав Александрович.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин» использованы в рамках инженерно-технического сопровождения выбора жидкостей вскрытия продуктивных пластов.

Компанией «РИГРЕНТ» использованы методики и программы Никитина В.И. для расчёта объёмов фильтрации, насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии нефтяного терригенного пласта. В результате исследований получены данные о параметрах формирования зоны с пониженной проницаемостью по сравнению с естественной вследствие применения растворов на водной основе. Произведена оценка глубины проникновения фильтрата в зависимости от давления репрессии, времени контакта с пластом, свойств раствора и его фильтрата. В результате применения рекомендаций по управлению свойствами фильтрата бурового раствора достигнуто:

- снижение показателя фильтрации при тестировании бурового раствора на водной основе в лабораторных условиях на 25%;

RIGRENT
Услуги по сопровождению буровых растворов

Общество с ограниченной ответственностью «РИГРЕНТ»
юр. адрес: 117218, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 29, корпус 1, помещение 1Н
почт. адрес: 420087, Респ. Татарстан, г. Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18к2, 1003
Тел.: +7 (495) 968-65-75 / E-mail: info@rigrent.ru / Сайт: www.rigrent.ru

- повышение коэффициента восстановления проницаемости образцов кернового материала на 14%;
- снижение глубины проникновения фильтрата в призабойную зону пласта на 24,6%.

Совокупность результатов модификации рецептуры бурового раствора для повышения качества вскрытия нефтяного пласта оценена с использованием количественного показателя отношения фактической продуктивности к потенциально возможной. Установлено повышение показателя относительной продуктивности на 15,6%.

Председатель комиссии:
Заместитель генерального директора – Чувьюров Михаил Юрьевич

Члены комиссии:
Главный технолог – Демурчиев Артур Назирович

Ведущий инженер технической поддержки – Рейвис Станислав Александрович

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО «Эксперт Технолоджи»

ExpertTechnology
В РИТМЕ ИННОВАЦИЙ НЕФТЕСЕРВИСА

Общество с ограниченной ответственностью
«Эксперт Технолоджи»

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ООО «Эксперт Технолоджи», к.т.н.
_____ И.В. Павлов
«23» июня 2026 г.

АКТ
о внедрении (использовании) результатов диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук
Никитина Василия Игоревича
на тему: «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», по научной специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Председатель:
Заместитель директора по производству –
главный инженер Д.И. Лыков;

Члены комиссии:
Начальник отдела геолого-промыслового анализа И.А. Коннова;
Заведующая испытательной лабораторией Л.Р. Габидуллина;

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин», использованы в деятельности ООО «Эксперт Технолоджи» при обосновании выбора жидкостей для щадящего глушения скважин.

В период 2019-2020 гг. в рамках обоснования технологии щадящего глушения нефтедобывающих скважин были проведены работы по тестированию 12 рецептур технологических жидкостей. При обработке результатов фильтрационных исследований, полученных на образцах натурального керна с низкой проницаемостью (до 10 мД), а также с использованием фильтр-пресса, применялись авторские методики Никитина В.И. по расчету глубины проникновения технологических жидкостей в пористые среды. Теоретически и экспериментально установлено минимальное изменение фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны при использовании временных блокирующих составов на основе эмульгаторов «Emultech», среднее значение коэффициента восстановления проницаемости кернов для которых составило 86 %. При проведении расчетов по авторским методикам, учитывающим

реологические свойства технологических жидкостей, ожидаемая глубина проникновения данных составов в пласт в реальных условиях составила менее 20 мм за 30 суток, а относительная продуктивность рассмотренных добывающих скважин после применения блокирующих составов «Emultech» оказывается до 25% выше, чем при использовании альтернативных составов.

Разработанные Никитиным В.И. методики расчета параметров фильтрации технологических жидкостей адаптированы для моделирования процесса проникновения блокирующих составов в прискважинную зону пласта в рамках проводимых работ компанией ООО «Эксперт Технолоджи» по подбору составов для щадящего глушения скважин.

Председатель комиссии:
Заместитель директора по производству –
главный инженер ООО «Эксперт Технолоджи» Д.И. Лыков

Члены комиссии:
Начальник отдела геолого-промыслового
анализа ООО «Эксперт Технолоджи» И.А. Коннова

Заведующая испытательной лаборатории
ООО «Эксперт Технолоджи» Л.Р. Габидуллина

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компанию ООО НИИЦ «Недра-Тест»

Научно-исследовательский и испытательный центр
НЕДРА-ТЕСТ

Общество с ограниченной ответственностью
Научно-исследовательский и испытательный центр «Недра-тест»
119071, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Донской, ул. Орджоникидзе, д. 12
Почтовый адрес 119071, г. Москва, а/я 1
Тел./факс: +7 (495) 125-20-80
https://nedratest.ru; e-mail: info@nedratest.ru
ОКПО 17151795 ОГРН 5147746262770
ИНН / КПП 7728894003 / 772501001

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО НИИЦ «Недра-тест»
_____ А.Н. Люсов
«10» марта 2026 г.

