

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

*На правах рукописи*

Григорьев Максим Борисович



ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В УСЛОВИЯХ  
ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Тананыхин Д.С.

Санкт-Петербург – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1 КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ЕГО ОГРАНИЧЕНИЯ .....</b>	<b>10</b>
1.1 Анализ механизма инициации и процесса пескопроявления.....	11
1.2 Технологии и способы ограничения пескопроявления.....	18
1.2.1 Механические технологии ограничения пескопроявления .....	18
1.2.2 Химические технологии ограничения пескопроявления .....	22
1.2.3 Технологические способы ограничения пескопроявления.....	26
1.3 Последствия поступления механических примесей в ствол скважины ....	29
1.4 Выводы к главе 1 .....	31
<b>ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ТЕЧЕНИЕ ФЛЮИДОВ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ .....</b>	<b>33</b>
2.1 Оценка напряженно-деформированного состояния породы призабойной зоны пласта .....	34
2.2 Оценка транспортирующей способности потока флюида.....	48
2.2.1 В призабойной зоне пласта.....	48
2.2.2 В стволе скважины с горизонтальным окончанием .....	62
2.3 Выводы к главе 2 .....	76
<b>ГЛАВА 3 ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИИ ПО ЕГО ОГРАНИЧЕНИЮ .....</b>	<b>77</b>
3.1 Краткий обзор различных методов проведения лабораторных испытаний .....	79
3.1.1 Эксперименты на предварительно подготовленной модели.....	80
3.1.2 Эксперименты на удержание песка с применением песчаной суспензии.....	81
3.1.3 Линейный и радиальный эксперименты на удержание песка.....	83

3.2 Методика проведения Prepack-теста для оценки эффективности технологии ограничения пескопроявления .....	85
3.3 Интерпретация и обработка результатов экспериментов .....	95
3.3.1 Этап 1 – «Крупный» гран.состав.....	96
3.3.2 Этап 2 – «Мелкий» гранулометрический состав.....	108
3.3.3 Этап 3 – Влияние формы проволоки на эффективность фильтра .....	126
3.4 Выводы к главе 3 .....	132
<b>ГЛАВА 4 АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ И СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ С РЕАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ.</b>	<b>135</b>
Выводы к главе 4 .....	142
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>143</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>145</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>146</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на полезную модель.....</b>	<b>162</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения.....</b>	<b>163</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Схема установки AutoFlood700 .....</b>	<b>164</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

Разработка и эксплуатация залежей/месторождений со слабосцементированными коллекторами зачастую сопряжена с процессом пескопроявления. Первоначальное равновесное напряженное состояние горных пород нарушается уже в процессе бурения, освоения, а также в процессе дальнейшей эксплуатации скважин при создании депрессии на пласт. В результате, когда возникающие в призабойной зоне напряжения превышают предел прочности пород, происходит их разрушение. Как следствие, повышенная концентрация взвешенных частиц горной породы в добываемой продукции становится причиной сбоев в работе погружного и наземного оборудования, а также приводит к снижению коэффициента эксплуатации скважин из-за увеличения частоты и продолжительности ремонтов и, в результате, повышению операционных затрат.

### **Степень разработанности темы исследования**

Значительный вклад в изучение процесса пескопроявления при эксплуатации скважин, вскрывающих залежи со слабосцементированными породами-коллекторами внесли отечественные и зарубежные учёные: Абызбаев И.И., Аксенова Н.А., Белоусов Ю.И., Бондаренко В.А., Бочкарев В.К., Зотов Г.А., Гиладев Г.Г., Давыдов В.В., Орекешев С.С., Румянцева Е.А., Смольников С.В., Строганов В.М., Al-Awad M.N.J., Andrews J.S., Fattahpour V., Khamekhchi E., King G., Mahmoudi M., Matanovic D., Suman G. и многие другие.

Пескопроявление приводит к обширному перечню осложнений при добыче нефти, наиболее важными из которых являются: значительный эрозионный износ подземного и наземного оборудования – насосных труб, насосов, выкидных линий и сепараторов; образование песчаных пробок; утечки нефти на поверхности; смятие эксплуатационных колонн. Предотвращение или борьба с проявлениями этих осложнений требует значительных финансовых и человеческих ресурсов. По этой причине изучение природы пескопроявления и особенностей его течения является актуальной задачей при разработке и

эксплуатации нефтяных месторождений.

### **Цель диссертационного исследования**

Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин с горизонтальным окончанием, вскрывших залежи со слабосцементированными породами-коллекторами.

### **Идея работы**

Поставленная цель достигается путем учета транспортирующей способности потока флюида и геомеханического состояния призабойной зоны пласта.

### **Задачи исследования:**

1. Выполнить исследование причин и последствий пескопроявления при эксплуатации скважин, вскрывших залежи со слабосцементированными породами-коллекторами, а также способов (технологий) борьбы с пескопроявлением.
2. Исследовать особенности применения современных технологий ограничения пескопроявления на примере месторождений Западной Сибири.
3. Разработать методику проведения физического моделирования на предмет исследования процесса пескопроявления.
4. Разработать комплексный подход к расчету процесса пескопроявления, включающий как аспекты разрушения призабойной зоны пласта-коллектора, так и аспекты транспортировки разрушенных частиц породы по стволу скважины.
5. Провести физическое моделирование процесса пескопроявления с учетом различных технологических режимов работы скважин.
6. Выработать рекомендации по внедрению технико-технологических решений для ограничения процесса пескопроявления.

### **Объект исследования**

Система «скважина – призабойная зона пласта» на месторождениях со слабосцементированным терригенным типом коллектора с высоковязкой нефтью.

### **Предмет исследования**

Гидродинамические процессы, протекающие в объекте исследования.

### **Научная новизна диссертационного исследования**

1. Экспериментально и аналитически установлен избирательный характер зависимости КВЧ от перепада давления при фильтрации и фазового соотношения фильтрующихся флюидов, заключающийся в прямой зависимости количества механических примесей от содержания воды в потоке и в обратной - от содержания газа.

2. Разработан алгоритм и модифицирована математическая модель, учитывающие положение частиц породы на стенках добывающей скважины и возможность их транспортировки потоком флюида на горизонтальном участке ее ствола, позволяющие определить условия ее безаварийной эксплуатации.

Диссертационная работа соответствует п. 2 паспорта научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

### **Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Разработана методика проведения физического моделирования процесса пескопроявления для применения в исследовательских целях. Получен акт внедрения в компании ООО «Сэнд Контрол Лаб» (Приложение Б).

2. Предложено комплексирование методов математического моделирования для прогнозирования процесса пескопроявления и параметров его течения при освоении и эксплуатации нефтяных скважин в условиях слабосцементированных (неустойчивых) пород-коллекторов.

3. Предложена модифицированная математическая модель для определения способности флюида «выносить» твердые взвешенные частицы непосредственно со стенок ствола скважины, учитывающая положение частицы на его поверхности.

### **Методология и методы исследования**

В работе применяются литературный обзор в качестве теоретического

метода исследования. В числе методов моделирования – физическое, с проведением фильтрационных испытаний и анализом частиц на предмет количества взвешенных частиц в фильтрате и их гранулометрического состава, а также математическое моделирование.

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

1. Учет установленных, для исследуемого объекта, зависимостей количества взвешенных частиц от перепада давления и фазового соотношения фильтрующихся флюидов, позволит повысить эффективность эксплуатации нефтяных скважин с горизонтальным окончанием, вскрывших слабосцементированные породы-коллекторы.

2. Применение разработанного алгоритма математического моделирования позволяет на этапе освоения скважины определить условия ее эксплуатации без образования песчаных пробок на горизонтальном участке.

### **Степень достоверности результатов исследования**

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием лабораторного оборудования, достаточной сходимостью расчётных величин с экспериментальными данными.

### **Апробация результатов работы**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на 5 научно-практических конференциях, симпозиумах, форумах и семинарах, в т.ч. на:

1. XIV Международная конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых», г. Пермь, ПНИПУ, 9-12 ноября 2021 г.

2. 77-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2022», г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, 25-29 ноября 2022 г.

3. Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский горный университет, 16-20 мая 2022 г.

4. VI Международный научно-практический форум "Нефтяная столица", секция «Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов», г. Нижневартовск, 22-23 марта 2023 г.

5. XXVII Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, Томский политехнический университет, 3-7 апреля 2023 г.

#### **Личный вклад автора**

Анализ и обобщение публикаций по теме диссертации, постановка и проведение экспериментов в лабораториях Горного университета, математическое моделирование с использованием специализированного ПО, обработка и интерпретация результатов экспериментов, подготовка текста работы, формулировка выводов и основных защищаемых положений.

#### **Публикации**

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 6 печатных работах (пункты списка литературы № 2, 3, 4, 54, 107, 108), в том числе в 3 статьи в изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (Перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации), в 3 статьях - в изданиях, входящих в перечень Scopus. Получен 1 патент на полезную модель (Приложение А).

#### **Структура диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и библиографического списка, содержит 164 страницы машинописного текста, 111 рисунков, 21 таблицу, список литературы из 124 наименований, 3 приложения на трех страницах.



### **Благодарности**

Автор выражает благодарность научному руководителю – декану нефтегазового факультета Тананыхину Дмитрию Сергеевичу, а также всем сотрудникам кафедры РНГМ за оказанную помощь.

Сотруднику ООО «Газпромнефть НТЦ» - Сандыге Михаилу Сергеевичу, за помощь в проведении экспериментов.

Сотрудникам компании ООО «РН-Пурнефтегаз» - Стецюку Илье Александровичу и Фаррахову Линару Анировичу, за экспертизу работы и ценные советы, полученные в ходе ее обсуждения.

Сотруднику ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет» - Королеву Максиму Игоревичу, за наставничество, а также полезные советы и рекомендации, полученные в ходе обсуждения работы.

## ГЛАВА 1 КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ЕГО ОГРАНИЧЕНИЯ

Пескопроявление – явление в процессе добычи нефти и газа, описываемое как разрушение горной породы под воздействием различных факторов, и последующее ее поступление в ствол скважины, вызванное потоком флюида на стенках и внутри пласта-коллектора. Это явление снижает общую эффективность добычи углеводородов, а также повышает риски эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлением, поскольку при отсутствии необходимого контроля оно может приводить к обширному перечню осложнений, вплоть до провалов земной поверхности [106]. Данный процесс преобладает в осадочных горных породах, особенно в рыхлых или слабосцементированных песчаниках. Пескопроявление может быть вызвано обширным перечнем причин, но, как правило, оно возникает, когда горная порода в призабойной зоне пласта разрушается таким образом, что влекущая сила потока флюида может утягивать частицы породы в ствол скважины. На инициирование и течение процесса пескопроявления влияет множество факторов, в том числе ориентация, размер и частота перфорационных отверстий; перепад давления при эксплуатации скважины; прочностные свойства породы; пластовое давление; характеристики пластовой жидкости, размер и форма частиц; насыщенность коллектора нефтью, газом и водой; частота остановок и запусков скважины и многие другие факторы [85].

Значимость и масштабность проблемы пескопроявления можно подчеркнуть тем фактом, что около семидесяти процентов мировых запасов углеводородов находятся в неустойчивых породах-коллекторах, а следовательно, склонных к пескопроявлению [22, 30].

Несмотря на то, что пескопроявление снижает эффективность добычи углеводородов, это явление можно использовать и для повышения продуктивности скважин, регулируя его интенсивность для увеличения проницаемости в призабойной зоне пласта–этот подход называется «управление пескопроявлением» (англ. Sand management). Для этого

необходимо контролировать условия, влияющие на вынос породы и их взаимодействие [32, 38, 86]. В литературных источниках приводится информация об увеличении продуктивности скважины (без дополнительного выноса породы) на 44% после проведения мероприятий по управлению пескопроявлением [93]. Таким образом, процесс выноса породы из добывающих скважин – явление, которым можно управлять как для повышения продуктивности скважин, так и для повышения эффективности их эксплуатации за счет тщательных исследований за наиболее важными факторами в процессе пескопроявления.

### **1.1 Анализ механизма инициации и процесса пескопроявления**

Освоение нефтяных и газовых скважин зачастую сопровождается попаданием в продукцию твердых частиц породы в том или ином объеме. Данная проблема возникает во всем мире независимо от геологического возраста пластов-коллекторов [10], но все же чаще она возникает в скважинах, вскрывающих более молодые породы (например, пески миоценовой и плиоценовой эпох). Это связано с тем, что эти образования слабо сцементированы, а цементирующим материалом в них выступает заглинизированная порода или сама глина. Интенсивность выноса механических примесей, зависит от сил межзернового трения внутри породы, когезионного взаимодействия между зернами, внутренних напряжений, капиллярных сил и вязкости пластовых флюидов (Рисунок 1.1) [85, 106]. Кроме того, на процесс пескопроявления также влияют условия эксплуатации скважины – депрессия на пласт, способ эксплуатации скважины (периодический или непрерывный) и т.д.

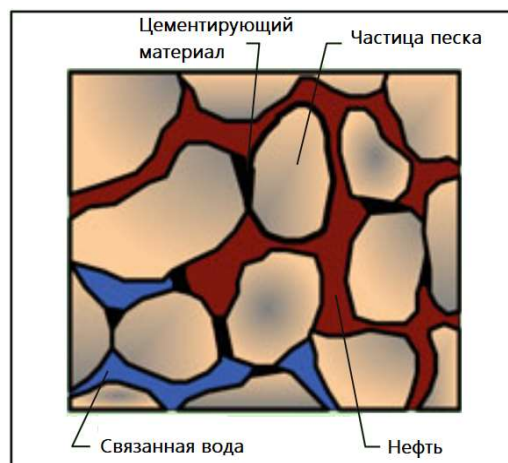


Рисунок 1.1 – Схематичное распределение зерен породы, флюидов и цементирующего материала в пласте [85]

Инициирование процесса пескопроявления определяется количеством цементирующего материала в пласте-коллекторе, поскольку именно он удерживает индивидуальные частицы породы между собой. В качестве цементирующего вещества могут выступать как метаморфизированные соли минерализованной воды, так и глинистые частицы. Под воздействием давления и температуры соль кристаллизуется из воды, покрывает частицы и создает «мостки» между ними – происходит процесс цементации. Наиболее распространенные цементирующие вещества – кальцит и кварц [6]. Однако, количество цементирующего вещества не является определяющим показателем, поскольку под воздействием ряда факторов пескопроявление может произойти как в начале эксплуатации скважины, так и в течение ее жизненного цикла [96], например, на завершающей стадии разработки месторождения [6].

Различают три основных механизма инициации процесса выноса механических примесей. Два из них заключаются в нарушении целостности пород вследствие превышения прочности на сжатие и/или на растяжение сдвиговыми и растягивающими напряжениями, соответственно [46, 118, 119]:

- Разрушение при сжатии происходит, когда прочность горной породы на сжатие вблизи перфорационных отверстий оказывается ниже, чем эффективные сжимающие напряжения. Процесс может быть следствием

перераспределения напряжений в ходе бурения и/или высокого градиента порового давления/потока жидкости;

- Разрушение при растяжении происходит, когда прочность на растяжение горной породы оказывается ниже растягивающих напряжений, возникающих в ходе течения пластового флюида. В то время как разрушение при сжатии может быть вызвано потоком жидкости и/или другими причинами, разрушение при растяжении вызывается только течением жидкости.

Третий механизм связан с объемным разрушением порового пространства и в настоящее время слабо изучен ввиду сложности физических процессов и невозможности чёткой формализации задачи из-за слишком большого числа влияющих факторов.

Динамика пескопроявления, возникшего за счёт растягивающих напряжений, как правило, носит краткосрочный и быстрозатухающий локальный характер и не приводит к значительным последствиям при эксплуатации скважин.

С точки зрения прогнозирования начала выноса механических примесей, наибольший интерес представляет первичный механизм разрушения за счёт возникновения сдвиговых напряжений до момента начала объемного разрушения пор. В результате такого процесса вокруг перфорационных отверстий возникает увеличивающаяся со временем пластичная зона, связанная с появлением остаточных деформаций, механические и фильтрационно-ёмкостные свойства которой отличаются от удаленной зоны пласта [2].

Факторы, влияющие на подверженность пласта пескопроявлению, можно разделить на две категории: свойства флюидов и прочностные свойства породы-коллектора.

В процессе пескопроявления из пласта выносятся не только несущие нагрузку частицы породы, но и частицы диаметром меньше 50 мкм, которые не оказывают влияния на прочностные характеристики горной породы [11]. Кроме того, вынос мелких частиц из пласта можно считать нейтральным

процессом, поскольку они легко перемещаются по пласту и проходят через фильтрующую поверхность большинства фильтров, не закупоривая ее.

Для того, чтобы исключить вынос породы, дебит скважин (соответственно, скорость движения флюидов в призабойной зоне) поддерживается на намеренно-заниженном уровне, что приводит к повышению межремонтных периодов, меньшим затратам на ремонт и замену оборудования и т.д.

При этом, в зависимости от стоимости всех вышеперечисленных операций (а также от длительности простоев, газового фактора и иных факторов), искусственное занижение дебита может не оправдаться с экономической точки зрения [57].

По своим прочностным свойствам породы-коллекторы можно разделить на 3 категории [13]:

- Неустойчивые;
- Слабосцементированные;
- Сцементированные.

В сцементированных песчанистых коллекторах пескопроявление вызвано разрушением при сдвиге из-за высоких касательных напряжений на поверхности породы вдоль ствола скважины. В дальнейшем процесс усугубляется за счет отделения и движения частиц породы под воздействием влекущей силы потока флюидов. Однако, при технико-технологически оправданном подходе к эксплуатации скважин, в сцементированных породах-коллекторах пескопроявление не наблюдается. В неустойчивых и слабосцементированных коллекторах пескопроявление вызвано преимущественно преобладанием влекущей силы потока жидкости над силами сцепления индивидуальных частиц породы [13].

Степень консолидации пласта-коллектора указывает на способность удерживать открытыми полости для фильтрации в зависимости от того, насколько плотно отдельные песчинки связаны друг с другом. Как правило, цементация песчаника происходит в результате вторичного геологического

процесса, в результате которого более возрастные отложения имеют тенденцию быть более плотными, чем более молодые отложения. Таким образом, пескопроявление обычно возникает при добыче из неглубоких и более молодых осадочных пород. Породы такого типа встречаются по всему миру, например, в Северной и Южной Америке (Мексиканский залив, Калифорния, Венесуэла), в Африке (Нигерия, Египет), в Европе (Франция, Италия) и в Азии (Тринидад и Тобаго, Китай, Малайзия, Бруней, Индонезия), а также в России [57]. В целом, молодые третичные осадочные образования содержат незначительное количество цементирующего матричного материала, связывающего песчинки вместе. Механическое свойство породы, связанное со степенью консолидации, известно как «прочность на сжатие». Рисунок 1.2 иллюстрирует разрушение призабойной зоны пласта-коллектора из-за слабой прочности породы.



Рисунок 1.2 – Разрушение породы под воздействием действующих сил [57]

Также существует альтернативная точка зрения на инициирование и течение процесса пескопроявления [119]. В рамках данной точки зрения механическая целостность горной породы снижается при разрушении как при сжатии, так и при растяжении. Разрушение при сжатии происходит, когда

прочность на сжатие горной породы вокруг зоны вскрытия (на стенках скважины, при заканчивании открытым стволом) превышает индуцированными эффективными сжимающими напряжениями. Это может быть следствием перераспределения напряжений во время бурения и/или высоким градиентом порового давления потока жидкости. Разрушение при растяжении происходит, когда прочность на растяжение горной породы преодолевается растягивающими напряжениями, возникающими во время течения пластового флюида. В то время как разрушение при сжатии может быть вызвано потоком жидкости и/или другими явлениями, разрушение при растяжении вызывается только течением жидкости.

Механическое разрушение горной породы считается обязательным условием для возникновения последующих стадий процесса пескопроявления [105], поэтому процесс пескопроявления можно разделить на фазы. Количество фаз и их характер на каждом этапе зависят от интерпретации последовательности событий и непосредственно определяют способ моделирования и идеализации процесса. Например, в работах [118, 119] процесс разбивают на три последовательных этапа. Первоначально происходит разрушение горной породы вблизи перфорационных отверстий или призабойной зоны (в случае необсаженного ствола), что приводит к потере механической целостности. Затем происходит отрыв зерен от скелета породы под действием гидродинамических сил, и, наконец, неустойчивые частицы перемещаются в ствол скважины и через него потоком пластовых флюидов выносятся на поверхность. Потеря механической целостности может быть вызвана увеличением интенсивности концентраций напряжений при бурении, естественным снижением пластового давления, повышенной депрессией на пласт. Процесс пескопроявления также можно рассматривать как протекающий в два последовательных этапа [89, 91]. Сначала происходит механическая деградация/потеря механической целостности с возможностью дезинтеграции породы, за которой следует вторая стадия, включающая эрозию или удаление дезагрегированных частиц из ствола скважины.



Течение процесса пескопроявления регулирует комплекс факторов (Таблица 1.1) [11]:

Таблица 1.1 – Факторы, влияющие на вынос механических примесей

<b>Категория</b>	<b>Факторы</b>
Свойства пласта	Прочность породы
	Вертикальное и горизонтальное напряжения (которые изменяются со временем)
	Глубина залегания пласта (влияет на прочность, напряжения, давление)
	Изменение порового давления
	Проницаемость
	Состав флюида
	Радиус зоны дренирования
	Толщина пласта
Параметры скважины	Однородность пласта
	Профиль скважины
	Диаметр скважины
	Тип заканчивания (наличие обсаженного ствола, ориентация в пространстве перфорационных отверстий и т.д.)
	Параметры перфорации
	Способ ограничения пескопроявления
Добыча нефти и газа	Жидкость глушения, способ освоения
	Дебит
	Скин-фактор
	Периодичность остановок скважины
	Темп отбора пластовой продукции
	Темпы снижения пластового давления
	Конусообразование воды и газа
Накопленная добыча породы	

## **1.2 Технологии и способы ограничения пескопроявления**

Технологии (способы) ограничения пескопроявления можно разделить на 3 категории – механические, химические и технологические.

У каждой из этих категорий есть свои ключевые показатели эффективности (общий для всех – снижение поступления механических примесей в ствол скважины):

- для категории механического ограничения – зона притока, закупориваемость и удерживающая способность фильтра;
- для категории химического ограничения – снижение проницаемости после обработки и периодичность данных обработок;
- для категории технологического ограничения – эффективность метода оценивается по экономическим аспектам.

Технологии значительно отличаются по стоимости проведения операции, стоимости оборудования и инструментов, а также по длительности эффекта.

Все технологии так или иначе подвержены одному сходному эффекту – снижению проницаемости в призабойной зоне пласта из-за транспортировки механических примесей, что вызывает повышение сопротивлений течению флюидов и уменьшает продуктивность скважины. Скважины, оснащенные механическими фильтрами, подвержены этому в большей степени ввиду физической природы закупоривания отверстий [55].

### **1.2.1 Механические технологии ограничения пескопроявления**

Механические технологии ограничения пескопроявления появились одними из первых и в типовом варианте представляют собой конструкцию, осуществляющую физическую фильтрацию потока флюида от частиц горной породы. Основная цель применения механических методов ограничения пескопроявления – удержать несущую часть породы в призабойной зоне пласта, избирательно пропуская мелкие частицы (фракции) для предотвращения закупоривания фильтра или образования «застойных зон» в призабойной зоне [85]. Процесс реализуется за счет создания в фильтре

отверстий (промежутков) заданного размера, данный параметр называется апертура фильтра.

К базовому набору решений по ограничению пескопроявления механическими технологиями относят [73]:

- Сетчатые фильтры;
- Гравийные фильтры;
- Щелевые фильтры;
- Фильтры специальных конструкций.

Представленные технологии имеют ограничения по применимости и не являются универсальным способом решения проблемы пескопроявления [57].

Для фильтров характерны следующие ограничения:

- Закупориваемость;
- Неремонтопригодность [85];
- Снижение продуктивности с течением времени (из-за п.1);
- Типоразмер фильтра, эксплуатационной колонны и т.д.

Для гравийных фильтров есть свои дополнительные ограничения (не распространяются на модификацию гравийной набивки – ргераск гравийный фильтр):

- Высокая технологическая сложность намыва в скважинах с горизонтальным окончанием (из-за особенностей технологии создания данного типа фильтров);

- Невозможность их извлечения (из-за особенностей конструкции);
- Вероятность образования «зон прорыва» (англ. hotspots) – участков повышенной проницаемости и пропускной способности по отношению к механическим примесям [98].

- Высокая стоимость (при использовании хорошо отсортированного гравия/пропанта).

Среди фильтров специальных конструкций отдельно стоит разделять:

- Премиальные фильтры;

- Расширяющиеся скважинные фильтры.

К премиальным фильтрам относят системы многостадийной фильтрации частиц породы – чаще всего это последовательность наложенных друг на друга различных фильтров (спеченных сеток, щелевых фильтров, проволочных фильтров и т.д.) (Рисунок 1.3):



Рисунок 1.3 – Премиальный сетчато-щелевой фильтр

Фильтры данной конструкции обеспечивают крайне высокую степень очистки потока жидкости от механических примесей за счет возможности создания системы многостадийной фильтрации, однако в качестве недостатков стоит выделить крайне высокую закупориваемость фильтра, высокую стоимость, сложность подбора размеров отверстий и их взаимного расположения. Фильтр применяется в условиях, когда вынос механических примесей крайне велик, а возможности проводить спускоподъемные операции в скважине для текущего и капитального ремонта отсутствуют.

Расширяющиеся скважинные фильтры (РСФ) — это расширяемый трехслойный компонент, который устанавливается в скважину на НКТ или обсадную колонну и расширяется. Внешний и внутренний слой могут представлять собой фильтры любой конструкции (щелевые, сетчатые и т.д.), а средний слой называется волной Петры, основной задачей которого является избирательная фильтрация мелкой фракции. Преимущество РСФ перед другими методами заключается в том, что он полностью «прилипает» к внутренней стенке ствола скважины и снижает возможность кавернообразования после своего расширения, в отличие от многих других

методов. Изображение расширяющегося скважинного фильтра представлено ниже на рисунке 1.4:



Рисунок 1.4 – Внешний вид расширяющегося скважинного фильтра

Одним из важнейших теоретических постулатов при применении технологий механического ограничения пескопроявления является образование так называемых «песчаных арок» (англ. Sand arches, sand bridges), которые образуются при попадании частиц породы на поверхность фильтра.

Песчаные арки служат дополнительным фильтрационным слоем, препятствующим дальнейшему выносу механических примесей. Однако, песчаные арки являются крайне неустойчивой «конструкцией». Например, Yim [123] указывает на зависимость дискретных показателей количества взвешенных частиц (КВЧ) в жидкости от перепада давления при фильтрации – чем выше перепад давления, тем более высокие значения КВЧ наблюдались, при этом повышается риск разрушения песчаных арок, образующих естественный фильтр вблизи отверстий (перфорационных, поровых, в теле фильтра). Другие авторы дополнительно отмечают, что песчаные арки образуются при отрыве внешних частиц породы из-за малых значений адгезионных сил, которые удерживали эти частицы вместе, но при появлении жидкости/газа эти силы оказываются значительно меньше влекущих сил потока флюидов, что приводит к транспортировке частиц породы.

Теоретически установлено, что частицы размером более  $1/3$  от размеров отверстия (канала), склонны к образованию арок на входе в него (канал

фильтрации в пласте, полость фильтра). Частицы размером более  $1/7$  от размеров канала способны осаждаться в поровых каналах (при удачном стечении обстоятельств – в полости фильтра). Частицы размером крупнее  $1/14$  от размеров канала уменьшают полезный диаметр порового канала. Оставшиеся частицы фильтруются свободно [84].

Однако, с учетом всего вышеотмеченного, более высокий КВЧ не означает существенных рисков при эксплуатации скважины, поскольку существуют корреляции, указывающие на отсутствие взаимосвязи между перепадом давления при эксплуатации и критическими сбоями в работе скважин [28].

### **1.2.2 Химические технологии ограничения пескопроявления**

К химическим технологиям предотвращения пескопроявления относят использование вяжущих и цементирующих веществ, состоящих из различных химических реагентов, с целью искусственного закрепления породы в призабойной зоне пласта. Согласно Carlson [29], химическое крепление призабойной зоны пласта используется приблизительно в 10% случаев. Основной задачей данного метода является укрепление призабойной зоны при сохранении продуктивных характеристик (проницаемости, гидропроводности) или при их незначительном снижении. Для нефтяных и газовых скважин используемые химические реагенты различаются.

К примеру, распространенной комбинацией реагентов для применения в газовых скважинах является комбинированное использование хлористого кальция и гидрокарбоната натрия (в виде водных растворов) [5].

Ключевым недостатком данного метода ограничения пескопроявления является неравномерность обработки в пластах большой толщины – при повышении перепада давления после обработки (для сохранения продуктивности) некорректно обработанные участки будут подвержены крайне интенсивному выносу породы. Кроме того, на эффективность обработки влияет заглинизированность коллектора и наличие связанной воды [28].

Перспективным направлением для развития данного метода является повышение эффективности обработки (увеличение радиуса воздействия вокруг скважины, снижение негативного эффекта на проницаемость и пористость пород), а также поиск наиболее дешевых и доступных реагентов.

При этом, на фундаментальном уровне у метода существует ключевой недостаток – направление фильтрации вяжущих и цементирующих веществ – реагенты фильтруются в наиболее высокопроницаемые зоны с наименьшим фильтрационным сопротивлением, вследствие чего достигнуть высоких значений восстановления проницаемости не представляется возможным. В публикациях указывается диапазон проницаемости призабойной зоны после обработки составляет от 50 до 90% от начальной, а большинство результатов находятся в диапазоне от 50 до 70% [57].

Alakbari F.S. в работе [15] указывает следующие преимущества и недостатки смол для крепления призабойной зоны слабосцементированных коллекторов (Таблица 1.2):

Таблица 1.2 – Характеристика смол, применяемых в химическом креплении призабойной зоны пластов-коллекторов

<b>Тип смолы</b>	<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
Фенол-формальдегидная и карбамидо-формальдегидная	Высокая прочность на растяжение	Снижение проницаемости ПЗП вплоть до 50%
	Применимость в скважинах, заканчиваемых открытым стволом	Высокая чувствительность к температуре
	Дешевизна	Сложность в закачке

Продолжение таблицы 1.2

	Не требуется использование буровой установки для скважинных операций	Низкая надежность
	Низкая абсорбция воды	
	Высокая твердость поверхности	
Фурановая	Стойкость к неорганическим кислотам	Требуется высокопроизводительный насос для закачки
	Устойчивость к высоким температурам	Возможность окисления смолы
	Возможность смешения с другими смолами для создания композиций под специфические условия	Процесс закачки происходит в несколько стадий (длительность операции)
		Затвердевание происходит с использованием серной кислоты
Эпоксидная	Высокая механическая прочность	Снижение проницаемости ПЗП до 50%
	Устойчивость к высоким температурам	Требуется высокопроизводительный насос для закачки



## Продолжение таблицы 1.2

	Низкая стоимость	Процесс закачки происходит в несколько стадий (длительность операции)
--	------------------	-----------------------------------------------------------------------

В работах [94] и [71] изложены основные преимущества и недостатки различных способов ограничения пескопроявления, которые можно представить в виде таблицы (Таблица 1.3):

Таблица 1.3 – Достоинства и недостатки технологий борьбы с пескопроявлением

Тип фильтра	Преимущества	Недостатки
Проволочный	Простота в изготовлении	Возможны повреждения в процессе монтажа
	Средняя закупориваемость	Подвержен эрозии в значительной степени
	Наибольшая эффективность в нижнем интервале вертикальных скважин	Чувствителен к подбору апертуры
	Быстрота изготовления	Сложность монтажа в горизонтальных скважинах
	Возможность изготовления из стали с особыми свойствами	
Расширяющиеся скважинные фильтры	Простота монтажа	Увеличивается длительность спускоподъемных операций,
	Низкая предрасположенность к закупориванию или образованию «горячих точек»	Невозможность применения АУКП в компоновке
Фильтр с предварительной набивкой	Умеренно высокая стоимость изготовления	Высокая скорость закупоривания
	Устойчивость к эрозии	Возможны повреждения в процессе монтажа
	Наибольшая эффективность при применении в верхнем интервале ВС и в ГС	

## Продолжение таблицы 1.3

Сетчатый/Плетеный фильтр (премиальные)	Устойчивость к эрозии	Дороговизна
	Эффективен при применении на верхнем интервале ВС и в ГС, а также при применении «в одиночку»	Возможны повреждения в процессе монтажа, закупориваемость
Перфорированный хвостовик	Дешевизна изготовления	Не эффективен для борьбы с пескопроявлением
	Простота монтажа	Изменчивая зона притока (зависит от размера щелей)
	Высокая эффективность в хорошо отсортированных породах	Подвержен эрозии
	Низкий скин-фактор	Низкая надежность
Гравийная набивка в открытом стволе	Низкая предрасположенность к эрозии	Ограниченная применимость
	Максимальная зона притока	Сложность проектирования и монтажа
Гравийная набивка в цементированном стволе	Значительный опыт при применении на шельфовых проектах	Дороговизна
	Надежность	Низкая зона притока

**1.2.3 Технологические способы ограничения пескопроявления**

Технологические методы позволяют задействовать минимальный набор дополнительных средств и инструментов, используя уже существующий набор операций:

- Ограничение работы скважины по забойному давлению (дебиту) – установлено, что основным действующим фактором при пескопроявлении является разрушение призабойной зоны, соответственно, для предотвращения чрезмерных нагрузок на нее следует поддерживать максимально высокий уровень забойного давления (для минимизации депрессии). Ограничивая дебит скважины, мы уменьшаем скорость фильтрации флюида и его способность “утягивать” частицы породы со стенок скважины [114];

- Использование интеллектуальных средств контроля притока – один из современных инструментов совершенствования компоновки нижнего заканчивания скважин. Позволяет выборочно контролировать отдельные участки работающей скважины в интервале перфорации/участке открытого ствола. Особенно актуально для скважин с горизонтальным окончанием, где приток по длине ствола неравномерный [4];

- Ориентированная перфорация – геомеханические расчеты и промысловая практика показывают, что расположение перфорационных отверстий под углом, отличным от нормального, позволяет снизить нагрузки на призабойную зону пласта и, таким образом, уменьшить интенсивность пескопроявления [17];

- Увеличение скорости движения жидкости в НКТ путем применения лифтовых колонн меньшего диаметра или путем рециркуляции жидкости в скважине для предотвращения оседания частиц породы в колонне труб [106].

Основная цель этой группы методов, в отличие от двух вышеперечисленных – естественное ограничение поступающего из скважин породы с целью её выноса на поверхность для предотвращения образования песчаных пробок [54]. Соответственно, вынос породы при применении технологических методов ограничения пескопроявления приводит к повышенной эрозии оборудования.

Чаще всего осложнения, связанные с образованием песчаных пробок, решают путем:

- Промывки скважины водой/специальным раствором;
- Желонкирования скважины – прямое, физическое удаление песчаной пробки путем внедрения желонки в пробку и ее извлечения на поверхность.

Промывка не всегда позволяет разрушить песчаную пробку по причине уплотнения породы под воздействием давления или ввиду скрепления частиц породы смолистыми соединениями, содержащимися в нефти.

Кроме того, следует существенно различать влияние песчаных пробок на работу вертикальных скважин, и скважин с горизонтальным окончанием:

- Для вертикальных скважин образование песчаных пробок происходит в зоне успокоения механических примесей флюида (ЗУМПФ) и пробка, постепенно увеличиваясь в размерах, перекрывает все большую часть интервала перфорации и, соответственно, последовательно искусственным путем снижает дебит скважины;
- Для скважин с горизонтальным окончанием образование песчаной пробки может произойти на любом участке горизонтального ствола скважины, и чем ближе образовавшаяся песчаная пробка к «пятке», тем к более существенному уменьшению дебита она приведет.

Вне зависимости от типа скважины, для подбора оптимального способа заканчивания скважин, осложненных пескопроявлением используются данные таблицы 1.4 [95]:

Таблица 1.4 – Данные для принятия решений о заканчивании скважин

<b>Тип данных</b>	<b>Источник данных</b>
Свойства флюида	Лабораторный PVT-анализ
Начальное пластовое давление	Забойный манометр
Режим работы залежи	Характеристика геологии и профиля добычи
Свойства породы	Анализ керна
Показатели добычи	Данные по работе скважин
Заканчивание, ремонты	Данные по простоям фонда скважин
Нарушения работы подземного оборудования	Данные по простоям фонда скважин
Гранулометрический состав частиц	Ситовой анализ / Анализ мокрыми методами
Прочность породы-пласта	Лабораторные тесты, геофизические исслед.
Растворимость породы-пласта	Лабораторные тесты
ФЕС пласта	Данные по работе скважин, лабораторные тесты
Перетоки флюидов	Геофизические исследования
Добыча породы (мех.примесей)	Анализ отсева на сепараторе

## Продолжение таблицы 1.4

Тип ловушки	Геофизические/Геологические данные
Свойства породы	Геофизические данные
Тип породы, компонентный состав	Анализ петрофизических свойств
Наличие трещин	Анализ керна
Стратиграфия	Анализ керна, геофизические данные
ВНК, ГНК, Интервалы поглощения	Геофизические исследования
Набухание глин	Лабораторные тесты
Скин-фактор, закупоривание	Поточные/Промывочные тесты
Относительная проницаемость	Анализ керна
Смачиваемость	Лабораторные тесты
Образование эмульсий	Анализ проб жидкости
Осадкообразование	Анализ проб жидкости
Оценка потенциального вреда	Оценка совместимости флюидов и пласта
Образование каверн	Геофизические исследования
Зоны потери циркуляции	Данные по ходу бурения
Зоны высокого давления	Данные по ходу бурения

### 1.3 Последствия поступления механических примесей в ствол скважины

Пескопроявление вызывает поступление в ствол скважины частиц горной породы, что приводит к нарушению устойчивости ствола скважины, износу наземной инфраструктуры, повреждению глубинно-насосного и иного оборудования, накоплению отложений в сепараторах, закупориванию трубопроводов и клапанов (Рисунок 1.5). В результате, снижается целостность конструкции скважины, что может в конечном итоге привести к разрушению ствола скважины. Интенсивный вынос горной породы приводит к образованию пустот (каверн) за обсадной колонной, которая будет продолжать увеличиваться по мере выноса все большего количества породы. Когда эта пустота становится достаточно большой, происходит «обрушение» вышележащих слоев горной породы. В результате, происходит перераспределение расположения частиц породы в призабойной зоне, что приводит к уменьшению проницаемости (новая упаковка породы всегда будет уступать начальной по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС)). Это особенно актуально для пластов с высоким содержанием глины или с

широким диапазоном размеров зерен. Для пластов с незначительной вариативностью диаметров зерен и/или небольшим количеством глины перегруппировка породы вызовет не столь значительное изменение ФЕС.

В результате пескопроявления сокращается общее время работы скважины (из-за необходимости проведения текущего и капитального ремонта скважин), а также объем (снижение дебита) и качество добываемых флюидов [46].



Рисунок 1.5 – Образование песчаной пробки в насосно-компрессорной трубе (слева) и забившийся электровинтовой насос (справа) [45]

Порода также может оседать в стволе скважины из-за низких объемов добычи углеводородов, вызванной необходимостью поддержания малой депрессии на пласт ввиду необходимости сократить нагрузку на стенки скважины. Вынос породы также вызывает эрозию скважинного оборудования, в результате чего усиливается его коррозия (при наличии внутрипластовых факторов, вызывающих коррозию). При этом повреждается не только подземное оборудование, но и наземное - задвижки, штуцеры, сепараторы и трубопроводы. Увеличивается риск экологических и технологических осложнений [111]. Кроме того, в результате повышенной нагрузки расходуются дополнительные средства на техническое обслуживание и поддержание в работоспособном состоянии поврежденного наземного и внутрискважинного оборудования.

Порода, выносимая из пласта-коллектора, является опасным отходом, поскольку насыщена нефтью, следовательно, ее необходимо очистить перед

утилизацией в соответствии с экологическими нормами. Утилизация породы, которая включает в себя очистку, хранение и транспортировку, является дорогостоящей технологической операцией. При этом, очищенную от углеводородов породу можно с пользой использовать в качестве способа сохранения энергии [97].

Пескопроявление может привести к одному или нескольким из следующих осложнений [62]:

- Снижение целостности ствола скважины;
- Повреждение или выход из строя скважинного и наземного оборудования;
- Снижение коэффициента эксплуатации скважин из-за необходимости их остановок для проведения промывок и ремонтных работ;
- Снижение межремонтного периода (МРП) используемого оборудования по всей цепочке добычи и транспортировки пластовых флюидов;
- Возможность разливов пластовых флюидов ввиду повышенной эрозии промысловых трубопроводов;
- Экологические проблемы при утилизации выносимой нефтенасыщенной породы.

#### **1.4 Выводы к главе 1**

Эксплуатация скважин, вскрывающих слабосцементированные пласты, осложняется процессом пескопроявления. Данный процесс характерен для месторождений, сложенных «молодыми» породами-коллекторами, где вторичные процессы цементации еще не вступили в силу. Пескопроявление, при этом, зависит не только от степени сцементированности пласта-коллектора, но и от многих других параметров – распределения напряжений, способа бурения и заканчивания скважины, содержания глины и т.д.

Для борьбы с выносом механических примесей применяется широкий перечень технологий и способов – механические, химические, технологические способы ограничения пескопроявления. Указанные способы

не являются универсальными и имеют свои ограничения и недостатки. Также стоит отметить, что ни один из них не исключает возможности выноса механических примесей, а лишь ограничивает интенсивность процесса пескопроявления.

Пескопроявление приводит к обширному перечню осложнений при эксплуатации скважин – снижению межремонтных периодов работы глубинно-насосного и наземного оборудования, образованию песчаных пробок и т.д. Для решения вышеуказанных проблем скважины в качестве профилактики чаще всего промывают (горячей или холодной водой/нефтью), а для ремонтов – глушат, что приводит к частым простоям скважин и/или ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта-коллектора.

Предотвращение пескопроявления – комплексная задача, включающая в себя как проектирование системы нижнего заканчивания скважины, так и различные расчеты - геомеханические, механические и гидравлические: геомеханические - для подбора оптимального забойного давления, исключающего залповые выносы породы, механические - для подбора способа ограничения пескопроявления, гидравлические - для исключения возможности образования песчаных пробок и свободной транспортировки частиц породы в системе «пласт-наземная инфраструктура».



## ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ТЕЧЕНИЕ ФЛЮИДОВ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Основной риск в области эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлением, связан с увеличением депрессии на пласт для поддержания максимально возможного уровня добычи пластовых флюидов, поскольку создание повышенных депрессий может интенсифицировать процесс пескопроявления. Выбор оптимальной депрессии при эксплуатации скважин является актуальной задачей как в области геомеханики, так и в области гидродинамики, поскольку течение флюида внутри ствола скважины вызывает потери давления на трение. Из-за данного ограничения, большинство добывающих скважин имеют критический дебит, который в пластовых условиях достигается за счет медленного увеличения производительности скважины (снижения забойного давления низкими темпами) до тех пор, пока не произойдет выход на установившийся режим работы или до чрезмерного поступления механических примесей в ствол скважины. В большинстве случаев дебит скважин, осложненных пескопроявлением, устанавливается на более низком уровне, чем расчетный, с целью снижения негативного влияния взвешенных частиц на подземное и наземное оборудование [37].

По мере снижения пластового давления со временем происходит снижение порового давления, что может привести к увеличению нагрузки на породу-коллектор (то есть к росту эффективной нагрузки) [27, 52, 87].

Соответственно, существует комплексная задача, связанная с нахождением баланса между максимально допустимым дебитом (за счет выбора депрессии), необходимостью выноса и транспортировки породы внутри ствола скважины, а также развиваемыми при этом потерями давления на трение. Также стоит учитывать, что эти аспекты процесса пескопроявления напрямую влияют на оборудование в стволе скважины и вне его.

## 2.1 Оценка напряженно-деформированного состояния породы призобойной зоны пласта

В неустойчивых и слабосцементированных породах-коллекторах распределение напряжений в призобойной зоне пласта играет ключевую роль в её целостности и возможности разрушения. Ряд исследователей, однако, отмечает, что в коллекторах подобного типа поведение породы больше похоже на почву, чем на горную породу нефтегазовых месторождений [22].

В общем случае, пескопроявление инициируется, когда действующие напряжения в призобойной зоне превосходят прочность породы. Данный показатель зависит от многих параметров, среди которых – свойства породы, содержание в ней пластовых флюидов, гранулометрический состав породы, содержание цементирующего вещества, горное давление и т.д. [46].

Породы, в зависимости от степени сцементированности, разрушаются под воздействием различных по природе напряжений. Напряжения приводят к следующим видам разрушений:

- Разрушение при сдвиге [47, 91];
- Разрушение при сжатии [118];
- Разрушение при растяжении [118];
- Объемное разрушение [2][77];

Однако, конкретное проявление каждого из этих видов разрушений наблюдается в зависимости от целого комплекса параметров. Одним из основных факторов при проектировании скважин и их эксплуатации является распределение напряжений в призобойной зоне пласта. Его можно представить в виде трех главных напряжений – максимальное, минимальное и среднее напряжения, которые являются инвариантами тензора напряжений [46]. При этом, стоит различать принципиальные законы распределения напряжений в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

подавляющее большинство скважин в России, разбуриваемых в пределах пластов-коллекторов, относящихся к категории неустойчивых и

слабосцементированных, являются горизонтальными. В подобных скважинах пескопроявление является одной из основных проблем, наряду с подтягиванием конусов воды и газа, прежде всего в силу того, что неустойчивые и слабосцементированные породы-коллекторы зачастую обладают высокой проницаемостью (до  $10 \text{ мкм}^2$ ), при этом средневзвешенная проницаемость пластов лежит в пределах  $(400-800) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

В настоящее время в научной среде параллельно используются сразу несколько аналитических моделей для предварительной оценки возможности разрушения призабойной зоны пласта-коллектора и инициализации пескопроявления (в вертикальных скважинах) – модель Мора-Кулона [122], модель Дрюкера-Прагера [46], модель Лейда [74] (и модифицированная модель Лейда [48]), модель Хоека-Брауна [59], модель Моги-Кулона [12, 14].

Рассмотрим один из пластов-коллекторов Западной Сибири, при эксплуатации которого наблюдается проблема пескопроявления (Таблица 2.1).  
Таблица 2.1 – Характеристика слабосцементированного пласта-коллектора нефтяного месторождения

Характеристика	Значение	Единицы измерения
Вертикальное напряжение	23	МПа
Максимальное горизонтальное напряжение	17,7	МПа
Минимальное горизонтальное напряжение	16	МПа
Сила сцепления породы	2,2	МПа
Угол внутреннего трения	24	град.
Плотность породы	2500	кг/м <sup>3</sup>
Глубина залегания пласта-коллектора	1100	м

### Расчет по критерию Мора-Кулона

В общем случае, возможность пескопроявления определяется исходя из зависимости (2.1):

$$F = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} * \sin(\varphi) + S_0 * \cos(\varphi) - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}, \quad (2.1)$$

где  $\sigma_1$  – максимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_3$  – вертикальное напряжение, Па;  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град.;  $S_0$  – сила сцепления породы-коллектора, Па.

Критерием инициализации пескопроявления является переход значения функции в диапазон отрицательных значений. По результатам выполненного автором расчета, критерий  $F = 6467794,4 \text{ Па} = 6,467 \text{ МПа}$ , что удовлетворяет критерию прочности.

### Расчет по критерию Дрюкера-Прагера

Согласно данной методике, критерием инициализации пескопроявления также является функция  $F$ , а о начале пескопроявления сигнализирует переход функции в отрицательный диапазон значений (2.2):

$$F = \alpha_d * I_1 + k_d - \sqrt{J_2}, \quad (2.2)$$

где значения функций  $I_1, J_2, \alpha_d, k_d$  определяются по соответствующим уравнениям (2.3, 2.4):

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \quad (2.3)$$

$$J_2 = \frac{1}{6} * ((\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2) \quad (2.4)$$

При этом, в зависимости от типа описывающей поверхности (Рисунок 2.1), коэффициенты  $\alpha_d$  и  $k_d$  могут определяться как (2.5 - 2.10):

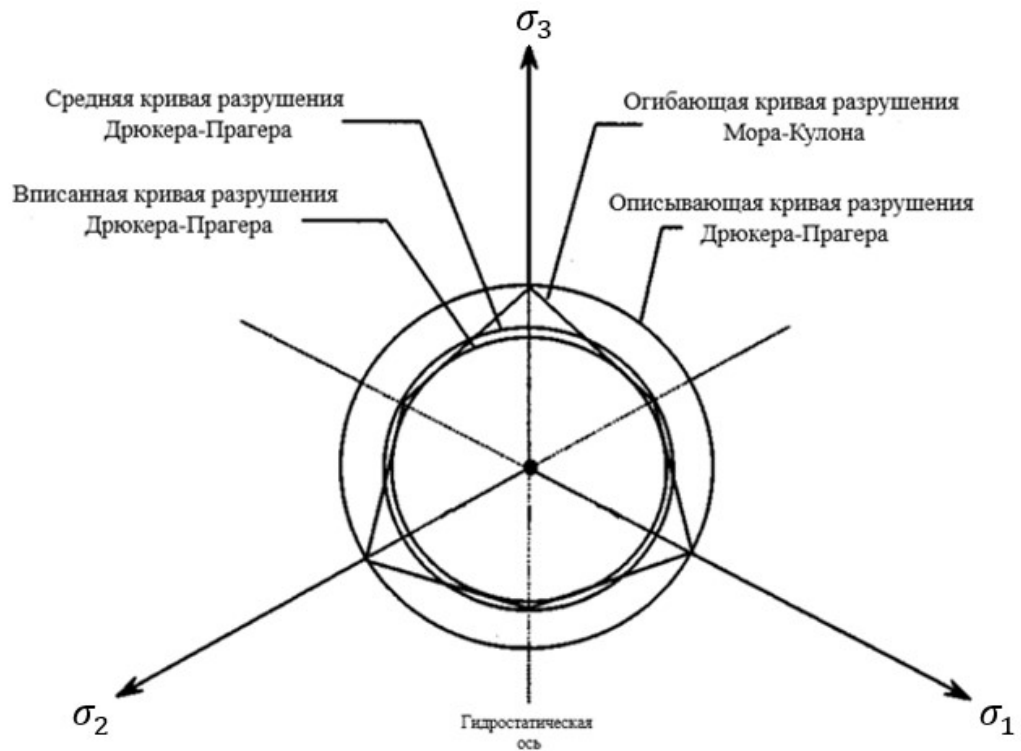


Рисунок 2.1 – Типы описывающих кривых разрушения [122]

Для описанной окружности:

$$\alpha_d = \frac{2 * \sin(\varphi)}{\sqrt{3} * (3 - \sin(\varphi))} \quad (2.5)$$

$$k_d = \frac{6 * S_0 * \cos(\varphi)}{\sqrt{3} * (3 - \sin(\varphi))} \quad (2.6)$$

Для вписанной окружности:

$$\alpha_d = \frac{2 * \sin(\varphi)}{\sqrt{3} * (3 + \sin(\varphi))} \quad (2.7)$$

$$k_d = \frac{6 * S_0 * \cos(\varphi)}{\sqrt{3} * (3 + \sin(\varphi))} \quad (2.8)$$

Для средней окружности:

$$\alpha_d = \frac{\tan(\varphi)}{\sqrt{9 + 12 * \tan^2(\varphi)}} \quad (2.9)$$

$$k_d = \frac{3 * S_0}{\sqrt{9 + 12 * \tan^2(\varphi)}}, \quad (2.10)$$

где  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град.;  $S_0$  – сила сцепления породы, Па;  $\sigma_1$  – максимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_2$  – минимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_3$  – вертикальное напряжение, Па.