АКТ

о внедрении (использовании) результатов диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук
Никитина Василия Игоревича
на тему: «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе»,
по научной специальности
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Комиссия (специальная) в составе:
Председатель:
Лепешкин С.Н., главный специалист по защите информации
Члены комиссии:
Булах А.М., главный специалист по программному обеспечению
Елизаров А.А., ведущий инженер по бурению

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин», использованы в деятельности ООО НИИЦ «Недра-тест» в рамках проекта по развитию программы для гидравлических расчётов бурения «DiPC Engineer».

Теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в выдвижении и доказательстве гипотезы о возможности использования модифицированного коэффициента эксцесса при моделировании промывки скважин в качестве безразмерного показателя равномерности профиля скоростей бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве.

Практическая значимость заключается в установлении зависимости показателя равномерности профиля скоростей потока бурового раствора в кольцевом пространстве скважины от коэффициентов трёхпараметрической реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления.

В результате апробации результатов диссертационного исследования установлено, что обоснованный автором метод расчёта показателя равномерности профиля скоростей потока бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли несёт качественно новую информацию о потоке в кольцевом пространстве скважины при движении в ламинарном режиме. Информация о равномерности профиля скоростей бурового раствора имеет значимость и практическое применение в задаче расчёта показателей промывки скважины. Предложенный автором параметр не противоречит реализованным в программе «DiPC Engineer» показателям индекса очистки и высоты шламовой подушки. Использование безразмерного показателя равномерности профиля скоростей в качестве дополнительного параметра оценки характеристик движения бурового раствора в кольцевом пространстве позволяет избежать неэффективных комбинаций коэффициентов реологической модели

Гершеля-Балкли при определённых значениях скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления. Применение нового показателя объясняет случаи, при которых, несмотря на достаточную скорость потока и индекс очистки, наблюдается недостаточная эффективность выноса шлама. Использование математической зависимости позволяет дополнить набор параметров, характеризующих движение буровой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины в процессе промывки, данными о равномерности профиля скоростей.

Основным положительным эффектом применения результатов диссертационного исследования при проектировании гидравлической программы бурения является повышение эффективности выноса шлама, что благоприятно сказывается на технико-экономических показателях бурения скважин и снижает вероятность возникновения непроизводительного времени.

Председатель комиссии:

Лепешкин С.Н. 

Члены комиссии:

Булах А.М. 

Елизаров А.А. 

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в учебный процесс ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

УТВЕРЖДАЮ
Первый проректор-
проректор по учебной работе
ФГБОУ ВО «Самарский
государственный технический
университет», д.э.н.,
Д.Е. Овчинников
«25» 03 2026 г.

АКТ
о внедрении результатов диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук
Никитина Василия Игоревича
на тему: «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», по научной специальности
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин
в учебный процесс ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Результаты диссертационного исследования Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленные на соискание учёной степени доктора технических наук, внедрены в учебный процесс Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Самарский государственный технический университет».

Разработанные автором методики расчета и моделирования, а также математические модели и рекомендации к их применению используются в рамках дисциплин: «Физико-математические основы решения инженерных задач и статистические методы обработки данных в бурении», «Компьютерные и математические методы моделирования и обработки данных в нефтегазовом деле», «Гидроаэромеханика в бурении на суше и на море» специальностей 21.03.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 21.04.01 «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин» при проведении лекционных, практических и лабораторных занятий и содержатся в учебных пособиях:

1. Инженерные расчеты при бурении скважин на основании показаний фильтр-пресса: Учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.
2. Оценка изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей: Учебно-

методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.

3. Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: лабораторный практикум / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 131 с.

Заместитель директора института
нефтегазовых технологий Копнина А. Ю.

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Протокол совещания Министерства энергетики РФ по вопросу рассмотрения актов внедрения результатов диссертационного исследования

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минэнерго России)

П Р О Т О К О Л

совещания по вопросу рассмотрения актов внедрения результатов исследования Никитина Василия Игоревича

Москва

Дата 07.08.2026 № 09-23-пр

Присутствовали: 4 человека (список прилагается)

О рассмотрении актов внедрения результатов исследования Никитина Василия Игоревича

(Никитин, Жданеев)

1. **Принять к сведению информацию** научного руководителя лаборатории управления объектами разработки нефтяных и газовых месторождений НЦ «Арктика» ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II» **Никитина Василия Игоревича** «О рассмотрении актов внедрения результатов исследования Никитина Василия Игоревича (паспорт РФ выдан Отделением УФМС России по Самарской области в Куйбышевском районе гор. Самары (630-032) серия 36 09 номер 227 464)».