Выбор типа описывающей окружности – индивидуальная задача для каждой скважины и подбирается в зависимости от типа долота и особенностей пласта-коллектора.

Для описанного в таблице 2.1 пласта-коллектора, значения параметра  $F$  для трех типов окружностей составили:

- $F = 9338037,8$  Па = 9,338 МПа для описанной окружности;
- $F = 6236460,4$  Па = 6,236 МПа для вписанной окружности;
- $F = 6877627,5$  Па = 6,877 МПа для средней окружности;

#### **Расчет по модифицированному критерию Лейда**

Модифицированный критерий Лейда отличается от предыдущих тем, что работает в условиях «эффективных» напряжений, т.е. в этом критерии учитывается влияние порового давления. При этом, критерием неустойчивости породы-коллектора все также является нахождение функции  $F$  в области отрицательных значений (2.11):

$$F = 27 + n + \frac{I''_1{}^3}{I''_3}, \quad (2.11)$$

где значения  $I''_1$ ,  $I''_3$ ,  $n$  определяются по соответствующим уравнениям (2.12 – 2.15):

$$I''_1 = (\sigma_1 + S; -P_p) + (\sigma_2 + S; -P_p) + (\sigma_3 + S; -P_p) \quad (2.12)$$

$$I''_3 = (\sigma_1 + S; -P_p) * (\sigma_2 + S; -P_p) * (\sigma_3 + S; -P_p) \quad (2.13)$$

$$S; = \frac{S_0}{\tan(\varphi)} \quad (2.14)$$

$$n = \frac{4 * \tan^2(\varphi) * (9 - 7 * \sin(\varphi))}{(1 - \sin(\varphi))}, \quad (2.15)$$

где  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град.;  $S_0$  – сила сцепления породы, Па;  $\sigma_1$  – максимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_2$  – минимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_3$  – вертикальное напряжение, Па.

Стоит отметить, что корректный расчет порового давления не представляется возможным ввиду отсутствия информации о связи водоносной части пласта с приповерхностными водами.

По результатам выполненного автором расчета, значение критерия  $F$  составляет 7,338 МПа.

### Расчет по критерию Моги-Кулона

По критерию Моги-Кулона оценка возможности начала пескопроявления производится следующим образом (2.16):

$$F = a + b * \sigma_m - \tau_{oct}, \quad (2.16)$$

где коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $\sigma_m$ ,  $\tau_{oct}$  определяются следующим образом (2.17 – 2.20):

$$a = \frac{2 * \sqrt{2}}{3} * S_0 * \cos(\varphi) \quad (2.17)$$

$$b = \frac{2 * \sqrt{2}}{3} * \sin(\varphi) \quad (2.18)$$

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \quad (2.19)$$

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} * \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad (2.20)$$

где  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град.;  $S_0$  – сила сцепления породы, Па;  $\sigma_1$  – максимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_2$  – минимальное горизонтальное напряжение, Па;  $\sigma_3$  – вертикальное напряжение, Па.

Для представленных в таблице 2.1 данных, значение коэффициента  $F$  составит 6416675,4 Па = 6,416 МПа.

По результатам многокритериального анализа можно заключить, что для представленного пласта-коллектора бурение вертикальных скважин не несет рисков, связанных с разрушением призабойной зоны пласта при ее бурении и последующей эксплуатации. Критерий  $F$  не позволяет однозначно определить забойное давление, при котором следует эксплуатировать скважину, поэтому для решения данной задачи воспользуемся другим подходом.

Горные породы представляют собой сложный и неоднородный материал. Они проявляют неоднородности по своему составу (и, соответственно, прочностным свойствам), а также содержат пустоты – поровое пространство, которое играет существенную роль в поведении породы. Для учета вышеуказанных свойств в работе [14] была предложена линейная пороупругая составная модель, учитывающая зависимость свойств породы от порового давления, которую можно использовать для определения критического забойного давления, и, соответственно перепада давления, при котором пескопроявление не возникает.

В расчетах используется цилиндрическая система координат, преобразования для которой осуществляются в соответствии с рисунками 2.2 и 2.3 [14]:

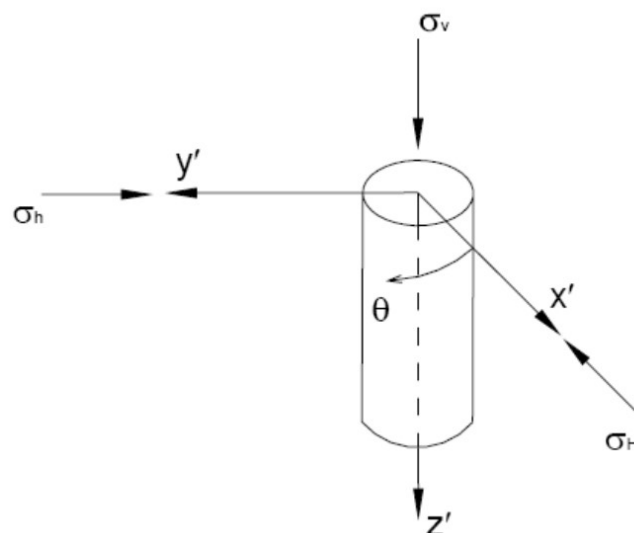


Рисунок 2.2 – Элемент вертикальной скважины в цилиндрической системе координат

Для расчета забойного давления, при котором начинается пескопроявление за счет разрушения породы, необходимо оценить напряжения, действующие на стенки скважины, и сравнить их с параметрами устойчивости породы (прочностью). При этом, прочность породы зависит не только от ее внутренних свойств, но и от типа и свойств флюида, насыщающего ее [34, 120].



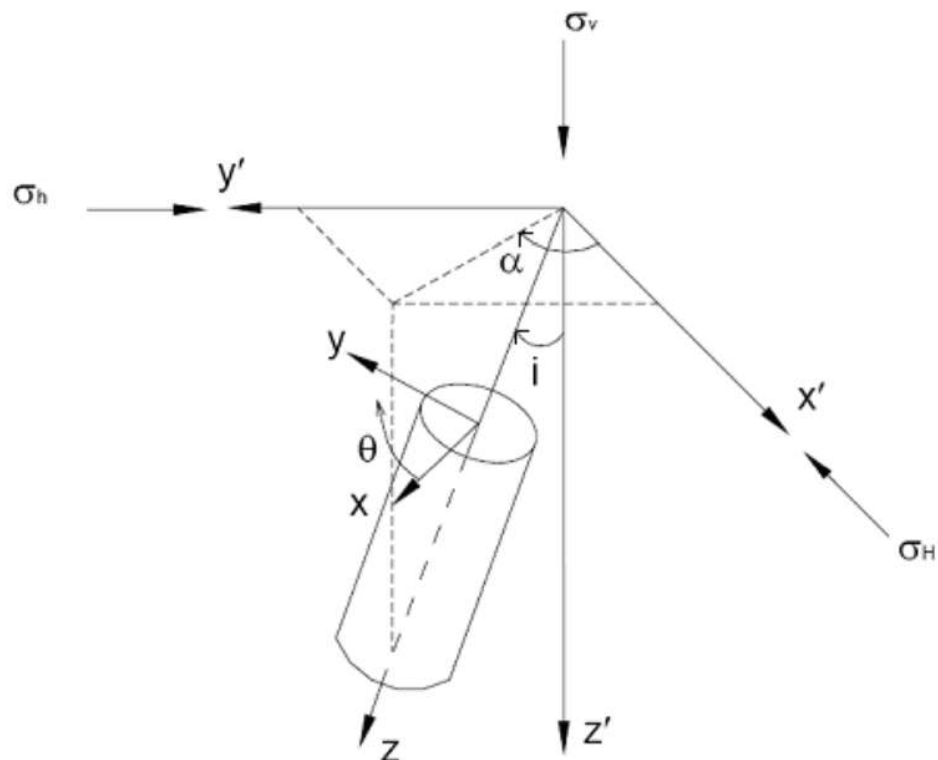


Рисунок 2.3 – Элемент наклонно-направленной (в том числе горизонтальной) скважины в цилиндрической системе координат

Наиболее распространены в нефтегазовой практике 2 критерия – Мора-Кулона, как наиболее широко используемый, и Могги-Кулона, как сравнительно новый инструмент оценки. Ключевое отличие между этими критериями в принципиальной роли второго (среднего) главного напряжения -  $\sigma_2$ . Модель Могги-Кулона учитывает эффект “укрепления” породы, создаваемый при больших значениях  $\sigma_2$ . В этом случае, между данными моделями может возникать значительная разница в силу различного поведения пород под напряжением [51].

Как отмечалось выше, ключевым аспектом расчета напряжений в околоствольном пространстве является расчет напряжений в призабойной зоне пласта, поскольку напряжения вблизи стенок скважины являются наибольшими. [14, 65, 78]. Соответственно, нарушений целостности ствола скважины, и дальнейшего пескопроявления, стоит ожидать непосредственно в призабойной зоне пласта.

В общем случае, напряжения, действующие на стенки скважины, рассчитываются по формулам (2.21 – 2.26) [51]:

$$\sigma_r = P_w \quad (2.21)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x^\circ + \sigma_y^\circ - 2 \cdot (\sigma_x^\circ - \sigma_y^\circ) \cdot \cos(2\theta) - 4\tau_{xy}^\circ \cdot \sin(2\theta) - P_w + 2n(P_f - P_{f0}) \quad (2.22)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^\circ - \nu(2(\sigma_x^\circ - \sigma_y^\circ) \cdot \cos(2\theta) + 4\tau_{xy}^\circ \cdot \sin(2\theta)) + 2n(P_f - P_{f0}) \quad (2.23)$$

$$\tau_{\theta z} = 2 \cdot (\tau_{xz}^\circ \sin(\theta) + \tau_{yz}^\circ \cos(\theta)) \quad (2.24)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (2.25)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (2.26)$$

где  $P_w$  – внутреннее давление в стволе скважины (забойное давление);  $P_f$  – поровое давление в призабойной зоне пласта;  $P_{f0}$  – поровое давление в удаленной зоне пласта;  $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$  – радиальная, касательная, осевая компоненты напряжений в цилиндрической (преобразованной) системе координат, соответственно;  $\tau_{\theta z}, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}$  – компоненты напряжения сдвига по осям в цилиндрической системе координат.

При этом, в декартовой системе координат напряжения определяются по формулам (2.27 – 2.32) [14]:

$$\sigma_x^\circ = (\sigma_H \cos^2(\alpha) + \sigma_h \sin^2(\alpha)) \cos^2(i) + \sigma_v \sin^2(i) \quad (2.27)$$

$$\sigma_y^\circ = \sigma_H \sin^2(\alpha) + \sigma_h \cos^2(\alpha) \quad (2.28)$$

$$\sigma_z^\circ = (\sigma_H \cos^2(\alpha) + \sigma_h \sin^2(\alpha)) \sin^2(i) + \sigma_v \cos^2(i) \quad (2.29)$$

$$\tau_{xy}^\circ = 0,5(\sigma_h - \sigma_H) \sin(2\alpha) \cos(i) \quad (2.30)$$

$$\tau_{yz}^\circ = 0,5(\sigma_h - \sigma_H) \sin(2\alpha) \sin(i) \quad (2.31)$$

$$\tau_{xz}^\circ = 0,5(\sigma_H \cos^2(\alpha) - \sigma_h \sin^2(\alpha) - \sigma_v) \sin(2i), \quad (2.32)$$

где  $\sigma_H$  – максимальное горизонтальное напряжение;  $\sigma_h$  – минимальное горизонтальное напряжение;  $\alpha$  – азимутальный угол (угол отклонения от направления распространения максимальных горизонтальных напряжений);  $i$  – зенитный угол скважины;  $\theta$  – положение точки на окружности ствола

горизонтальной скважины;  $n$  – пороупругий коэффициент, определяемый по формуле (2.33) [14]:

$$n = \alpha_B \cdot \frac{1 - 2\nu}{2 \cdot (1 - \nu)}, \quad (2.33)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $\alpha_B$  – пороупругая постоянная Биота.

Многие авторы отмечают, что разрушение происходит преимущественно под воздействием касательных напряжений, т.е. в случаях, когда  $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$  [8, 9, 14].

Соответственно, критерием устойчивости ствола скважины будем считать превышение прочности породы на одноосное сжатие над значением касательных напряжений.

Прочность породы на одноосное сжатие в пластовых условиях определяется по формуле (2.34) [65]:

$$UCS = \frac{2 \cdot C \cdot \cos(\varphi)}{1 - \sin(\varphi)}, \quad (2.34)$$

где  $C$  – прочность сцепления горной породы,  $\varphi$  – угол внутреннего трения горной породы.

Результаты моделирования устойчивости ствола скважины по вышеприведенным формулам представлены на рисунках 2.4 и 2.5.

В работе [65] также предлагается рассчитывать критерии устойчивости ствола скважины по модифицированным моделям Мора-Кулона и Могги-Кулона, с одновременным учетом трех главных напряжений, где компонента  $\sigma_3$  является радиальным напряжением (поскольку в условиях скважины она является наименьшей из трех), а  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  определяются по формуле (2.35):

$$\sigma_{1,2} = \frac{1}{2}(\sigma_\theta - \sigma_z) \pm \sqrt{(\sigma_\theta + \sigma_z)^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \quad (2.35)$$

По критерию Мора-Кулона прочность породы на сдвиг определяется по уравнению (2.36):

$$\tau_{Mohr} = C \cdot \cos(\varphi) + \sin(\varphi) \cdot \left( \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - P_w \right) \quad (2.36)$$

Действующее напряжение сдвига определяется по уравнению (2.37):

$$\tau_{Max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \quad (2.37)$$

При  $\tau_{Max} > \tau_{Mohr}$  происходит разрушение породы в призабойной зоне. Результаты моделирования по критерию Мора-Кулона представлены на рисунке 2.6.

По критерию Мого-Кулона прочность породы на сдвиг определяется по уравнению (2.38):

$$\tau_{Mogi} = a + b\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} - P_w\right) \quad (2.38)$$

Действующее напряжение сдвига определяется по уравнению (2.39):

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2} \quad (2.39)$$

где  $a$  – параметр прочности, зависящий от угла внутреннего трения и когезии породы,  $b$  – параметр прочности, зависящий только от угла внутреннего трения горной породы. Компоненты  $a$  и  $b$  определяются по формулам (2.40 – 2.41):

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} C \cdot \cos(\varphi) \quad (2.40)$$

$$b = \frac{2\sqrt{2}}{3} \cdot \sin(\varphi) \quad (2.41)$$

При  $\tau_{oct} > \tau_{Mogi}$  происходит разрушение породы в призабойной зоне.

Результаты моделирования по критерию Мого-Кулона представлены на рисунке 2.7.

Моделирование устойчивости ствола скважины приводится для следующих входных расчетных параметров (Таблица 2.2):

Таблица 2.2 – Параметры для расчета устойчивости ствола скважины

Параметр	Значение	Единицы измерения
Пластовое давление	10300000	Па
Когезия породы (Сила сцепления)	5674200	Па

Продолжение таблицы 2.2

Вертикальное напряжение	23000000	Па
Максимальное горизонтальное напряжение	17700000	Па
Минимальное горизонтальное напряжение	16000000	Па
Сила сцепления	2229150	Па
Угол внутреннего трения	24	градус
Азимут скважины	210	градус
Отклонение скважины от вертикали	89,9	градус
Пороупругая постоянная Биота	0,8	д.ед
Коэффициент Пуассона	0,31	д.ед
Плотность породы	2500	кг/м <sup>3</sup>
Глубина пласта	1100	м
Поровое давление вблизи скважины	1050000	Па
Поровое давление в удаленной зоне пласта	1300000	Па
Забойное давление	9000000	Па

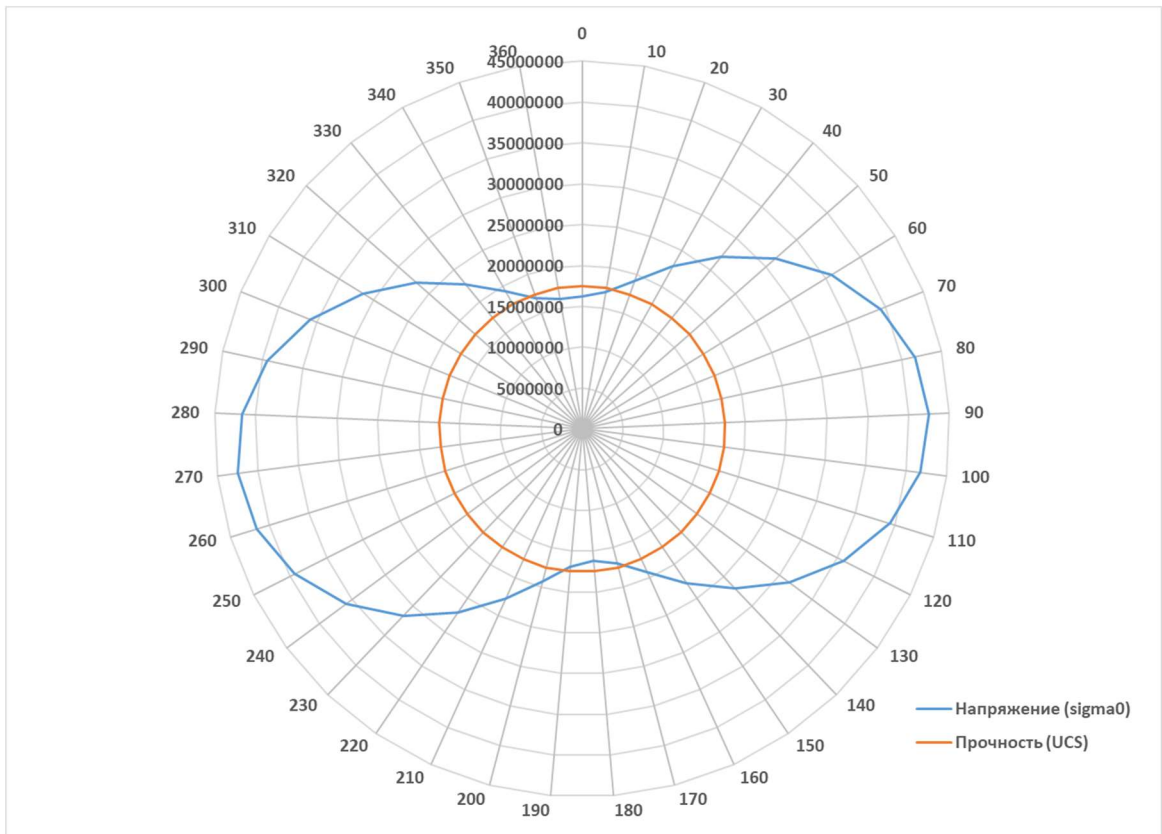


Рисунок 2.4 – Моделирование по модели Al-Shaabi

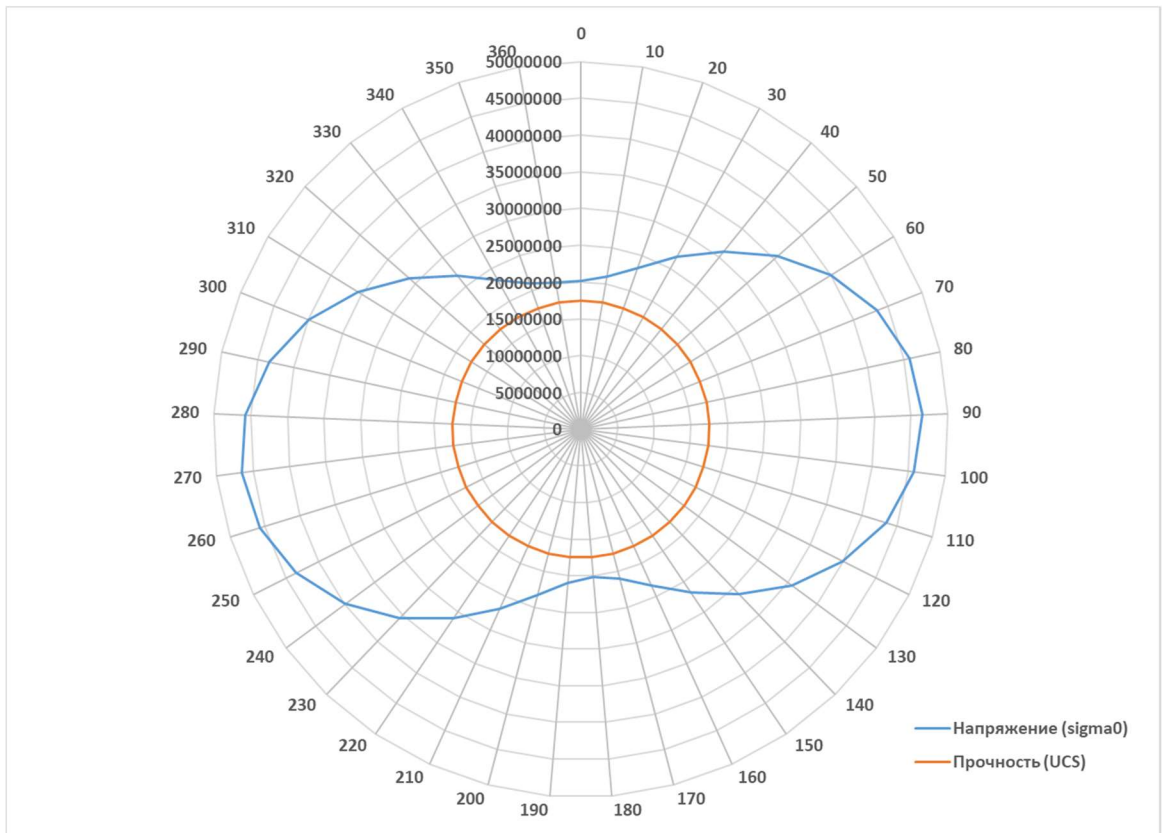


Рисунок 2.5 - Моделирование по модели Kaffash

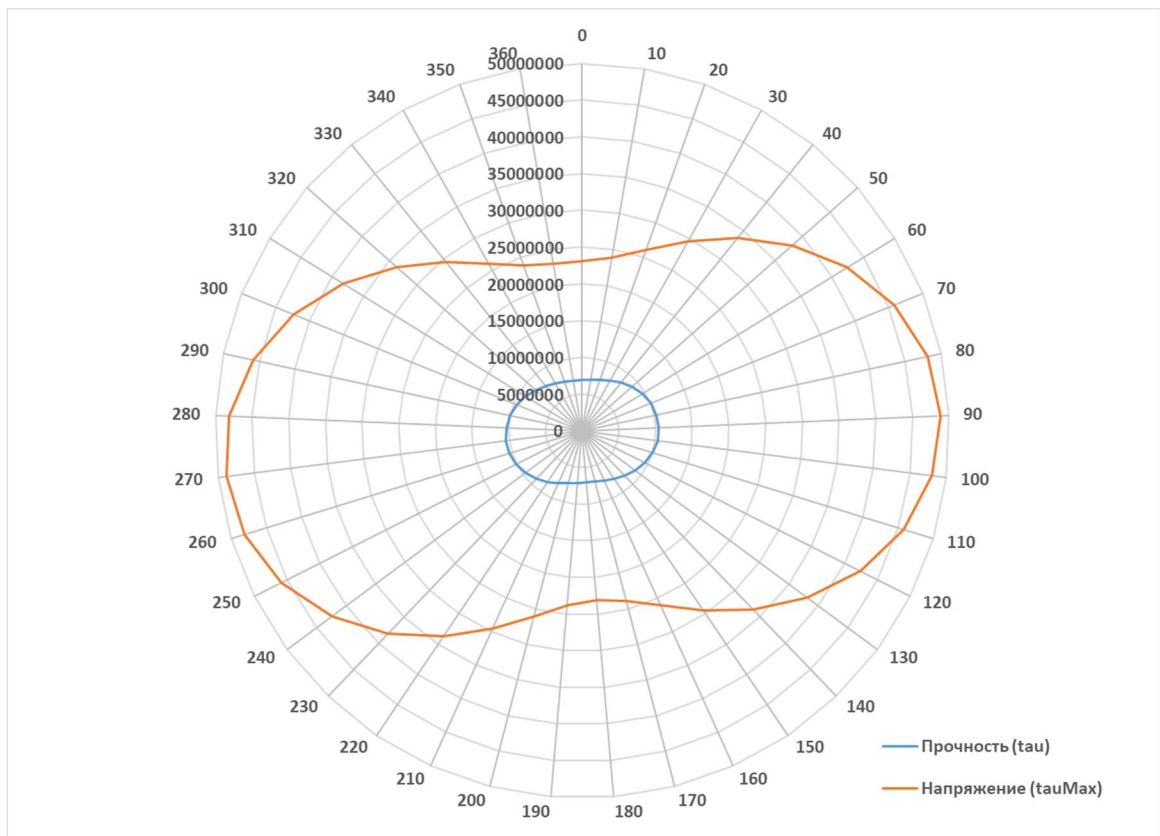


Рисунок 2.6 – Моделирование по критерию Мора-Кулона

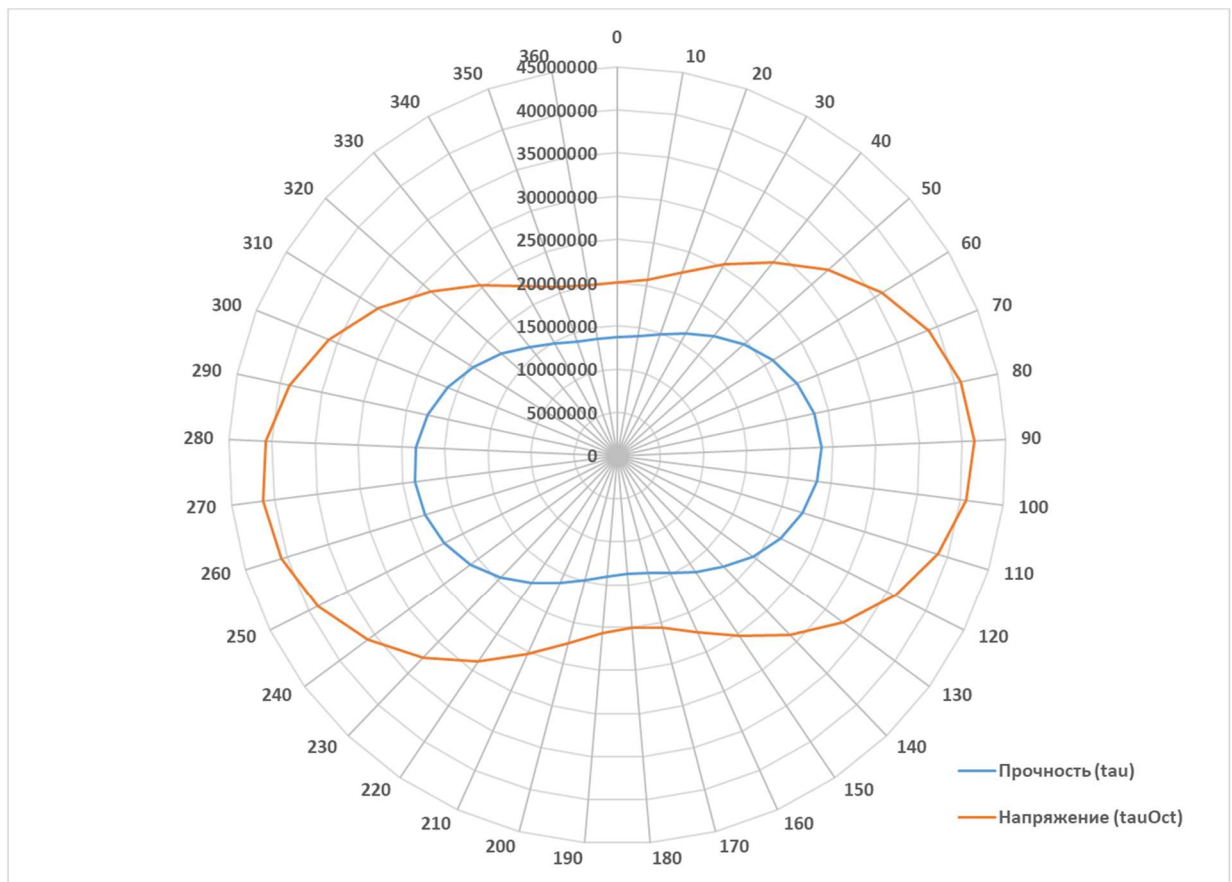


Рисунок 2.7 – Моделирование по критерию Мого-Кулона

Как видно из представленных лепестковых диаграмм, разрушение призабойной зоны происходит преимущественно в боковых плоскостях, т.е. в направлении действия максимального горизонтального напряжения. Это, вероятно, связано с тем, что пласт залегает в направлении, отличном от направления распространения максимального горизонтального напряжения.

Учитывая возможность разрушения призабойной зоны, рассмотрим возможность пластовых флюидов выносить частицы породы из пласта-коллектора, а также способность потока флюидов в стволе скважины (в пространстве НКТ) транспортировать эти частицы к насосу.

## 2.2 Оценка транспортирующей способности потока флюида

### 2.2.1 В призабойной зоне пласта

На частицу в призабойной зоне пласта воздействует значительное число сил, наиболее значимыми из которых можно назвать две группы сил – влекущая сила потока флюида (преимущественно кинетическая) и сила сопротивления (преимущественно сила трения, гравитация, когезия).

Влекущую силу потока флюида (фазы флюида) в призабойной зоне пласта можно определить по формуле, предложенной в работе (2.42) [113]:

$$F_{drag_j} = \pi r^2 \left( \frac{1}{2} \rho_j v_j^2 \right) f, \quad (2.42)$$

где  $r$  – радиус частицы;  $\rho_j$  – плотность фазы;  $v_j$  – скорость движения фазы;  $f$  – фактор трения. Примем, что фазы в пределах пласта не сжимаются и не смешиваются, т.е. плотность фаз не изменяется.

Данное уравнение является адаптированным к условиям процесса выноса механических примесей уравнением, описывающим влекущую силу потока, действующую на частицы, сквозь которые (вокруг которых) течет жидкость или газ [21].

Нужно отметить, что формула учитывает площадь сечения частиц породы, однако, не учитывает отличие формы этих частиц от идеальной (сферической), таким образом, уместно в формулу ввести дополнительный множитель ” $a$ ”, который будет учитывать отличие формы частиц породы от



идеальной сферической. Аспекты изучения формы частиц породы на предмет отличия от сферической изложены в работе [31]. В общем случае, коэффициент “ $a$ ” определяется как (2.43):

$$a = \frac{d_{\text{частицы}}}{d_{\text{экв. частицы}}}, \quad (2.43)$$

где  $d_{\text{частицы}}$  – диаметр исследуемой частицы;  $d_{\text{экв. частицы}}$  – диаметр частицы, у которой площадь поверхности равна площади поверхности исследуемой частицы.

Определение коэффициента “ $a$ ” производится с использованием микроскопа и последовательным измерением диаметров значительного числа частиц породы. На основании данных, представленных автором работы [31], для расчетов примем значение коэффициента “ $a$ ” равным 0,9.

Кроме того, уравнение также не учитывает неоднородность гранулометрического состава породы по размерам частиц. Поскольку частицы могут значительно отличаться по размерам друг от друга, силы сцепления между ними также будут различаться – в хорошо отсортированных песчаниках присутствует гораздо больше точек соприкосновения между частицами, чем в случае плохо отсортированных. Таким образом, в уравнение также вводится множитель  $u$ , который отвечает за однородность породы по гранулометрическому составу. Множитель “ $u$ ” рассчитывается как (2.44):

$$u = \frac{1}{\frac{D_6}{D_{30}}} = \frac{D_{30}}{D_6}, \quad (2.44)$$

где  $D_{30}$ ,  $D_6$ , в общем виде  $D(X)$  – характерные параметры гранулометрического состава породы-коллектора, отсекающие на интегральной кривой гранулометрического состава показатели по примеру:  $D_{30}$  – радиус частиц, при котором 30% частиц породы по объему имеют радиус меньше, чем представленный;  $D_6$  – радиус частиц, при котором 60% частиц породы по объему имеют радиус меньше, чем представленный.

В соответствии с вышеописанными утверждениями, уравнение 2.42 преобразуется в уравнение 2.45:

$$Fdrag_j = \pi r^2 \left( \frac{1}{2} \rho_j v_j^2 \right) f * a * u, \quad (2.45)$$

где  $a$  – коэффициент асферичности, рассчитываемый по формуле 2.43,  $u$  – коэффициент однородности гранулометрического состава, рассчитываемый по формуле 2.44.

Фактор трения  $f$  – нелинейная функция от числа Рейнольдса, которая может определяться по различным корреляциям. В работе [113] предлагается рассчитывать параметр  $f$  (2.46 – 2.48) по методике, предложенной в работе [19].

$$f = \frac{24}{Re} \quad \text{для } Re < 0,1 \quad (2.46)$$

$$f = \left( \sqrt{\frac{24}{Re}} + 0,5407 \right)^2 \quad \text{для } 0,1 < Re < 500 \quad (2.47)$$

$$f = 0,44 \quad \text{для } Re > 500 \quad (2.48)$$

При этом, формула определения числа Рейнольдса отличается от общепринятой, и учитывает размер частиц породы (2.49):

$$Re = \frac{2rv_j\rho_j}{\mu_j}, \quad (2.49)$$

где  $r$  – радиус частицы,  $\mu_j$  – вязкость фазы,  $v_j$  – скорость фазы,  $\rho_j$  – плотность фазы.

Сила сопротивления частицы движению фазы флюида ( $j$ ) определяется по формуле (2.50) [113]:

$$Fresistance_j = \frac{4}{3} \pi r^3 (\rho_{sand} - \rho_j) g + 4\pi r^2 c^*, \quad (2.50)$$

где  $\rho_{sand}$  – плотность породы (песчаника),  $\rho_j$  – плотность фазы,  $g$  – ускорение свободного падения,  $r$  – радиус частицы,  $c^*$  – капиллярная когезия, определяемая по формуле (2.51):

$$c^* = S_W \cdot \tan(\varphi) * P_c, \quad (2.51)$$

где  $\varphi$  – угол внутреннего трения породы,  $S_W$  – водонасыщенность,  $P_c$  – капиллярное давление, определяемое по формуле (2.52):

$$P_c = P_c^0 \cdot \exp\left(1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}}\right)^{Epc}, \quad (2.52)$$

где  $P_c^0$  – капиллярное давление при  $S_{wr}$ ,  $S_{wr}$  – начальная водонасыщенность,  $S_w$  – текущая водонасыщенность,  $S_{or}$  – начальная нефтенасыщенность,  $Epc$  – экспонента капиллярного давления, подбирается по результатам лабораторных экспериментов.

При этом необходимо отметить, что направление действия сил в горизонтальных скважинах зависит от положения частицы на окружности ствола скважины (поскольку нужно учитывать, что направление действия силы в верхней полусфере совпадает с направлением течения флюида), что проиллюстрировано на рисунке 2.8:

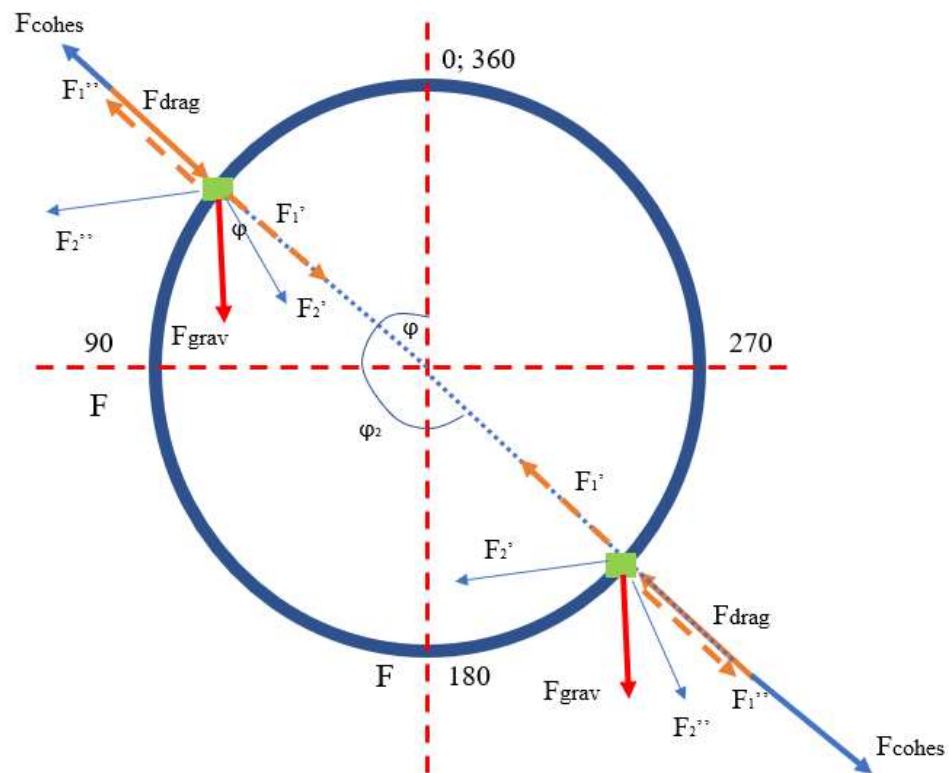


Рисунок 2.8 – Зависимость силы сопротивления от положения частицы на окружности ствола скважины [составлено автором]

На рисунке отмечены силы:  $F_{drag}$  – влекущая сила потока флюида;  $F_{cohes}$  – когезионная часть силы сопротивления ( $F_{resistance}$ ) и  $F_{grav}$  – гравитационная часть силы сопротивления ( $F_{resistance}$ ). Зеленым квадратом отмечена частица породы.

Рассмотрим случаи попадания частицы породы в каждую из четырех четвертей окружности. Рисунок 2.9 демонстрирует случай попадания частицы в I четверть окружности:

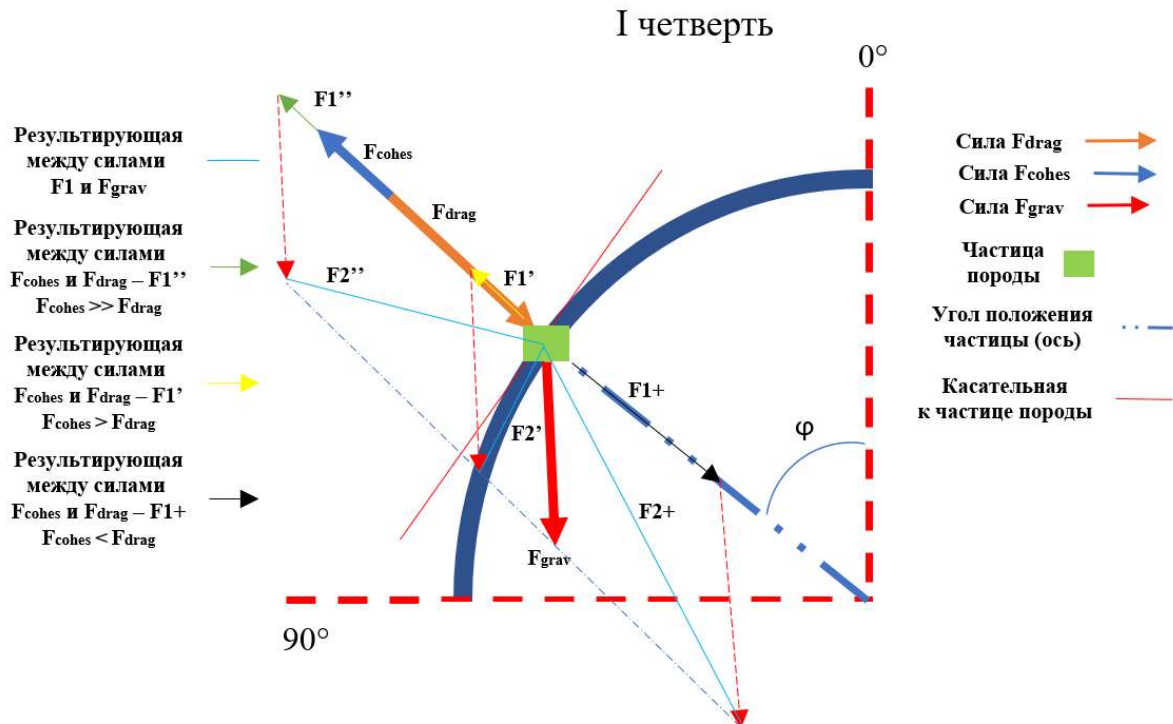


Рисунок 2.9 – Положение частицы породы и направление сил, действующих на нее, в первой четверти окружности [составлено автором]

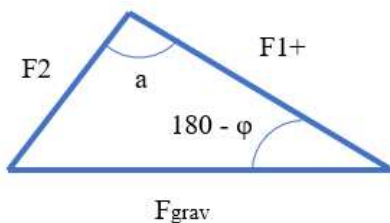
Примем, что направления сил  $F_{drag}$  и  $F_{cohes}$  соосны, т.е. действуют в одной плоскости и в одном направлении. Эти силы образуют результирующую силу  $F1$ , которая может быть рассмотрена в трех случаях:

- $F1' - F_{cohes} > F_{drag}$ ;
- $F1'' - F_{cohes} \gg F_{drag}$ ;
- $F1+ - F_{cohes} < F_{drag}$ .

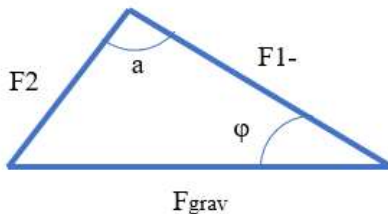
Случаи  $F1'$  и  $F1''$  примечательны тем, что хоть сила и принимает отрицательные значения, результирующая сила между силами  $F1$  и  $F_{grav}$ , равная  $F2$ , в некоторых случаях все еще может быть направлена в направлении ствола скважины, что свидетельствует о возможности захвата и транспортировки частицы (т.е. ее непосредственного выноса). На рисунке 2.9 этот случай показан как  $F2'$ .

Для отделения случаев, когда результирующая сила  $F_1$  принимает отрицательные значения, но все же попадает в скважину, воспользуемся углом между силами  $F_1$  и  $F_2$  – назовем его угол альфа ( $\alpha$ ). В случаях, когда этот угол превышает 90 градусов, сила  $F_2$  направлена по направлению к стволу скважины (т.е. направлена ниже касательной к точке), а значит, частица может быть отделена и транспортирована потоком флюида. Угол альфа найдем по теореме синусов, поскольку вектора сил  $F_{grav}$ ,  $F_1$  и  $F_2$  образуют произвольный треугольник, общие случаи образования которого в первой и второй четвертях окружности (область от 0 до 90 и от 90 до 180 градусов) можно свести к рисунку 2.10:

I и II четверти



$$\frac{F_2}{\sin(180 - \varphi)} = \frac{F_{grav}}{\sin \alpha}; \quad \alpha = \arcsin\left(\frac{F_{grav} \sin \varphi}{F_2}\right)$$



$$\frac{F_2}{\sin(\varphi)} = \frac{F_{grav}}{\sin \alpha}; \quad \alpha = \arcsin\left(\frac{F_{grav} \sin \varphi}{F_2}\right)$$

Рисунок 2.10 – Случаи образования треугольников между результирующими силами  $F_1$  и  $F_2$ , а также действием силы гравитации [составлено автором]

В первой и второй четверти угол между направлениями действия сил  $F_1+$  и  $F_{grav}$  известен (задается при решении) и равен  $\varphi$ , угол между силами  $F_1-$  и  $F_{grav}$  равен, соответственно,  $180 - \varphi$ , но поскольку значения синусов по модулю равны через 180 градусов, при определении угла альфа этим можно пренебречь.

Также необходимо отметить, что в зависимости от знака результирующей силы  $F_1$ , результирующая сила между  $F_1$  и  $F_{grav}$  ( $F_2$ )

находится либо как большая диагональ параллелограмма – для случаев  $F1+$ ; либо как малая диагональ параллелограмма – для случаев  $F1-$ .

Во второй четверти отдельно стоит рассматривать случаи  $F1+$ , поскольку, как и в первой половине, однозначно судить о направлении итоговой результирующей силы  $F2$  можно только в одном направлении силы  $F1$  – во второй четверти это отрицательное значение силы  $F1$  (тогда как в первой четверти это было положительное значение  $F1$ ) – рисунок 2.11.

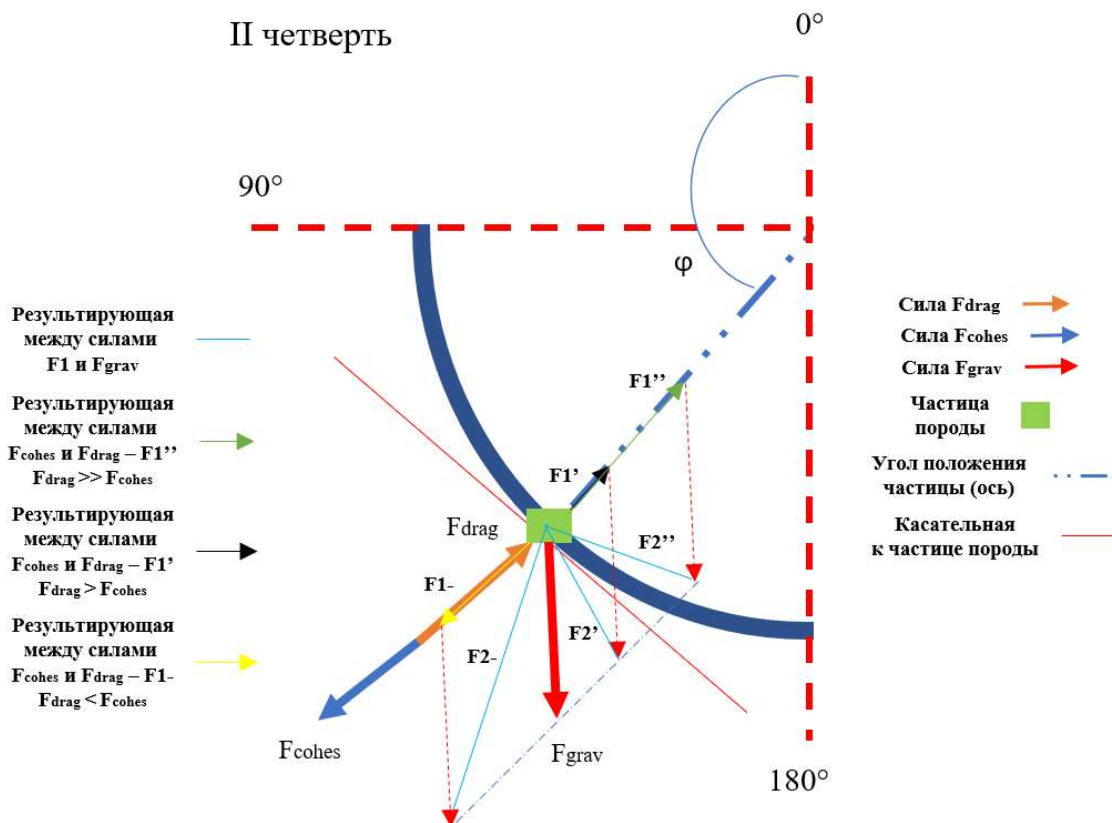


Рисунок 2.11 – Положение частицы породы и направление сил, действующих на нее, во второй четверти окружности [составлено автором]

Во второй четверти при положительной результирующей силе  $F1$ , результирующая сила  $F2$  определяется как малая диагональ параллелограмма; при отрицательной результирующей силе  $F1$ ,  $F2$  определяется как большая диагональ параллелограмма. Угол между результирующей силой  $F1+$  и  $F_{grav}$  равен  $\phi$ , угол между результирующей силой  $F1-$  и  $F_{grav}$ , соответственно, равен  $180 - \phi$ . Этот угол используется для диагонали параллелограмма.

Силу  $F1$  можно рассмотреть в трех случаях:

- $F1' - F_{drag} > F_{cohes}$ ;

- $F1'' - F_{drag} \gg F_{cohes}$ ;
- $F1 - F_{drag} < F_{cohes}$ .

Результирующая сила  $F2$  может быть направлена строго в направлении пласта при отрицательной результирующей силе  $F1$  ( $F1-$ ), а также как в направлении ствола скважины ( $F2''$ ), так и в направлении пласта ( $F2'$ ) в зависимости от значения  $F1$ . В этом случае также воспользуемся углом альфа и теоремой синусов. Построение треугольников в общем случае не отличается от построения в I четверти, и показано на рисунке 2.12.

В третьей четверти, так же, как и во второй, случаи  $F1+$  рассматриваются отдельно. Общий случай для случая третьей четверти изображен на рисунке 2.12.

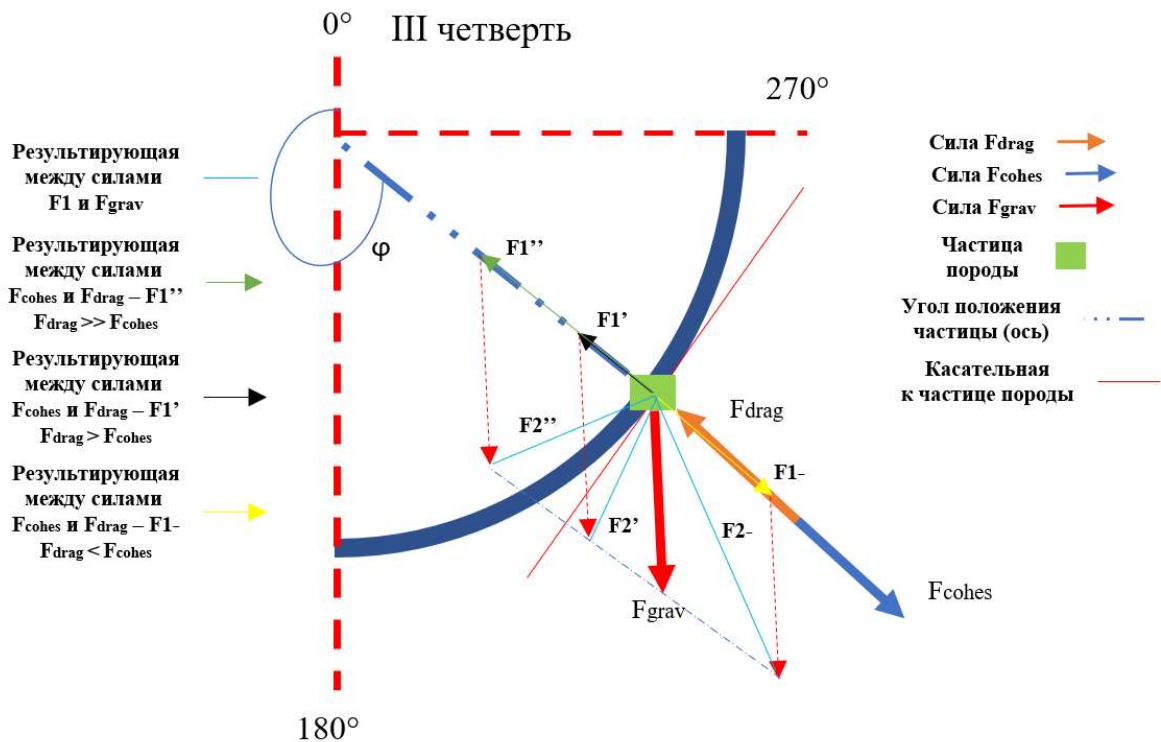


Рисунок 2.12 – Положение частицы породы и направление сил, действующих на нее, в третьей четверти окружности [составлено автором]

В этом случае угол между направлениями действия результирующей силы  $F1+$  и  $F_{grav}$  определяется как  $360 - \varphi$ . Угол между направлением результирующей силы  $F1-$  и  $F_{grav}$  равен  $180 - \varphi$ . Результирующая сила  $F2$  при положительных  $F1$  ( $F1'$  и  $F1''$ ) определяется как малая диагональ

параллелограмма, при отрицательных  $F_1$  ( $F_1^-$ ) как большая диагональ параллелограмма.

Результирующая сила  $F_2$  при положительных  $F_1$  ( $F_1^+$  и  $F_1''$ ) может быть направлена как в направлении ствола скважины, так и в направлении пласта. Для определения направления действия силы снова воспользуемся углом альфа и теоремой синусов. Общий случай построения треугольников силы между  $F_1$ ,  $F_2$  и  $F_{grav}$  для третьей и четвертой четвертей показан на рисунке 2.13.

III и IV четверти

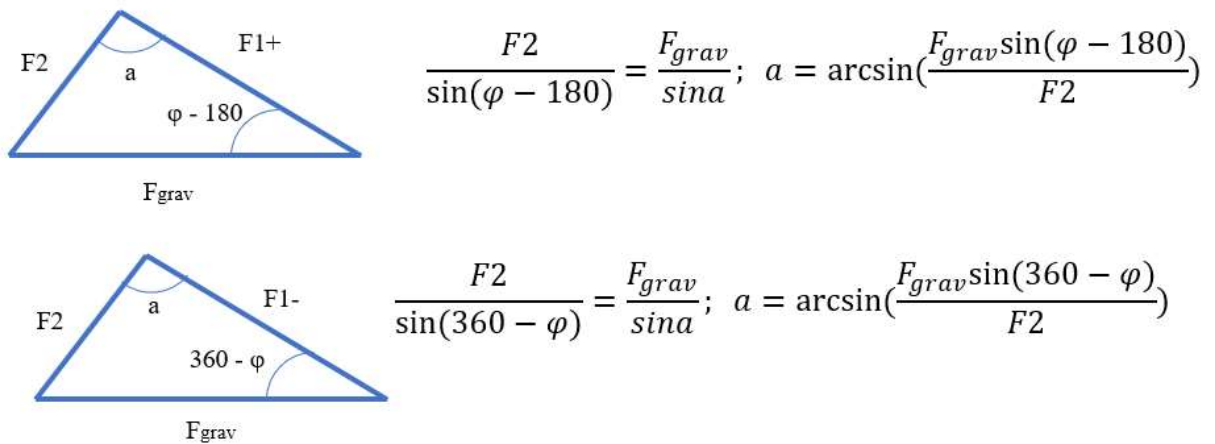


Рисунок 2.13 – Случаи образования треугольников между результирующими силами  $F_1$  и  $F_2$ , а также действием силы гравитации [составлено автором]

Схематичное изображение направления сил в четвертой четверти представлено на рисунке 2.14. По определению результирующей  $F_2$ , данная четверть совпадает с первой – нужно рассматривать случаи отрицательных  $F_1$  и для них определять угол альфа по теореме синусов. Общий случай построения треугольников для теоремы синусов представлен на рисунке 2.13 выше. При положительных значениях результирующей силы  $F_1$ , результирующая сила  $F_2$  определяется как большая диагональ параллелограмма, при отрицательных – как малая диагональ параллелограмма. Для положительных  $F_1$  угол для определения диагонали параллелограмма равен  $360 - \varphi$ , для отрицательных он равен  $\varphi - 180$ .



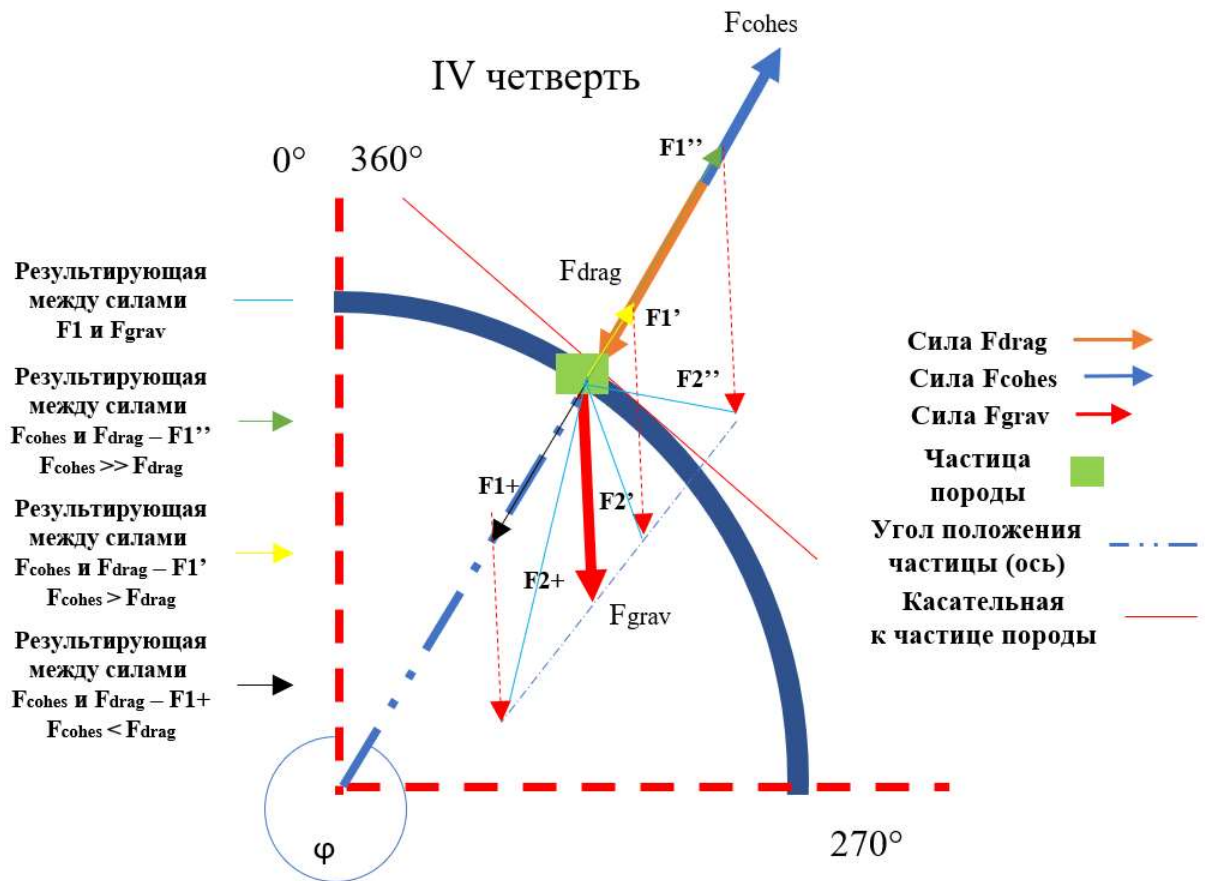


Рисунок 2.14 – Положение частицы породы и направление сил, действующих на нее, в четвертой четверти окружности [составлено автором]

Обобщенные результаты анализа всех случаев расположения частицы на окружности горизонтального ствола скважины представлены в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Результаты анализа по определению угла  $\alpha$  и формулы для расчета результирующей силы  $F2$

Четверть окружности (угол)	Отдельно рассматривать случаи	$F2+$ это диагональ параллелограмма
I (0 - 90 градусов)	$F1-$	Большая
II (90 - 180 градусов)	$F1+$	Малая
III (180 - 270 градусов)	$F1+$	Малая
IV (270 - 360 градусов)	$F1-$	Большая

Значение результирующей силы  $F1$  определяется по формуле 2.53:

$$F1 = F_{drag} - F_{cohes}, \quad (2.53)$$

где  $F_{drag}$  – влекущая сила потока, определяемая по формуле 2.45,  $F_{cohes}$  – сила когезии между частицами породы, определяемая по формуле 2.54.

$$F_{cohes} = 4\pi r^2 c^* \quad (2.54)$$

Результирующая сила  $F2$  определяется по формулам (2.55 – 2.62):

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 + 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi)} \quad \text{Если } F1+, \text{ I четв.} \quad (2.55)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 - 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi)} \quad \text{Если } F1-, \text{ I четв.} \quad (2.56)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 - 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi)} \quad \text{Если } F1+, \text{ II четв.} \quad (2.57)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 + 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi)} \quad \text{Если } F1-, \text{ II четв.} \quad (2.58)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 - 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi - 180)} \quad \text{Если } F1+, \text{ III четв.} \quad (2.59)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 + 2 * F1 * F_{grav} * \cos(360 - \varphi)} \quad \text{Если } F1-, \text{ III четв.} \quad (2.60)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 + 2 * F1 * F_{grav} * \cos(\varphi - 180)} \quad \text{Если } F1+, \text{ IV четв.} \quad (2.61)$$

$$F2 = \sqrt{F1^2 + F_{grav}^2 - 2 * F1 * F_{grav} * \cos(360 - \varphi)} \quad \text{Если } F1-, \text{ IV четв.} \quad (2.62)$$

Расчет текущей водонасыщенности проведем с помощью функции Баклея-Левретта. Начальные значения для определения водонасыщенности на фронте вытеснения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Входные данные для расчетов

Наименование параметра	Значение
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	0,438
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,239

## Продолжение таблицы 2.4

Насыщенность связанной водой, д.ед.	0,4
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0,58
Остаточная водонасыщенность, д.ед.	0,562
Вязкость воды, мПа*с	1
Вязкость нефти, мПа*с	71,6

По результатам проведенных расчетов водонасыщенность на фронте вытеснения составила 0,46.

Расчет скоростей фильтрации фаз проведем путем подсчета дебитов по фазам и их деления на площадь боковой поверхности ствола скважины.

Кривые ОФП, используемые для расчетов, представлены на рисунке 2.15:

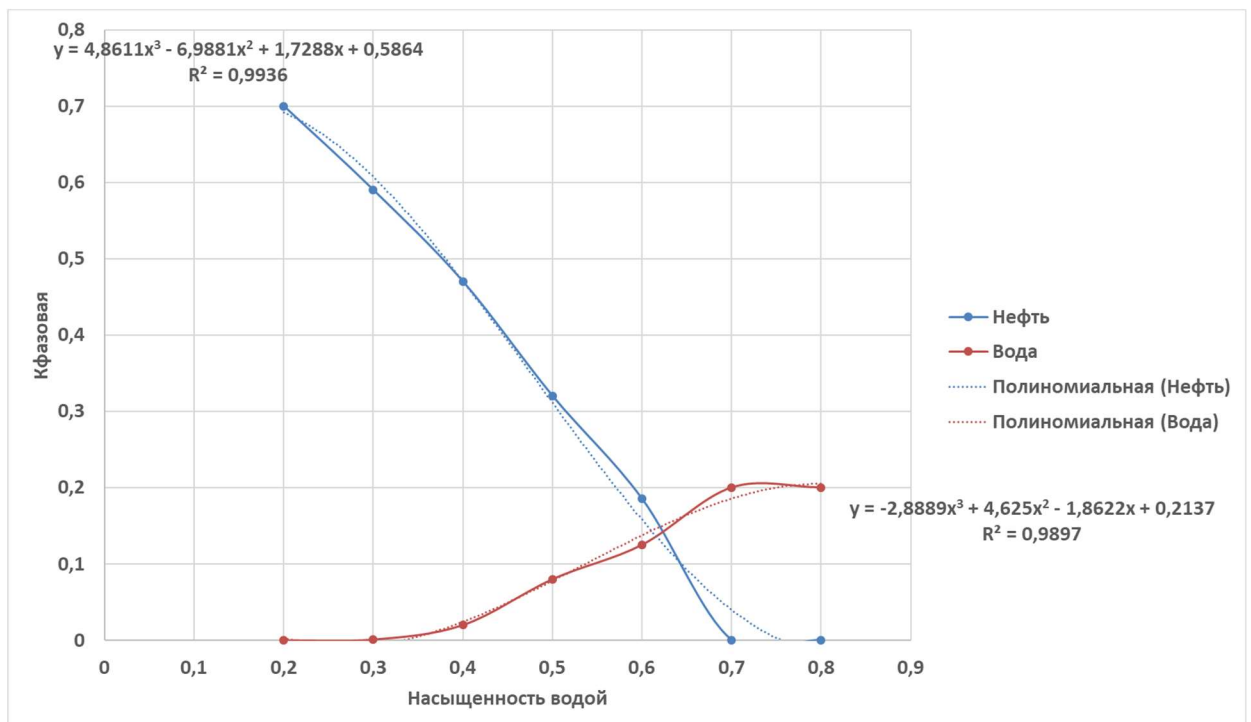


Рисунок 2.15 – Зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности  
[составлено автором]

Дебиты отдельных фаз рассчитаем по формуле (2.63):

$$q_j = \frac{2 \cdot (k \cdot k_j) \cdot x_b (p_e - p_{wf})}{\mu_j B_j \left( \ln \left( \frac{h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + \frac{\pi y_b}{h I_{ani}} - 1,224 + s + s_R \right)}, \quad (2.63)$$

где  $k$  – результирующая проницаемость пласта, равная  $\sqrt{k_h k_v}$ ,  $k_h$  – горизонтальная проницаемость,  $k_v$  – вертикальная проницаемость,  $k_j$  – проницаемость фазы,  $x_b$  – протяженность пласта в длину,  $y_b$  – ширина пласта,  $p_e$  – давление на контуре питания,  $p_{wf}$  – забойное давление,  $h$  – высота пласта,  $\mu$  – динамическая вязкость нефти,  $r_w$  – радиус скважины, за него принят радиус эксплуатационной колонны (ЭК),  $B_j$  – объемный коэффициент фазы,  $r_w$  – радиус скважины по долоту,  $I_{ani}$  – индекс анизотропии, равный  $\sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ ,  $s$  – скин-фактор,  $s_R$  – скин-фактор неполного вскрытия.

Примем приток к скважине равномерным по стволу и рассчитаем скорость фаз по формуле (2.64):

$$v_j = \frac{q_j}{S_{\text{пов-ти скв.}}} = \frac{q_j}{2\pi r h}, \quad (2.64)$$

где  $r$  – радиус скважины в продуктивном пласте по долоту,  $h$  – протяженность горизонтального участка ствола скважины.

Распределение действующих на частицу сил в зависимости от ее положения по окружности ствола скважины, для набора данных, представленных в таблице 2.4, представлено на рисунке 2.16.

Значения силы  $F_2$  в области больше 0 соответствуют возможности выноса частиц потоком жидкости при превышении действующих на породу напряжений над ее прочностными свойствами. Таким образом, по результатам математического моделирования можно заключить, что верхняя полуокружность (верхняя часть ствола скважины (призабойной зоны)) подвержена возможности выноса частиц за счет учета силы гравитации, действующей на частицы.

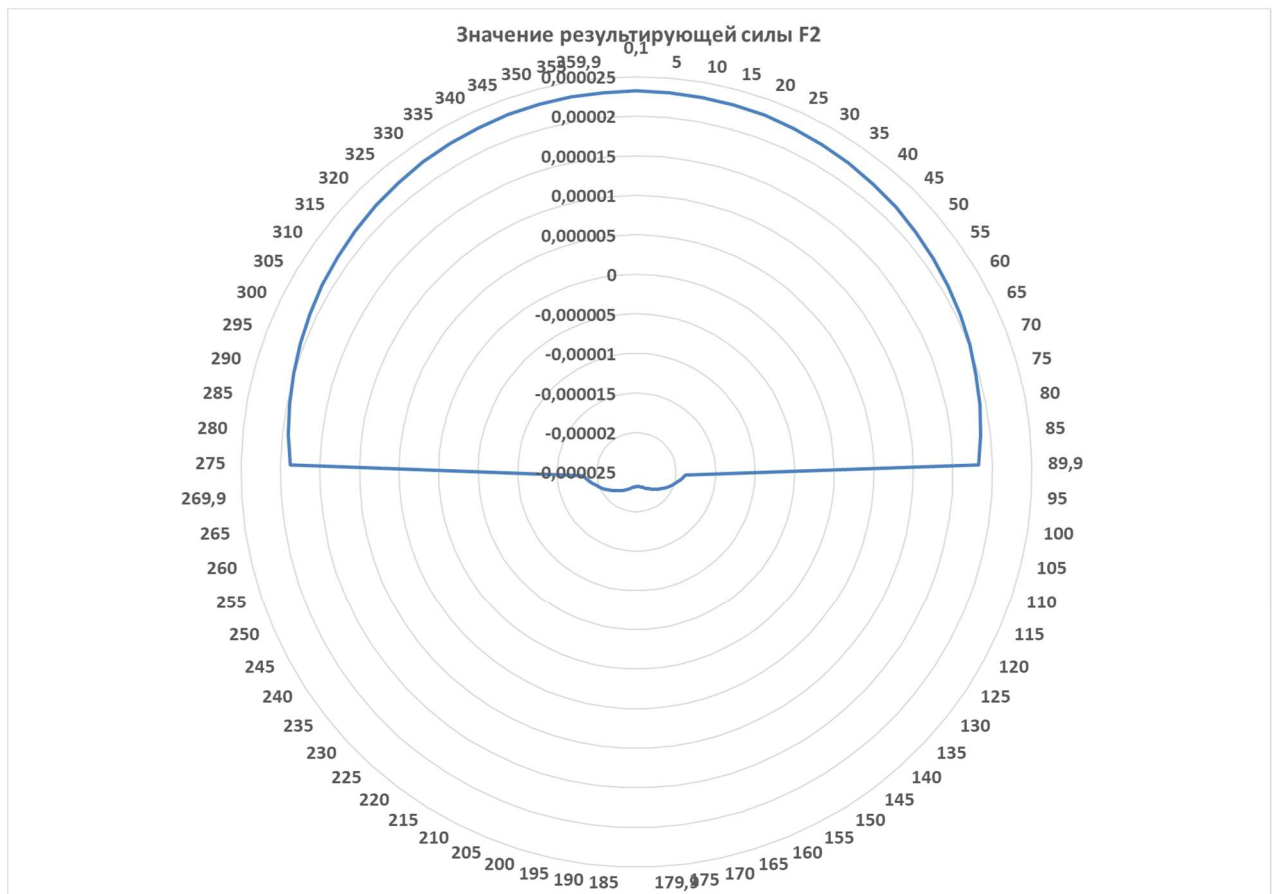


Рисунок 2.16 – Определение результирующей силы F2 по результатам расчетов

В хорошо отсортированных песчаниках (коэффициент однородности  $u > 0,5$ ) при идентичных входных данных выноса частиц не происходит, что показано на рисунке 2.17 ( $F_2$  в области отрицательных значений на всей области построения) за счет значительно возрастающей силы когезии между частицами породы.

Отдельно необходимо отметить, что перспективным направлением для повышения надежности комплексного моделирования является создание стендовых установок с горизонтальным расположением и возможностью оценки «отрыва» частиц породы от призабойной зоны пласта и их транспортировки до модельного «ствола скважины».

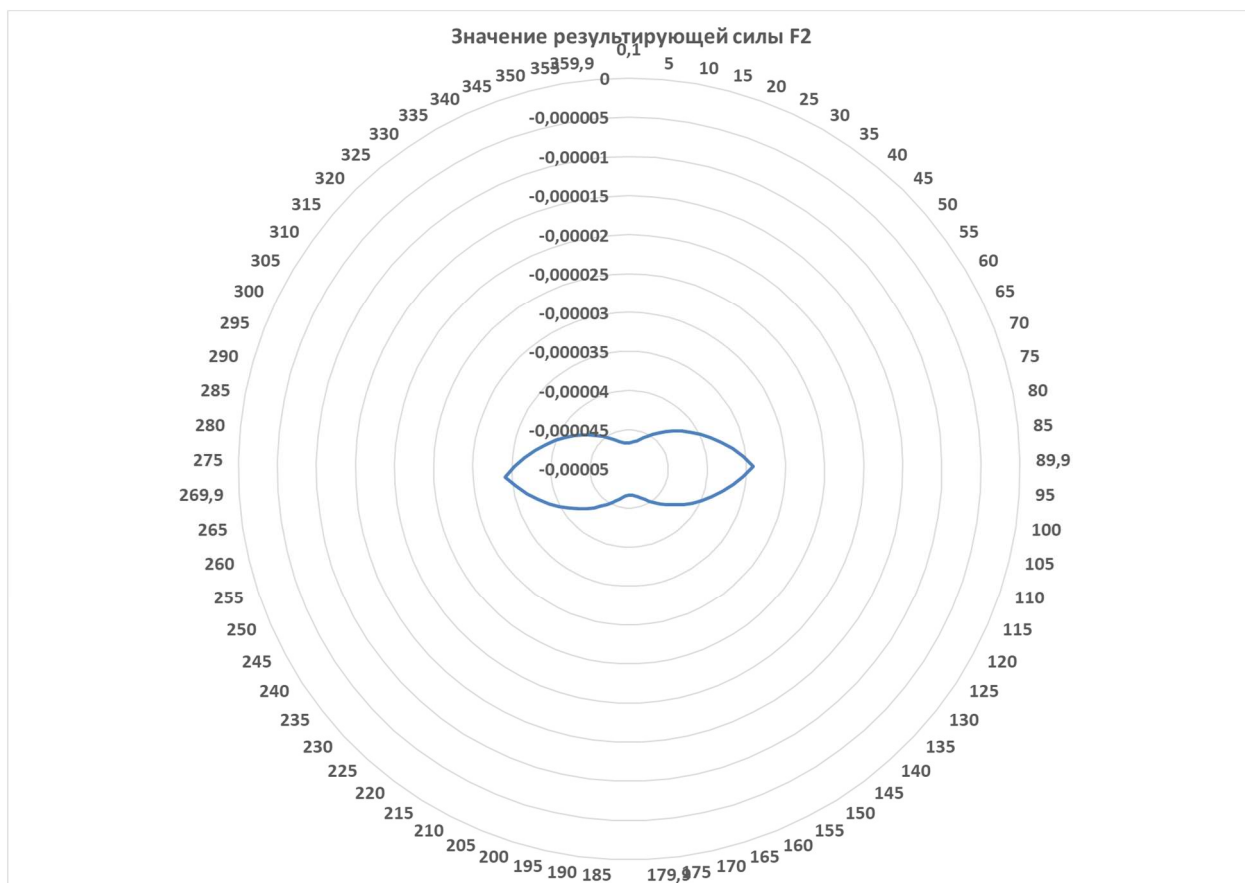


Рисунок 2.17 – Определение результирующей силы F2 по результатам расчетов (для однородных песчаников)

### 2.2.2 В стволе скважины с горизонтальным окончанием

Моделирование условий течения пластового флюида совместно с выносимыми частицами горной породы необходимо в первую очередь для оценки вероятности образования песчаных пробок по стволу горизонтальной скважины. При этом, основным фактором, препятствующим образованию песчаных пробок, будет являться скорость потока флюида [109].

Исследователи вводят понятие «критическая скорость потока» для описания той скорости флюида, при которой наблюдается движение частиц породы в суспензии, при этом единообразного понятия «критическая скорость потока» не существует:

- В работах [110, 116, 117] критическую скорость определяют как скорость, ниже которой режим движения породы в трубном пространстве переходит в стационарное состояние;

- В работах [39, 95, 104] критическую скорость определяют как скорость перехода к режиму течения без отложения твердых частиц на нижнюю поверхность трубы (НКТ / ЭК);

- При этом, в работе [43] проводится разделение критической скорости на критическую скорость взвешивания (скорость потока, при которой возможно образование суспензий) и на критическую скорость осаждения (скорость, при которой порода осаждается на нижнюю поверхность трубы).

С учетом вышеприведенного моделирования в главах 2.1 – 2.2.1, можно заключить, что пескопроявление для рассмотренных условий будет наблюдаться вне зависимости от создаваемого перепада давления при фильтрации (депрессии на пласт), поскольку исходная прочность породы ниже действующих напряжений в стволе скважины без депрессии.

Режимы течения флюида совместно с частицами породы коллектора различаются как по структуре потока (диспергированный / не диспергированный) [61], так и по типу накапливаемой породы вблизи стенок трубы (слой породы / частичное образование застойных зон) [39], что продемонстрировано на Рисунке 2.18:

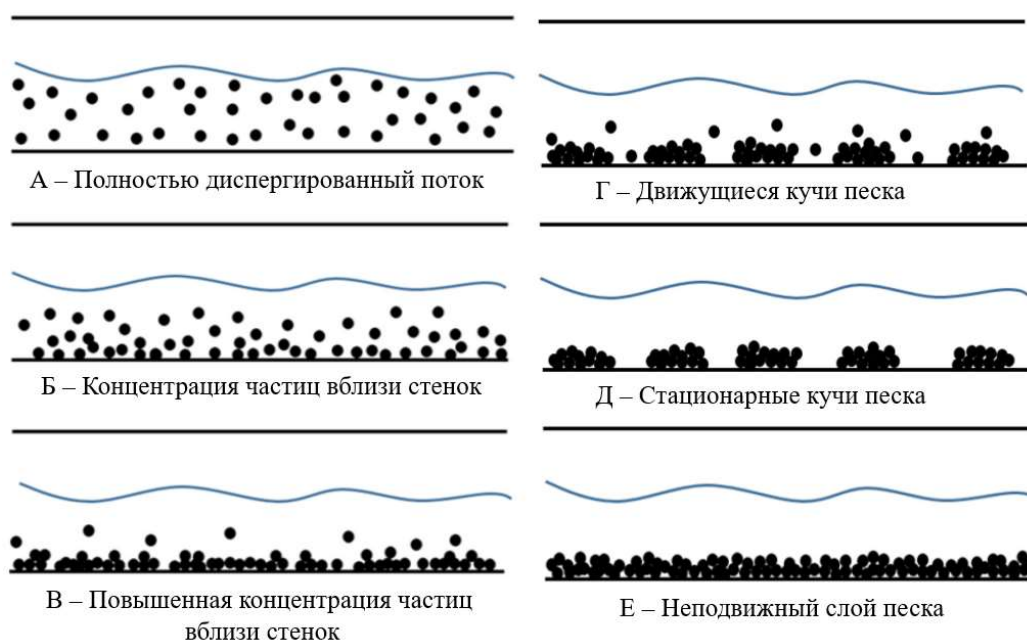


Рисунок 2.18 – Типы совместного движения породы в газожидкостной смеси  
[адаптировано из работы [39]]

При этом, в работах [76, 90] предлагается упрощенная классификация типов движения жидкости, разделяемая по скорости движения флюида:

А. Неподвижный слой песка – частицы оседают в нижней части трубного пространства в силу низкой скорости потока флюида;

В. Движущийся слой песка – частицы перемещаются вдоль нижней части трубного пространства, но скорость флюида недостаточно высока, чтобы создать взвесь;

С. Гетерогенный поток флюида с песком – скорость потока достаточно высока, чтобы создать взвесь, но из-за гравитации частицы концентрируются в нижней части трубного пространства;

Д. Гомогенный поток флюида с песком – скорость потока флюида достаточно высока, чтобы поддерживать полноценную взвесь (суспензию) внутри всего сечения трубного пространства.

Структура потоков представлена на рисунке 2.19:

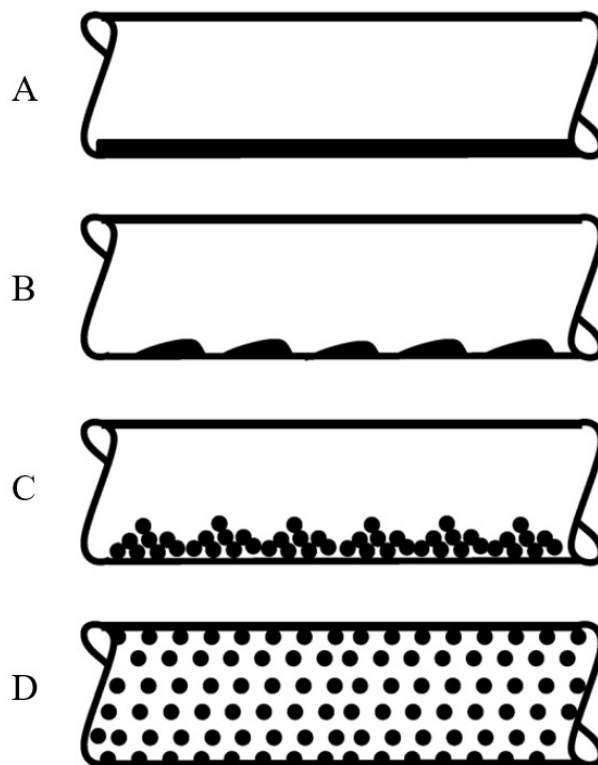


Рисунок 2.19 – Структура газожидкостных потоков с механическими примесями [адаптировано из [90]]

На возможность отложения частиц породы и движения флюидов в горизонтальном участке скважины преимущественно влияют 2 фактора –



скорость движения флюида и структура газожидкостного потока. При этом отмечается, что отложения породы могут формироваться как в однофазных, так и в многофазных потоках внутри трубы [124].

Поскольку течение однофазных потоков в системе пласт-скважина в условиях нефтяных месторождений является в значительной мере уникальным случаем, далее приводятся расчеты для газожидкостных смесей.

### **Модель Салама [102]**

Автор определяет критическую скорость как минимальную скорость потока, при которой частицы породы не оседают к нижней стенке трубного пространства. Формула для расчета критической скорости выглядит следующим образом (2.65):

$$V_m = \left(\frac{V_{sl}}{V_m}\right)^{0,53} * d^{0,17} * \nu_f^{0,09} * \left(\frac{\Delta p}{\rho_f}\right)^{0,55} * D^{0,47}, \quad (2.65)$$

где  $V_{sl}$  – приведенная скорость жидкости, м/с;  $V_m$  – критическая скорость смеси, м/с;  $d$  – диаметр частицы, мкм;  $\nu_f$  – кинематическая вязкость флюида (смеси флюидов), м<sup>2</sup>/с;  $\Delta p$  – разница в плотности между твердыми частицами и флюидом, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_f$  – плотность флюида, кг/м<sup>3</sup>;  $D$  – диаметр трубы, м.

Необходимо сделать допущение о том, что двухкомпонентная жидкость «нефть-вода» является однородной смесью, где отдельные компоненты движутся друг относительно друга без проскальзывания [1]. Таким образом, уместно выражение для определения вязкости смеси в виде уравнения (2.66) [18]:

$$\mu_{см} = \mu_n * (1 - s_v) + \mu_v * s_v, \quad (2.66)$$

где  $\mu_n$  – динамическая вязкость нефти, Па\*с;  $\mu_v$  – динамическая вязкость воды, Па\*с;  $s_v$  – истинное объемное содержание воды, д.ед.

Для упрощения модели, вместо истинного объемного содержания воды будет использоваться обводненность продукции.

Дополнительно рассчитаем вязкость смеси жидкостей по уравнению, предложенному в работе [1] (Таблица 1, эмульсии типа В/Н), поскольку эксплуатация скважин, осложненных пескопроявлением, зачастую сопряжена

с применением механических фильтров, которые способствуют «перемешиванию» воды и нефти, что приводит к упрощению процесса образования водонефтяных эмульсий (2.67):

$$\mu_{см} = \mu_{н} * (1 + 20 * w^2) * \left[ \frac{8 * v_{SL}}{D_g * H_L} \right]^{0,482 * w} * \left( \frac{1 + 2,9 * w}{1 - w} \right), \quad (2.67)$$

где  $\mu_{н}$  – вязкость нефти, Па\*с;  $w$  – обводненность, д.ед;  $D_g$  – гидравлический диаметр трубопровода, м (определяется по формуле (2.81));  $H_L$  – истинное объемное содержание жидкой фазы, д.ед;  $v_{SL}$  – приведенная скорость движения жидкой фазы (флюидов), м/с.

Вязкость зависит от скорости движения флюидов, соответственно, данный параметр является кажущейся вязкостью смеси.

#### **Модель Дэниелсона [40]**

Ключевым аспектом в осаждении частиц породы автор считает скорость движения флюидов – необходимо ее поддерживать на максимально высоком уровне для того, чтобы не создавались условия для образования «полотна», состоящего из горной породы, в нижней части НКТ. Критическую скорость можно определить по формулам (2.68 – 2.69):

В общем виде:

$$v_c = K * v^{\frac{-n}{2-n}} * d^{\frac{n}{2-n}} * (g * D * (s - 1))^{\frac{1}{2-n}}, \quad (2.68)$$

где  $v_c$  – критическая скорость движения потока для поддержания частиц во взвешенном состоянии, м/с;  $s$  – отношение плотности частицы к плотности несущего флюида;  $D$  – диаметр трубы, мм;  $v$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d$  – диаметр частицы, мм;  $K$  – экспериментально определяемая константа;  $n$  – константа приближения.

В результате экспериментов было установлено, что оптимальную корреляцию модель демонстрирует при  $n = 1/5$  и при  $K = 0,23$  [121], вследствие чего модель преобразуется:

$$v_c = K * v^{\frac{-1}{9}} * d^{\frac{1}{9}} * (g * D * (s - 1))^{\frac{5}{9}} \quad (2.69)$$

#### **Модель Ибарра [61]**

Для исключения возможности образования застойных зон в НКТ (на горизонтальном участке скважины), а также уменьшения потерь давления на трение и предотвращения эрозии/коррозии трубопроводов, скважина должна обеспечивать минимально необходимый дебит для поддержания частиц породы во взвешенном состоянии. При этом, слишком высокий дебит приведет к повышенному энергопотреблению насосного оборудования и излишней эрозии/коррозии подземного оборудования.

Таким образом, критическим параметром в процессе выноса породы является скорость движения флюидов на горизонтальном участке НКТ. При этом, автор [64] не делает акцента на максимизации скорости движения флюидов в трубопроводе.

Первичное уравнение для определения критической скорости движения флюидов в НКТ получено путем объединения корреляций Oroskar-Turian [92] и Salama [102] и выражается следующим образом (2.70):

$$\frac{V_{MC}}{\sqrt{g * d_p * \left(\frac{\rho_p}{\rho_L} - 1\right)}} = a * \left(\frac{V_{SL}}{V_{MC}}\right)^{b1} * (C_v)^{b2} * (1 - C_v)^{b3} * \left(\frac{d_p}{D}\right)^{-0,378} * (N_{Re,c})^{0,09} \quad (2.70)$$

где  $V_{MC}$  – критическая скорость смеси, при которой не происходит осаждения породы, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d_p$  – диаметр частиц породы, м;  $\rho_p$  – плотность частиц породы, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_L$  – плотность смеси флюидов, кг/м<sup>3</sup>;  $V_{SL}$  – приведенная скорость жидкости, м/с;  $C_v$  – концентрация породы, объем/объем;  $D$  – диаметр трубы, м;  $a$ ,  $b1$ ,  $b2$ ,  $b3$  – константы уравнения, определяемые путем регрессионного анализа лабораторных данных;  $N_{Re,c}$  – модифицированное число Рейнольдса, учитывающее плотность газа, определяемое по формуле (2.71):

$$N_{Re,c} = \frac{D * \rho_L * \sqrt{g * d_p * \left(\frac{\rho_p}{\rho_L} - 1\right)}}{\mu_L}, \quad (2.71)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d_p$  – диаметр частиц породы, м;  $\rho_p$  – плотность частиц породы, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_L$  – плотность смеси флюидов, кг/м<sup>3</sup>;  $D$  – диаметр трубы, м;  $\mu_L$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с.

В ходе экспериментов авторы установили коэффициенты  $a$ ,  $b1$ ,  $b2$ ,  $b3$ , а также было принято решение удалить параметр  $(C_v)^{b2}$  из-за его незначительного влияния при малых концентрациях породы в смеси.

При этом,  $V_{MC}$  – это усредненная скорость движения смеси в расслоенном потоке, т.е. когда слои нефти, воды и газа разделены (и не смешиваются), т.е. не происходит образования эмульсий.

Итоговое уравнение выглядит следующим образом (2.72):

$$\begin{aligned} & \frac{V_{MC}}{\sqrt{g * d_p * \left(\frac{\rho_p}{\rho_L} - 1\right)}} = \\ & = 1,3277 * \left(\frac{V_{SL}}{V_{MC}}\right)^{-0,285} * (1 - C_v)^{-35,49} * \left(\frac{d_p}{D}\right)^{-0,378} * \\ & * (N_{Re,c})^{0,09} \end{aligned} \quad (2.72)$$

Критическая скорость движения жидкости (не смеси), при которой не происходит осаждения частиц породы, определяется по формуле (2.73):

$$V_{LC} = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (2.73)$$

где  $V_{SL}$  – приведенная скорость жидкости, м/с;  $H_L$  – безразмерный параметр удержания жидкости, определяемый по формуле (2.74):

$$H_L = 1 - (1 + X^{1,06})^{-0,573} \quad (2.74)$$

где  $X$  – параметр Локхарта-Маринелли (Lockhart-Marinelli), определяемый по формуле (2.75):

$$X = \frac{m_L}{m_g} * \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}} \quad (2.75)$$

где  $m_L$  – массовый расход жидкости, кг/с;  $m_g$  – массовый расход газа, кг/с;  $\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_L$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Для простоты вычислений в промышленных условиях уравнение (2.75) можно преобразовать (в пластовых условиях) (2.76):

$$X = \frac{w \cdot \rho_B + (1 - w) \cdot \rho_H}{(1 - w) \cdot G \cdot \rho_G} \cdot \sqrt{\frac{\rho_G}{(\rho_B \cdot w + \rho_H \cdot (1 - w))}} \quad (2.76)$$

где  $w$  – обводненность, д.ед;  $\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $G$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\rho_G$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

Необходимо отметить, что уравнение (2.74) является модификацией оригинального уравнения, представленного в работе [35], поскольку существующая корреляция не согласовалась с экспериментальными данными.

Решим уравнения 2.70 и 2.72 относительно скорости движения жидкости. Профили скорости для различных депрессий на пласт представлены на рисунках 2.20 и 2.21:

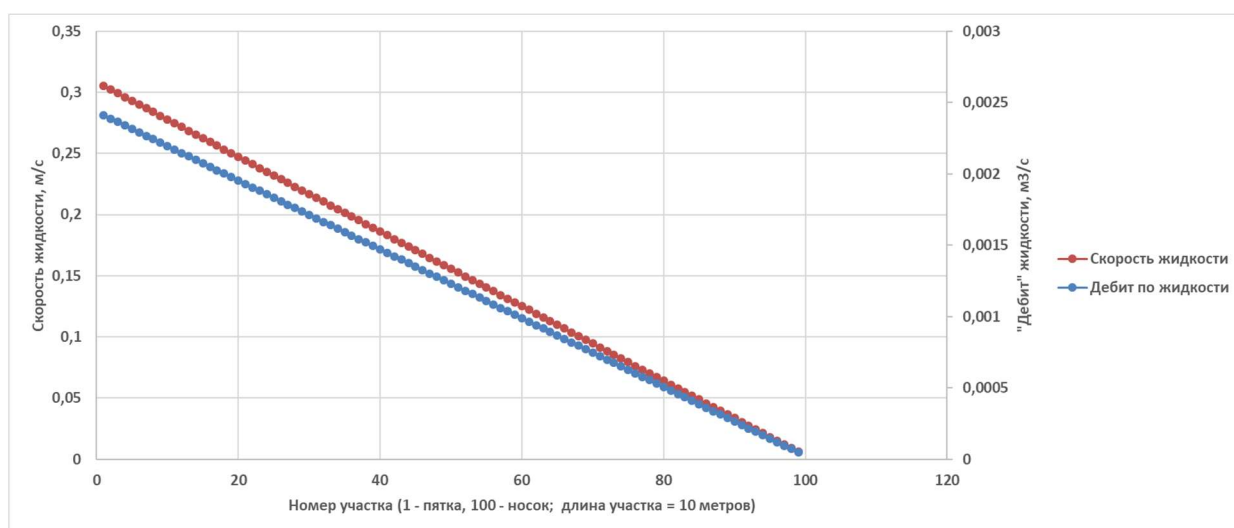


Рисунок 2.20 – Скорость движения жидкости на горизонтальном участке труб при депрессии на пласт, равной 1,3 МПа

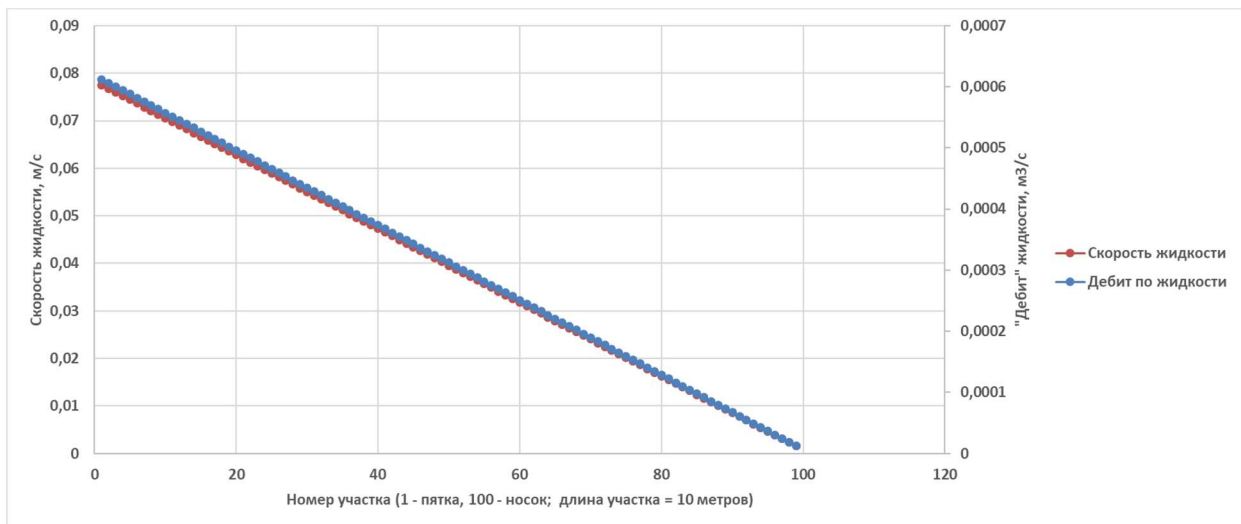


Рисунок 2.21 – Скорость движения жидкости на горизонтальном участке труб при депрессии на пласт, равной 0,33 МПа

Таким образом, далее рассматриваются следующие характерные приведенные скорости движения флюидов (Таблица 2.5):

Таблица 2.5 – Скорости движения флюидов в различных областях

Область движения флюидов	При депрессии на пласт 1,3 МПа	При депрессии на пласт 0,33 МПа
«Пятка»	0,3 м/с	0,075 м/с
Центральный участок	0,15 м/с	0,04 м/с
«Носок»	0,05 м/с	0,01 м/с

Рассмотрим 2 случая – когда вязкость смеси определяется как среднее значение между вязкостью нефти и воды, а также когда вязкость определяется по уравнению, предложенному Волковым [1] (2.67).

Результаты расчетов при использовании вязкости смеси как среднего между вязкостями нефти и воды (эмульсия не образуется) представлены на рисунках 2.22 – 2.24:

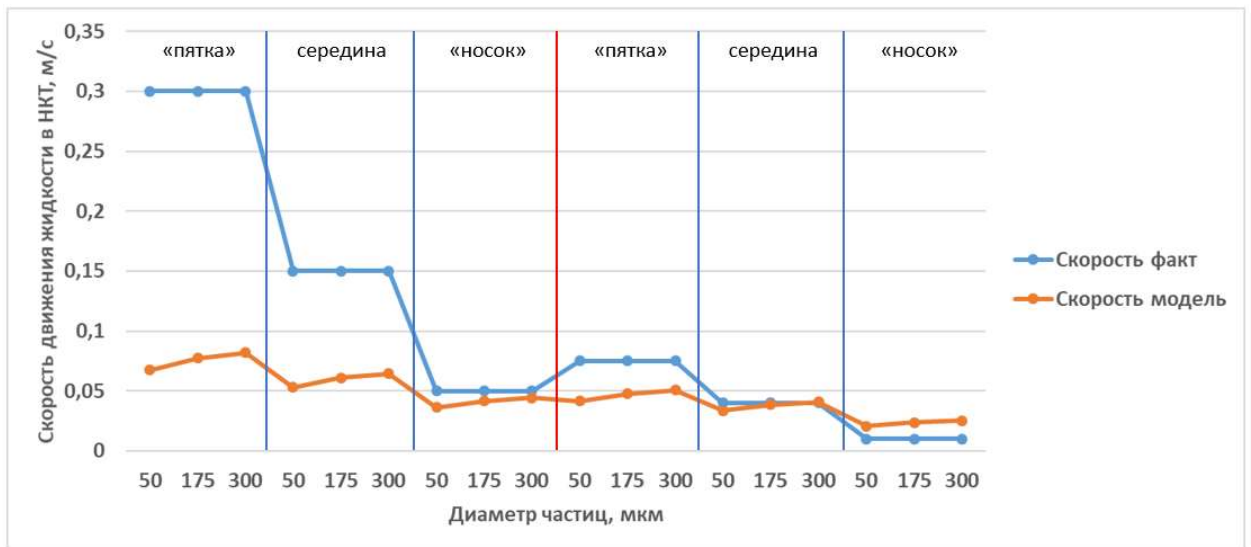


Рисунок 2.22 – Расчет по модели Салама (Salama). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

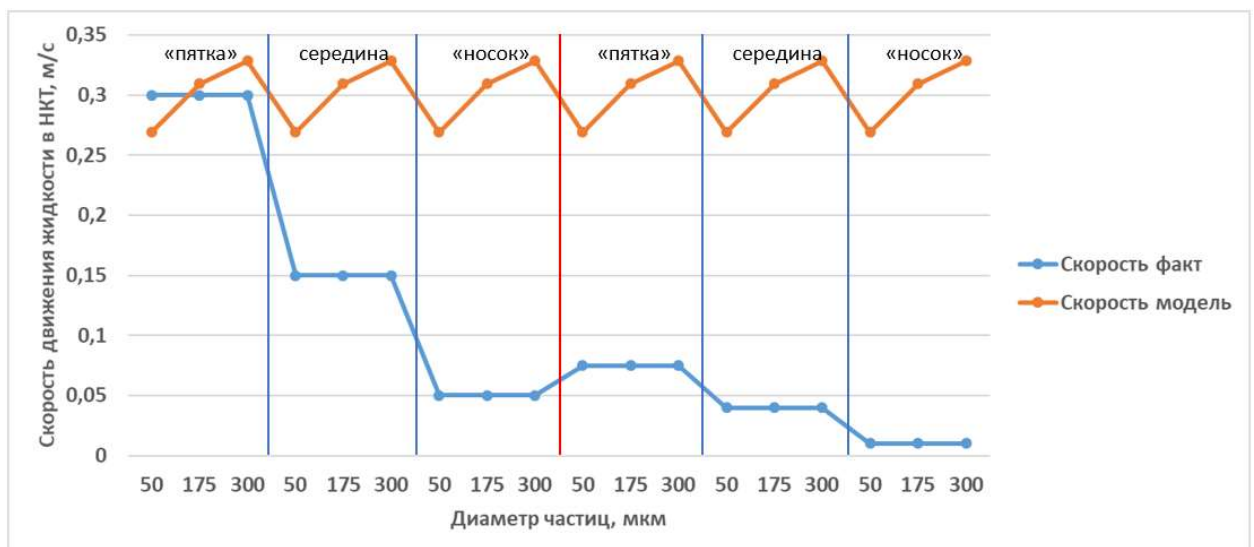


Рисунок 2.23 – Расчет по модели Дэниелсона (Danielson). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

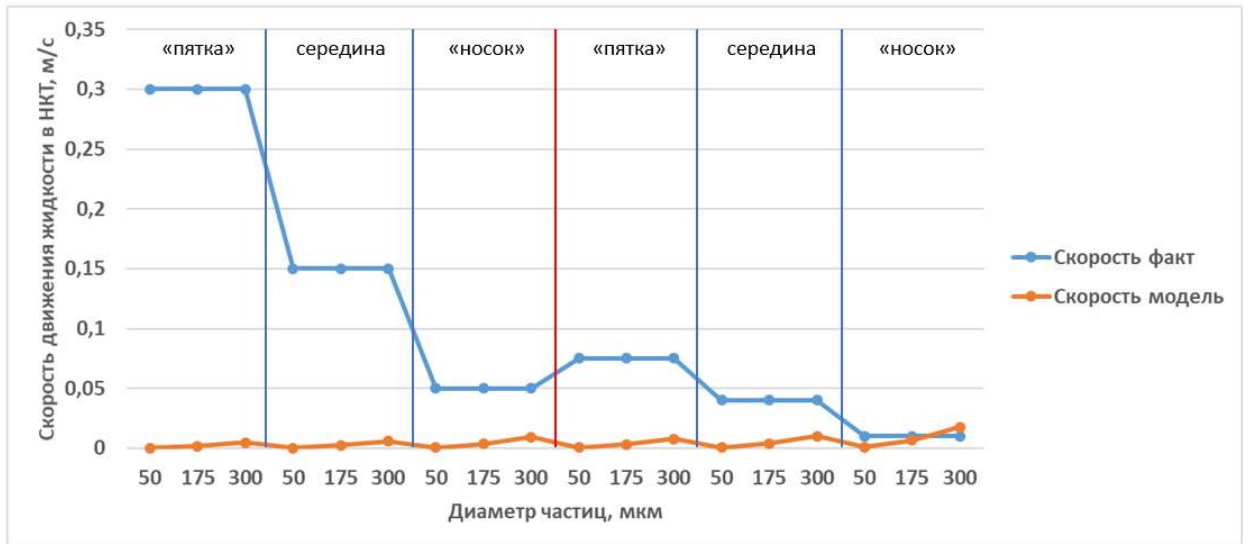


Рисунок 2.24 – Расчет по модели Ибарра (Ibarra). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

Во всех использованных моделях, при работе скважины на более высокой депрессии (1,3 МПа), образование застойных зон (песчаных пробок) возможно лишь в зоне «носок» скважины.