По субъекту внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Результаты диссертационного исследования Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе» использованы в производственной, научно-исследовательской деятельности с целью повышения качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе.

Научная значимость результатов апробации заключается в обоснованном методе прогнозирования и управления объёмом фильтрации, насыщенностью и глубиной проникновения фильтрата в призабойную зону пласта.

Практическая значимость заключается в обосновании методов оптимизации рецептур буровых промывочных жидкостей и уточнении плана лабораторных исследований их влияния на образцы натурального керна.

В результате апробации установлено:

- комплексная методика позволяет адаптировать результаты лабораторных исследований на полное время контакта бурового раствора с призабойной зоной пласта с получением качественно новой информации о распределении объёмов фильтрации по стволу скважины в зависимости от совокупности технологических факторов и этапов фильтрации;

- научно-методические принципы предложенной комплексной методики позволяют оптимизировать план проведения длительных экспериментов на образцах натурального керна;

- возможность сокращения времени лабораторных исследований на 30–50% без потери точности результатов, что позволяет сократить затраты на проведение работ и производить большее количество независимых экспериментов за меньший срок;

- использование авторского модульного программного обеспечения является новым методом интерпретации данных о накопленном объёме фильтрации и позволяет получить дополнительную информацию о параметрах фильтрационного процесса;

- расчёт глубины проникновения фильтрата и насыщенности методами двухфазной фильтрации служит обоснованием метода выбора и оптимизации рецептуры жидкости вскрытия нефтяного пласта с целью сохранения его фильтрационных свойств и достижения проектного дебита.

Разработанные автором методики расчета и моделирования, а также математические модели и рекомендации к их применению уточняют и дополняют существующий опыт компании ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в области методов повышения качества вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе.

По субъекту внедрения ООО «РИГРЕНТ».

Результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных

коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» использованы в рамках инженерно-технического сопровождения выбора жидкостей вскрытия продуктивных пластов.

Компанией «РИГРЕНТ» использованы методики и программы Никитина Василия Игоревича для расчёта объёмов фильтрации, насыщенности и глубины проникновения фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии нефтяного терригенного пласта. В результате исследований получены данные о параметрах формирования зоны с пониженной проницаемостью по сравнению с естественной вследствие применения растворов на водной основе. Произведена оценка глубины проникновения фильтрата в зависимости от давления репрессии, времени контакта с пластом, свойств раствора и его фильтрата. В результате применения рекомендаций по управлению свойствами фильтрата бурового раствора достигнуто:

- снижение показателя фильтрации при тестировании бурового раствора на водной основе в лабораторных условиях на 25%;

- повышение коэффициента восстановления проницаемости образцов кернового материала на 14%;

- снижение глубины проникновения фильтрата в призабойную зону пласта на 24,6%.

Совокупность результатов модификации рецептуры бурового раствора для повышения качества вскрытия нефтяного пласта оценена с использованием количественного показателя отношения фактической продуктивности к потенциально возможной. Установлено повышение показателя относительной продуктивности на 15,6%.

По субъекту внедрения ООО «Эксперт Технолоджи».

Результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин», использованы в деятельности ООО «Эксперт Технолоджи» при обосновании выбора жидкостей для щадящего глушения скважин.

4

В период 2019–2020 гг. в рамках обоснования технологии щадящего глушения нефтедобывающих скважин были проведены работы по тестированию 12 рецептур технологических жидкостей. При обработке результатов фильтрационных исследований, полученных на образцах натурального керна с низкой проницаемостью (до 10 мД), а также с использованием фильтр пресса, применялись авторские методики Никитина Василия Игоревича по расчёту глубины проникновения технологических жидкостей в пористые среды. Теоретически и экспериментально установлено минимальное изменение фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны при использовании временных блокирующих составов на основе эмульгаторов «Emultech», среднее значение коэффициента восстановления проницаемости кернов для которых составило 86 %. При проведении расчётов по авторским методикам, учитывающим реологические свойства технологических жидкостей, ожидаемая глубина проникновения данных составов в пласт в реальных условиях составила менее 20 мм за 30 суток, а относительная продуктивность рассмотренных добывающих скважин после применения блокирующих составов «Emultech» оказывается до 25 % выше, чем при использовании альтернативных составов.

Разработанные Никитиным В. И. методики расчёта параметров фильтрации технологических жидкостей адаптированы для моделирования процесса проникновения блокирующих составов в прискважинную зону пласта в рамках проводимых работ компанией ООО «Эксперт Технолоджи» по подбору составов для щадящего глушения скважин».