При малых депрессиях (0,33 МПа), образование застойных зон весьма вероятно уже в центральной части горизонтального участка ствола скважины.

Рассмотрим случаи, когда флюиды начинают образовывать эмульсии типа вода-нефть (В/Н), в результате чего вязкость смеси возрастает многократно. Изменение способа учета вязкости приводит к изменению скорости движения жидкости в ПЗП и на горизонтальном участке НКТ, что представлено на рисунках 2.25 и 2.26:



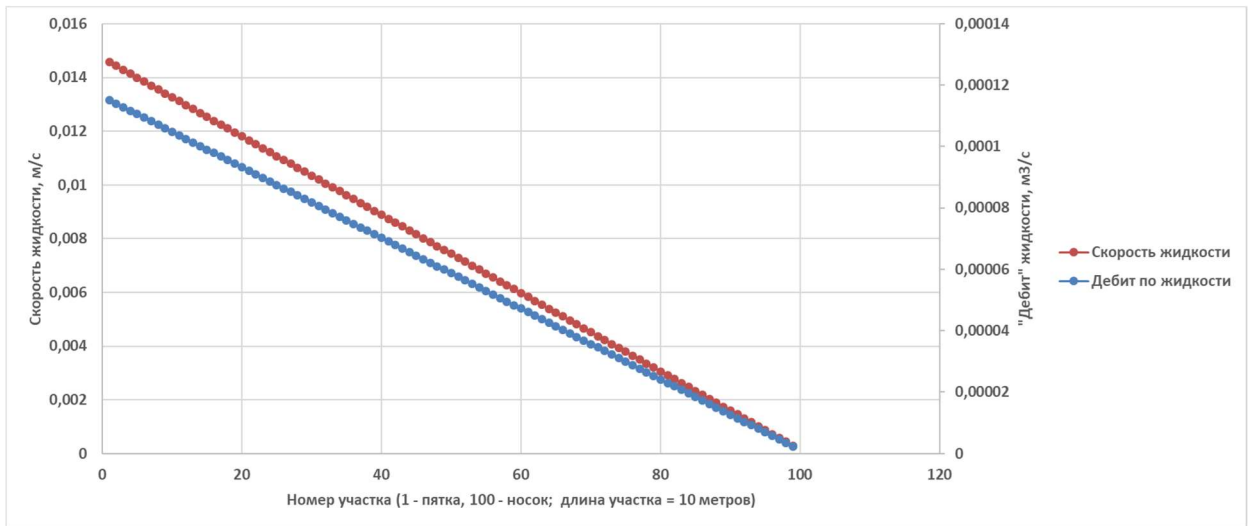


Рисунок 2.25 – Скорость движения жидкости на горизонтальном участке труб при депрессии на пласт, равной 1,3 МПа – с учетом образования эмульсий по Волкову

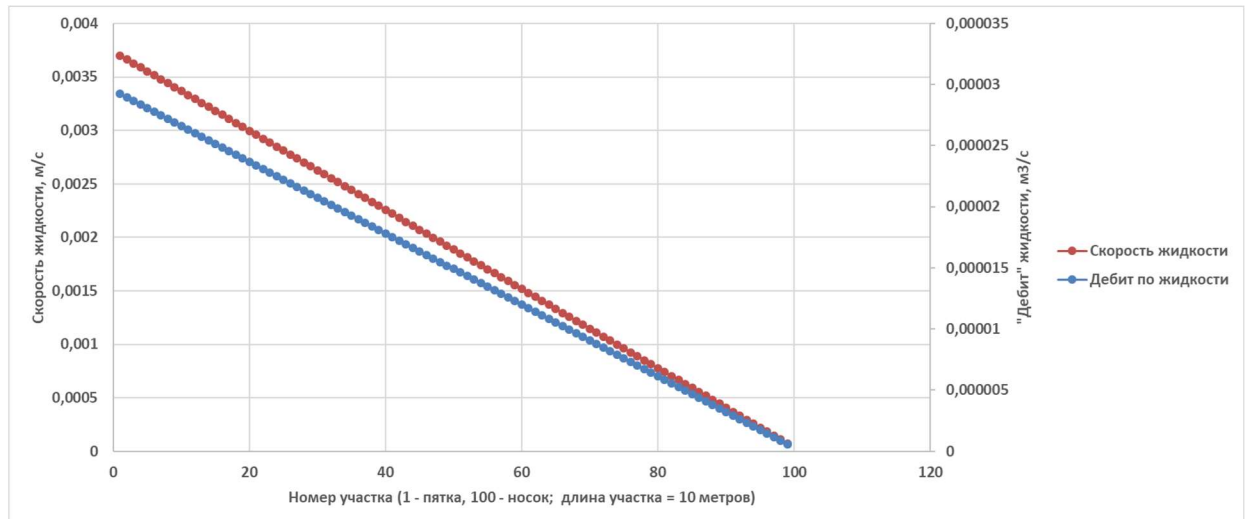


Рисунок 2.26 – Скорость движения жидкости на горизонтальном участке труб при депрессии на пласт, равной 0,33 МПа –с учетом образования эмульсий по Волкову

Таким образом, далее рассматриваются следующие характерные приведенные скорости движения флюидов (Таблица 2.6):

Таблица 2.6 – Скорости движения флюидов в различных областях

Область движения флюидов	При депрессии на пласт 1,3 МПа	При депрессии на пласт 0,33 МПа
«Пятка»	0,014 м/с	0,0035 м/с
Центральный участок	0,007 м/с	0,002м/с

Продолжение таблицы 2.6

«Носок»	0,002м/с	0,0005м/с
---------	----------	-----------

Результаты расчетов для этих случаев представлены на рисунках 2.27 – 2.29:



Рисунок 2.27 – Расчет по модели Салама (Salama). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

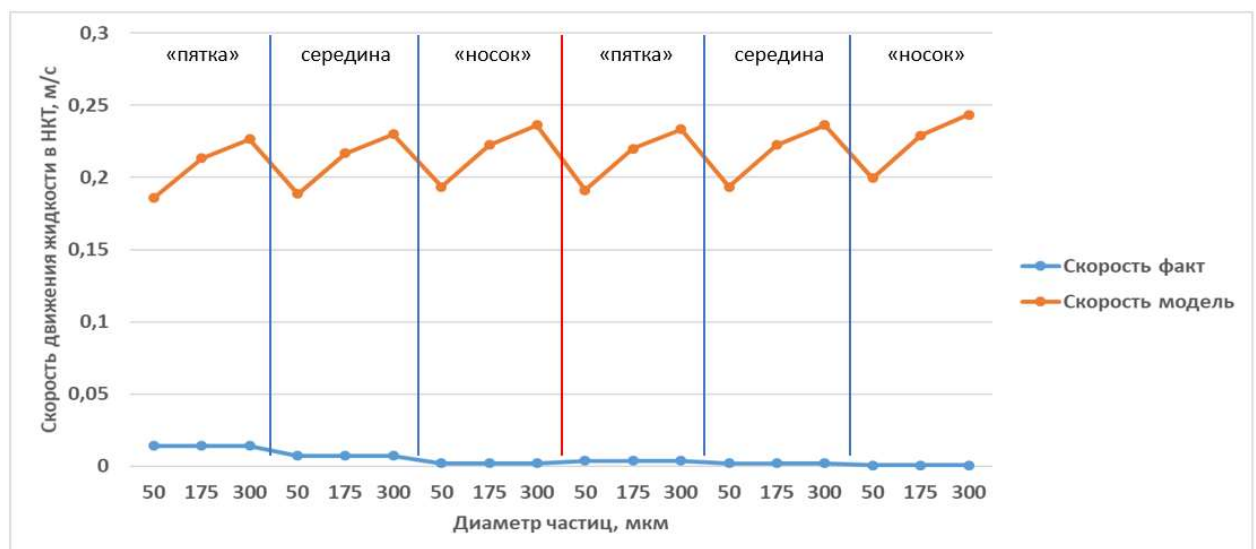


Рисунок 2.28 – Расчет по модели Дэниелсона (Danielson). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

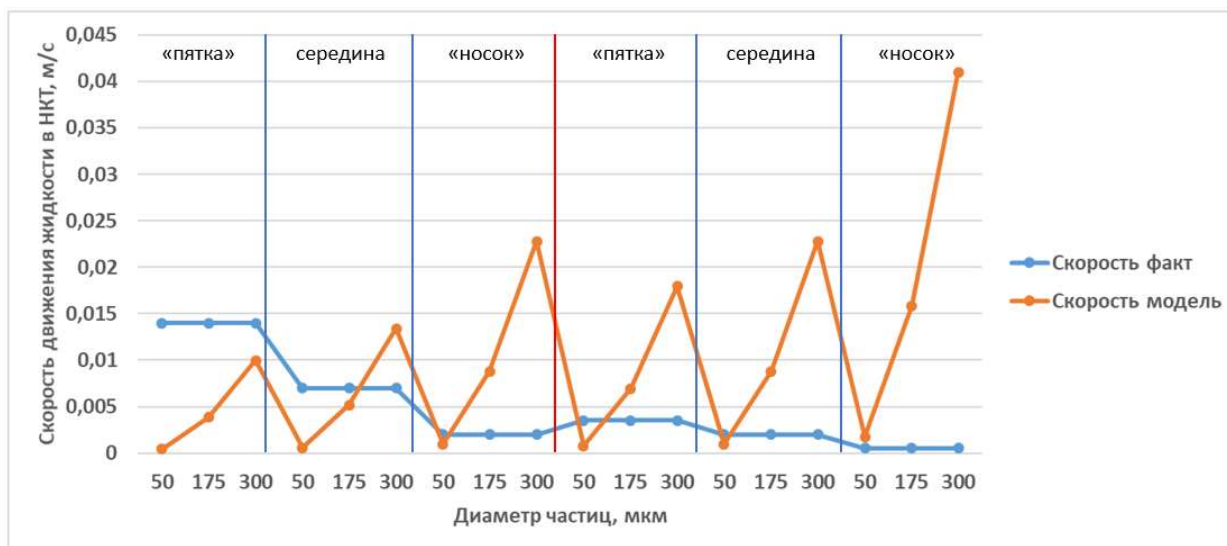


Рисунок 2.29 – Расчет по модели Ибарра (Ibarra). Левая часть (до красной черты) – работа скважины при депрессии 1,3 МПа, правая часть – работа скважины при депрессии 0,33 МПа

Модели Салама и Дэниелсона демонстрируют, что вне зависимости от размера частиц или участка ствола скважины, должны образовываться застойные зоны. Однако, в реальности этого не происходит – некоторые скважины эксплуатируются более 4 лет, при этом образования песчаных пробок не происходит (не регистрируются значительных изменений дебита) [3]. Здесь стоит отметить, что на многих скважинах проводят профилактические промывки водой, что приводит к вымыванию скопившейся породы с нижнего участка трубопровода. При этом, промывка не всегда позволяет вывести из ремонта скважины, которые все-таки «пересыпало».

В отношении точности предсказаний модель Ибарра демонстрирует наилучшие результаты – при депрессии 1,3 МПа транспортировка частиц диаметром до 200 мкм происходит с середины горизонтального участка ствола скважины до самой «пятки». Наиболее крупные частицы перемещаются лишь в области «пятки».

При депрессии 0,33 МПа потоком в трубопроводе перемещаются лишь самые мелкие частицы (диаметром до 50 мкм) начиная с середины горизонтального участка до «пятки». Более же крупные частицы (диаметром более 100 мкм) не перемещаются даже в области «пятки».

### 2.3 Выводы к главе 2

Для оценки потенциала флюидов к транспортировке частиц породы по стволу горизонтальной скважины [в НКТ] рассмотрены 2 случая – с образованием и без образования эмульсий. Кроме того, расчет производился по трем моделям, учитывающим различные аспекты и свойства как флюидов, так и частиц породы. В результате расчетов установлено, что эксплуатация скважины при более высокой депрессии (1,3 МПа) способствует высокой транспортирующей способности флюидов, особенно в области «пятки» и в центральной части горизонтального участка НКТ, что снизит риски образования песчаных пробок. Напротив, снижение депрессии до 0,33 МПа приведет к увеличению рисков образования песчаных пробок, даже в центральной части горизонтального участка, что успешно демонстрируют все модели. Однако, вышеприведенные расчеты не учитывают концентрацию частиц породы, которая возрастает при увеличении депрессии, что будет показано в главе 3.

### **ГЛАВА 3 ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИИ ПО ЕГО ОГРАНИЧЕНИЮ**

Традиционно, критерии проектирования (подбора) технологий ограничения пескопроявления (ТОП) основываются либо на эмпирических корреляциях, либо на полевом опыте эксплуатации схожих объектов (месторождений) [56].

Тем не менее, в последние годы наблюдается растущий интерес к использованию лабораторной базы для подбора основы и конструкции ТОП для эксплуатации скважин с различным нижним заканчиванием. В связи с растущим интересом, были разработаны две основные методики проведения испытаний на предмет исследования процесса пескопроявления: опыты с песчаными суспензиями [20, 33, 36, 58, 112] и опыты на предварительно подготовленной модели породы [16, 18, 19, 23, 33, 41, 84, 88, 100, 115].

Лабораторные эксперименты позволяют смоделировать условия работы различных технологий ограничения пескопроявления в максимально приближенных к реальным условиям. В силу различий в течениях процесса пескопроявления (и его стадий), используются различные методики – опыты с прокачкой песчаных суспензий моделируют условия начала эксплуатации скважины, когда призабойная зона пласта-коллектора находится в начальном состоянии и только начинает разрушаться при освоении; опыты на предварительно подготовленных моделях моделируют условия, когда часть призабойной зоны обрушилась на поверхность фильтра (хвостовика, НКТ и т.д.) – т.е. порода находится в непосредственной близости от фильтра, и не переносится потоком жидкости.

В главе 3 рассматривается проведение фильтрационных экспериментов в форме экспериментов на предварительно подготовленной модели (Prepack SRT) в виде трех этапов:

- Этап 1 – Укрупненный гранулометрический состав породы, стандартный набор проволочных фильтров с апертурами 100, 150, 200, 500, 700 мкм;
- Этап 2 – Более мелкий гранулометрический состав породы, стандартный набор проволочных фильтров с апертурами 75, 100, 150, 200 мкм;
- Этап 3 – Гранулометрический состав породы иного месторождения (отличного от такового на Этапах 1-2), проволочные фильтры с различным форм-фактором (каплевидная, трапецеидальная, треугольная) с апертурами 150 и 200 мкм.

Поэтапная разбивка экспериментов позволила изучить вынос породы-коллектора в зависимости от:

- Распределения флюидов по объемному содержанию;
- Градиента давления при фильтрации (депрессии);
- Гранулометрического состава породы-коллектора (насыпной модели);
- Апертуры и формы проволочных фильтров.

Также стоит отметить, что в зависимости от ориентации скважины в пласте-коллекторе и ориентации частиц породы по стволу скважины, действующие силы и напряжения могут отличаться, ввиду этого используются различные методы проведения лабораторных испытаний.

Расположение частиц породы на фильтре (или в отдалении от него) играет ключевую роль в процессе пескопроявления, поскольку на них воздействуют различные комбинации физических сил (гравитационные силы, капиллярные силы, силы трения, влекущая сила потока флюида и т.д.) (Рисунок 3.1). В вертикальном стволе гидродинамические силы ( $F_d$ ), связанные с особенностями потока флюида, являются единственными силами, толкающими частицы породы к фильтру (хвостовику), а сила тяжести ( $W$ ) создает определенное сопротивление, т.е. действует против гидродинамических сил (Рисунок 3.1, а). Однако в горизонтальных стволах, роль силы тяжести меняется в зависимости от положения частицы по

окружности ствола скважины (Рисунок 3.1, b). В связи с вышесказанным, современные установки по исследованию процесса пескопроявления разрабатываются с возможностью проведения радиальной фильтрации как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости, поскольку линейный поток флюида не всегда в полной мере отражает особенности поведения частиц породы вблизи фильтра (или на некотором отдалении от него).

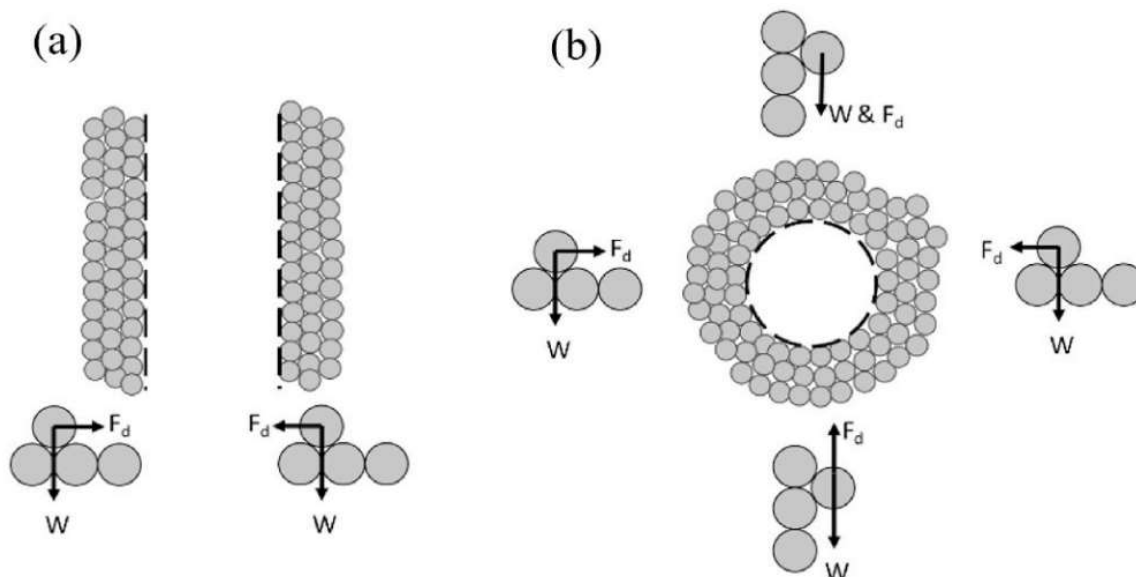


Рисунок 3.1 – Силы, действующие на частицы породы в призабойной зоне в случае (a) – вертикальных скважин, (b) – горизонтальных скважин

На течение процесса пескопроявления также оказывает влияние рН пластовых флюидов [68–70, 75, 82], совместимость пластовых вод с водой для системы ППД [75], содержание солей в пластовой воде и поверхностное натяжение флюидов [80], а также содержание глины. В проведенной серии экспериментов эти факторы не учитывались.

### 3.1 Краткий обзор различных методов проведения лабораторных испытаний

Конечной целью испытаний различных технологий ограничения пескопроявления является оценка технологии по ряду параметров:

- Коэффициент относительного изменения проницаемости (склонность к закупориванию фильтр-элемента);
- Количество взвешенных частиц в фильтрате;

- Гранулометрический состав частиц в фильтрате.

Указанные параметры позволяют оценить технологию ограничения пескопроявления с точки зрения эффективности удержания частиц породы и связанного с этим естественного снижения пропускной способности фильтра ввиду его закупориваемости.

Стоит отметить, что типовых установок для проведения экспериментов на предмет исследования эффективности технологий ограничения пескопроявления не существует – используются либо имеющиеся фильтрационные установки, либо исследователями собираются собственные установки [72]. Наиболее актуальный (на момент подготовки текста работы) литературный обзор методик экспериментов для изучения процесса пескопроявления представлен в работе [60].

### **3.1.1 Эксперименты на предварительно подготовленной модели**

Тесты на предварительно подготовленной модели (англ. Prepack Sand Retention Test / Prepack SRT) проводятся с целью установления эффективности того или иного метода ограничения пескопроявления в условиях, максимально приближенных к условиям призабойной зоны пласта.

В большинстве случаев метод используется для способов ограничения пескопроявления, которые подразумевают максимально близкую установку фильтра/другого устройства к призабойной зоне пласта (РСФ, к примеру), либо для случаев обвала призабойной зоны пласта (ПЗП) на поверхность фильтра.

Проводятся как на керновом материале, так и на насыпных моделях пласта-коллектора (насыпная модель с фильтром представлены на рисунке 3.2).





Рисунок 3.2 – Насыпная модель с купоном проволочного фильтра

Наиболее подходящими кандидатами для подобного тестирования являются: гравийные фильтры, фильтры с предварительной набивкой.

Насыпная модель с фильтром устанавливается в фильтрационную установку, проводится фильтрационный эксперимент. Возможен отбор проб с произвольным интервалом отбора, либо без него. Далее производится анализ фильтрата на предмет количества взвешенных частиц (КВЧ) в нем и определение гранулометрического состава прошедших частиц.

### **3.1.2 Эксперименты на удержание песка с применением песчаной суспензии**

Тест на удержание песка с применением песчаной суспензии (англ. Slurry Sand Retention Test / Slurry SRT) предполагает иную процедуру проведения в отличие от Prepack-тестов. В данном случае керновый материал/насыпные модели либо не используются вовсе (тест в свободном объеме), либо их заменяет свободно расположенный песчаник (или любая другая порода) [55]. Песчаная суспензия в заданной концентрации подается в ячейку лабораторной установки с установленным фильтром – в результате создается естественная корка на поверхности фильтра, параметры которой можно будет измерить в дальнейшем при ее разборе.

Типовые установки для проведения Slurry SRT-тестов приведены на рисунках 3.3 и 3.4.

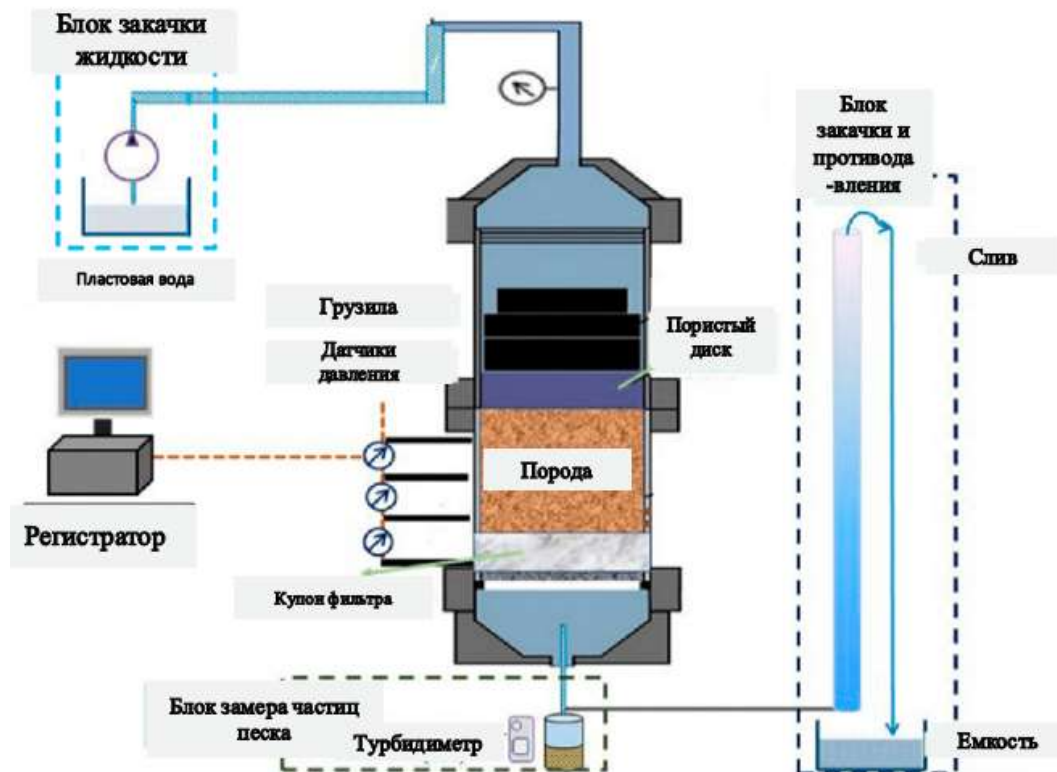


Рисунок 3.3 – SRT-тест с упакованной породой

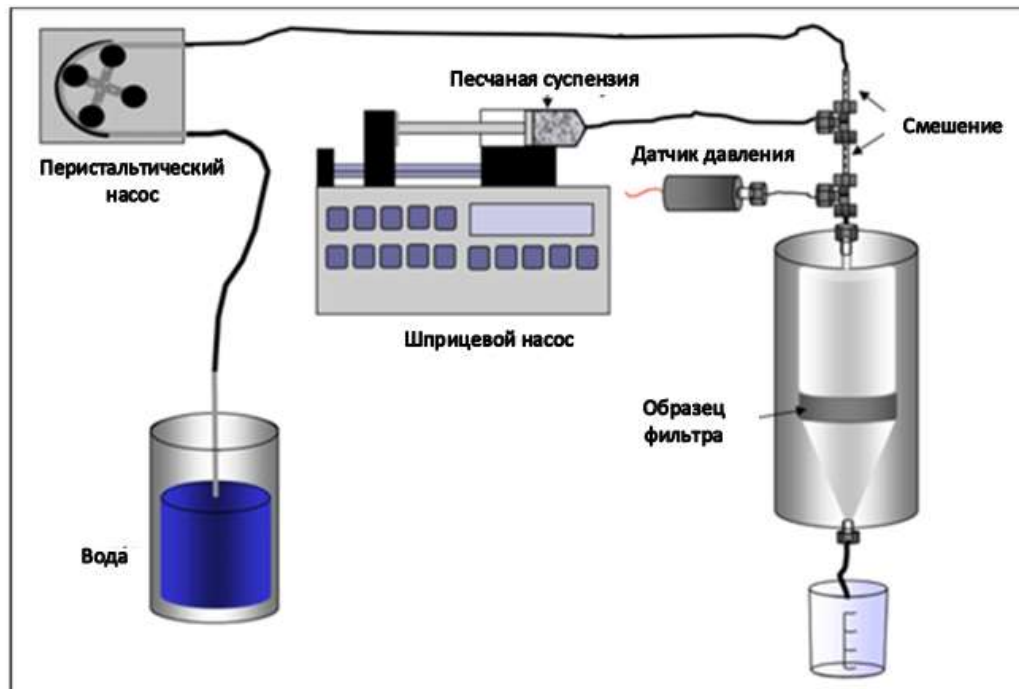


Рисунок 3.4 – SRT-тест в свободном объеме [33]

Данный вид физического моделирования предполагает тестирование способов ограничения пескопроявления, которые будут расположены на некотором удалении от стенок скважины (призабойной зоны), соответственно,

фильтр тестируется на предмет удержания жидкости, содержащей механические примеси (суспензии). В данном случае начальная фильтрационная поверхность, характерная для Prepack-тестов, отсутствует. Развивается иная динамика выноса механических примесей. В общем же случае, данная методика используется для моделирования «умеренных» условий разрушения ПЗП, когда стенки скважины не обрушиваются под воздействием развиваемых напряжений. Со стенок скважины идет стабильный отрыв незначительного числа частиц породы под воздействием влекущей силы потока флюида.

Тест не учитывает взаиморасположения частиц породы (при их наличии), однако гораздо лучше показывает эффективность технологий в условиях продолжающегося накопления механических примесей на поверхности фильтра.

### **3.1.3 Линейный и радиальный эксперименты на удержание песка**

Линейный и Радиальный эксперименты на удержание песка (англ. Linear / Radial Sand Control Evaluation / LSCE / RSCE) являются развитием идеи Prepack тестов. Проведение экспериментов на данных установках является более репрезентативным в силу масштабности применяемых образцов фильтров – в отличие от типовых SRT и Prepack тестов, в данных установках используются купоны диаметром от 9 сантиметров. Однако, в условиях более крупного купона фильтра необходима и более значительная песчаная пачка над этим купоном, фильтрационно-емкостные и иные свойства которой в лабораторных условиях контролировать сложнее. Процедура проведения LSCE-тестов изложена в статье [8]. Схема установки представлена на рисунке 3.5 ниже.

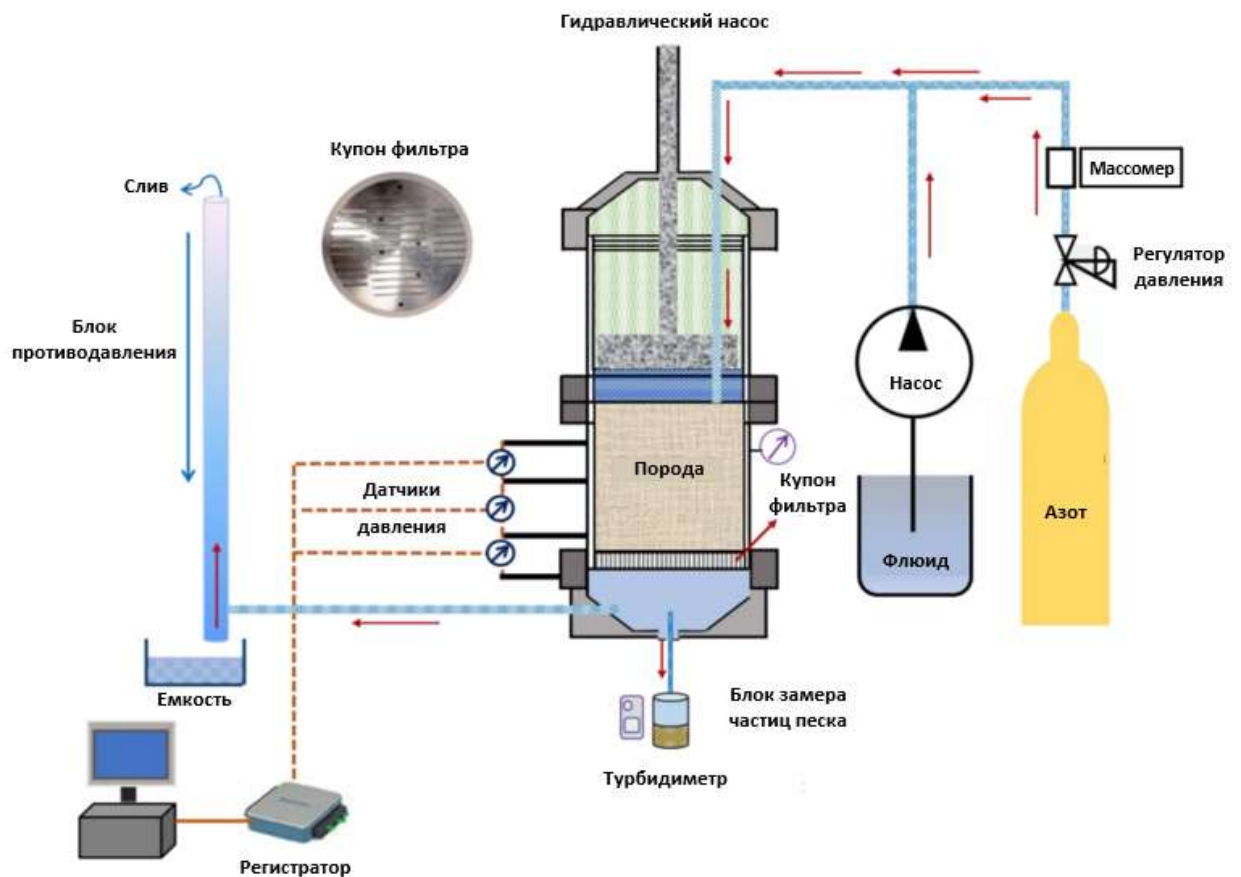


Рисунок 3.5 – Схема LSCE-установки

Данная установка является модифицированной схемой установки, представленной в работе [82], и также является более узкоспециализированной – если в Perack-тестах горное давление моделируется по окружности, что соответствует условиям распределения напряжений в вертикальных скважинах, то в данном варианте, горное давление создается гидравлическим насосом и действует строго по одной оси, что соответствует влиянию главных вертикальных напряжений в горизонтальных скважинах (в дополнение к давлению, развиваемому потоком жидкости).

Процедура проведения RSCE-тестов изложена в работе [110]. Схема установки приведена на рисунке 3.6.

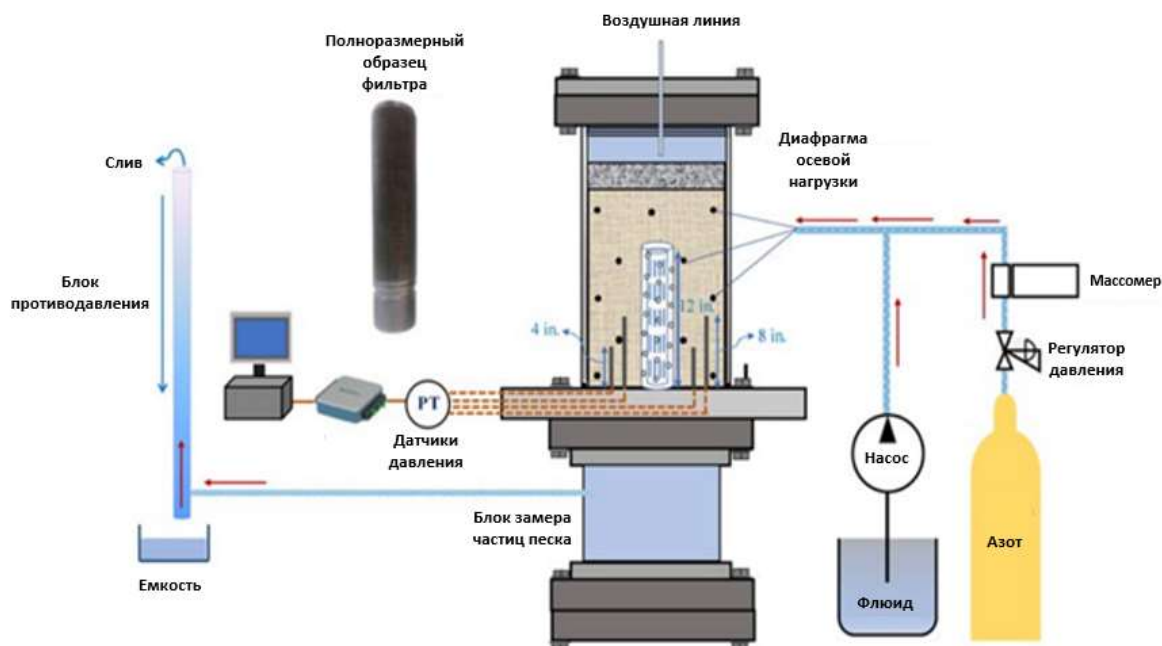


Рисунок 3.6 – Схема RSCE-установки

Установка этого вида является модернизированной версией установки, предложенной Mahmoudi в 2016 [82]. В дальнейшем была доработана Cespedes в 2019-2020 годах [31].

Установка позволяет моделировать радиальную фильтрацию флюидов в призабойной зоне пласта, что является дальнейшим приближением лабораторных условий к реальным, поскольку считается, что законы радиальной фильтрации наиболее приближены к реальным. Например, коэффициент относительного изменения проницаемости при радиальной и линейной фильтрации отличается на 40-50% при прочих равных.

### 3.2 Методика проведения Prepack-теста для оценки эффективности технологии ограничения пескопроявления

#### Методика подготовки породы

Необработанная горная порода предварительно помещается в растворитель (смесь состоит из 3/4 петролейного эфира и 1/4 изопропилового спирта). На следующем этапе порода просушивается и промывается отдельно петролейным эфиром с температурой 50-60°C до прозрачности профильтрованного эфира. После чего высушивается в термошкафу при 50°C.

Из емкостей хранения породы порциями по 150-200 грамм навеска песчаника помещается в виброустановку с набором сит (100, 125, 160, 250, 315, 500 мкм) на 10 минут для рассеивания.

Просеянная порода с сит помещается в цилиндры исходя из размера фракций (Рисунок 3.7):

- 0-100 мкм;
- 100-125 мкм;
- 125-160 мкм;
- 160-250 мкм;
- 250-315 мкм;
- 315-500 мкм;



Рисунок 3.7– Очищенная и подготовленная горная порода, распределенная по фракциям

Полученные фракции смешиваются в пропорциях, необходимых для создания насыпной модели заданного гранулометрического состава (Рисунки 3.8 - 3.10):

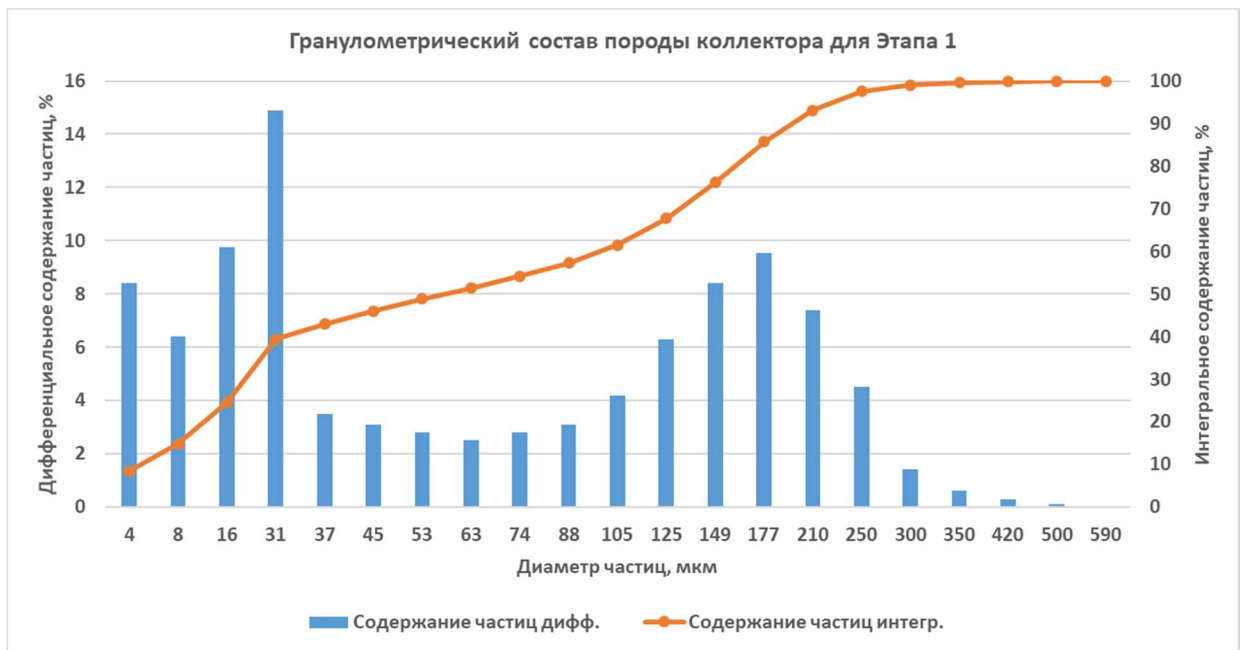


Рисунок 3.8 – Гранулометрический состав №1 породы-коллектора  
(Этап 1)

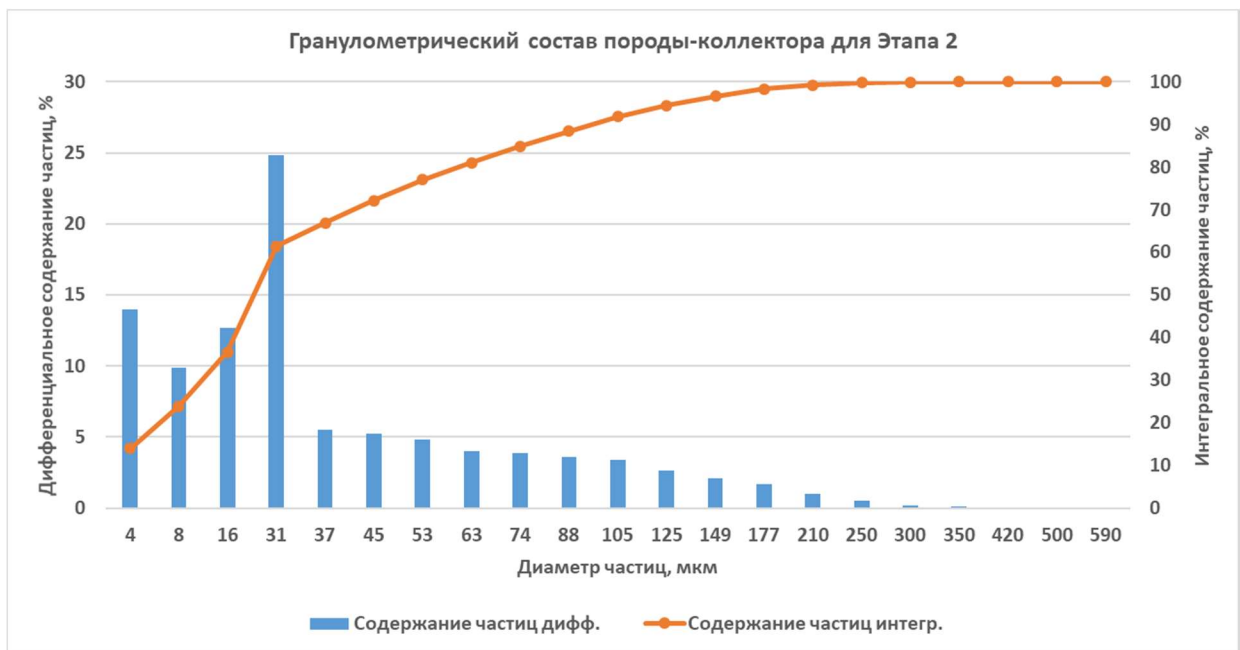


Рисунок 3.9 – Гранулометрический состав №2 породы-коллектора  
(Этап 2)

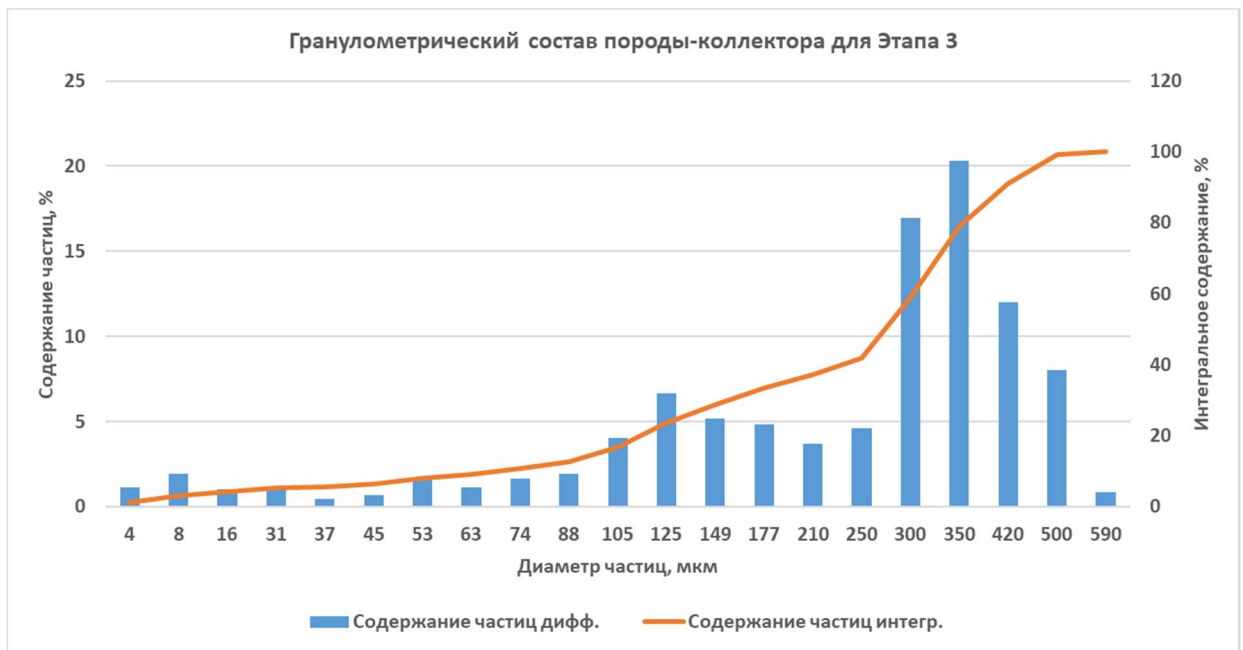


Рисунок 3.10 – Гранулометрический состав №3 породы-коллектора  
(Этап 3)

Далее на весах отдельно взвешивается каждая из фракций и добавляется в стакан. Затем порода «на сухую» перемешивается в стакане (рисунок 3.11):



Рисунок 3.11 – Навеска породы в стакане

Сборка модели начинается «снизу-вверх» (Рисунок 3.12):





Рисунок 3.12 – Сторона модели без фильтра

К сухому песку добавляется масло и порода повторно перемешивается. Таким образом, создается насыпная модель методом «влажной сборки» (Рисунок 3.13).

Термотрубка устанавливается по цилиндру (который ставится на шайбу с металлической сеткой) и заполняется песком из стакана (Рисунки 3.13 и 3.14). С использованием строительного фена трубка «усаживается» (сжимается по диаметру) до диаметра в 2.8 см (диаметр черного цилиндра справа на Рисунке 3.13).

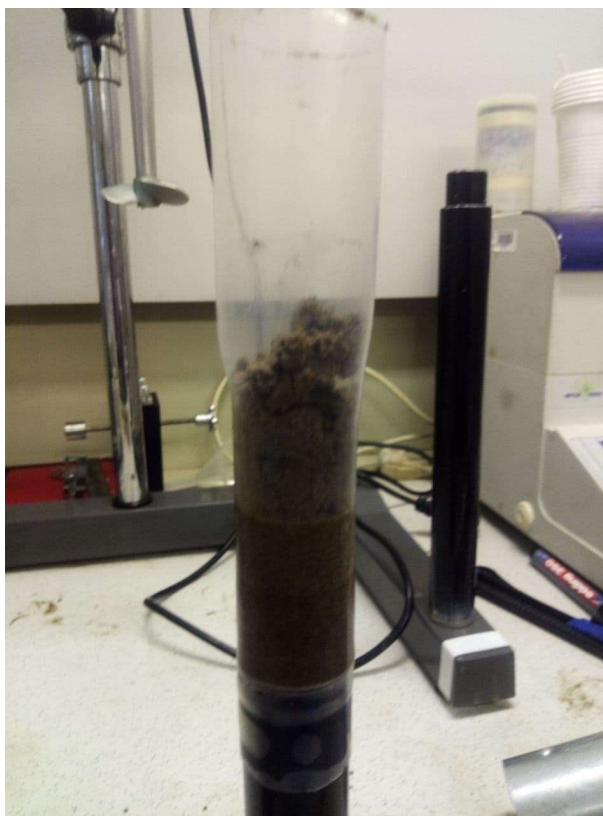


Рисунок 3.13 – Заполнение термоусадочной трубки породой

Последовательно небольшие порции влажной породы уплотняются с использованием металлической трубки. В работе [72] отмечается, что при сборке насыпных моделей подобным образом, итоговая пористость и проницаемость таких моделей выше, чем при использовании аналогичного гранулометрического состава при сухой тампоновке. При этом, метод влажной сборки позволяет избежать ключевого недостатка метода сухой сборки – конвергенции частиц породы в нижней части навески породы (тенденции более крупных частиц группироваться в нижней части навески под воздействием гравитации)[107] (Рисунок 3.14):.



Рисунок 3.14 – Уплотненная насыпная модель, установка купона, обжатие купона трубкой

Излишек трубки срезается, модель помещается в установку для одноосного сжатия с целью уплотнения насыпной модели и увеличения ее прочности (Рисунок 3.15).

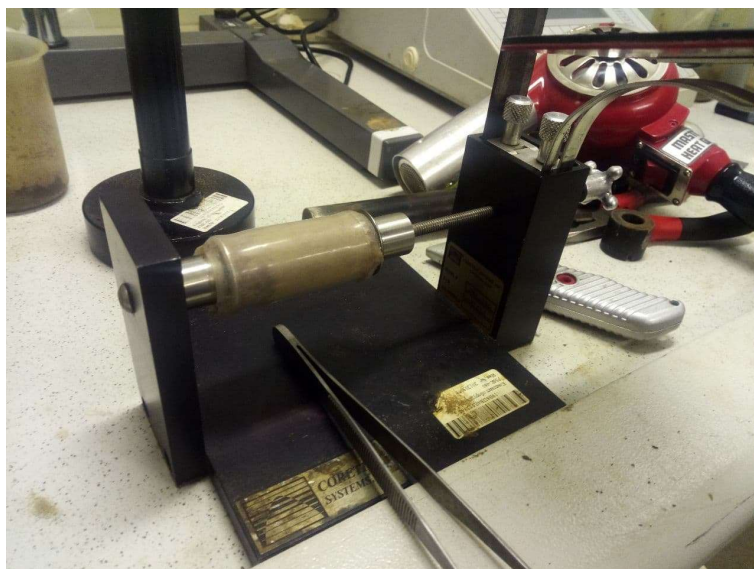


Рисунок 3.15– Насыпная модель в установке одноосного сжатия

После обжатия, модель помещается в сатуратор для насыщения моделью пластовой воды и затем в центрифугу для моделирования остаточной водонасыщенности (Рисунок 3.16):



Рисунок 3.16 – Сатуратор, модель в ячейке сатуратора, насыщение модели

Насыщенная модель далее помещается в кернодержатель для проведения фильтрационного эксперимента – схема модифицированного кернодержателя приведена на рисунке 3.17.

В ходе экспериментов использовались купоны проволочных фильтров диаметром 30 мм. Использовались проволочные фильтры следующих апертур: (проходных сечений) 75, 100, 150, 200, 500, 700, 1000 мкм. Изображение купона фильтра (не проволочного) приведено на рисунке 3.18.

Для проведения фильтрационных экспериментов используется установка AutoFlood 700 (производство Vinci Technologies, Франция), которая позволяет моделировать горное давление (путем жидкостного (через резиновую манжету) давления на насыпную модель), с помощью системы насосов создавать необходимый перепад давления с использованием жидкостных и газожидкостных смесей. Схема установки представлена на рисунке 3.19:

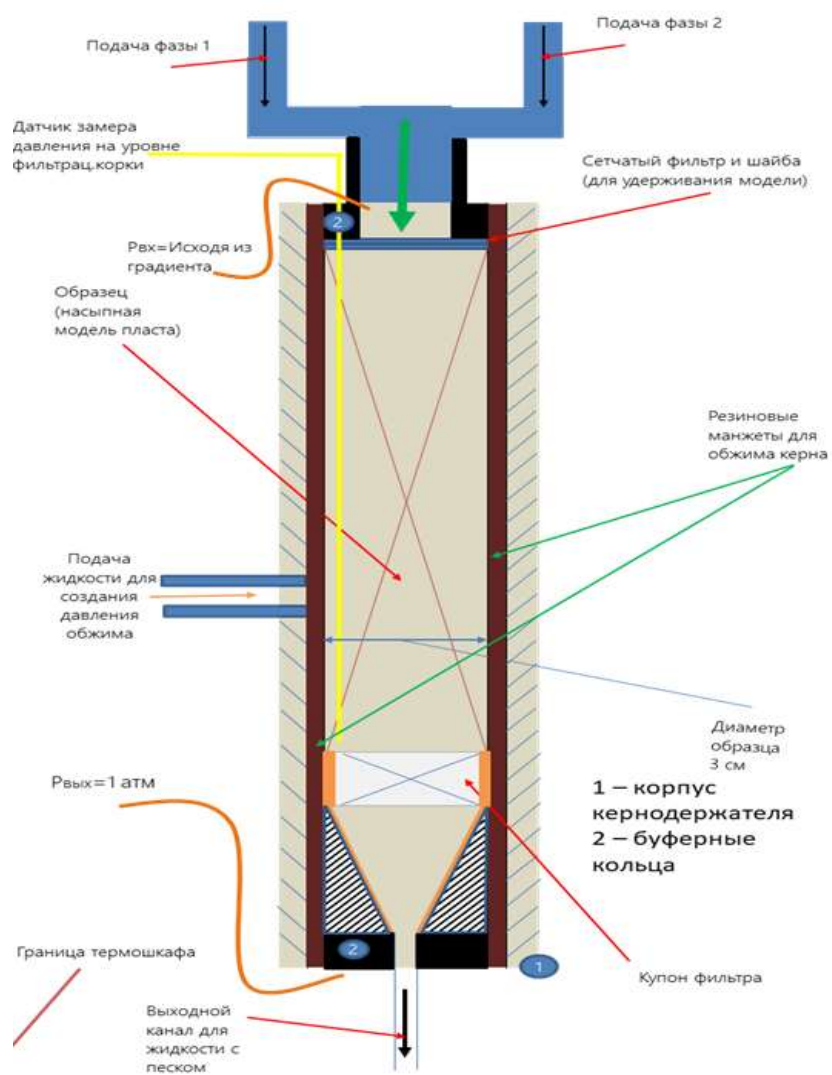


Рисунок 3.17 – Схематичное изображение кернодержателя

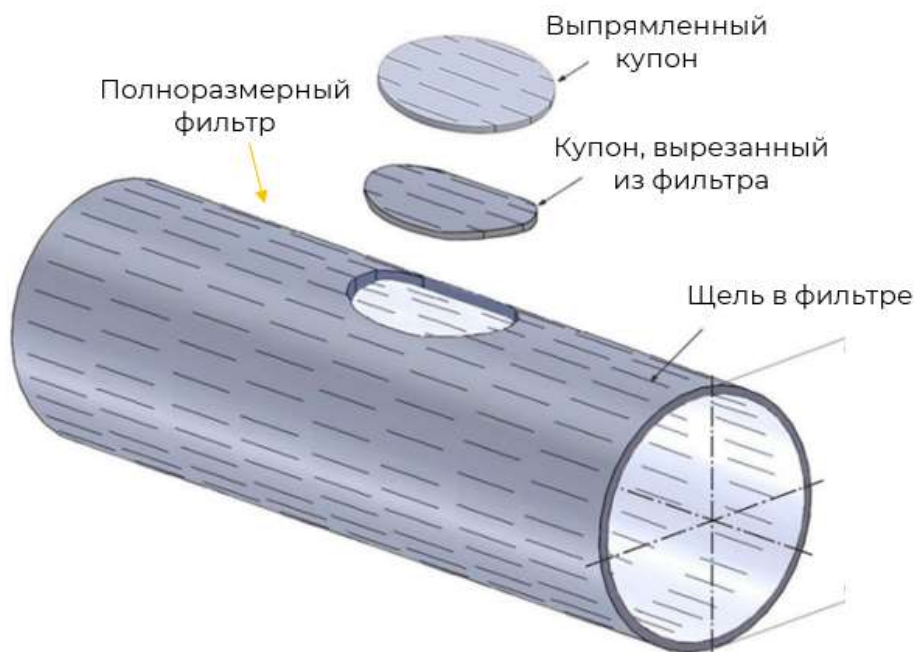


Рисунок 3.18 – Схематичное изображение купона щелевого фильтра

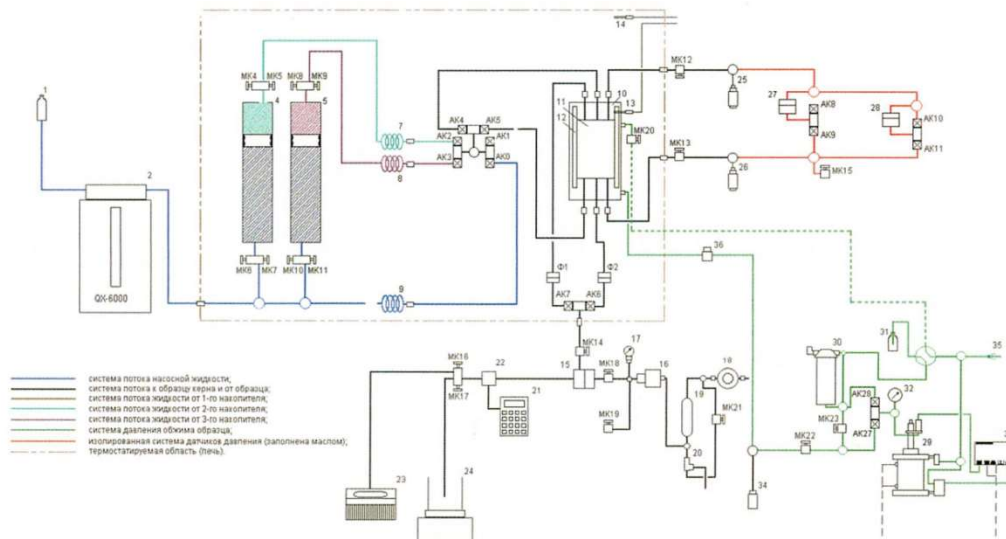


Рисунок 3.19 – Схема установки AutoFlood 700 [схема в большем масштабе представлена в Приложении 1]

МК0 – МК23 – механические (ручные) клапаны высокого давления; АК0 – АК28 – автоматизированные пневматические клапаны высокого давления; Ф1, Ф2 – фильтры; 1 – емкость с насосной жидкостью (дистиллированная вода); 2 – насос Quizix-6000; 4,5 – поршневые накопители №1, №2; 6-9 – спиралевидные участки труб (для термостатирования жидкости); 10 – кернодержатель; 11 – образец керна; 12 – резиновая манжета; 13,14 – термодатчики (внутри кернодержателя, в печи); 15 – регулятор обратного давления; 16 – увеличитель обратного давления; 17 – манометр обратного давления; 18 – регулятор давления газа; 19 – балласт газа; 20 – выпускной клапан; 21 – рН измеритель; 22 – рН зонд; 23 – коллектор фракций; 24 – весы; 25,26 – датчики давления на входе и выходе линии; 27 – датчик дифференциального давления, работающий в диапазоне 0 -3.4 атм.; 28 – датчик дифференциального давления, работающий в диапазоне 0 – 34 атм.; 29 – пневматическое устройство усиления давления обжима образца; 30 – питательный резервуар для системы давления обжима; 31 – емкость для жидкости системы обжима в случае перелива; 32 – манометр давления обжима; 33 – контролер системы обжима; 34 – датчик давления системы обжима; 35 – источник газа; 36 – разрывной диск.

На выходе из кернодержателя отбираются пробы жидкости, которые в дальнейшем используются для определения количества взвешенных частиц (КВЧ) и гранулометрического состава взвешенных в жидкости частиц породы.

### **Определение КВЧ**

Определение количества взвешенных частиц проводилось пикнометрическим, а также весовым методами анализа. При высоких значениях КВЧ использование пикнометрического метода не представляется возможным ввиду закупоривания проходного сечения пикнометров частицами породы. Метод фильтрации жидкости через бумажный фильтр «Синяя лента» лишен этого недостатка, вследствие чего именно он и применялся при проведении опытов с ожидаемым высоким КВЧ. Образцы фильтров предварительно высушиваются в сушильном шкафу в течение 6 часов при 80 градусах по Цельсию. После просушивания определяется их масса. Далее через образец фильтра «проливается» маслопесчаная смесь (МПС). Для удаления масла с фильтра через него проливается раствор петролейного эфира с изопропиловым спиртом (в соотношении 2 части эфира на 1 часть спирта) при температуре 50 градусов, после чего фильтр высушивается в сушильном шкафу при температуре 80 градусов в течение 6 часов. Разность масс до и после пролива МПС является массой вынесенной породы в объеме пробы.

### **Определение гранулометрического состава**

Определение гранулометрического состава механических примесей (взвешенных частиц) в образцах изовязкозной модели нефти проводится методом лазерной дифракции с использованием лазерного анализатора размеров частиц HORIBA LA-950.

### **3.3 Интерпретация и обработка результатов экспериментов**

Опыты проводились с использованием различных гранулометрических составов породы-коллектора (насыпных моделей), вследствие чего необходимо разделить обработку результатов на результаты Этапа 1 (с более крупным гранулометрическим составом), результаты Этапа 2 (с более мелким гранулометрическим составом), а также результаты Этапа 3 (исследование влияния форм-фактора проволоки на КВЧ и гранулометрический состав частиц в фильтрате).

### 3.3.1 Этап 1 – «Крупный» гран.состав

Многостадийный отбор проб позволил смоделировать динамику процесса пескопроявления. Установлено, что количество взвешенных частиц в фильтрате последовательно уменьшается в процессе фильтрации во всех случаях, когда не наблюдается полное разрушение насыпной модели пласта-коллектора вне зависимости от создаваемого перепада давления (Рисунки 3.20 - 3.25).

Необходимо отметить, что в нижеследующих графиках и элементах текста используются сокращения, построенные по следующему примеру:

$$X/X \text{ у/у,}$$

где X может быть представлен знаками Н/В/Г: где Н – нефть (модель нефти), В – минерализованная вода, Г – газ (модель газа); у может быть представлен численными знаками от 1 до 9, где знак обозначает долю флюида в потоке (деленную на 10), соответственно знаку X. То есть обозначение вида «Н/В 1/9» означает совместную фильтрацию нефти с водой в соотношении 10/90 (в %), где доля «нефти» в общем потоке составляет 10%, а доля «воды» – 90%.

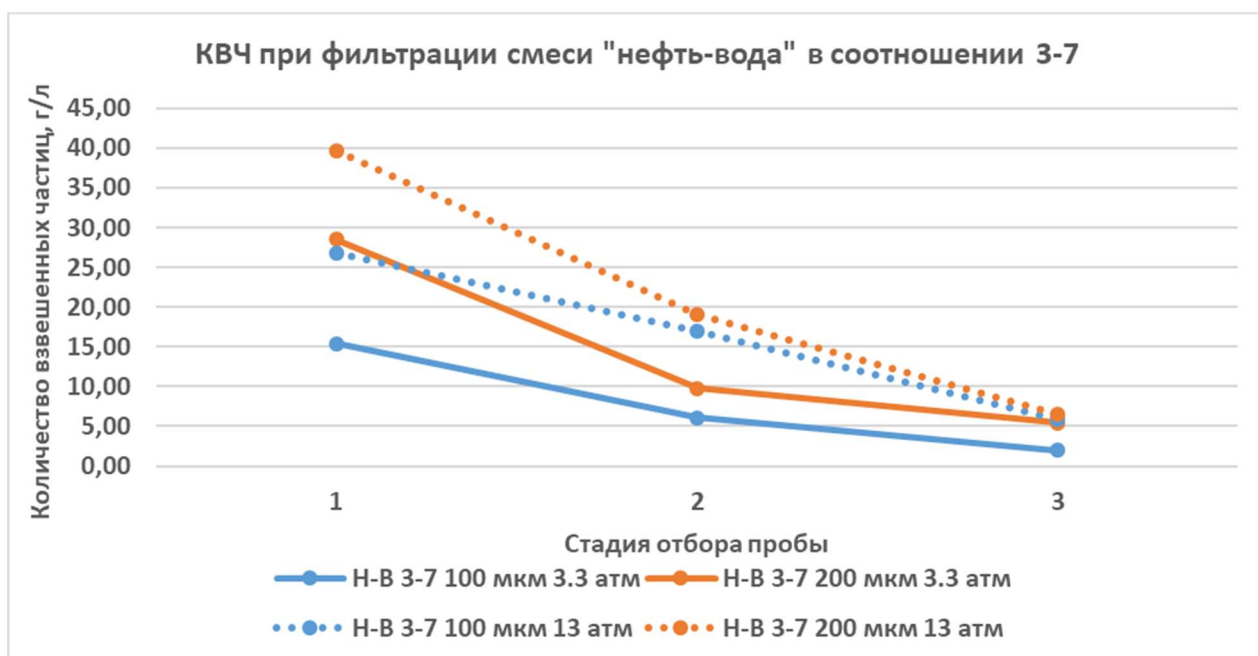


Рисунок 3.20 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (1)



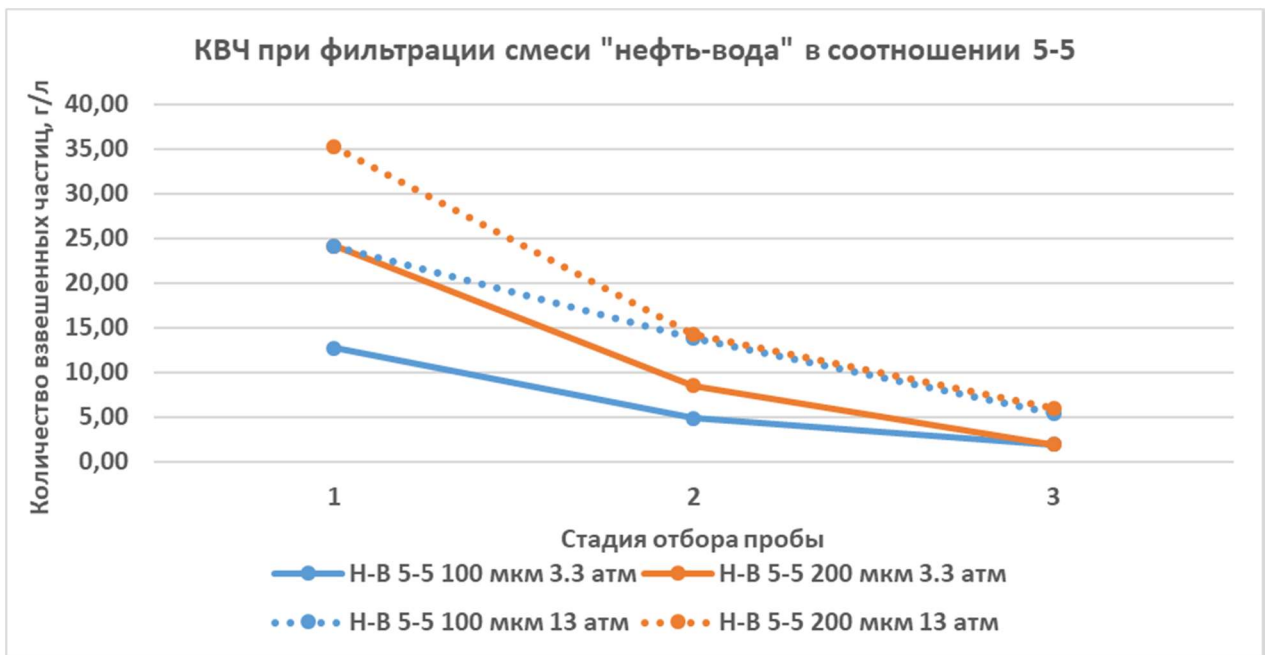


Рисунок 3.21 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (2)

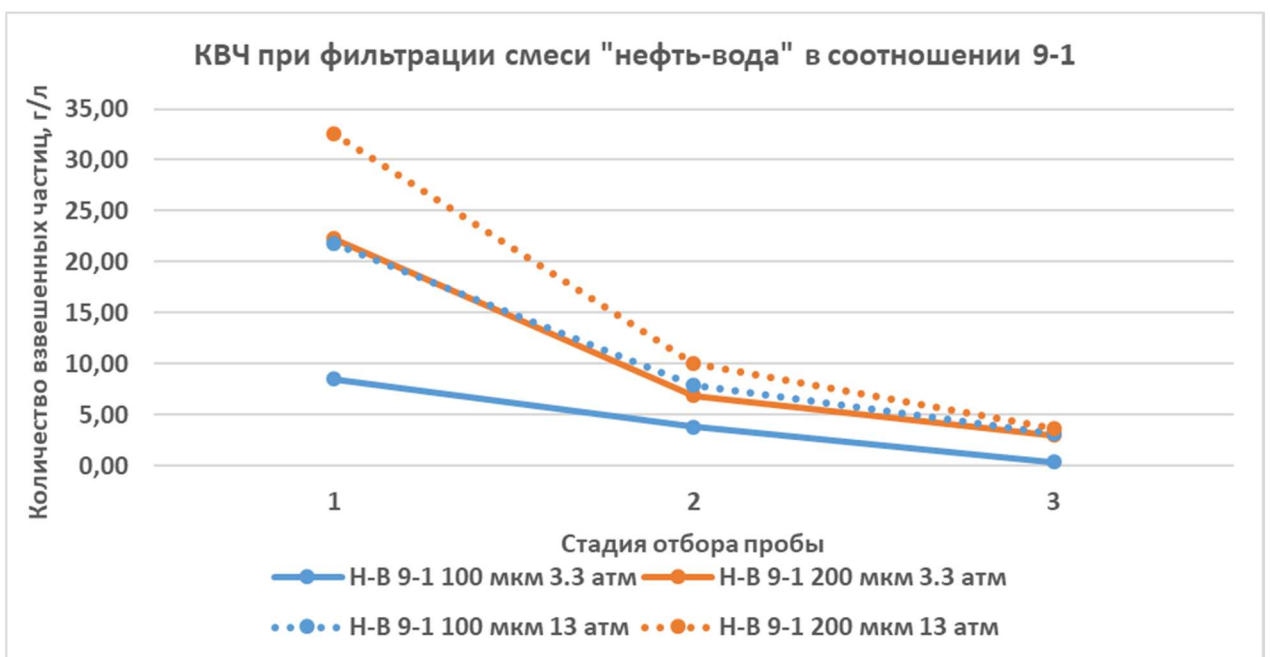


Рисунок 3.22 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (3)

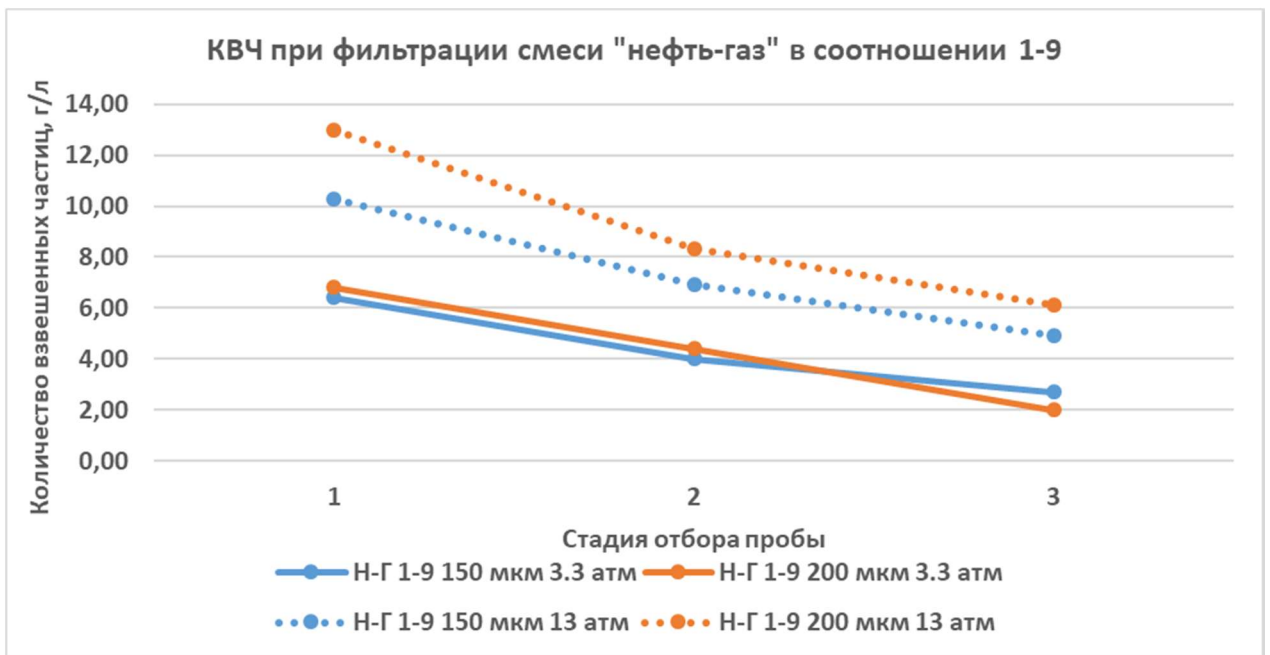


Рисунок 3.23 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (4)

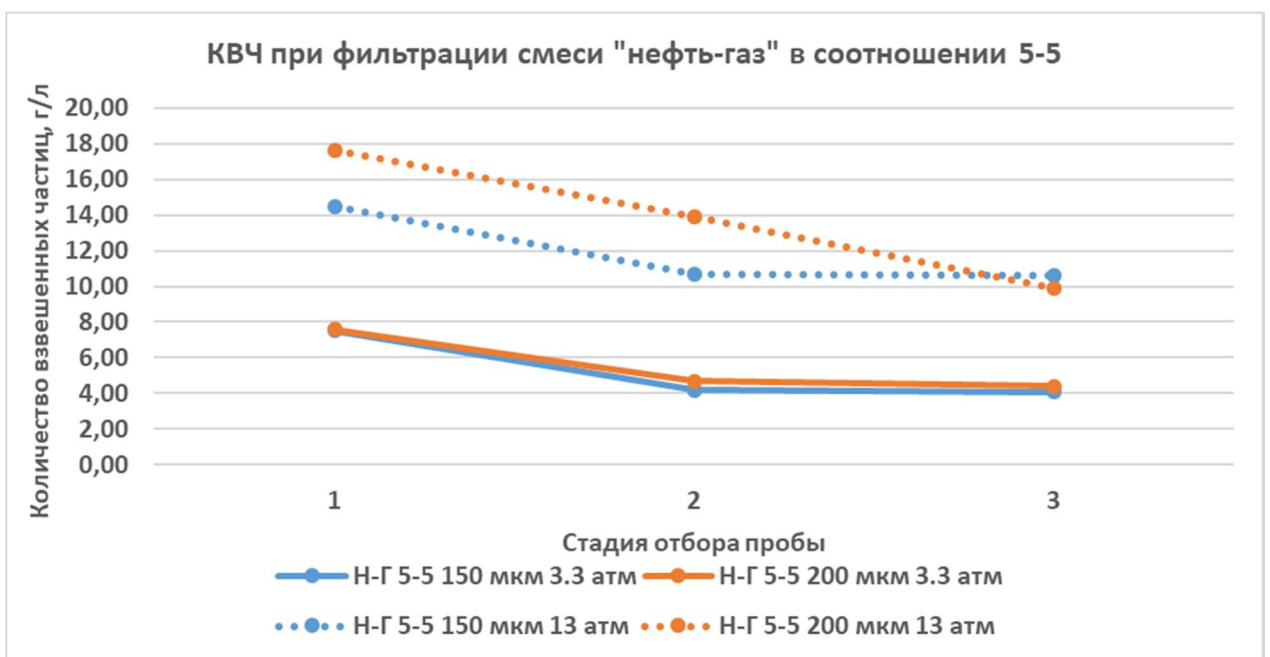


Рисунок 3.24 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (5)

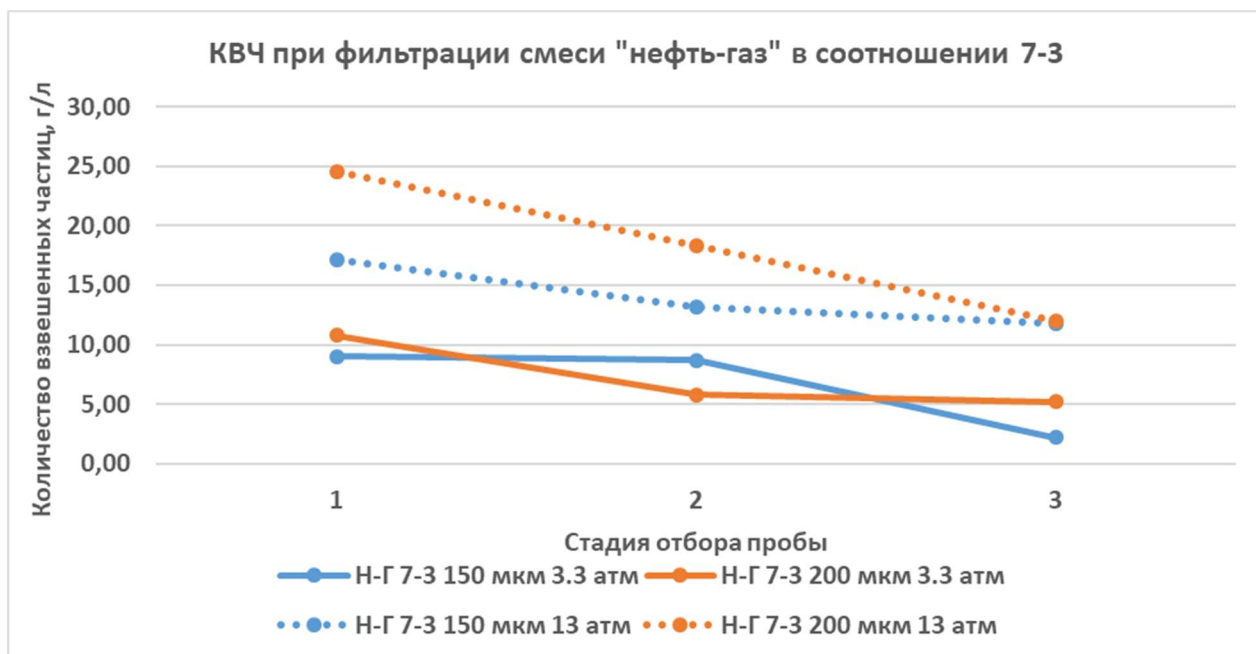


Рисунок 3.25 – Сравнение КВЧ различных фильтров при отличных перепадах давления при фильтрации (6)

Отдельно стоит отметить, что при фильтрации смесей «нефть-газ» КВЧ между фильтрами с апертурой 150 и 200 мкм при депрессии 3,3 атм. (~0,33 МПа) практически не наблюдается, однако, при увеличении депрессии до 13 атм., КВЧ между фильтрами отличается в более значительной степени.

При усреднении результатов уменьшения КВЧ с течением времени необходимо отметить, что фильтрации смесей «нефть-вода» и «нефть-газ» приводят к различным темпам снижения КВЧ в фильтрате. Автор использует термин «стабилизация» для обозначения этого явления.

В работе [33] также отмечается, что КВЧ с течением времени стабилизируется, т.е. уменьшение КВЧ с течением времени несет ограниченный характер – определенное количество взвешенных частиц будет выноситься всегда.

При увеличении депрессии, темп стабилизации резко снижается, что демонстрирует Рисунок 3.26:

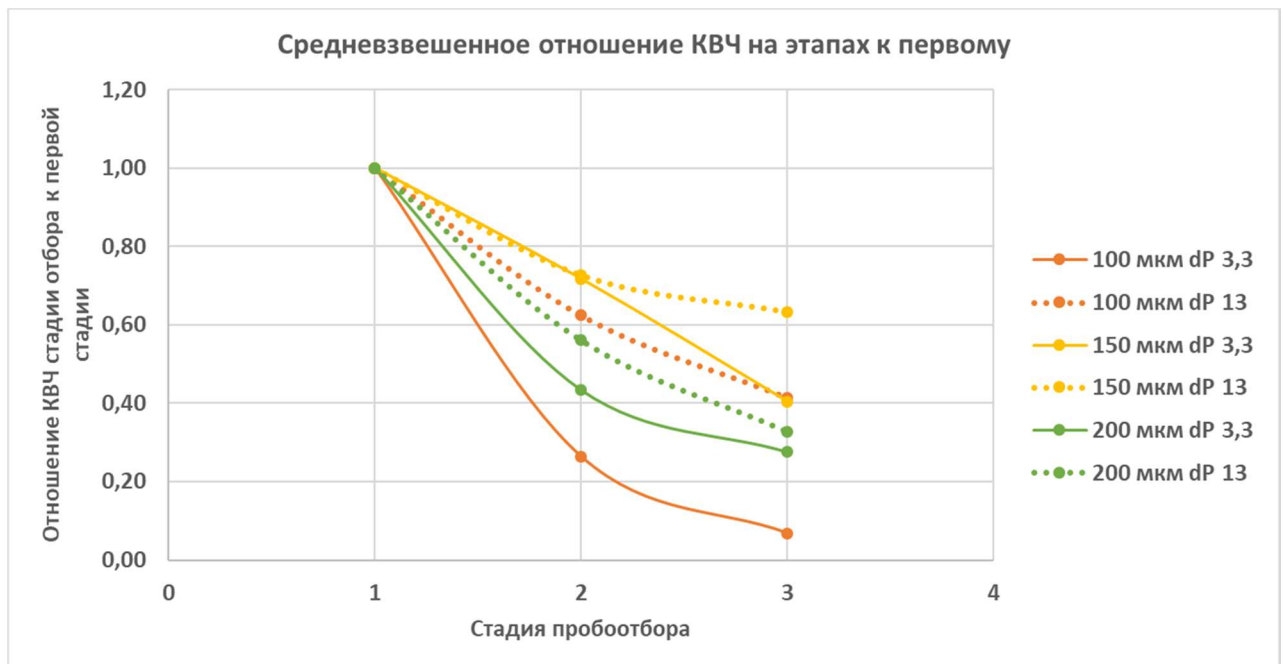


Рисунок 3.26 – Зависимость стабилизации от депрессии

При этом, характер стабилизации также во многом определяется фильтрующей через образец насыпной модели фазой – при фильтрации водонефтяных смесей начальный КВЧ в абсолютных значениях обладает одним из наибольших значений, однако, резко снижается с течением времени, и уже к третьей пробе достигает 15-20% от начального значения. Для газонефтяных смесей ситуация противоположная – данные смеси обладают низким КВЧ в абсолютных значениях, но с течением времени содержание механических примесей в фильтрате снижается не так значительно, достигая к третьей пробе 45-55% от начального значения (Рисунок 3.27): Свидетельства влияния фильтрации водонефтяных смесей на процесс пескопроявления изложены в работах [25, 28, 63, 79, 87, 101], при этом, в работе [81] отмечается, что влияние объемного распределения фаз в потоке флюида распространяется только на частицы диаметром более 10 мкм. Влияние же газовой фазы на течение пескопроявления подтверждается результатами работы [49].

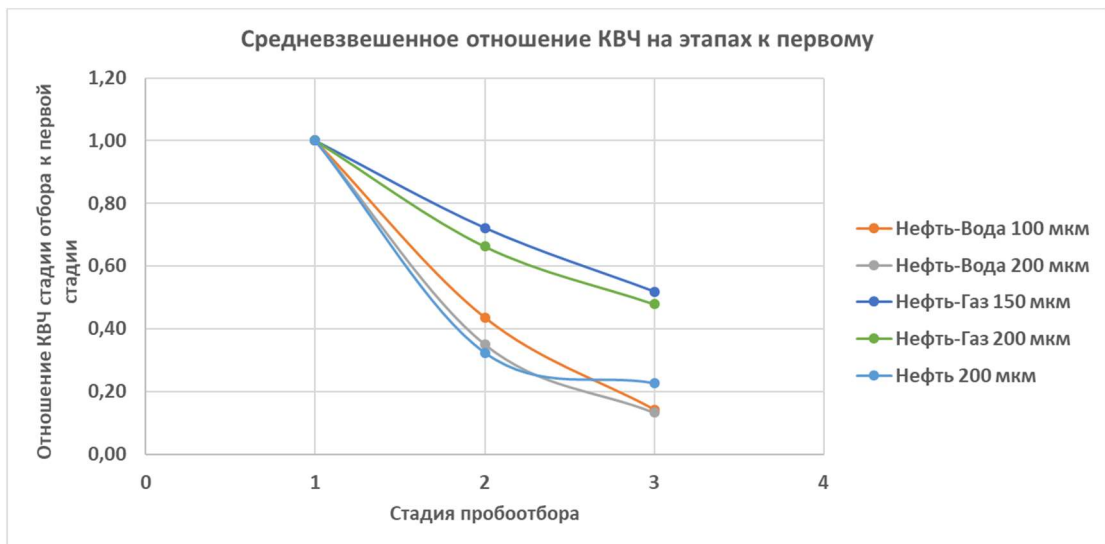


Рисунок 3.27 – Зависимость стабилизации от фильтрующихся фаз

Из представленных рисунков видно, что депрессия, наряду с распределением объемных долей флюидов, является одним из определяющих факторов при течении процесса пескопроявления. В зависимости от апертуры применяемого фильтра и фазового состояния флюидов при фильтрации (а также длительности процесса пескопроявления) увеличение депрессии приводит к росту КВЧ в 1.2 – 8 раз (Рисунки 3.28 - 3.33). Влияние увеличения расхода флюида на КВЧ было изучено в работах [41, 49, 58], однако, численного представления данных изменений авторы не представили. В работе [41] отмечается, что снижение расхода должно приводить к логарифмическому тренду на снижение КВЧ.

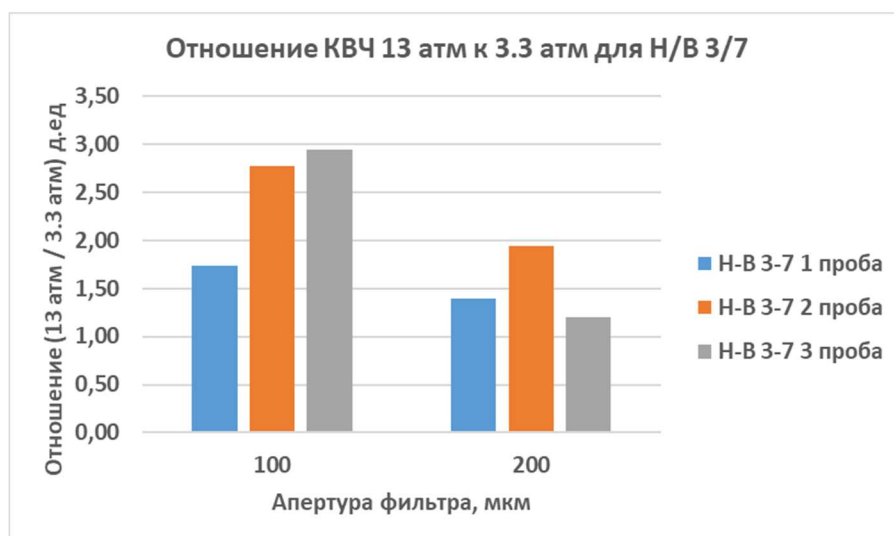


Рисунок 3.28–Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации водонефтяной смеси в соотношении 30/70

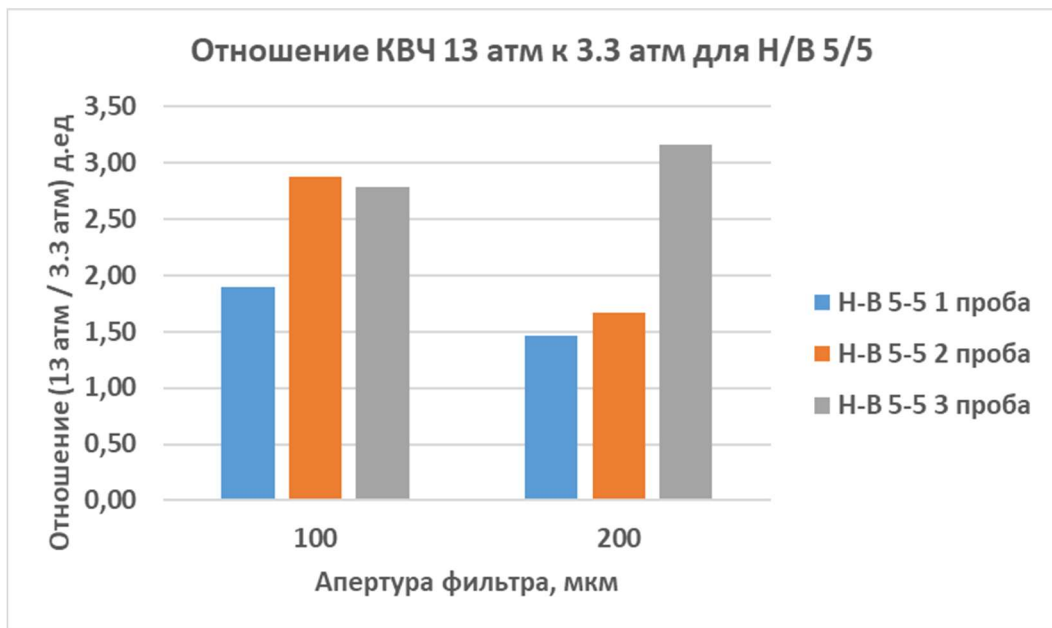


Рисунок 3.29 – Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации водонефтяной смеси в соотношении 50/50

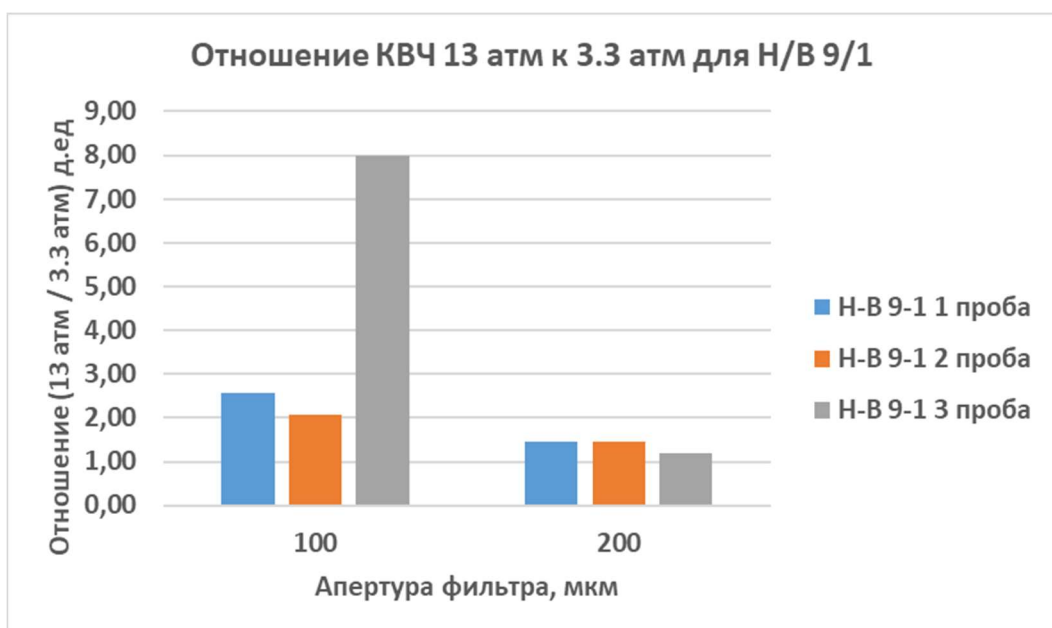


Рисунок 3.30 – Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации водонефтяной смеси в соотношении 90/10

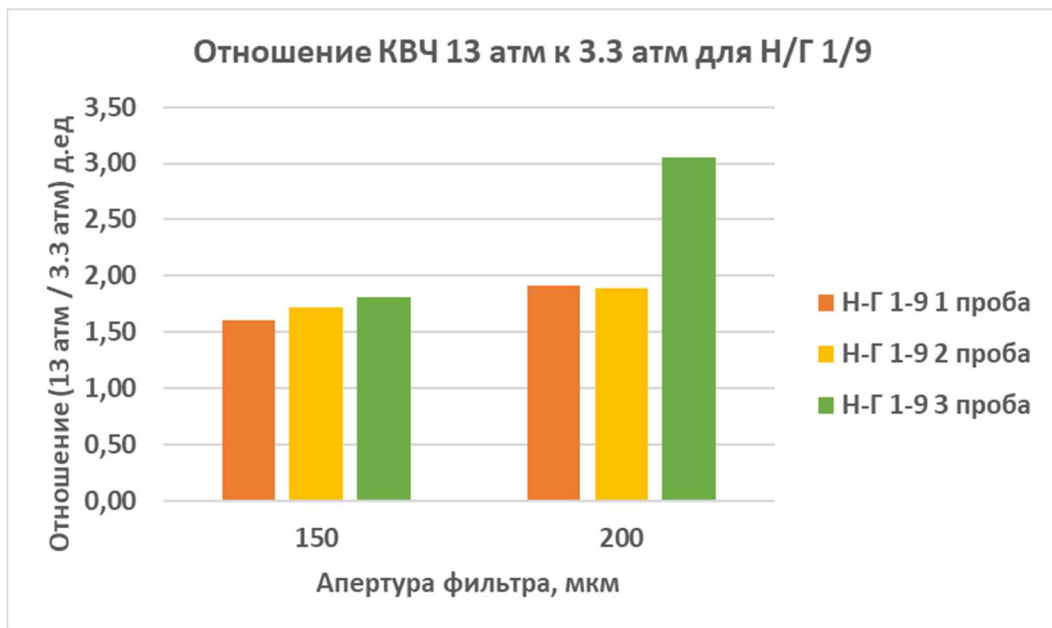


Рисунок 3.31 – Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации газонефтяной смеси в соотношении 10/90

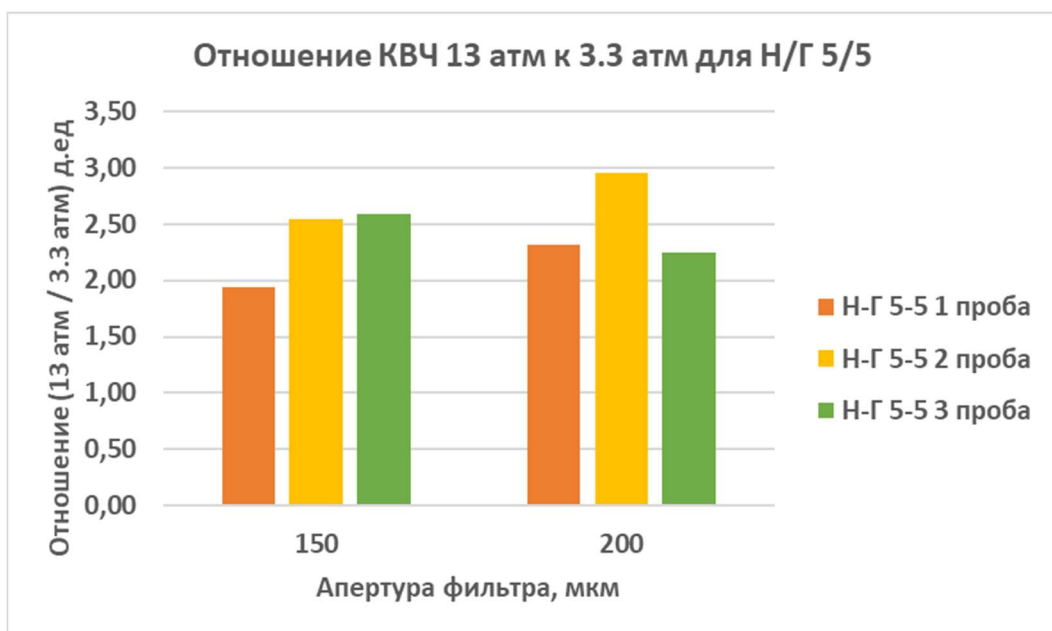


Рисунок 3.32 – Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации газонефтяной смеси в соотношении 50/50

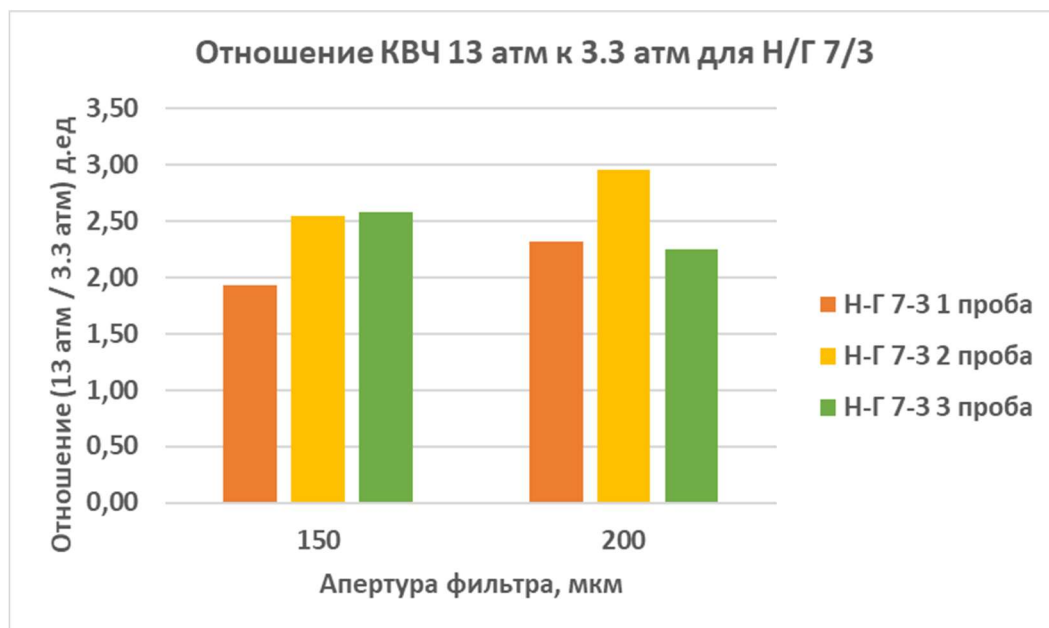


Рисунок 3.33 – Отношение КВЧ между депрессиями 13 атм. и 3.3 атм. при фильтрации газонефтяной смеси в соотношении 70/30

Из представленных гистограмм видно, что вне зависимости от фазового распределения фильтрующихся флюидов, увеличение депрессии преимущественно влияет на более поздние стадии эксплуатации скважины (т.е. при выходе скважины «на режим»). В среднем, увеличение депрессии с 3.3 атм. до 13 атм. приводит к росту КВЧ в 2.67 раз.

Отдельно стоит изучить влияние фазового состояние потока флюидов на количество взвешенных частиц в фильтрате: наибольший КВЧ достигается при фильтрации чистой нефти (не представлен на графиках), затем в большинстве экспериментов следует смесь «нефть-вода» в соотношении 30/70, после чего следует смесь «нефть-вода» в соотношении 50/50 и далее идет смесь «нефть-вода» в соотношении 90/10. В литературе распространено мнение, что вода интенсифицирует процесс выноса механических примесей, однако, при сравнении с фильтрацией чистой нефти это выражение не является справедливым. Можно заключить, что при фильтрации водонефтяных смесей увеличение доли воды действительно приводит к интенсификации выноса механических примесей, однако водонефтяные смеси не приводят к столь



значительному выносу механических примесей (имеется в виду КВЧ в продукции), как фильтрация чистой нефти.

Далее по количеству выносимых механических примесей следуют газонефтяные смеси, для которых справедливо «правило» - чем выше доля нефти в смеси, тем выше КВЧ в фильтрате (количество выносимых механических примесей), что говорит о меньшей влекущей силе потока газовой фазы даже при большей его скорости. Вышесказанное справедливо вне зависимости от перепада давления при фильтрации (депрессии). Зависимости количества взвешенных частиц в фильтрате от распределения фаз в потоке флюида представлено на рисунках 3.34 - 3.37:

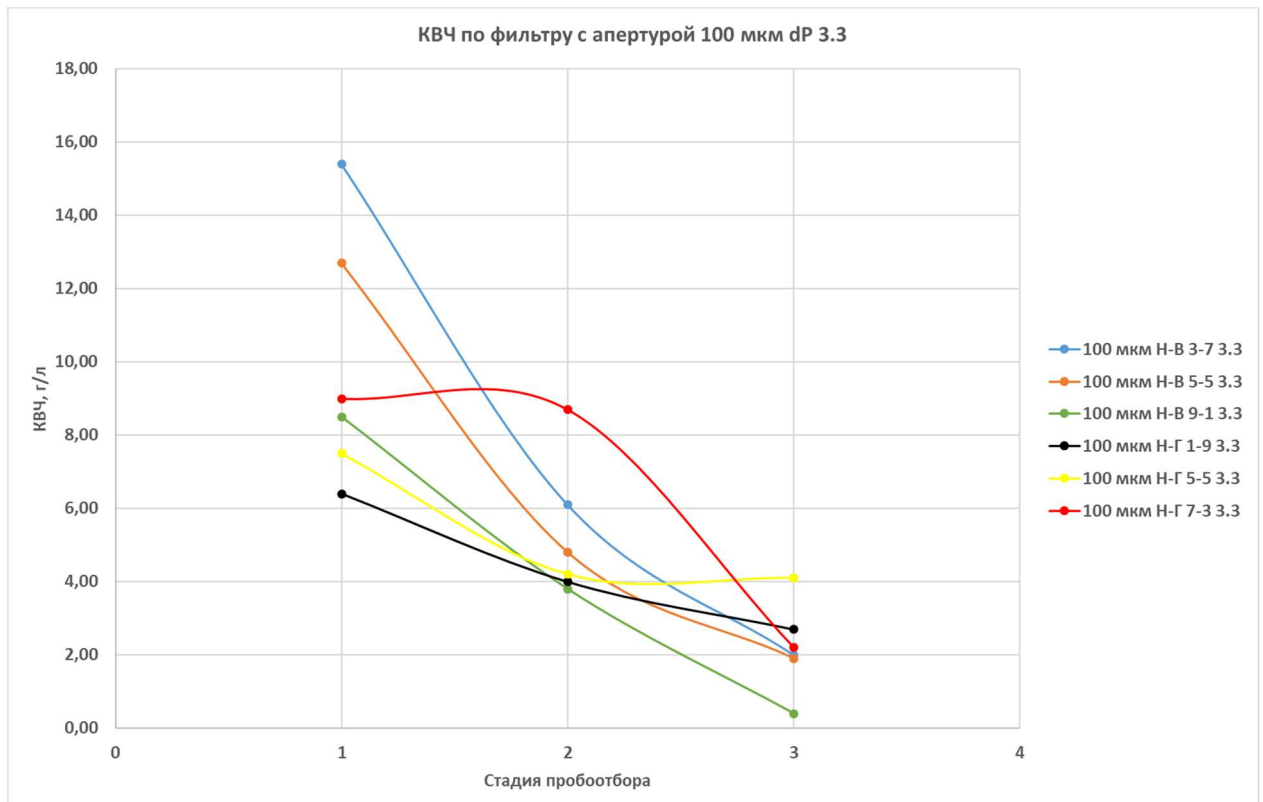


Рисунок 3.34 – Влияние распределения фаз в потоке флюида на вынос механических примесей для фильтра с апертурой 100 мкм при dP 3.3 атм.