По субъекту внедрения ООО НИИЦ «Недра-тест».

Результаты диссертации Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин», использованы в деятельности ООО НИИЦ «Недра-тест» в рамках проекта по развитию программы для гидравлических расчетов бурения «DiPC Engineer».

Теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в выдвижении и доказательстве гипотезы о возможности использования

модифицированного коэффициента эксцесса при моделировании промывки скважин в качестве безразмерного показателя равномерности профиля скоростей бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве.

Практическая значимость заключается в установлении зависимости показателя равномерности профиля скоростей потока бурового раствора в кольцевом пространстве скважины от коэффициентов трёхпараметрической реологической модели Гершеля-Балкли, скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления.

В результате апробации результатов диссертационного исследования установлено, что обоснованный автором метод расчёта показателя равномерности профиля скоростей потока бурового раствора реологической модели Гершеля-Балкли несёт качественно новую информацию о потоке в кольцевом пространстве скважины при движении в ламинарном режиме. Информация о равномерности профиля скоростей бурового раствора имеет значимость и практическое применение в задаче расчёта показателей промывки скважины. Предложенный автором параметр не противоречит реализованным в программе «DiPC Engineer» показателям индекса очистки и высоты шламовой подушки. Использование безразмерного показателя равномерности профиля скоростей в качестве дополнительного параметра оценки характеристик движения бурового раствора в кольцевом пространстве позволяет избежать неэффективных комбинаций коэффициентов реологической модели Гершеля-Балкли при определённых значениях скорости сдвига, величины зазора кольцевого пространства и градиента давления. Применение нового показателя объясняет случаи, при которых, несмотря на достаточную скорость потока и индекс очистки, наблюдается недостаточная эффективность выноса шлама. Использование математической зависимости позволяет дополнить набор параметров, характеризующих движение буровой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины в процессе промывки, данными о равномерности профиля скоростей.

Основным положительным эффектом применения результатов диссертационного исследования при проектировании гидравлической программы бурения является повышение эффективности выноса шлама, что благоприятно

сказывается на технико-экономических показателях бурения скважин и снижает вероятность возникновения непроизводительного времени.

По субъекту внедрения ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет».

Результаты диссертационного исследования Никитина Василия Игоревича на тему «Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе», представленные на соискание учёной степени доктора технических наук, внедрены в учебный процесс Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Самарский государственный технический университет».

Разработанные автором методики расчета и моделирования, а также математические модели и рекомендации к их применению используются в рамках дисциплин: «Физико-математические основы решения инженерных задач и статистические методы обработки данных в бурении», «Компьютерные и математические методы моделирования и обработки данных в нефтегазовом деле», «Гидроаэромеханика в бурении на суше и на море» специальностей 21.03.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 21.04.01 «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин» при проведении лекционных, практических и лабораторных занятий и содержатся в учебных пособиях:

1. Инженерные расчеты при бурении скважин на основании показаний фильтр-пресса: Учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.

2. Оценка изменения фильтрационных характеристик проницаемых пород вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей: Учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.

3. Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: лабораторный практикум / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 131 с.

7

По итогам совещания РЕШИЛИ:

1. На основании экспертного рассмотрения актов внедрения результатов исследования **Никитина Василия Игоревича** (паспорт РФ выдан Отделением УФМС России по Самарской области в Куйбышевском районе гор. Самары (630-032) серия 36 09 номер 227 464), подготовившего диссертацию на тему «**Гидродинамическое обоснование первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием растворов на водной основе**» на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин», признать существенными для развития топливно-энергетического комплекса, решения актуальных задач повышения качества первичного вскрытия нефтяных терригенных коллекторов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе.

2. Рекомендовать Департаменту нефтегазового комплекса Минэнерго России в рамках компетенции использовать результаты исследования Никитина В.И. в текущей деятельности.

Директор Департамента
нефтегазового комплекса

Документ подписан
электронной подписью
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 5C6B9209A5B09C0CA24CD27D5F83C389A
Владелец: Рубцов Антон Сергеевич
Действителен с 12-09-2025 до 09-12-2026

А.С. Рубцов

Департамент нефтегазового комплекса
Кислинский Олег Юрьевич
(495) 631-88-79

8

Список участников
Совещания о рассмотрении актов внедрения результатов исследований
Никитина Василия Игоревича

Минэнерго России		
1.	Рубцов Антон Сергеевич	Директор Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго России
2.	Кислинский Олег Юрьевич	Заместитель директора Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго России
3.	Жданеев Олег Валерьевич	Руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России
ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II		
4.	Никитин Василий Игоревич	научный руководитель лаборатории управления объектами разработки нефтяных и газовых месторождений НЦ «Арктика»