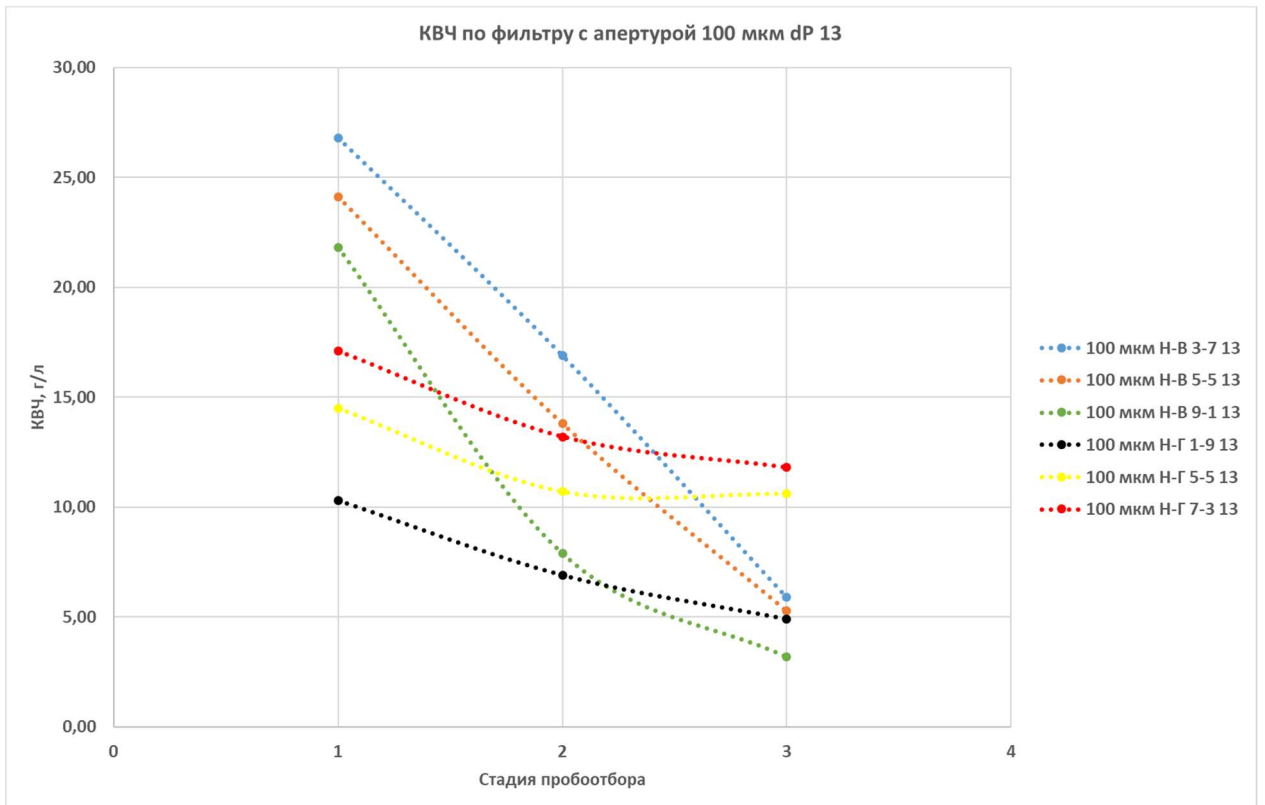


Рисунок 3.35 – Влияние распределения фаз в потоке флюида на вынос механических примесей для фильтра с апертурой 100 мкм при dP 13 атм.

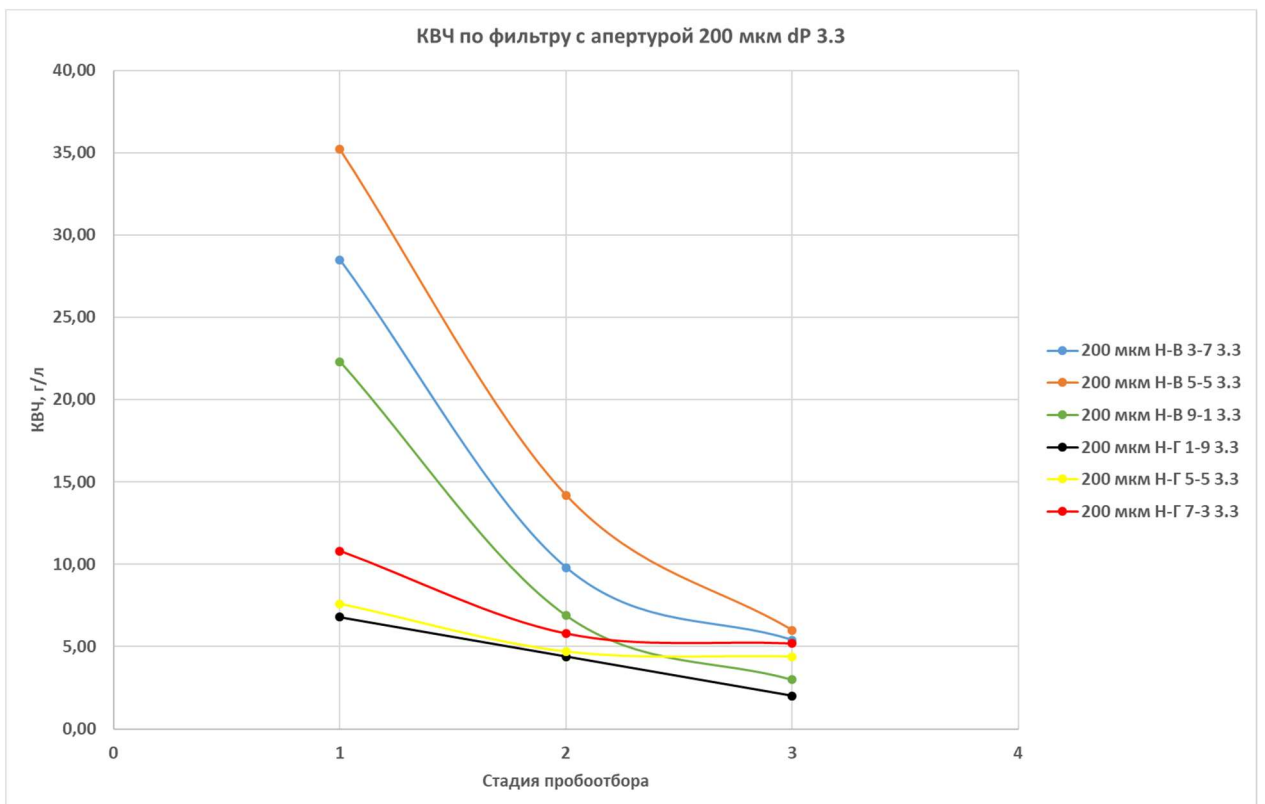


Рисунок 3.36 – Влияние распределения фаз в потоке флюида на вынос механических примесей для фильтра с апертурой 200 мкм при dP 3.3 атм.

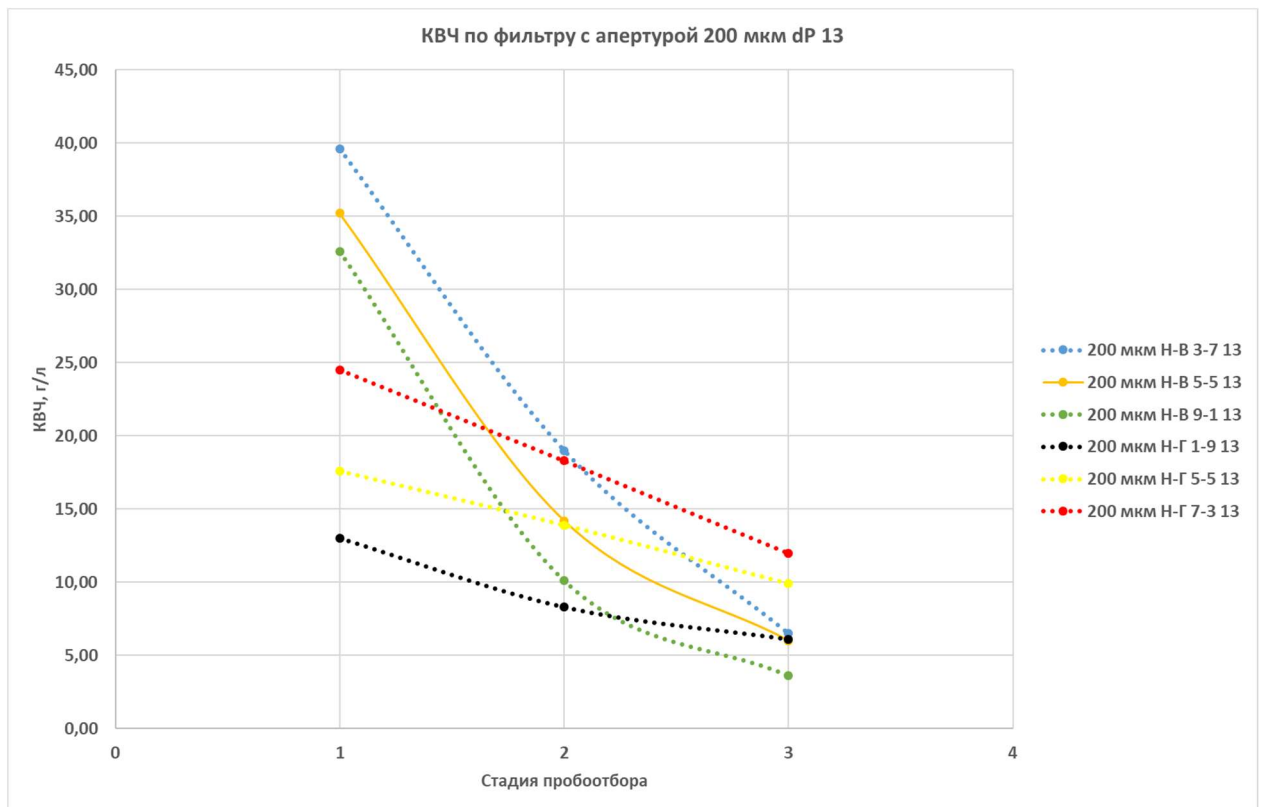


Рисунок 3.37 – Влияние распределения фаз в потоке флюида на вынос механических примесей для фильтра с апертурой 200 мкм при dP13 атм.

Этап 1 позволил установить, что распределение фаз в потоке флюида оказывает влияние на количество взвешенных частиц в фильтрате при применении абсолютно одинаковых фильтров – с ростом доли воды (при фильтрации водонефтяных смесей) КВЧ увеличивается, но все же КВЧ любой водонефтяной смеси ниже значений КВЧ при фильтрации чистой нефти; с ростом доли газа в потоке КВЧ, наоборот, уменьшается.

При этом, с течением времени КВЧ естественным образом уменьшается, в первую очередь из-за образования арочных систем вблизи отверстий фильтра [11, 13, 25, 41, 52, 73, 75, 99]. Изображение арочной системы приведено на рисунке 3.38.

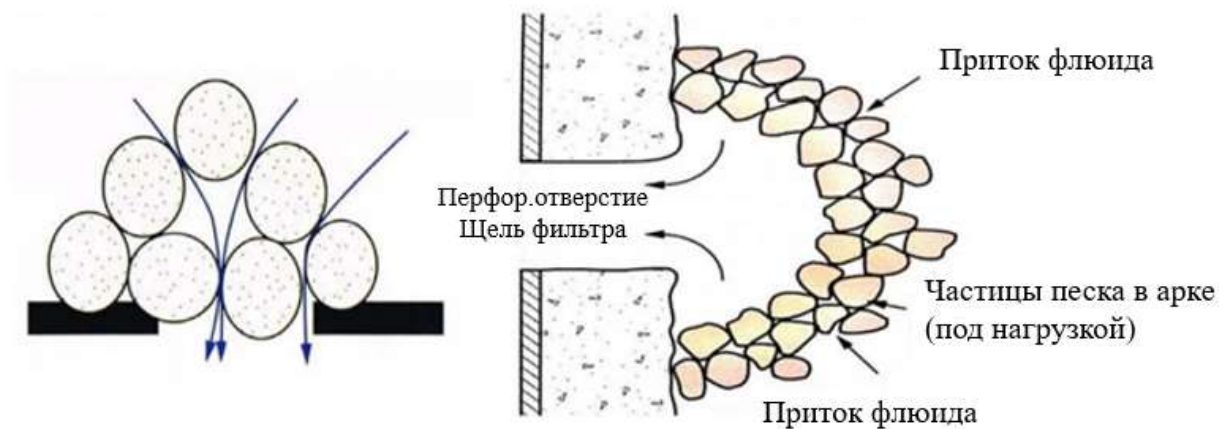


Рисунок 3.38 – Формирование арочной системы вблизи перфорационных отверстий / щелей фильтров [составлено автором]

Повышение перепада давления при фильтрации различных смесей, в среднем, приводит к росту КВЧ в 2.67 раза с вариациями в пределах 1.2 – 8 раз в зависимости от стадии пробоотбора.

### 3.3.2 Этап 2 – «Мелкий» гранулометрический состав

Этап 2 отличается от Этапа 1 по части гранулометрического состава породы-коллектора (насыпной модели), а также тем, что все испытания проводились при одном и том же перепаде давления при фильтрации (депрессии) – 13 атм. В ходе Этапа 2 использовались проволочные фильтры с апертурами 75, 100, 150, 200 мкм. На Этапе 2 также проводился по-пробный анализ гранулометрического состава выносимых в процессе фильтрации частиц (анализ гран.состава примесей в фильтрате). Процедура подготовки породы к экспериментам и процедура проведения эксперимента на Этапе 2 не отличается от таковой в сравнении с экспериментами на Этапе 1.

Сравнить результаты Этапа 1 и Этапа 2 можно по двум референтным точкам – фильтрации смесей “нефть-вода” при  $dP$  13 атм. ( $\sim 1,3$  МПа) по фильтрам с апертурой 100 и 200 мкм, а также при фильтрации смесей “нефть-газ” при  $dP$  13 атм. по фильтрам с апертурой 150 и 200 мкм.

Поскольку на Этапе 2 использовалась порода с гораздо более “мелким” гранулометрическим составом, уместно было ожидать, что КВЧ в фильтрате возрастет, а темпы стабилизации КВЧ снизятся, поскольку с уменьшением

среднего размера частиц возрастет сложность образования арочных систем (т.е. снизится вероятность образования арки, поскольку для ее образования потребуется больше частиц породы). Однако, по результатам анализа можно заключить, что темпы стабилизации практически идентичны Этапу 1 (Рисунки 3.39 и 3.40):

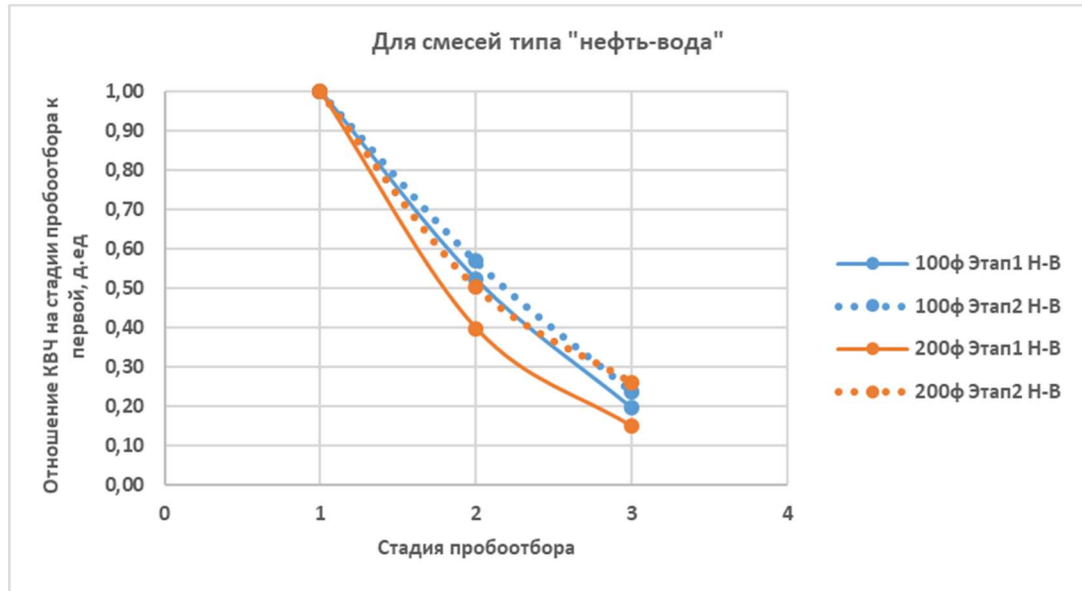


Рисунок 3.39 – Сравнение темпов стабилизации между Этапами 1 и 2 для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм при dP 13 атм при фильтрации водонефтяных смесей

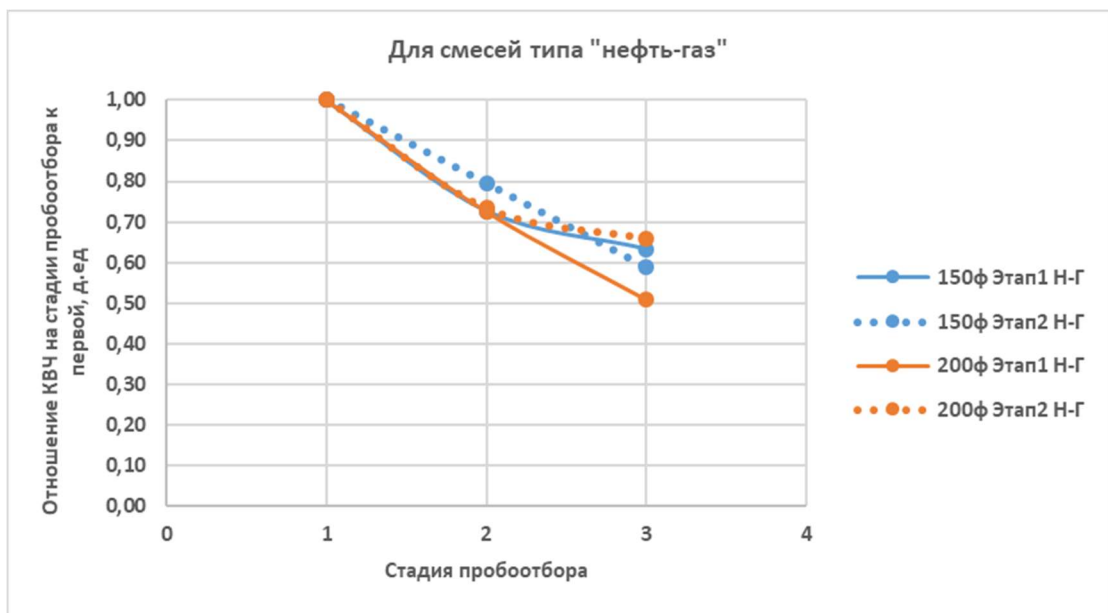


Рисунок 3.40 – Сравнение темпов стабилизации между Этапами 1 и 2 для фильтров с апертурами 150 и 200 мкм при dP 13 атм при фильтрации газонефтяных смесей

В абсолютных значениях, при этом, КВЧ в фильтрате в большинстве случаев снизилось, что показано на Рисунках 3.41- 3.46:

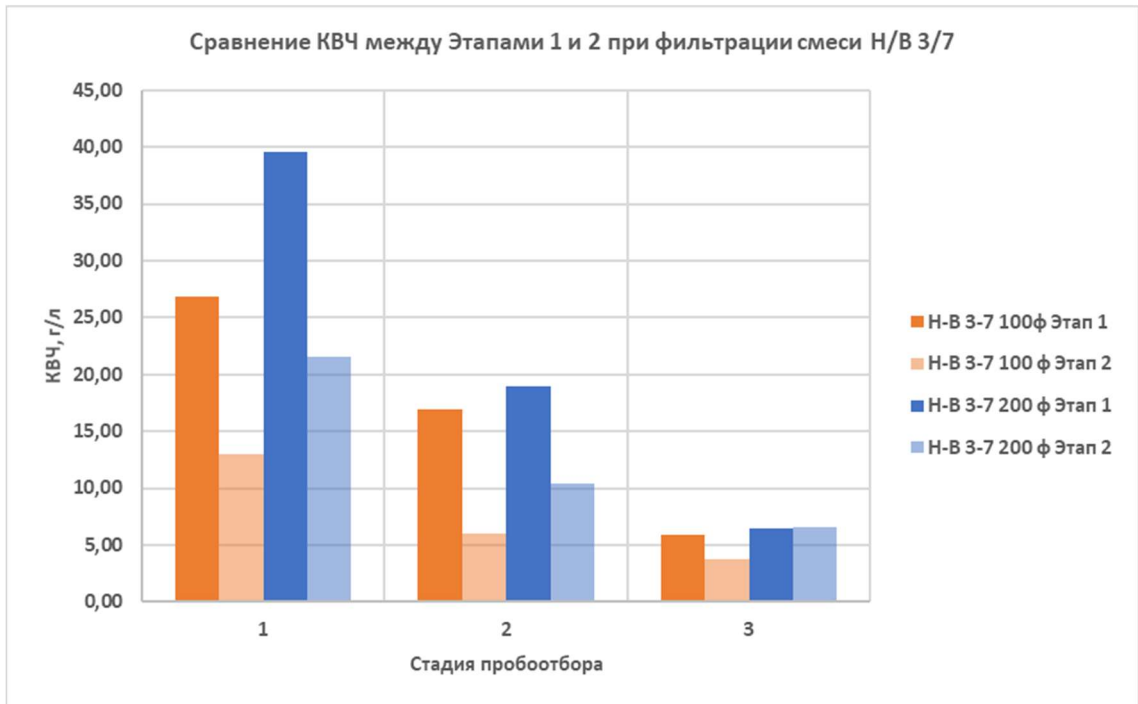


Рисунок 3.41 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/В в соотношении 30/70 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

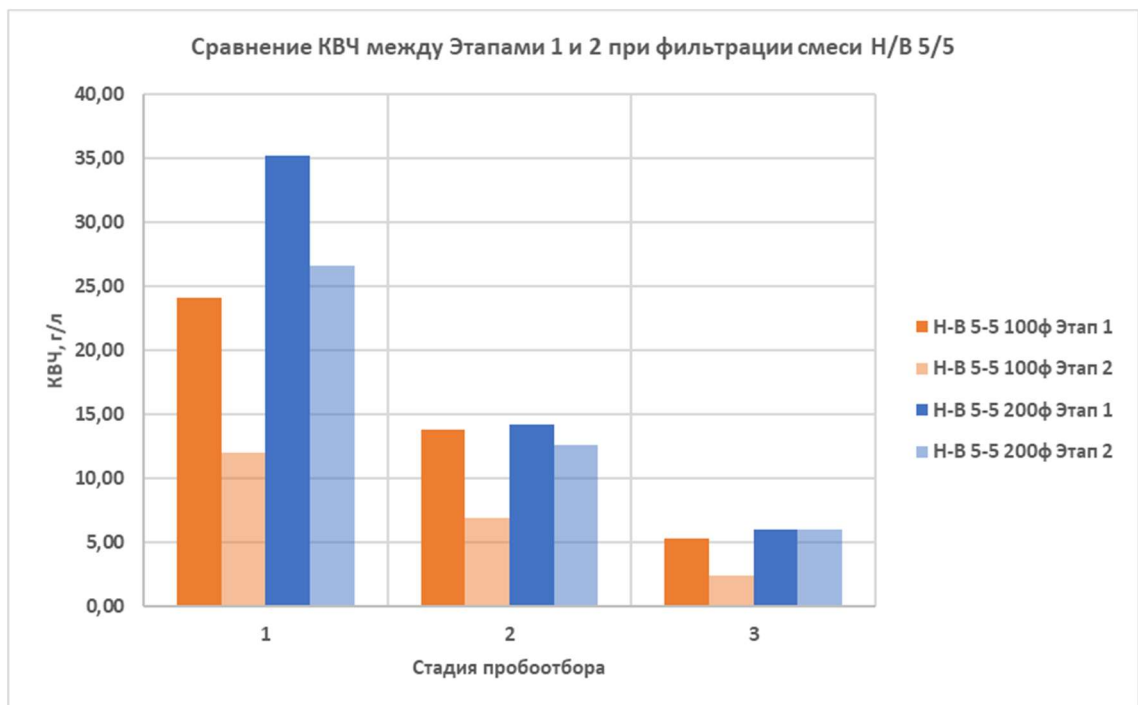


Рисунок 3.42 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/В в соотношении 50/50 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

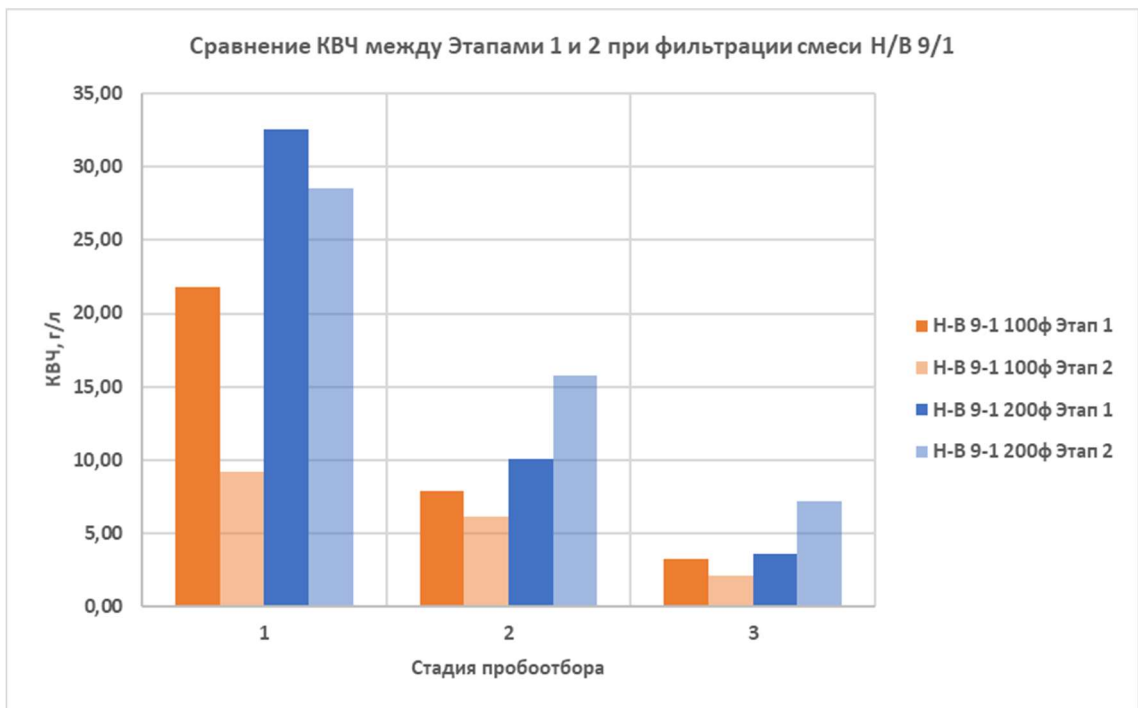


Рисунок 3.43 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/В в соотношении 90/10 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

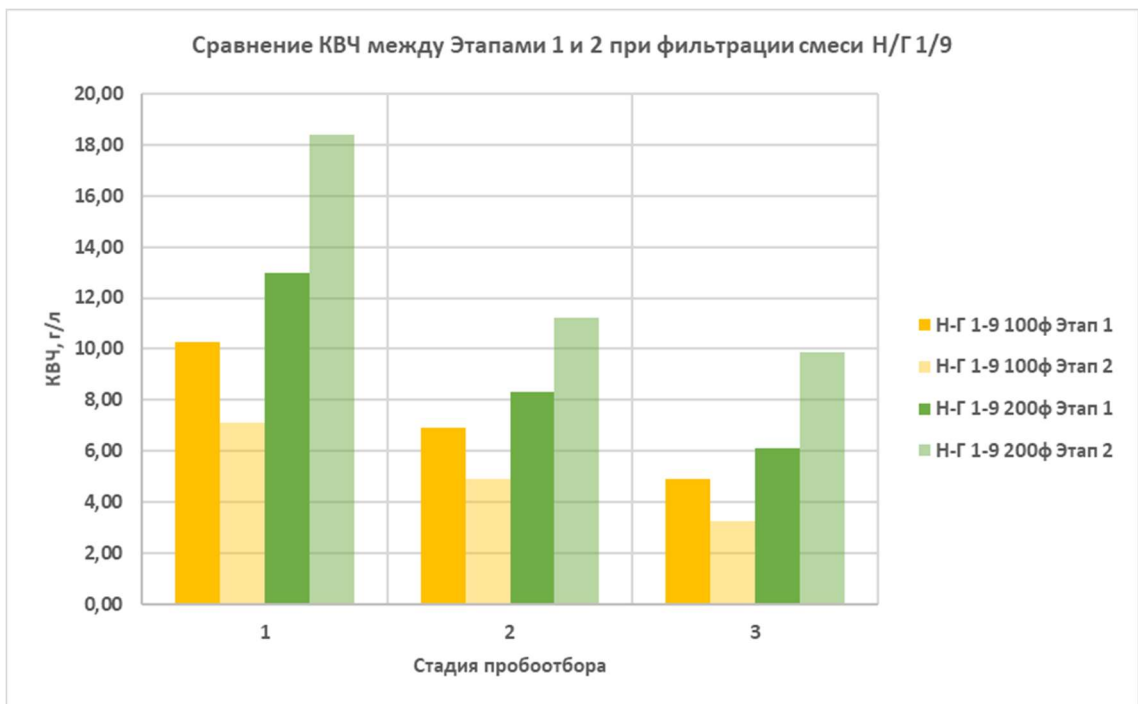


Рисунок 3.44 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/Г в соотношении 10/90 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

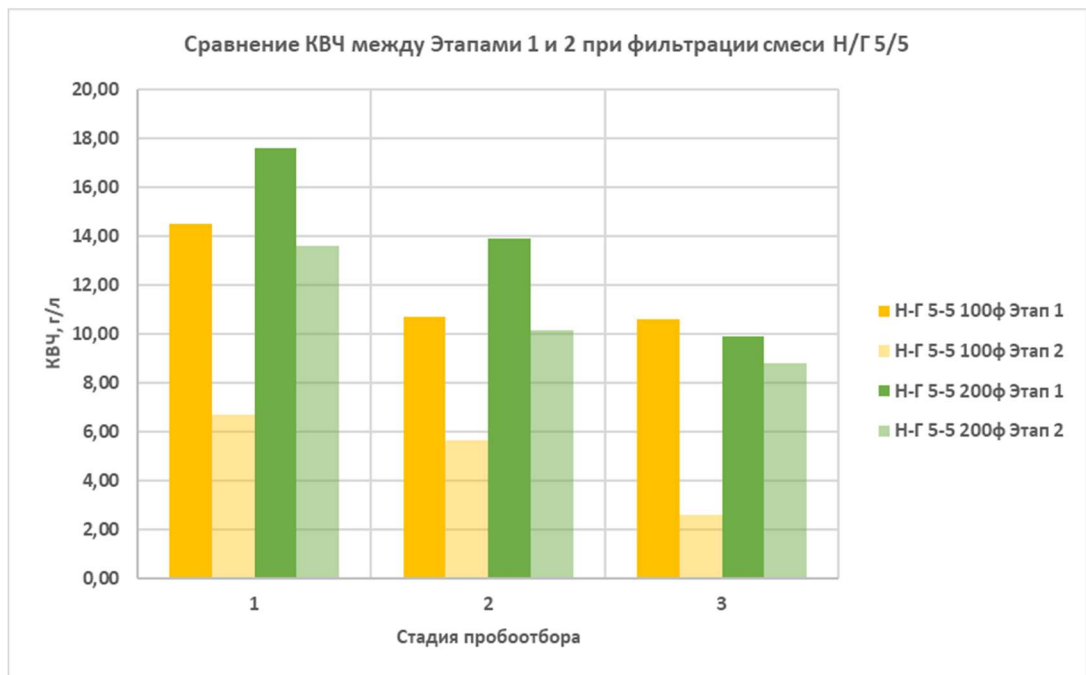


Рисунок 3.45 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/Г в соотношении 50/50 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

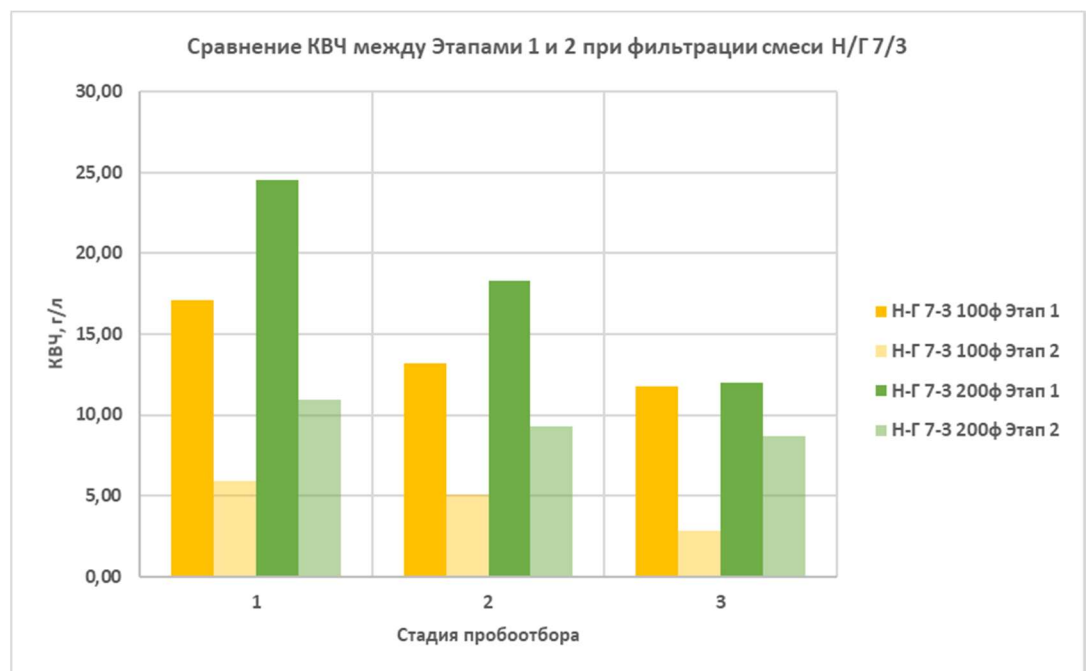


Рисунок 3.46 – Разница в КВЧ между Этапами 1-2 для смеси Н/Г в соотношении 70/30 при dP 13 атм для фильтров с апертурами 100 и 200 мкм

Изначально следовало ожидать увеличения КВЧ при снижении гранулометрического состава насыпной модели (пласта-коллектора) при использовании фильтров одинаковых апертур, однако, возросшие прочностные свойства модели привели к тому, что КВЧ в фильтрате для



большинства случаев снизилось. В первую очередь, необходимо отметить возросшую когезию между частицами породы – возросло количество точек контакта между индивидуальными песчинками, вследствие чего возросла общая прочность насыпной модели. Также нужно отметить, что для опыта Н/Г 10/90 наблюдается отклонение от общей тенденции – при опытах с фильтром с апертурой 200 мкм наблюдается превышение значений на Этапе 2 над значениями на Этапе 1 – вероятно, это отклонение связано с высокой степенью подвижностью газа в потоке (и его турбулизацией), что в свою очередь упрощает вынос более мелких частиц породы (иначе говоря – турбулизация потока способствует способности газовой фазы отрывать индивидуальные мелкие частицы породы) при высоком содержании газовой фазы в потоке флюидов.

Рассмотрим влияние различных фаз на средний размер выносимых в процессе фильтрации частиц породы.

В результате экспериментов на Этапе 2 установлено, что при фильтрации флюидов в различных фазовых распределениях, наблюдается разнонаправленная динамика по изменению диаметров выносимых частиц с течением времени.

Например, параметры гранулометрического состава D25, D50, D75 при фильтрации чистой «нефти» постоянно растут (Рисунки 3.46 - 3.57) вне зависимости от апертуры применяемого проволочного фильтра.

При этом, в области мелких частиц (параметр D25) высокая доля воды не приводит к росту диаметра выносимых частиц, а наоборот, приводит к его уменьшению (Рисунки 3.47- 3.50, группа Н/В 30/70). Однако, того же нельзя сказать при рассмотрении этой же группы, но в области частиц среднего размера (D50) (Рисунки 3.51 – 3.54) и наиболее крупных частиц (D75) (Рисунки 3.55 – 3.58) – уменьшения размеров выносимых частиц не наблюдается, скорее, размер выносимых частиц либо постоянен, либо в некоторых случаях возрастает.

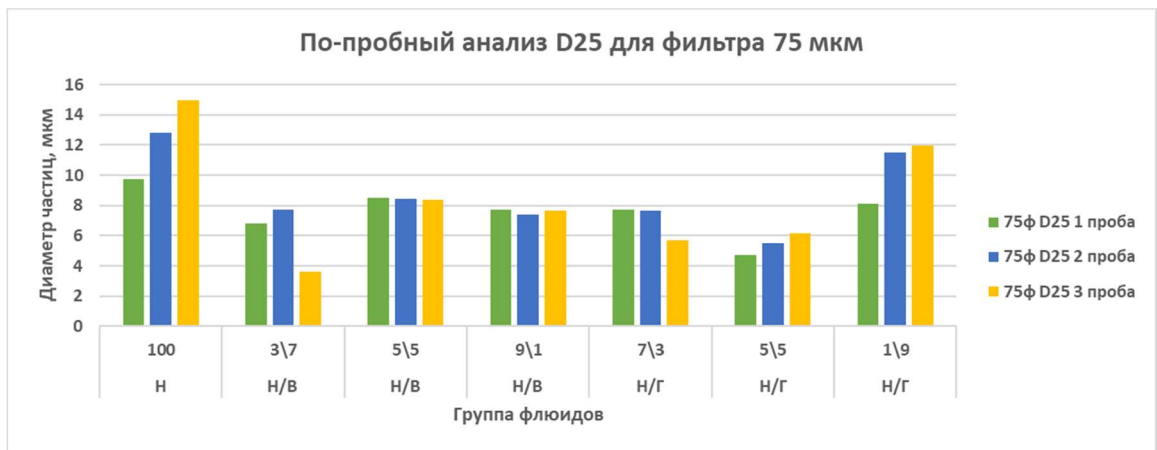


Рисунок 3.47 – По-пробное распределение D25 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 75 мкм

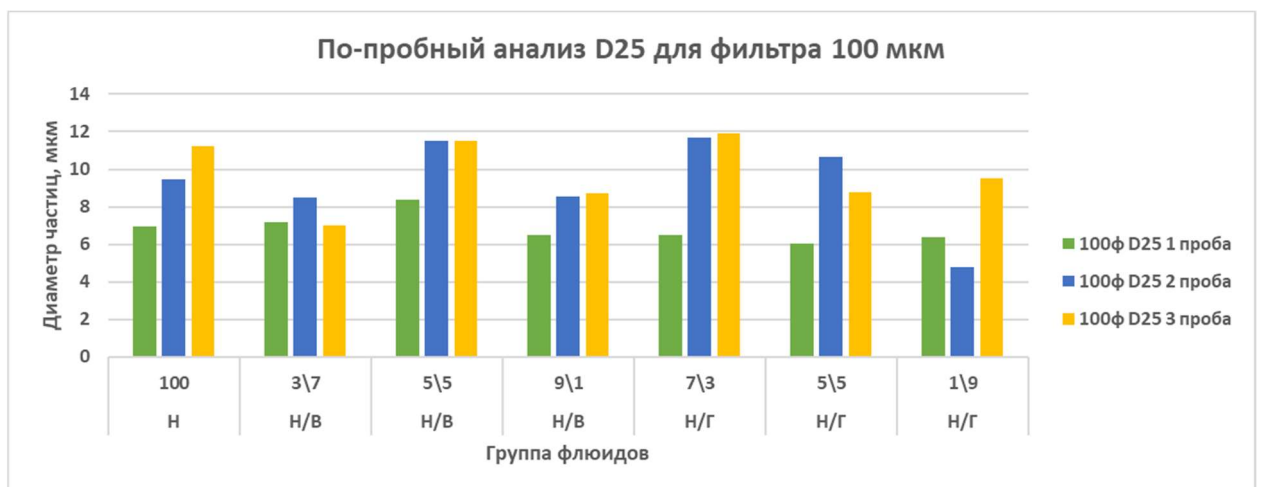


Рисунок 3.48 – По-пробное распределение D25 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 100 мкм

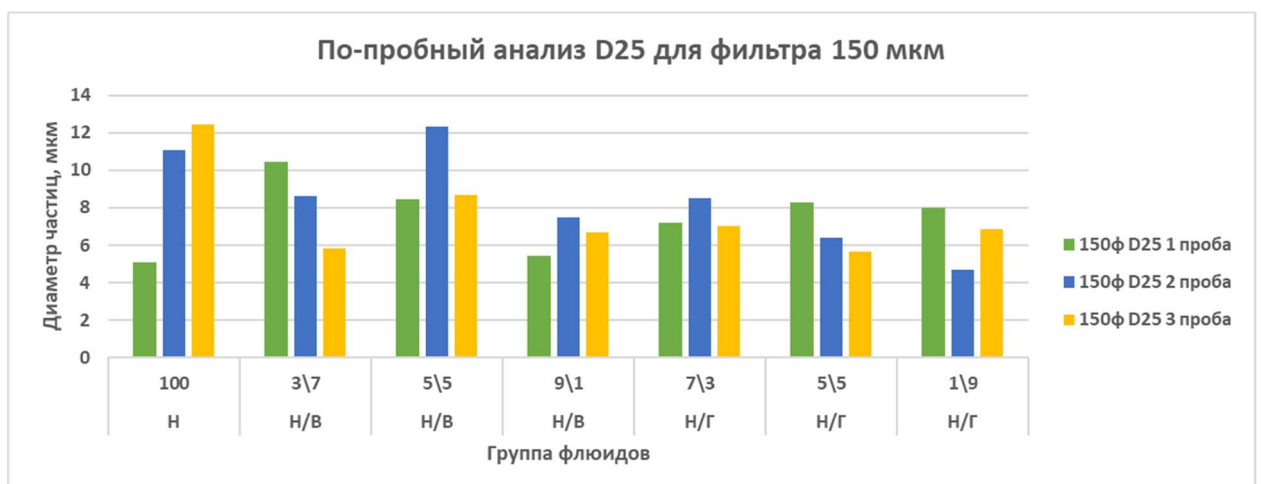


Рисунок 3.49 – По-пробное распределение D25 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 150 мкм

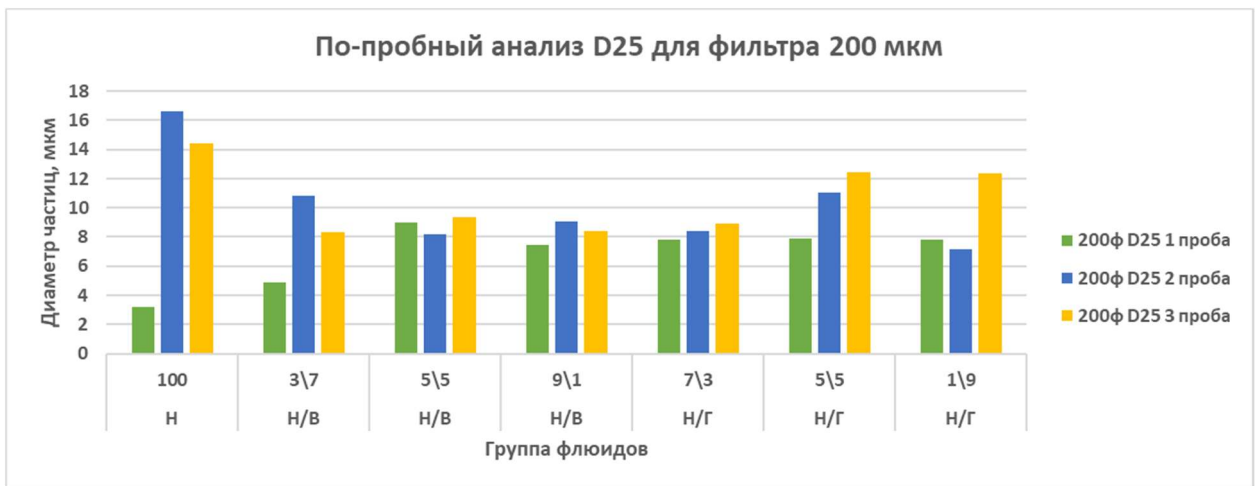


Рисунок 3.50 – По-пробное распределение D25 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 200 мкм

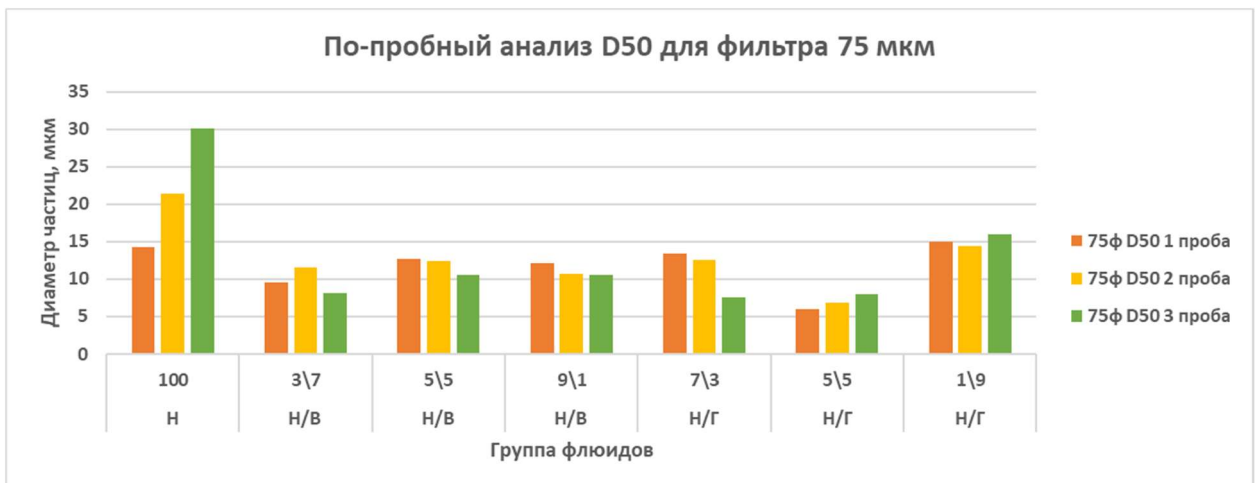


Рисунок 3.51 – По-пробное распределение D50 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 75 мкм

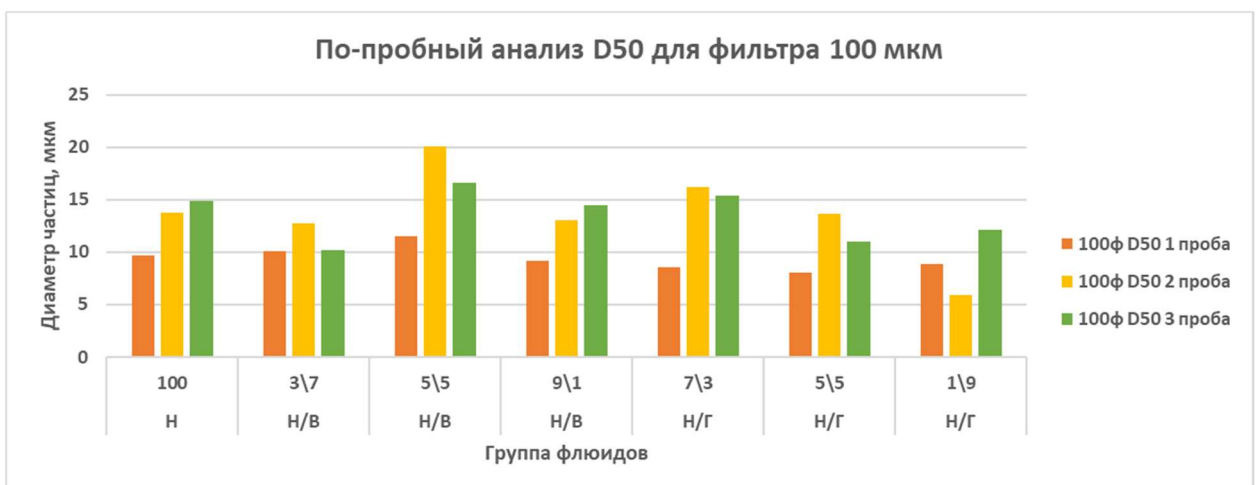


Рисунок 3.52 – По-пробное распределение D50 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 100 мкм

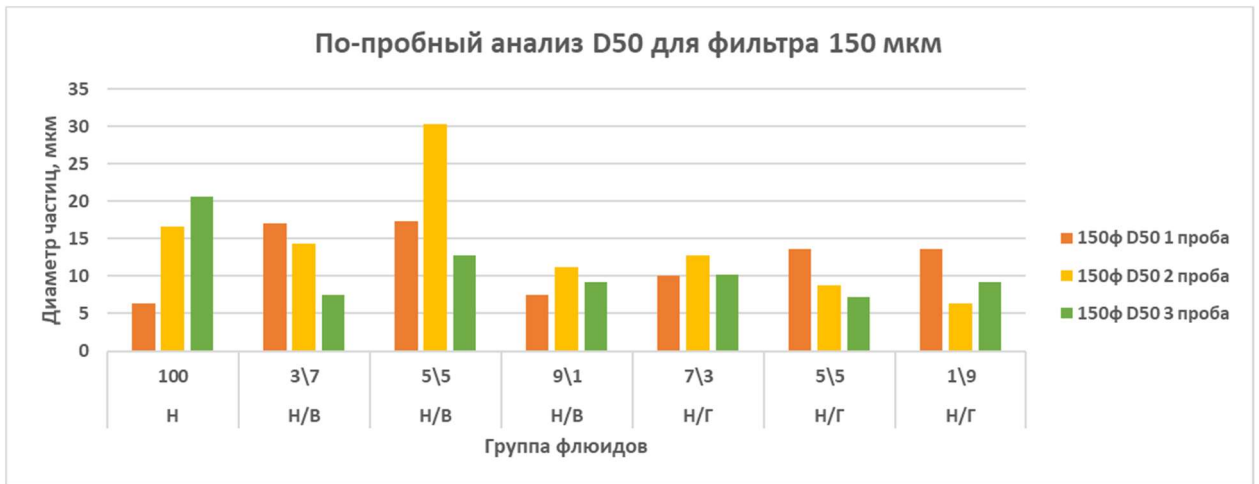


Рисунок 3.53 – По-пробное распределение D50 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 150 мкм

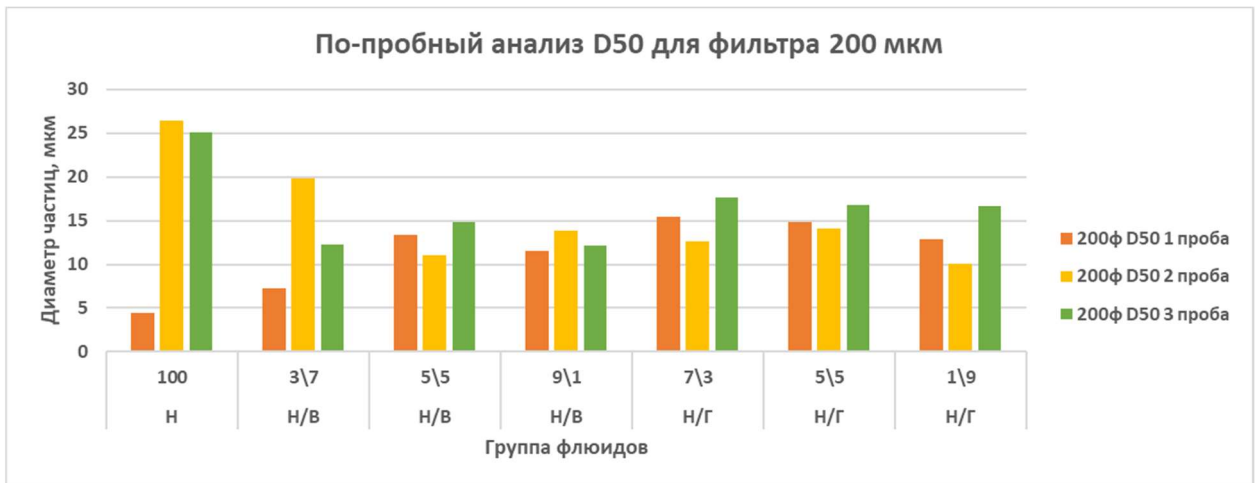


Рисунок 3.54 – По-пробное распределение D50 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 200 мкм

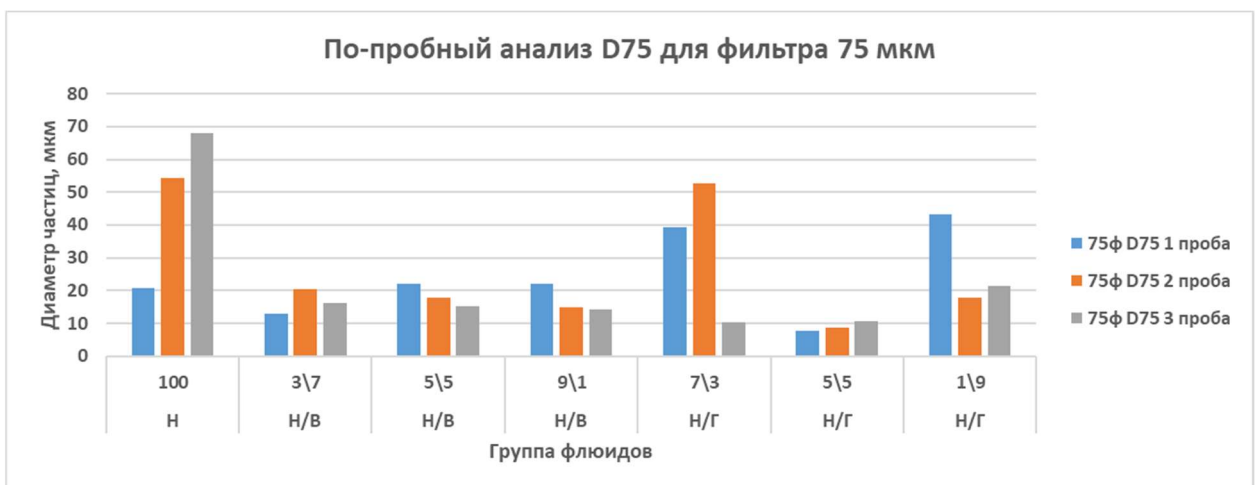


Рисунок 3.55 – По-пробное распределение D75 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 75 мкм

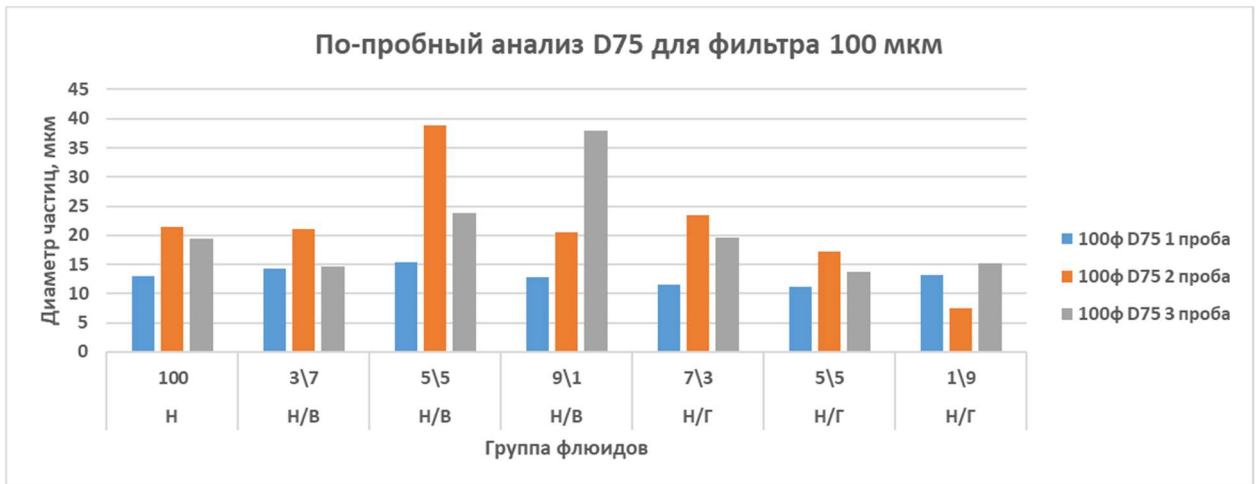


Рисунок 3.56 – По-пробное распределение D75 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 100 мкм

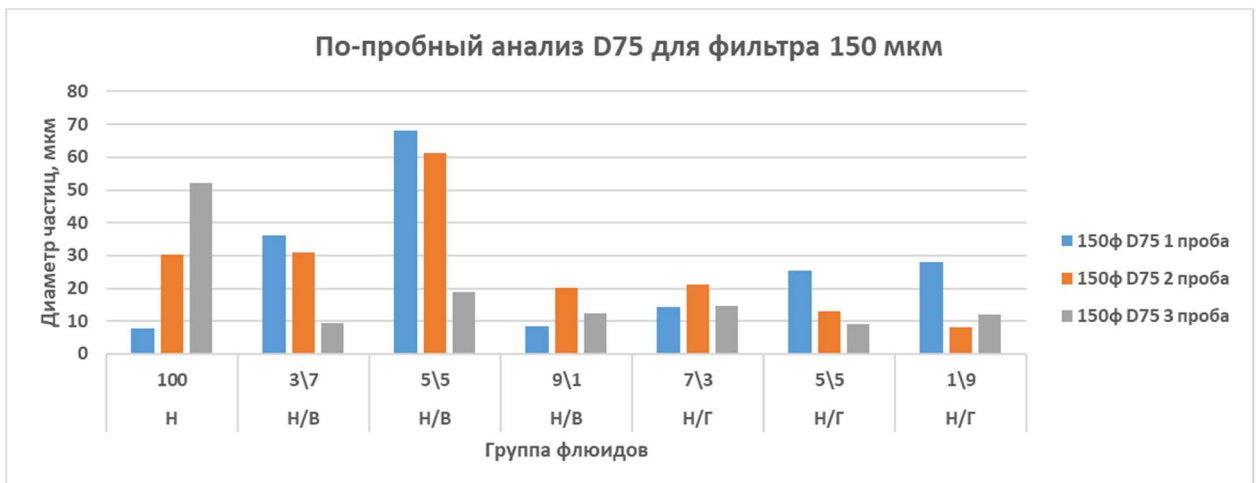


Рисунок 3.57 – По-пробное распределение D75 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 150 мкм

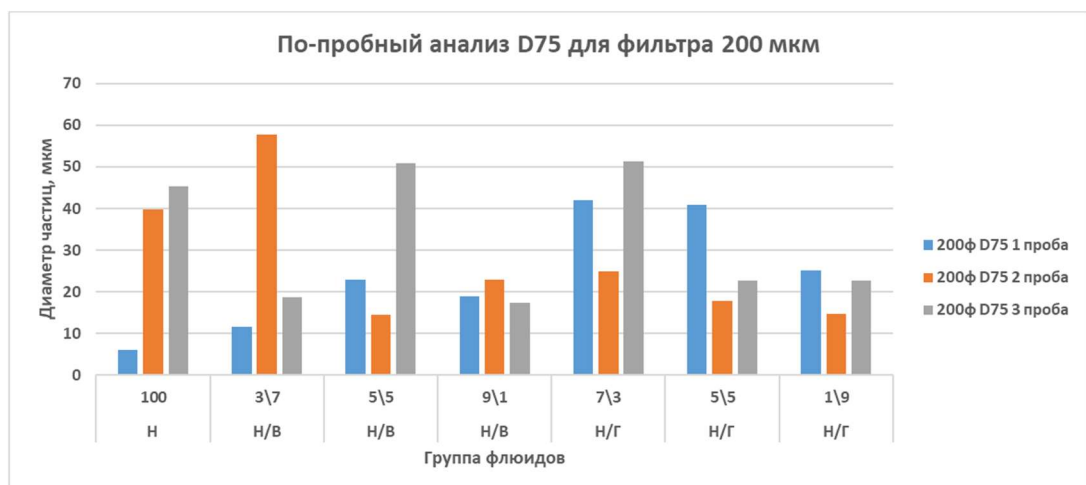


Рисунок 3.58 – По-пробное распределение D75 в зависимости от распределения фаз в потоке флюидов для фильтра 200 мкм

Стоит отметить, что в области мелких (D25) и средних (D50) частиц, структура потока флюидов не так значительно влияет на диаметр выносимых частиц породы, как в области крупных (D75).

В области крупных частиц, поток чистой нефти и водонефтяные смеси, в среднем, выносят более крупные частицы, в силу более высокой влекущей силы потока (Рисунки 3.55 – 3.58).

В большинстве случаев наблюдается “колоколообразный” профиль размеров выносимых частиц – т.е. во второй пробе сконцентрированы либо наиболее крупные, либо наиболее мелкие выносимые в процессе фильтрации частицы. Вероятнее всего, это связано с образованием арочных систем – когда к поверхности фильтра «подходят» наиболее крупные частицы, первые из них выносятся в силу недостатка таких же крупных частиц, однако, при совместном попадании крупных частиц на поверхность фильтра, образуется арка, которая блокирует вынос наиболее крупных частиц – наблюдается резкое падение размеров выносимых частиц уже в третьей пробе. Однако, необходимо отметить, что протяженность щели в проволочном фильтре значительно превосходит линейный размер частиц породы, поэтому одновременное образование арок по всей поверхности щелей невозможно – вследствие этого может наблюдаться картина, когда часть щелей перекрыта арками (перекрыта для выноса частиц породы, но не фильтрации флюида), но в другом секторе щели этого перекрытия не наблюдается. Следовательно, можно утверждать, что после значительного всплеска размеров выносимых частиц, стоит ожидать последовательного снижения диаметров выносимых частиц через некоторый промежуток времени, но процесс в значительной степени носит неопределенный характер. На этот процесс будет в значительной степени влиять гранулометрический состав породы-коллектора и распределение частиц в призабойной зоне (у поверхности фильтра).

Применение технологий ограничения пескопроявления зачастую оказывает негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта-коллектора [24]. При применении механических

фильтров (к которым относятся проволочные фильтры, применявшиеся в этой серии лабораторных экспериментов) уместно ожидать снижения проницаемости призабойной зоны в первую очередь из-за закупоривания отверстий фильтра частицами породы, а также из-за блокирования каналов фильтрации частицами породы (процесс носит случайный характер), коррозии самого фильтра (и дальнейшего закупоривания отверстий фильтра коррозировавшими частицами) и образования в его щелях отложений глины, солей или парафинов (Рисунок 3.59) [99, 100]:

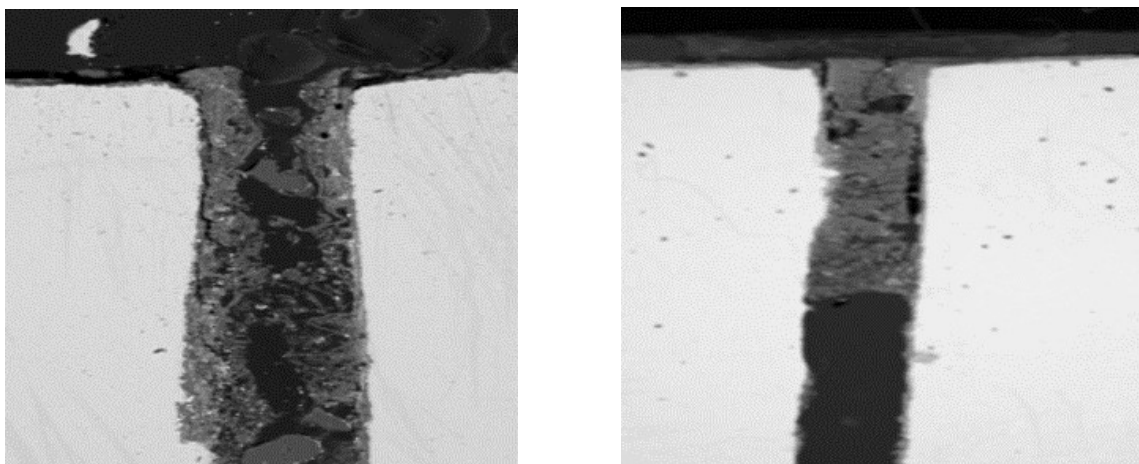


Рисунок 3.59–Образование глиняного нароста в щели фильтра (слева) и полностью закупоренная щель фильтра (справа) [100]

Для оценки степени снижения проницаемости насыпной модели (пласта-коллектора) в процессе фильтрационных экспериментов автором используется параметр - коэффициент относительного изменения проницаемости (КОИП). Первоначальная проницаемость насыпных моделей замерялась при выходе на заданный перепад давления (депрессию) при фильтрации, и по закону Дарси далее определялась начальная проницаемость насыпной модели. Второй «замер» проницаемости проводился после фильтрации через насыпную модель приблизительно 50-ти ее поровых объемов (в среднем, 200-250 мл. жидкости). Здесь и далее проводится совместный анализ КОИП по результатам проведения экспериментов на Этапах 1 и 2. Значения коэффициента относительной проницаемости (в процентах), полученные по результатам экспериментов на Этапах 1 и 2, указаны в Таблице 3.1

Таблица 3.1 –Значения КОИП по рез-там filtrаций на Этапах 1-2

Этап	Апертура филтра мкм	Перепад давления атм	Объемное распределение фаз в потоке флюида						
			Н 100	Н/В 3\7 5\5 9\1			Н/Г 3\7 5\5 9\1		
Этап 1 - Крупный гран.состав	100	3,3	-	95	87	94	-	-	-
	150	3,3	-	-	-	-	96	96	99
	200	3,3	87	93	98	97	98	94	99
	100	13	94	87	69	92	-	-	-
	150	13	-	-	-	-	98	92	98
	200	13	98	82	78	97	98	96	95
Этап 2 - Мелкий гран.состав	75	13	98	84	100	86	70	84	81
	100	13	95	86	64	84	59	86	43
	150	13	98	89	92	95	55	65	106
	200	13	94	79	86	97	70	87	95

\* прочерк в таблице означает либо разрушение образца, либо отсутствие возможности замерить КОИП

Для оценки влияния количества выносимых в процессе фильтрации частиц и их размеров был проведен анализ влияния этих параметров на коэффициент относительного изменения проницаемости. В результате анализа установлено, что ни КВЧ, ни гран.состав механических примесей в фильтрате однозначно не влияют на КОИП. Данные исследования проводились только для экспериментов на Этапе 2, поскольку при экспериментах на Этапе 1 многостадийный отбор проб фильтрата для анализа гранулометрического состава не проводился.

Некоторые авторы отмечают [79], что продолжительный вынос породы из призабойной зоны может положительно сказаться на ее проницаемости, однако, взаимосвязи между КВЧ и КОИП для всех типов фильтров установить не удалось (Рисунки 3.60 – 3.63). В случае наибольшего КВЧ в выборке, КОИП соответственным образом не является наибольшим, а в некоторых случаях при достаточно высоком КВЧ, КОИП является одним из наименьших, как например на рисунке 3.61 для фильтрации группы Н/В 5/5.



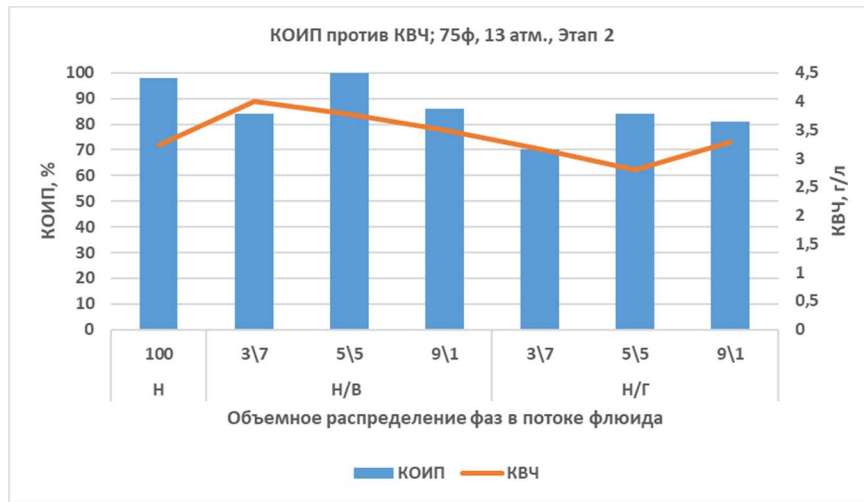


Рисунок 3.60 – Взаимосвязь КОИП и КВЧ для проволочного фильтра с апертурой 75 мкм

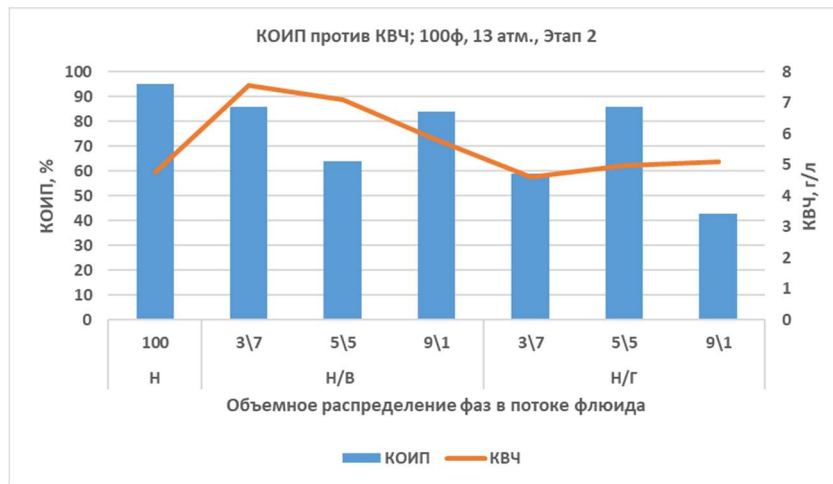


Рисунок 3.61 – Взаимосвязь КОИП и КВЧ для проволочного фильтра с апертурой 100 мкм

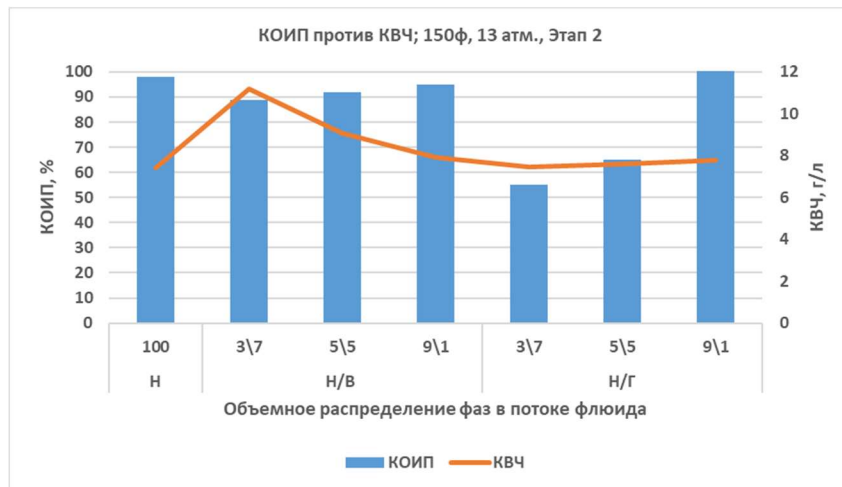


Рисунок 3.62 – Взаимосвязь КОИП и КВЧ для проволочного фильтра с апертурой 150 мкм

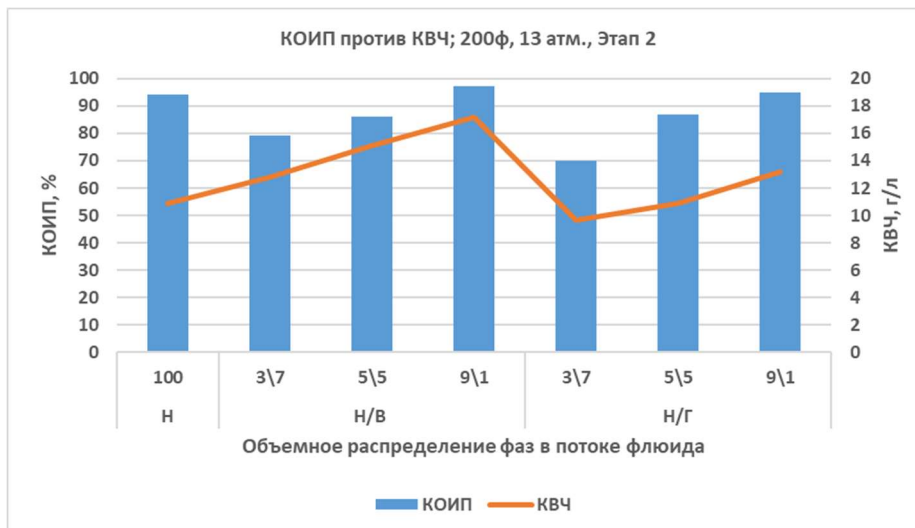


Рисунок 3.63 – Взаимосвязь КОИП и КВЧ для проволоочного фильтра с апертурой 200 мкм

Также, теоретически, должна существовать взаимосвязь между выносимыми в процессе фильтрации частицами и КОИП, поскольку образование арочных систем и блокирование отверстий на поверхности фильтра должно оказывать влияние на проницаемость. Построим зависимости между КОИП и различными D-параметрами гранулометрического состава частиц породы в фильтрате (Рисунки 3.64 – 3.67), а также между КОИП и D-средним для всех фильтров (среднее значение между параметрами D25, D50, D75) (Рисунки 3.68 – 3.71):

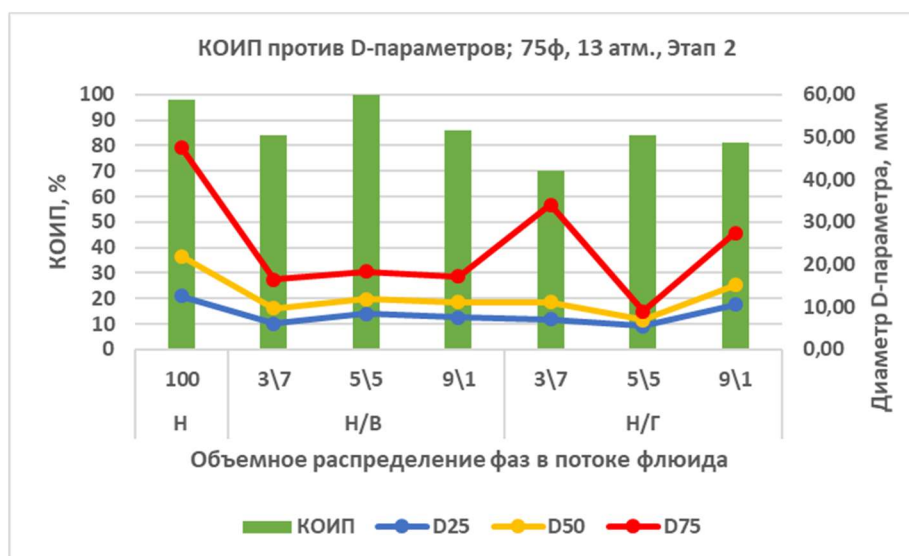


Рисунок 3.64 – Взаимосвязь КОИП и D-параметров гран.состава для проволоочного фильтра с апертурой 75 мкм

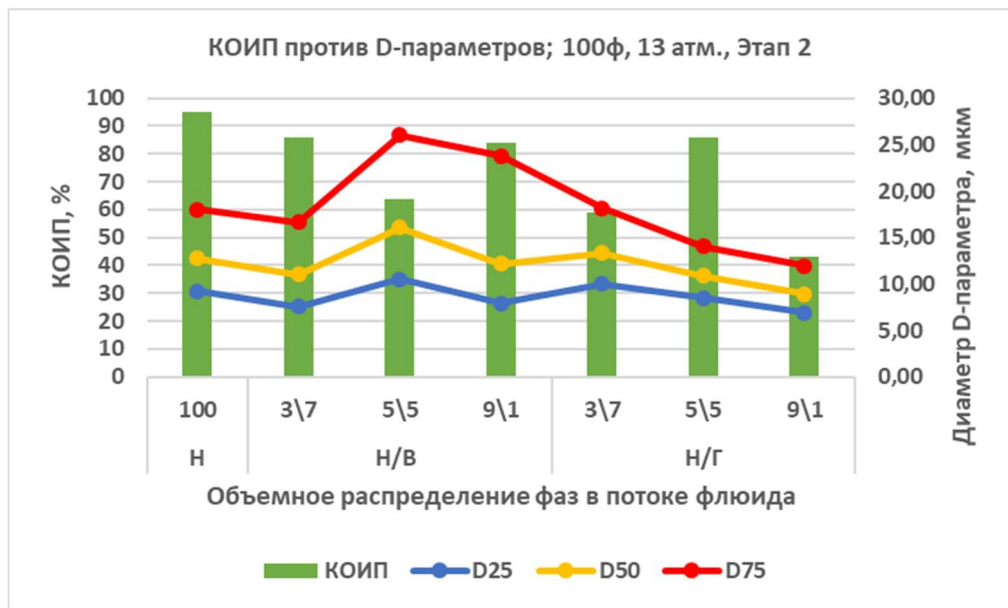


Рисунок 3.65 – Взаимосвязь КОИП и D-параметров гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 100 мкм

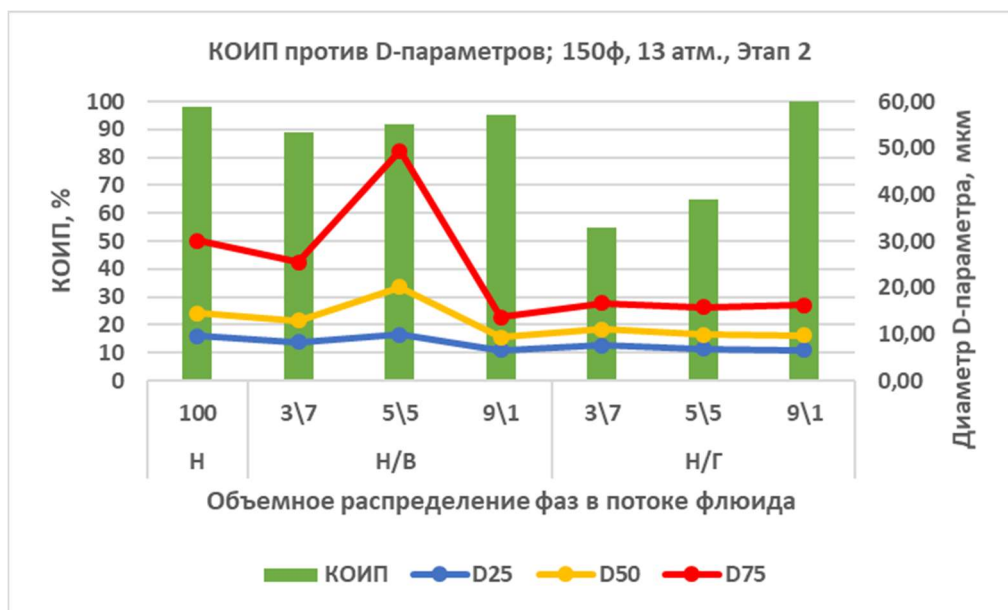


Рисунок 3.66 – Взаимосвязь КОИП и D-параметров гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 150 мкм

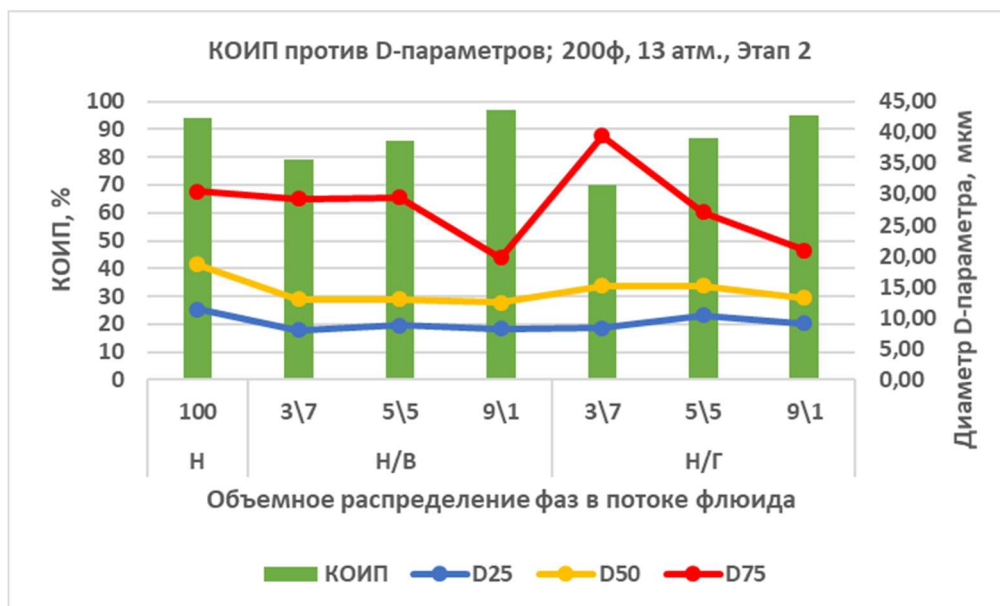


Рисунок 3.67 – Взаимосвязь КОИП и D-параметров гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 200 мкм

Для некоторых фильтров действительно прослеживается взаимосвязь между D-параметром и КОИП, как например для фильтра с апертурой 200 мкм на рисунке 3.63 – как в группе Н/В, так и в группе Н/Г, уменьшение параметра D75 приводит к росту КОИП. Однако, этой зависимости не прослеживается для остальных фильтров. При этом, для фильтра с апертурой 150 мкм, полностью отсутствует какая-либо зависимость КОИП как от D-параметров гранулометрического состава, так и от КВЧ – при приблизительно равных КВЧ и D-параметрах во всей группе экспериментов Н/Г, разница между максимальным и минимальным КОИП составляет более 40% (Рисунки 3.61 и 3.63). Что говорит о значительном влиянии на конечную проницаемость процессов, происходящих непосредственно в самой насыпной модели (удаленной зоне пласта-коллектора).

При построении графиков зависимости КВЧ от D-среднего, какой-либо взаимосвязи также не выявлено. В особенности это касается фильтров с малыми апертурами – 75 и 100 мкм, здесь, вероятно, основную роль в изменении коэффициента проницаемости играют иные процессы, не связанные с закупориванием отверстий фильтра или образованием арочных систем вблизи его поверхности.

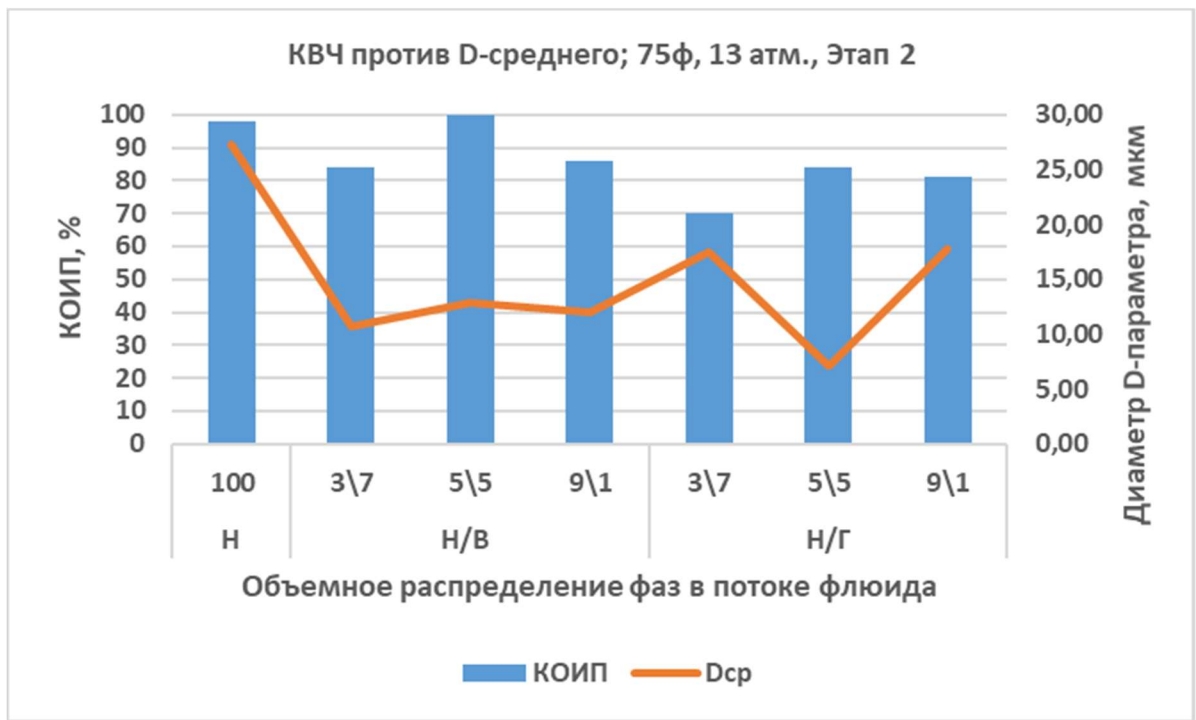


Рисунок 3.68 – Взаимосвязь КОИП и D-среднего гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 75 мкм

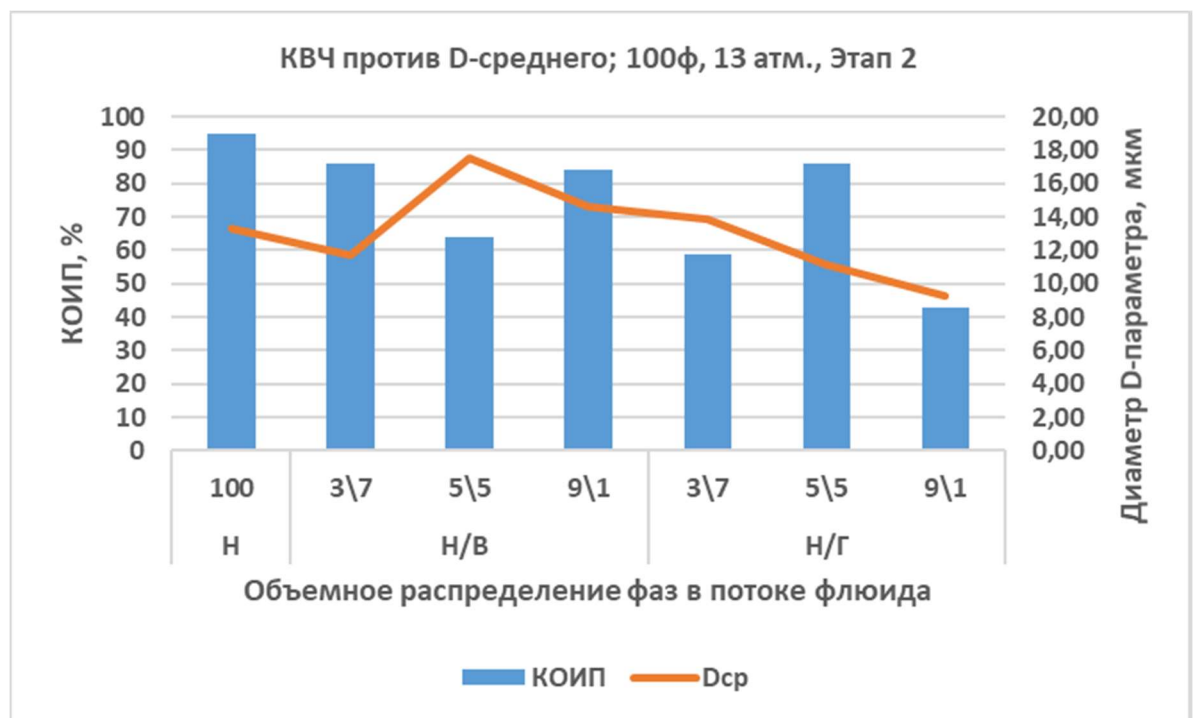


Рисунок 3.69 – Взаимосвязь КОИП и D-среднего гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 100 мкм

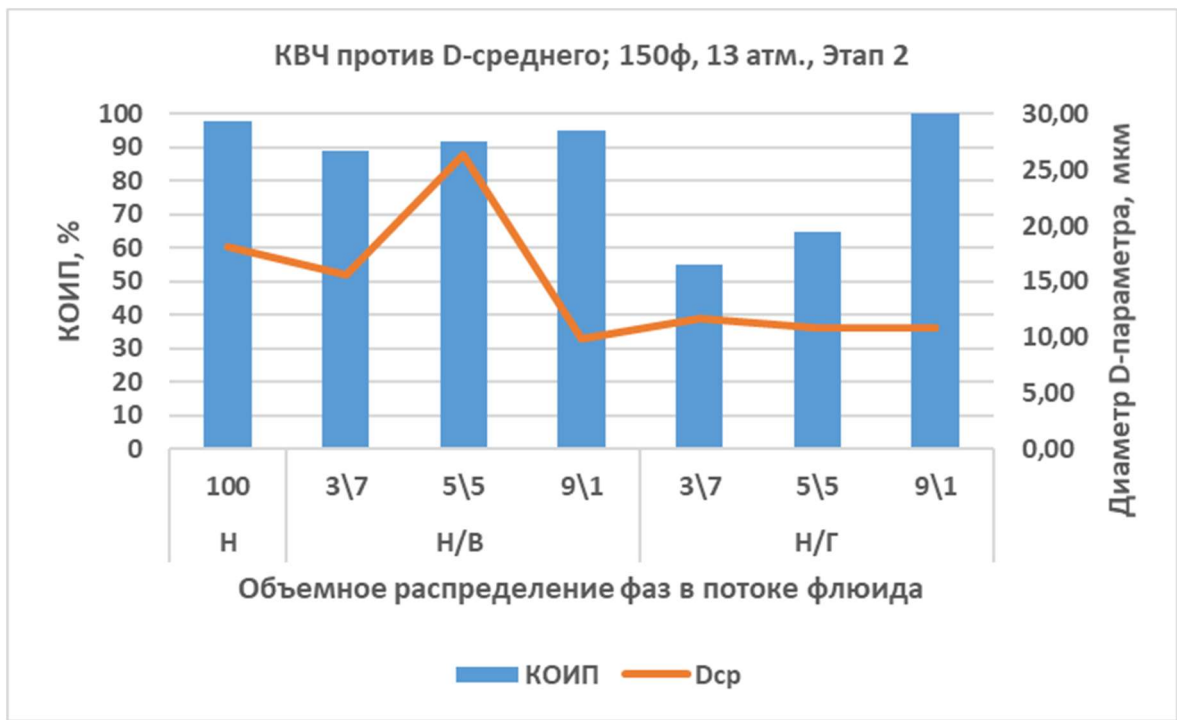


Рисунок 3.70 – Взаимосвязь КОИП и D-среднего гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 150 мкм

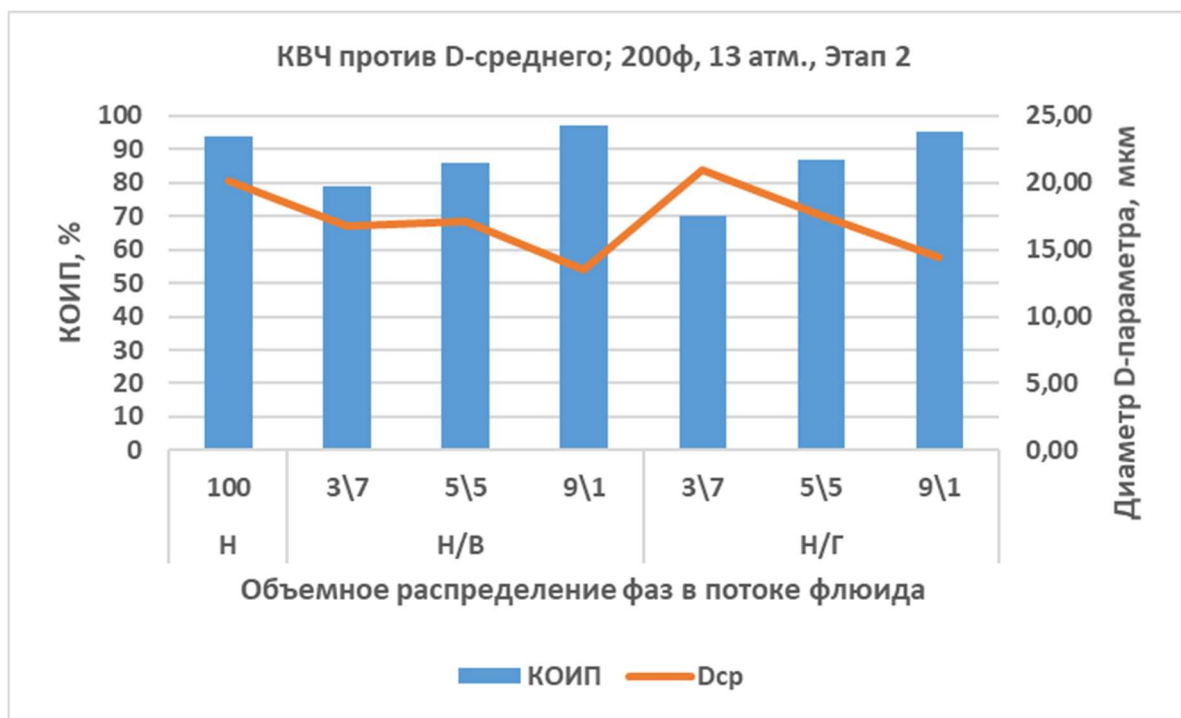


Рисунок 3.71 – Взаимосвязь КОИП и D-среднего гран.состава для проволочного фильтра с апертурой 200 мкм

### 3.3.3 Этап 3 – Влияние формы проволоки на эффективность фильтра

Этап 3 подразумевает идентичную Этапам 1 и 2 процедуру проведения экспериментов, однако, эксперименты на этом Этапе отличаются

используемыми фильтр-элементами – используются купоны проволоочных фильтров различного форм-фактора (т.е. формы самой проволоочной обмотки) с апертурами 150 и 200 мкм. (Рисунки 3.72 и 3.73), а также вязкостью модели нефти – 9 мПа\*с (вместо 67 мПа\*с на Этапах 1 и 2) [108]:



Рисунок 3.72 – Формы намотки проволоочных фильтров на Этапе 3



Рисунок 3.73 – Изображение купонов фильтр-элементов

Необходимо отметить, что на Этапах 1 и 2 использовались фильтры с треугольной намоткой. Кроме того, сравнение результатов экспериментов на Этапах 1 и 2 с результатами на Этапе 3 не имеет практического смысла в силу различных вязкостей флюидов. Кроме того, гранулометрический состав породы на Этапе 3 значительно превосходит по средним параметрам гран.состав Этапов 1 и 2.

В целом, Этап 3 предполагает изучение влияния формы проволоочной намотки щелевого фильтра на процесс пескопроявления для сравнения по референтным параметрам, по которым производится оценка эффективности любого фильтра:

1. Открытая зона притока («Open to Flow Area» - OFA);
2. Снижение выноса породы за счет внедрения фильтра (уменьшение КВЧ);
3. Сохранение проницаемости фильтра (или системы «призабойная зона – фильтр») – коэффициент относительного изменения проницаемости;
4. Гранулометрический состав профильтровавшихся частиц.

Существуют также критерии, которым следует следовать с точки зрения обеспечения механической целостности фильтра [83]:

1. При его установке (растягивающие и иные нагрузки);
2. При его работе (стойкость к эрозии и коррозии);

Одним из параметров фильтра, который влияет на 3/4 перечисленных параметров, является геометрия щели (проволоки). Bennion [23] представил объяснение влияния геометрии щели на процесс пескопроявления для щелевых фильтров («Slotted Liner» - SL), но нет исследования, касающегося влияния профиля проволоки для проволочных фильтров («Wire-Wrapped Screen» - WWS).

Помимо свойств реализованной технологии борьбы с пескопроявлением, на процесс пескопроявления, в основном, влияют следующие свойства/параметры жидкости, пласта:

1. Вязкость жидкости – чем выше вязкость, тем больше количество выносимой породы [41, 42];
2. Содержание газа в пласте [11, 49, 63, 99];
3. Гранулометрический состав пласта-коллектора и параметры формы частиц [31, 46];
4. Содержание глины [53, 55];
5. Распределение напряжений в призабойной зоне пласта [62, 101, 103];
6. Поровое давление [27, 73];
7. Забойное давление – Дебит – Скорость жидкости в пласте [13, 28, 88, 91, 99];
8. Режим течения флюида [11, 62];
9. Степень истощения пласта [52, 63, 87];
10. Темп вывода скважины на режим (скорость уменьшения забойного давления) [46, 63];
11. Обводненность продукции [25, 79];
12. Свойства коллектора – количество пластового цемента, прочность породы и т.д. [50, 57, 67].



Влияние некоторых из перечисленных параметров было представлено ранее на Этапах 1 и 2. Этап 3 же сконцентрирован на изучении влияния формы проволочной намотки на удерживающую способность фильтра (КВЧ) и изменение проницаемости в процессе фильтрации (через гран.состав).

Основные результаты анализа экспериментов представлены на Рисунках 3.74– 3.77:

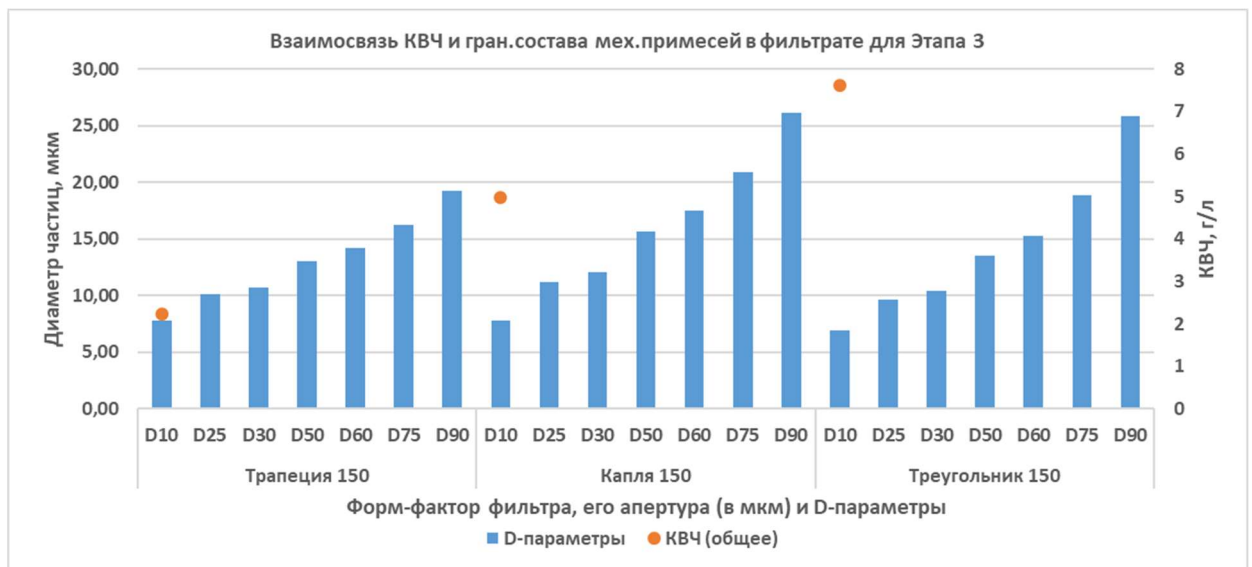


Рисунок 3.74 – Влияние форм-фактора фильтра на гранулометрический состав выносимых частиц и КВЧ для фильтров с апертурой 150 мкм

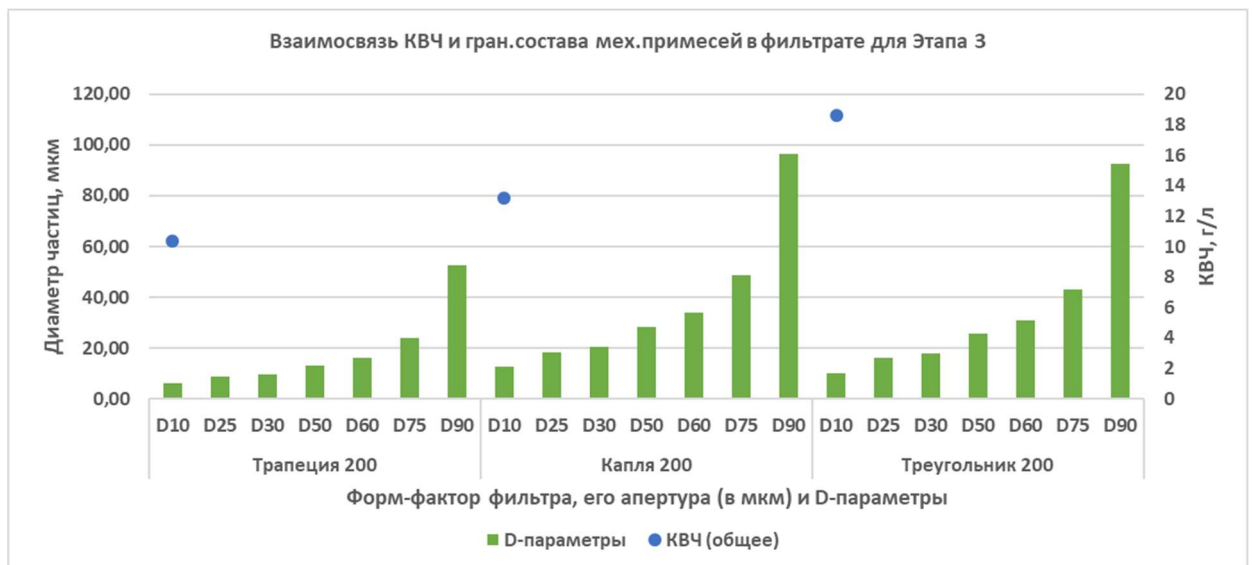


Рисунок 3.75 – Влияние форм-фактора фильтра на гранулометрический состав выносимых частиц и КВЧ для фильтров с апертурой 20 мкм

При прочих равных условиях, фильтры с трапецидальной формой проволочной намотки (как с апертурой 150 мкм., так и с апертурой 200 мкм.) демонстрируют как наименьший КВЧ, так и наименьшую пропускную способность по отношению к крупным частицам породы. Данный фильтр в наилучшей степени справляется с основной задачей применения механических фильтров – обеспечение наименьшего КВЧ при удержании в пласте-коллекторе максимально возможного числа частиц с диаметром более 50 мкм, которые несут основную нагрузку (тогда как частицы диаметром менее 50 мкм нагрузку от пласта не воспринимают) [64, 99].

Для оценки эффективности различных форм-факторов проволоки рассмотрим влияние фильтров на КОИП – рисунки 3.76 и 3.77:

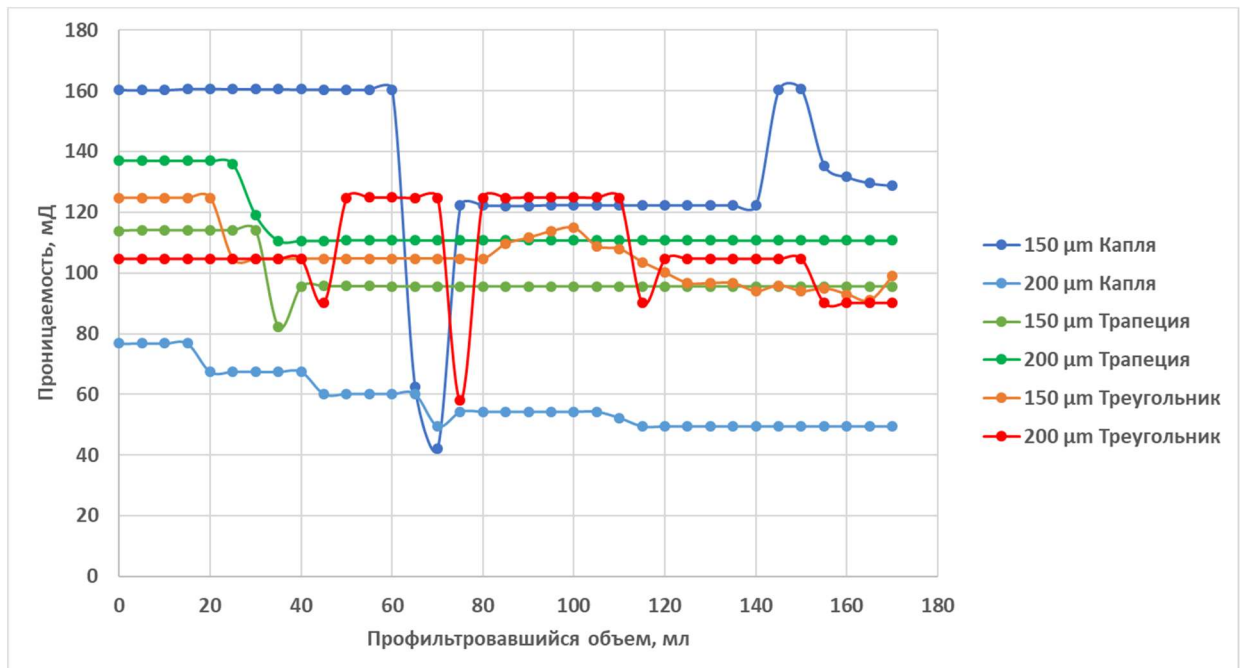


Рисунок 3.76– Остаточная пропускная способность фильтров в миллидарси (мД)

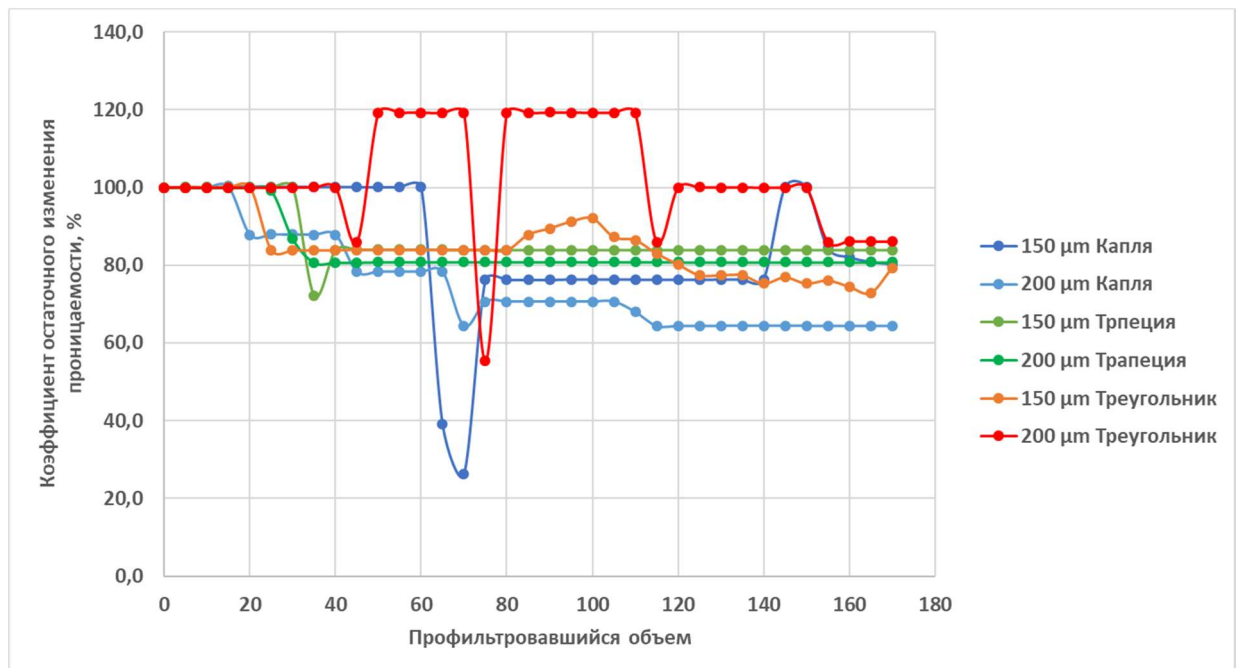


Рисунок 3.77 – Остаточная проницаемость фильтров в % от начальной

График на рисунке 3.76 представляет изменение проницаемости системы «насыпная модель - фильтр» во время испытания. Поскольку насыпные модели имеют различную проницаемость, качественнее будет сравнить фильтры разными профилями проволоки по относительному изменению проницаемости, как это представлено на рисунке 3.77. Первая точка на графике (для отфильтрованного объема 0) представляет ситуацию, когда давление достигло необходимого значения (для каждой насыпной модели оно было различным, в пределах от ~345000 паскалей (50 psi) до ~518000 паскалей (75 psi)). Таким образом, отфильтрованный объем 0 на самом деле не равен 0.

Хотя большие колебания проницаемости можно описать с помощью принципа работы датчика давления (из-за смеси масла и породы датчик может передавать неверные данные), в целом, фильтры с меньшим размером апертуры (150 микрон (мкм)) демонстрируют низкую остаточную проницаемость. В группе 150 мкм трапециевидный фильтр показывает самую высокую остаточную проницаемость, а в группе 200 мкм - наихудшую.

### 3.4 Выводы к главе 3

Разработана методика проведения фильтрационных экспериментов на насыпных моделях пласта-коллектора по установлению эффективности технологии ограничения пескопроявления с измерением следующих параметров: количество взвешенных частиц в фильтрате, гранулометрический состав механических примесей в фильтрате при многостадийном отборе проб, коэффициент относительного изменения проницаемости. Указанные параметры позволяют комплексно оценить динамику процесса пескопроявления при применении какой-либо технологии его ограничения.

В результате проведения серии фильтрационных экспериментов установлено:

1. Количество взвешенных частиц в фильтрате зависит от объемного распределения фаз в потоке флюида – фильтрация чистой нефти приводит к наибольшему КВЧ, в группе водонефтяных смесей повышение доли воды приводит к росту КВЧ, фильтрация газонефтяных смесей приводит к наименьшему КВЧ при прочих равных условиях.

2. Количество взвешенных частиц естественным образом снижается с течением времени за счет образования арочных систем и блокирования поровых каналов. Процесс уменьшения КВЧ с течением времени был назван «стабилизация». Скорость «стабилизации» зависит от объемного распределения фаз в потоке флюида:

- Водонефтяные смеси обладают высоким начальным КВЧ, но с течением времени значение КВЧ уменьшается до 15-25% от начального;
- Газонефтяные смеси обладают низким начальным КВЧ (в сравнении с водонефтяными), но с течением времени КВЧ снижается лишь до 45-55% от начального;
- Данное явление, вероятнее всего, связано с турбулизацией газовой фазы в потоке флюида – высокие скорости газовой фазы приводят к турбулентному течению вблизи стенок порового канала, за счет чего отрыв частиц породы происходит с большей вероятностью;

3. Рост перепада давления приводит к увеличению количества взвешенных частиц в фильтрате. Опытным путем установлено, что при четырехкратном увеличении перепада давления (депрессии), в среднем, КВЧ возрастает в 2,67 раз. При этом, в зависимости от объемного распределения фаз в потоке флюида и “стадии” пескопроявления, КВЧ может возрастать в 1,2 - 8 раз.

4. Вопреки ожиданиям, изменение гранулометрического состава выносимых частиц в сторону уменьшения их диаметра не приводит к увеличению количества взвешенных частиц в фильтрате при применении проволочных фильтров одинаковой апертуры и конструкции. Это связано с ростом прочности насыпной модели (пласта-коллектора) за счет когезионного взаимодействия между частицами. Кроме того, уменьшение гранулометрического состава свидетельствует о высоком содержании глины в его составе, которая также играет роль «цементирующего» материала в пласте.

5. За счет высокой влекущей силы потока, фильтрация нефти приводит к выносу всевозрастающего диаметра частиц породы – т.е. с течением времени поток нефтяной фазы увлекает и выносит все более крупные частицы. В области частиц мелкого и среднего размера (D25 и D50 исходного гран.состава) объемное распределение фаз в потоке флюида не оказывает значительного влияния на транспортирующую способность потока флюида. В области крупных частиц, водонефтяные смеси имеют тенденцию к увеличению диаметра выносимых механических примесей с течением времени.

6. Применение механических фильтров приводит к уменьшению проницаемости системы «фильтр-насыпная модель (пласт)». Однако, вопреки ожиданиям, апертура фильтра и перепад давления при фильтрации не оказывают значительного влияния на этот параметр. В большинстве случаев, КОИП не зависит от КВЧ в фильтрате и гранулометрического состава выносимых частиц, что говорит о том, что изменение проницаемости системы «фильтр-пласт» происходит преимущественно в удаленной зоне пласта.

7. Для проволочных фильтров, форма проволочной намотки оказывает значительное влияние на КВЧ в фильтрате и гранулометрический состав выносимых мех.примесей. При сравнении проволочной намотки с трапецеидальным, треугольным и каплевидным профилем (Этап 3) установлено, что проволока с трапецеидальным профилем приводит к наименьшему содержанию механических примесей в фильтрате (наименьшему КВЧ). Кроме того, трапецеидальный профиль обеспечивает низкую пропускную способность фильтра по отношению как к наиболее крупным частицам породы, что благоприятно скажется на вероятности образования песчаных пробок в стволе скважины, так и к наиболее мелким частицам породы.

## ГЛАВА 4 АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ И СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ С РЕАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ

Рассмотрим месторождение, приуроченное к слабосцементированным породам-коллекторам, для которого характерна проблема пескопроявления.

Месторождение разрабатывается с применением системы горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка в 1000 метров. В настоящий момент, месторождение находится на первой стадии разработки, активно разбуривается сетка скважин.

В анализ промысловых данных попало 77 скважин, вскрывающих пласт ПК1. Скважины оборудованы проволочными фильтрами с апертурой 200 мкм. Устройство нижнего заканчивания скважин предполагает наличие автономных устройств контроля притока (АУКП), блокирующих поступление излишнего количества воды в ствол скважины.

Период наблюдения: с 01.09.2019 по 31.08.2022.

В ходе анализа оценивались следующие параметры работы скважин:

- Дебит по жидкости;
- Дебит по нефти;
- Обводненность;
- Количество взвешенных частиц (КВЧ);
- Давление на приеме насоса;
- Давление в затрубном пространстве;
- Газовый фактор;
- Дебит попутного газа;
- Забойное давление;
- Коэффициент продуктивности.

Дебиты по жидкости и нефти, а также газовый фактор (дебит попутного газа) и обводненность отслеживаются с целью подтверждения данных лабораторных экспериментов по установлению зависимостей процесса пескопроявления от объемного содержания фаз в потоке флюида.

Количество взвешенных частиц служит референтным показателем по отношению ко всем вышеперечисленным. По данному показателю проводится корреляционный парный анализ по отношению ко всем оставшимся параметрам работы скважины.

Давление на приеме и в затрубном пространстве служат косвенными показателями по “загазованности” участков ствола скважины.

Забойное давление отслеживается с целью определения влияния этого показателя на разрушение призабойной зоны и последовательный вынос горной породы (с помощью КВЧ).

Коэффициент продуктивности оценивается с целью определения закупориваемости пространства перед скважинным фильтром. При высоких значениях КВЧ порода не удерживается фильтром, соответственно, коэффициент продуктивности не должен снижаться с течением времени. При низких КВЧ порода полностью удерживается скважинным фильтром (либо выноса породы вовсе не происходит), а значит перед поверхностью фильтра создается «песчаная корка», создающая дополнительное фильтрационное сопротивление, что означает снижение коэффициента продуктивности с течением времени.

Общее время анализа параметров работы скважины составило 1096 суток (наблюдаемое время). За наблюдаемый период, средняя замеряемость показателей, а также совместная замеряемость (замер в один день определенного показателя и КВЧ) составляет (Таблица 4.1):

Таблица 4.1 – Замеряемость показателей работы скважин

<b>Показатель</b>	<b>Замеряемость общая, %</b>	<b>Зам-сть общ., дни</b>	<b>Зам-сть совместная, %</b>	<b>Зам-сть совм., дни</b>
Дебит по жидкости (Qж)	7,81	85,64	1,61	17,67



Продолжение таблицы 4.1

Дебит по нефти ( $Q_H$ )	11,13	121,96	1,87	20,49
Обводненность	8,90	97,51	1,81	19,79
КВЧ	4,19	45,89	-	-
Давление на приеме ( $P_{\text{прием}}$ )	28,77	315,29	3,83	41,95
Давление в затрубном пространстве ( $P_{\text{затр}}$ )	31,06	340,42	4,05	44,42
Газовый фактор (ГФ)	10,42	114,25	1,57	17,24
Дебит попутного газа ( $Q_{\text{поп.газ}}$ )	8,76	96,04	1,08	11,83
Забойное давление ( $P_{\text{заб}}$ )	13,61	149,18	1,92	21,09
Коэффициент продуктивности ( $K_{\text{пр}}$ )	16,62	182,14	2,31	25,32

Из представленной таблицы видно, что число точек для совместного анализа, в среднем, не превышает 20 дней, что при 1100-дневной выборке может не представлять статистической значимости.

Проведем попарный корреляционный анализ между КВЧ и соответствующими показателями (т.е. сравнивается КВЧ и какой-либо из оставшихся параметров в паре). При этом нужно отметить, что не для всех показателей положительное значение коэффициента корреляции будет являться определяющим. Для забойного давления показательным будет являться отрицательное значение коэффициента корреляции  $r$ , поскольку при

повышении забойного давления снижается депрессия и, соответственно, снижается дебит и соответствующий ему КВЧ.

Разделим фонд скважин по количеству совместных замеров, и отдельно для них рассчитаем коэффициент линейной корреляции  $r$ . Результаты расчетов представлены в Таблицах 4.2 – 4.10:

Таблица 4.2 – Корреляционный анализ для Qж

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	35	0,25	42	-0,2	38	0,02
> 15	10	0,41	25	-0,19	17	0,11
> 25	6	0,36	13	-0,19	9	0,09
> 40	1	0,03	3	-0,14	2	-0,05

Таблица 4.3 – Корреляционный анализ для Qн

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	35	0,15	42	-0,2	38	-0,02
> 15	17	0,15	25	-0,25	21	-0,05
> 25	9	0,16	16	-0,22	12	-0,03
> 40	2	0,23	5	-0,24	3	0

Таблица 4.4 – Корреляционный анализ для обводненности

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	56	0,29	21	-0,4	38	-0,05
> 15	26	0,27	13	-0,12	19	0,07
> 25	18	0,26	5	-0,1	11	0,08
> 40	5	0,22	1	-0,2	3	0,01

Таблица 4.5 – Корреляционный анализ для давления на приеме насоса

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	53	0,28	24	-0,35	38	-0,03
> 15	38	0,25	21	-0,17	29	0,04
> 25	30	0,19	19	-0,18	24	0,01
> 40	21	0,2	14	-0,2	17	0

Таблица 4.6 – Корреляционный анализ для затрубного давления

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	32	0,22	45	-0,19	38	0,01
> 15	25	0,21	36	-0,2	30	0,01
> 25	21	0,2	30	-0,16	25	0,02
> 40	11	0,15	27	-0,16	19	0

Таблица 4.7 – Корреляционный анализ для газового фактора

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	48	0,18	29	-0,29	38	-0,05
> 15	21	0,27	17	-0,17	19	0,05
> 25	11	0,22	7	-0,18	9	0,02
> 40	1	0,02	1	-0,11	1	-0,04

Таблица 4.8 – Корреляционный анализ для дебита попутного газа

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	42	0,13	35	-0,24	38	-0,05
> 15	12	0,19	13	-0,26	12	-0,04
> 25	5	0,19	3	-0,19	4	0
> 40	0	-	0	-	0	-

Таблица 4.9 – Корреляционный анализ для забойного давления

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	54	0,2	23	-0,37	38	-0,08
> 15	24	0,22	18	-0,26	21	-0,02
> 25	16	0,2	13	-0,22	14	-0,01
> 40	9	0,18	4	-0,19	6	0

Таблица 4.10 – Корреляционный анализ для коэффициента продуктивности

Число общих замеров	Число скважин на анализ	Среднее $r$ для $r > 0$	Число скважин на анализ	Среднее для $r < 0$	Число скважин на анализ	Среднее $r$
> 5	55	0,19	22	-0,38	38	-0,1
> 15	29	0,21	17	-0,14	23	0,03
> 25	22	0,16	13	-0,13	17	0,01
> 40	11	0,13	4	-0,18	7	-0,03

При оценке среднего коэффициента линейной корреляции  $r$ , статистически-значимой линейной корреляции не наблюдается ни по одному показателю, что означает отсутствие какой-либо линейной зависимости между показателями в паре [7]. Тем не менее, зависимость может иметь нелинейный характер.

Кроме того, различие между лабораторными данными, полученными в Главе 3, и производственными показателями, полученными в Главе 4, может также объясняться условиями эксплуатации скважин.

В условиях лаборатории создаются «идеализированные» условия, когда фильтрация происходит при постоянном перепаде давления (или при постоянном расходе флюидов), без остановок фильтрации, без изменения или корректировки условий фильтрации, что в большинстве случаев несправедливо для реальных скважин, где могут изменяться показатели работы насосов, где могут происходить остановки скважин для ремонтов, промывок или иных технологических операций. На результаты анализа также влияет крайне малый размер выборки, а также тот факт, что КВЧ не отслеживается на постоянной основе после проведения каких-либо технологических операций, что также влияет на результаты анализа.

#### Выводы к главе 4

В ходе анализа промысловых данных не удалось выявить статистически значимой корреляционной линейной зависимости между каким-либо из показателей работы скважины (дебит по жидкости, обводненность, газовый фактор, дебит попутного газа, забойное давление и т.д.) и КВЧ в продукции скважин.

Следующее наблюдение можно объяснить тем, что выборка данных не является значительной (репрезентативной) по отношению к исследуемым параметрам – количество перекрестных замеров показателей характеризует, в лучшем случае - 4% от общей выборки (дней), в худшем случае – 1%, от общей выборки в 1096 дней.

Отсутствие линейной корреляционной зависимости также может указывать на то, что зависимость может принимать вид нелинейной, что не освещается в рамках данной работы.

Несовпадение результатов лабораторных экспериментов и наблюдаемых фактических данных также может объясняться тем, что многие производственные процессы и ситуации, влияющие на течение процесса пескопроявления, в лаборатории не моделировались – остановки скважин, резкое изменение режима работы скважины (изменение режима фильтрации), вывод скважины на режим, изменение свойств пластовой воды, локальные прорывы газа, учет работы подземного оборудования (устройств контроля притока) и т.д.

Разработка корреляции между представленными данными (и/или построение нейронных сетей, направленных на прогнозирование параметров течения процесса пескопроявления) является перспективным направлением для получения промысловых данных и подтверждения ими результатов лабораторных экспериментов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин, вскрывающих слабосцементированные породы-коллекторы, зачастую осложнена значительным выносом механических примесей из призабойной зоны пласта (пескопроявлением).

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Выполнено исследование причин и последствий процесса пескопроявления - оно вызвано превышением нагрузок на стенки скважины над их прочностными характеристиками, что приводит к широкому перечню негативных последствий для всей производственной цепочки добычи нефти, самым значительным из которых является пересыпание стволов скважин с горизонтальным окончанием.

2. Особенностью применения технологий ограничения пескопроявления является их бессистемный подбор, т.е. он проводится без соответствующих лабораторных исследований, что приводит к повышенному выносу механических примесей на всех этапах эксплуатации скважины, а учет размеров выносимых частиц зачастую не ведется, что приводит к вероятности образования песчаных пробок.

3. Разработана методика проведения физического моделирования, позволяющая в динамике прогнозировать процесс пескопроявления при эксплуатации нефтяных скважин с горизонтальным окончанием путем определения количества и размеров взвешенных частиц породы в модели пластового флюида, профильтровавшегося через образцы скважинных фильтров, а также коэффициент относительного изменения проницаемости.

4. Предложен алгоритм математического моделирования, позволяющий оценить напряженно-деформированное состояние призабойной зоны пласта и возможность транспортировки частиц породы со стенок скважины, а также на горизонтальном участке ее ствола в зависимости от депрессии на пласт.

5. В ходе проведения физического моделирования были выявлены следующие закономерности:

- при фильтрации водонефтяных смесей увеличение доли воды в потоке флюида приводит к увеличению количества взвешенных частиц в фильтрате;
- при фильтрации газонефтяных смесей увеличение доли газа в потоке флюида приводит к снижению КВЧ;
- с течением времени КВЧ при фильтрации естественным образом снижается ввиду образования «арочных систем» на поверхности щелей фильтр-элементов.

6. В результате проведенного комплекса математического и физического моделирования рекомендуется при эксплуатации скважин, вскрывающих слабосцементированные породы-коллекторы, проводить их освоение на щадящей депрессии, в дальнейшем планомерно увеличивая ее для достижения оптимального уровня добычи; проводить мероприятия по ограничению водопритока в скважину, начиная с этапа ее освоения, а также при получении притока воды уже в ходе ее эксплуатации.

Интерес для дальнейшего развития темы диссертации представляют случаи трехфазной фильтрации, а также испытание иных видов технологий ограничения пескопроявления в изменяющихся условиях породы-коллектора (гранулометрический состав, влияние форм-фактора частиц, неоднородности и прочих факторов).



**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ГТМ – Геолого-Технические Мероприятия;

ПЗП – Призабойная Зона Пласта;

РСФ – Расширяющийся Скважинный Фильтр;

КВЧ – Количество Взвешенных Частиц;

МРП – Меж-Ремонтный Период;

НМП – Насыпная Модель Пласта;

ЗУМПФ – Зона Успокоения Механических Примесей Флюида;

ФЕС – Фильтрационно-Емкостные Свойства;

ТОП – Технология Ограничения Пескопроявления;

SRT – Sand Retention Test (Тест на удержание песка);

LSCE – Linear Sand Control Evaluation (Линейная оценка удержания песка);

RSCE – Radial Sand Control Evaluation (Радиальная оценка удержания песка);

SAS – Stand-Alone Screen (Одиночный фильтр);

КОИП – Коэффициент Относительного Изменения Проницаемости;

ГС / Гран.состав – Гранулометрический Состав;

мкм – микрометр = 0,000001 метра;

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков, В. Г. Методика расчета течения нефтегазовых смесей в стволе вертикальной скважины / В.Г. Волков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 3 (109). - С. 9–42.
2. Королев, М. И. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, осложненных пескопроявлением, за счет учета геомеханического состояния призабойной зоны пласта / М.И. Королев, И.А. Стецюк, Д.С. Тананыхин, **М.Б. Григорьев** // Инженер-нефтяник. - 2021. - № 1. - С. 41–48.
3. Кукарских, Р. Д. Анализ движения и выноса механических примесей из скважины на месторождениях Западной Сибири / Р.Д. Кукарских, М.И. Королев, **М.Б. Григорьев** // Инженер-нефтяник. - 2023. - № 2. - С. 17–23.
4. Порошин, М. А. Анализ лабораторных методов исследования процесса пескопроявления при разработке нефтяных месторождений / М.А. Порошин, Д.С. Тананыхин, **М.Б. Григорьев** // Вестник Евразийской науки. - 2020. - № 2 (12). - С. 1-10.
5. Тананыхин, Д. С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17. – Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург. – 2013. – С. 1 – 173.
6. Норман, Дж. Хайн. Геология, разведка и добыча нефти: 1-е изд. – М.: Олимп-Бизнес, 2008. - 726 с.: ил. ISBN 978-5-9693-0135-1.
7. Харченко, М. А. Корреляционный анализ / М. А. Харченко // Воронеж: Издательско-полиграфический центр Воронежского государственного университета. - 2008. – С. 1 – 31.
8. Aadnoy, B. S. Inversion Technique to Determine the in-situ Stress Field from Fracturing Data / B.S Aadnoy // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 1990. - Vol.4. - P.127-141. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(90\)90021-T](https://doi.org/10.1016/0920-4105(90)90021-T)
9. Aadnoy, B. S. Modeling of the Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic Rock Formations / B.S. Aadnoy, U. Rogaland // SPE Drilling

Engineering. - 1988. - Vol. 3. - P.259-268. <https://doi.org/10.2118/16526-PA>

10. Adams, N. Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Packing Operations / N. Adams // Recommended Practice. - 58 (RP58). Washington, USA, 1986.

11. Ahad, N. A. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs / N.A. Ahad, M. Jami, S. Tyson // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. - 2020. - Vol.10 - P. 1675–1688. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00826-y>

12. Al-Ajmi, A. M. Stability analysis of vertical boreholes using the Mogi-Coulomb failure criterion / A.M. Al-Ajmi, R.W. Zimmerman // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - 2006. - Vol.43. - P. 1200–1211. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.04.001>

13. Al-Awad, M. N. J. Factors Affecting Sand Production from Unconsolidated Sandstone Saudi Oil and Gas Reservoir / M.N.J. Al-Awad, A-A.H. Sayed, S.E-D. Desouky // Journal of King Saud University - Engineering Sciences. - 1998. - Vol. 11. P. 151–172. [https://doi.org/10.1016/S1018-3639\(18\)30995-4](https://doi.org/10.1016/S1018-3639(18)30995-4)

14. Al-Shaabi, S. K. Three dimensional modeling for predicting sand production / S.K. Al-Shaabi, A.M. Al-Ajmi, Y. Al-Wahaibi // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2013. - Vol.109. - P. 348–363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.015>

15. Alakbari, F. S. Chemical Sand Consolidation: From Polymers to Nanoparticles / F.S. Alakbari, M.E. Mohyalfinn, A.S. Muhsan, N. Hasan, T. Ganat // Polymers. - 2020. Vol. 12. - P. 1–30. <https://doi.org/10.3390/polym12051069>

16. Anderson, M. SAGD Sand Control: Large Scale Testing Results / M. Anderson // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. - 2017. - Calgary, Canada: SPE. - P.1-15. <https://doi.org/10.2118/185967-MS>

17. Andrews, J. S. Oriented Perforating as a Sand Prevention Measure-Case Studies from a Decade of Field Experience Validating the Method Offshore Norway / J.S. Andrews, H. Joranson, A.M. Raaen // Offshore Technology Conference. - 2008. - Houston, USA: SPE. - P.1-12. <https://doi.org/10.4043/19130-MS>

18. Ballard, T. Media Sizing for Premium Sand Screens: Dutch Twill Weaves / T. Ballard, S. Beare // SPE European Formation Damage Conference. - 2003. - Hague, The Netherlands: SPE. - P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/82244-MS>
19. Ballard, T. Sand Retention Testing: The more you do, the worse it gets / T. Ballard, S. Beare // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. - 2006. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1–10. <https://doi.org/10.2118/98308-MS>
20. Ballard, T. An Investigation of Sand Retention Testing With a View To Developing Better Guidelines for Screen Selection / T. Ballard, S. Beare // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. - 2012. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-13. <https://doi.org/10.2118/151768-MS>
21. Batchelor, G. K. An introduction to Fluid Dynamics / G.K. Batchelor // Online edition. Cambridge: Cambridge University Press. - 2012. - P. 1-615. ISBN: 9780511800955. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511800955>
22. Bellarby, J. Chapter 3. Sand Control / J. Bellarby // Developments in Petroleum Science. - 2009. - Vol.56, - P. 139-239. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)00203-3](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)00203-3)
23. Bennion, D. B. Protocols for Slotted Liner Design for Optimum SAGD Operation / D.B. Bennion // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 2009. - Vol.48. - P. 21-26. <https://doi.org/10.2118/130441-PA>
24. Betekhtin, A.N. Laboratory Studies of Sand Control Systems Used for Heavy Oil Production from Unconsolidated Rocks / A.N. Betekhtin, D.K. Kostin, E.V. Tikhomirov, M.N. Nikolaev, V.V. Lyapin, R.Zh. Misbakhov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. - 2017. - Moscow, Russia: SPE. - P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/187879-MS>
25. Bianco, L. C. B. Mechanisms of Arch Instability and Sand Production in Two-Phase Saturated Poorly Consolidated Sandstones / L.C.B. Bianco, P.M. Halleck // SPE European Formation Damage Conference. - 2001. - Hague, The Netherlands: SPE. - P.1-10. <https://doi.org/10.2118/68932-MS>
26. Bird, R. B. Transport Phenomena / R. B. Bird, W. E. Stewart, E. N.

Lightfoot // Second edition. New York: John Wiley & Sons, Inc. - 2002. - P. 1-905.  
ISBN: 0-471-41077-2

27. Boutecca, M. J. Constitutive Law for Permeability Evolution of Sandstones During Depletion / M.J. Boutecca, J.-P. Sarda, O. Vincke // SPE International Symposium on Formation Damage Control. - 2000. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/58717-MS>

28. Cameron, J. Enhanced Flux Management for Sand Control Completions / J. Cameron, K. Zaki, C. Jones, A. Lazo // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 2018. - Dallas, Texas: SPE. - P. 1-18. . <https://doi.org/10.2118/191598-MS>

29. Carlson, J. Sand control: Why and How? / J. Carlson // Oilfield Review. - 1992. - P. 1-13. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/7094876> (дата обращения: 19.06.2022)

30. Cartagena-Perez, D. F. Conceptual evolution and practice of sand management / D.F. Cartagena-Perez, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2022. - Vol. 210. - P. 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110022>

31. Cespedes, A. E. M. Sand Control Optimization for Rubiales Field: Trade-Off Between Sand Control, Flow Performance and Mechanical Integrity / A.E.M. Cespedes, M. Roostaei, A.A. Uzcategui, M. Soroush, H. Izadi, S.A. Hosseini, B. Schroeder, M. Mahmoudi, D.M. Gomez, E. Mora, J. Alpire, J. Torres, V. Fattahpour // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. - 2020 - Virtual: SPE. - P. 1-31. <https://doi.org/10.2118/199062-MS>

32. Chang, J. History Matches and Interpretation of CHOPS Performance for CSI Field Pilot / J. Chang, J. Ivory, M. London // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. - 2015. - Calgary, Canada: SPE. - P. 1-19. <https://doi.org/10.2118/174466-MS>

33. Chanpura, R. A. A Review of Screen Selection for Standalone Applications and a New Methodology / R.A. Chanpura, R.M. Hodge, J.S. Andrews, E.P. Toffanin, T. Moen, M. Parlar // SPE Drilling & Completion. - 2011 - Vol.26. -

P. 84-95. <https://doi.org/10.2118/127931-PA>

34. Chen, H. Mechanical properties and strength criterion of clayey sand reservoirs during natural gas hydrate extraction / H. Chen, H. Du, B. Shi, W. Shan, J. Hou // Energy. - 2022. - Vol.242. - P. 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122526>

35. Chrisholm, D. A theoretical basis for the Lockhart-Martinelli correlation for two-phase flow / D.A. Chrisholm // International Journal of Heat Mass Transfer. - 1967. - Vol. 12. - P. 1767–1778.

36. Constien, V. G. Standalone Screen Selection Using Performance Mastercurves / V.G. Consien, V. Skidmore // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control - 2006. - Louisiana, USA: SPE. P.1-7. <https://doi.org/10.2118/98363-MS>

37. Cook, J. M. A Study of the Physical Mechanisms of Sanding and Application to Sand Production Prediction / J.M. Cook, I.D.R. Bradford, R.A. Plumb // European Petroleum Conference. - 1994. - London, United Kingdom: SPE. - P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/28852-MS>

38. Coskuner, G. Enhanced Oil Recovery in Post-CHOPS Cold Heavy Oil Production with Sand Heavy Oil Reservoirs of Alberta and Saskatchewan Part 2 : Field Piloting of Cycling Solvent Injection Heavy Oil Resource in Lloydminster Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS) / G. Coskuner, H. Huang // SPE Canada Heavy Oil Conference. - 2020. - Virtual: SPE. - P. 1-32. <https://doi.org/10.2118/199964-MS>

39. Dabirian, R. Sand transport in stratified flow in a horizontal pipeline / R. Dabirian, R.S. Mohan, O. Shoham, G. Kouba // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 2015. - Texas, USA: SPE. P. 1–18. <https://doi.org/10.2118/174960-MS>

40. Danielson, T. J. Sand Transport Modeling in Multiphase Pipelines / T.J. Danielson // Offshore Technology Conference. - 2007. - Texas, USA: SPE. - P. 1-11. <https://doi.org/10.4043/18691-MS>

41. Devere-Bennett, N. Using Prepack Sand-Retention Tests (SRT's) to

Narrow Down Liner/Screen Sizing in SAGD Wells / N. Devere-Bennett // SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. - 2015. - Alberta, Canada: SPE. - P. 1-23. <https://doi.org/10.2118/178443-MS>

42. Dong, C. Screen sand retaining precision optimization experiment and a new empirical design model / C. Dong, Q. Zhang, K. Gao, K. Yang, X. Feng, C. Zhou // Petroleum Exploration and Development. - 2016. - Vol.43. - P. 1082–1088. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30126-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30126-4)

43. Doron, P. Slurry flow in horizontal pipes-experimental and modeling / P. Doron, D. Granica, D. Barnea // International Journal of Multiphase Flow. - 1987. - Vol.13. - P. 535–547. [https://doi.org/10.1016/0301-9322\(87\)90020-6](https://doi.org/10.1016/0301-9322(87)90020-6)

44. Drucker, D. C. Soil mechanics and plastic analysis or limit design / D.C. Drucker, W. Prager // Quart. Appl. Math. - 1952. - Vol.10. - P. 157–165. <https://doi.org/10.1090/qam/48291>

45. Edelman, I. Approaches to Development of High-Viscosity Oil Fields in Arctic Conditions using the Example of the Russkoe Field / I. Edelman, N. Ivantsov, A. Shandrygin, E. Makarov, I. Zakirov // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. - 2011. - Moscow, Russia: SPE. - P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/149917-MS>

46. Eshiet, K. I. Investigating Sand Production Phenomena: An Appraisal of Past and Emerging Laboratory Experiments and Analytical Models / K.I. Eshiet, Y. Sheng // Geotechnics. - 2021. - Vol.1. - P. 492–533. <https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>

47. Eshiet, K. I. Computational study of reservoir sand production mechanisms / K.I. Eshiet, D. Yang // Geotechnical Research. - 2019. - Vol.6. - P. 177–204. <https://doi.org/10.1680/jgere.18.00026>

48. Ewy, R. T. Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion / R.T. Ewy // SPE Drilling & Completion. - 1999. - Vol.14. - P. 85–91. <https://doi.org/10.2118/56862-PA>

49. Fattahpour, V. Comparative Study on the Performance of Different Stand-Alone Sand Control Screens in Thermal Wells / V. Fattahpour, M. Mahmoudi, C.

Wang, O. Kotb, M. Roostaei, A. Nouri, B. Fermaniuk, A. Sauve, C. Sutton // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. - 2018. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-15. <https://doi.org/10.2118/189539-MS>

50. Fattahpour, V. An experimental investigation on the effect of grain size on oil-well sand production / V. Fattahpour, M. Moosavi, M. Mehranpour // Petroleum Science. - 2012. - Vol. 9. - P.343–353. <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0218-5>

51. Fjaer, E. Petroleum Related Rock Mechanics. / E. Fjaer, R. Holt, P. Horsrud, A. Raaen // Second Edition. - Elsevier Science: Elsevier. - 2008. - P. 1-514. ISBN: 9780080557090

52. Garolera, D. Micromechanical analysis of sand production / D. Garolera, I. Carol, P. Papanastasiou // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. - 2019. - Vol.43. - P. 1207-1229. <https://doi.org/10.1002/nag.2892>

53. Gillespie, G. Screen Selection for Sand Control Based on Laboratory Tests / G. Gillespie, K. Deem, C. Malbrel // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. - 2000. - Brisbane, Australia: SPE. - P. 1-15. <https://doi.org/10.2118/64398-MS>

54. **Grigorev, M. B.** Sand management approach for a field with high viscosity oil / **M.B. Grigorev**, D.S. Tananykhin, M.A. Poroshin // Journal of Applied Engineering Science. - 2020. - Vol.18. - P.1-13.

55. Guo, Y. Effect of slot width and density on slotted liner performance in SAGD operations / Y. Guo, A. Nouri, S. Nejadi // Energies. - 2020. - Vol.13. - P. 1-18. <https://doi.org/10.3390/en13010268>

56. Haftani, M. Novel sand control testing facility to evaluate the impact of radial flow regime on screen performance and its verification / M. Haftani, O. Kotb, P.H. Nguyen, C. Wang, M. Salimi, A. Nouri // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2020. - Vol.195. - P. 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107903>

57. Hisham, B. M. Sand production: A smart control framework for risk



mitigation / B.M. Hisham, V.H. Leong, Y. Lestariono // Petroleum. - 2020. - Vol. 6. - P. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107903>

58. Hodge, R.M. An Evaluation Method for Screen-Only and Gravel-Pack Completions / R.M. Hodge, R.C. Burton, V. Constien, V. Skidmore // International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. - 2002. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-15. <https://doi.org/10.2118/73772-MS>

59. Hoek, E. Underground Excavations in Rock / E. Hoek, E. T. Brown // 1<sup>st</sup> edition, London: E & FN Spon. - 1980. - P. 1-527. ISBN: 0-419-16000-2

60. Shahsavari, H.M. Investigation of sand production prediction shortcomings in terms of numerical uncertainties and experimental simplifications / H.M.Shahsavari, E. Khomehchi, V. Fattahpour // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2021. - Vol. 207. - P. 1-24. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109147>

61. Ibarra, R. Critical sand deposition velocity in horizontal stratified flow / R. Ibarra, R.S. Mohan, O. Shoham // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. - 2014. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-13. <https://doi.org/10.2118/168209-MS>

62. Ikporo, B. Effect of Sand invasion on Oil Well Production: A case study of Garon Field in the Niger Delta / B. Ikporo, O. Sylvester // The International Journal Of Engineering And Science (IJES). - 2015. - P. 64–72. URL: <https://theijes.com/papers/v4-i5/Version-1/H0451064072.pdf> (дата обращения: 14.05.2022).

63. Isehunwa, S. Sand Failure Mechanism and Sanding Parameters in Niger Delta Oil Reservoirs / S. Isehunwa, A. Farotade // International Journal of Engineering Science and Technology. - 2010. - Vol.2. - P. 777-782.

64. Jin, Y. Experimental study on the performance of sand control screens for gas wells / Y. Jin, J. Chen, M.Chen, F.Zhang, Y.Lu, J.Ding // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. - 2012. - Vol. 2. - P. 37–47. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0019-9>

65. Jones, C. Production Issues Influencing The Choice Of Completion Type

In Horizontal Wells With Sanding Problems / C. Jones, J. Cameron, O. Owoeye, T. Baaijens // Offshore Technology Conference. - 2003. - Texas, USA: SPE. - P. 1–10.  
<https://doi.org/10.4043/15131-MS>

66. Kaffash, A. Sanding Potential Evaluation Based on a New True-Triaxial Failure Criterion / A. Kaffash, M. Zare Reisabadi // International Conference of Oil, Gas, Petrochemical and Power Plant. - 2012. - Tehran, Iran. - P. 1-8.

67. Khamsehchi, E. Choosing an optimum sand control method / E. Khamsehchi, O. Ameri, A. Alizadeh // Egyptian Journal of Petroleum. - 2015. - Vol. 24. - P. 193–202. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.05.009>

68. Khilar, K. C. The Existence of a Critical Salt Concentration for Particle Release / K.C. Khilar, H.S. Fogler // Journal of Colloid and Interface Science. - 1984. - Vol. 101. - P. 214–224.

69. Khilar, K. C. Sandstone Water Sensitivity: Existence of a Critical Rate of Salinity Decrease for Particle Capture / K.C. Khilar, H.S. Fogler, J.S. Ahluwalia // Chemical Engineering Science. - 1983. - Vol. 39. - P. 789–800.

70. Khilar, K. C. Colloidally-induced fines release in porous media / K.C. Khilar, R.N. Vaidya, H.S. Fogler // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 1990. - Vol. 4. - P. 213–221.

71. Yumpu.com: научная электронная библиотека: сайт. - Switzerland. - 2013. - URL: <https://www.yumpu.com/en/document/view/6184334/sand-control-methods-george-e-king-engineering> (дата обращения - 13.12.2023). - Режим доступа: свободный. - Текст: электронный.

72. Kotb, O. An Investigation into Current Sand Control Testing Practices for Steam Assisted Gravity Drainage Production Wells / O. Kotb, M. Haftani, A. Nouri // Eng. - 2021. - Vol.4. - P.435-453. <https://doi.org/10.3390/eng2040027>

73. Kuncoro, B. Sand Control for Unconsolidated Reservoirs / B. Kuncoro, B. Ulumuddin, S. Parlar // IATMI. - 2001. - Jakarta, Indonesia: IATMI. - P. 1-7.

74. Lade, P. V. Elasto-Plastic Stress-Strain Theory for Cohesionless Soil with Curved Yield Surfaces / P.V. Lade // International Journal of Solids Structures. - 1977. - Vol.13. - P. 1019–1035.

75. Leone, J. A. Characterization and Control of Formation Damage During Waterflooding of a High-Clay-Content Reservoir / J.A. Leone, E.M. Scott // SPE Reservoir Engineering. - 1988. - Vol. 3. - P. 1279–1286. <https://doi.org/10.2118/16234-PA>

76. Lezhnev, K. Coupled reservoir – Well model of sand production processes / K. Lezhnev, A. Roschektaev, V. Pashkin // SPE Russian Petroleum Technology Conference. - 2019. - Moscow, Russia: SPE. - P. 1-28. <https://doi.org/10.2118/196883-MS>

77. Li, Z. Sand Production Prediction Model for Tight Sandstone Oil Reservoirs / Z. Li, H. Pang, Z. Li, H. Zhang, D. Wang, J. Li // Geofluids. - 2020. - P. 1-7. <https://doi.org/10.1155/2020/8832703>

78. Lu, Y. Predicting the critical drawdown pressure of sanding onset for perforated wells in ultra- - deep reservoirs with high temperature and high pressure / Y. Lu, C. Xue, T. Liu, M. Chi, J. Yu, H. Gao, X. Xu, H. Li, Y. Zhuo // Energy Science & Engineering. - 2021. - Vol. 9. - P. 1–13. <https://doi.org/10.1002/ese3.922>

79. Luo, W. Laboratory Study of Sand Production in Unconsolidated Reservoir / W. Luo, S. Xu, F. Torabi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 2012. - Texas, USA: SPE. - P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/158619-MS>

80. Ma, C. A new laboratory protocol to study the plugging and sand control performance of sand control screens / C. Ma, J. Deng, X. Dong, D. Sun, Z. Feng, C. Luo, Q. Xiao, J. Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2020. - Vol. 184. - P. 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106548>

81. Mahmoudi, M. The Effect of Screen Aperture Size on Fines Production and Migration in SAGD Production Wells / M. Mahmoudi, V. Fattahpour, A. Nouri, M. Leitch // World Heavy Oil Congress. - 2016. - Calgary, Canada: WHOC. - P. 1-6.

82. Mahmoudi, M. An Experimental Investigation of the Effect of pH and Salinity on Sand Control Performance for Heavy Oil Thermal Production / M. Mahmoudi, V. Fattahpour, A. Nouri, M. Leitch // SPE Canada Heavy Oil Technical

Conference. - 2016. - Alberta, Canada: SPE. - P. 1-17.  
<https://doi.org/10.2118/180756-MS>

83. Mahmoudi, M. Standalone Sand Control Failure: Review of Slotted Liner, Wire Wrap Screen, and Premium Mesh Screen Failure Mechanism / M. Mahmoudi, M. Roostaei, V. Fattahpour, C. Sutton, B. Fermaniuk, D. Zhu, H. Jung, J. Li, C. Sun, L. Gong, S. Shuang, X. Qiu, H. Zeng, J.Luo // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 2018. - Texas, USA: SPE. - P. 1–26.  
<https://doi.org/10.2118/191553-MS>

84. Markestad, P. Selection of Screen Slot Width to Prevent Plugging and Sand Production / P. Markestad, O. Christie, A. Espedal, O. Rorvik // SPE Formation Damage Control Symposium. - 1996. - Louisiana, USA: SPE. - P. 1-11.  
<https://doi.org/10.2118/31087-MS>

85. Matanovic, D. Sand Control in Well Construction and Operation / D. Matanovic, M. Cikes, B. Moslavac // Springer Environmental Science and Engineering. - 2012. - P. 1-205. doi: 10.1007/978-3-642-25614-1\_3

86. Mathur, B. Life After CHOPS : Alaskan Heavy Oil Perspective / B. Mathur, A.Y. Dandekar, S. Khataniar, S.L. Patil // SPE Western Regional Meeting. - 2017. - California, USA: SPE. - P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/185704-MS>

87. McPhee, C. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples / C. McPhee, C. Farrow, P. McCurdy // SPE Production & Operation. - 2007. - Vol. 22. - P. 223–230. <https://doi.org/10.2118/98110-PA>

88. Montero, J. D. A Critical Review of Sand Control Evaluation Testing for SAGD Applications / J.D. Montero, S. Chrissonde, O. Kotb, C. Wang, M. Roostaei, A. Nouri, M. Mahmoudi, V. Fattahpour // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. - 2018. - Alberta, Canada: SPE. - P. 1-21.  
<https://doi.org/10.2118/189773-MS>

89. Morita, N. Typical sand production problems: Case studies and strategies for sand control / N. Morita, P. Boyd // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 1991. - Texas, USA: SPE. - P. 1-12. <https://doi.org/10.2118/22739-MS>

90. Najmi, K. The effect of viscosity on low concentration particle transport

in single-phase (Liquid) Horizontal pipes / K. Najmi, B.S. McLaury, S.A. Shirazi, S. Cremaschi // *Journal of Energy Resources Technology*. - 2016. - Vol.138. - P. 1-11. <https://doi.org/10.1115/1.4032227>

91. Nouri, A. Comprehensive Transient Modeling of Sand Production in Horizontal Wellbores / A. Nouri, H. Belhaj, I.M. Rafiqul // *SPE Journal*. - 2007. - Vol. 12 - P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/84500-PA>

92. Oroskar, A. R. The critical velocity in pipelines flow of slurries / A.R. Oroskar, R.M. Turian // *AIChE Journal*. - 1980. - Vol. 26. - P. 550-558. <https://doi.org/10.1002/aic.690260405>

93. Papamichos, E. A sand-erosion model for volumetric sand predictions in a North Sea reservoir / E. Papamichos, E.M. Malmanger // *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. - 2001. - Caracas, Venezuela: SPE. - P. 44–50. <https://doi.org/10.2118/54007-MS>

94. Parlar, M. A new approach for selecting sand-control technique in horizontal openhole completions / M. Parlar, R.J. Tibbles, B. Gadiyar, B. Stamm // *SPE Drilling and Completion*. - 2016. - Vol. 31. - P. 1-12. <https://doi.org/10.2118/170691-PA>

95. Price-Smith, C. Design Methodology for Selection of Horizontal Openhole Sand-Control Completions Supported by Field Case Histories / C. Price-Smith, M. Parlar, C. Bennett, J.M. Gilchrist, E. Pitoni, R.C. Burton, R.M. Hodge, J. Troncoso, S.A. Ali, R. Dickerson // *SPE Drilling & Completion*. - 2003. - Vol. 18. - P. 1-21. <https://doi.org/10.2118/85504-PA>

96. Peña, G. Integrated Sand Control Method Design Based on Dsa , Lpsa and Geologic Aspects / G. Peña, H. Chaparro, I. Rodriguez, E. Azuaje // *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. - 2018. - Port of Spain, Trinidad and Tobago: SPE. - P. 1–14. <https://doi.org/10.2118/191227-MS>

97. Poulouse, T. Power storage using sand and engineered materials as an alternative for existing energy storage technologies / T. Poulouse, S. Kumar, G. Torell // *Journal of Energy Storage*. - 2022. - Vol. 51. - P. 1-18. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104381>

98. Ramezani, M. A Modified Design for Gravel Packing with Expandable Rubber Beads / M. Ramezani, H. Emadi, H. Wang // SPE Western Regional Meeting. - 2019. - California, USA: SPE. - P. 1-15. <https://doi.org/10.2118/195293-MS>

99. Romanova, U. G. A Comparative Study of Wire Wrapped Screens vs. Slotted Liners for Steam Assisted Gravity Drainage Operations / U.G. Romanova, G. Gillespie, J. Sladic, T. Ma, T.A. Solvoll, J.S. Andrews // World Heavy Oil Congress. - 2014. - Louisiana, USA: WHOC. - P. 1-24.

100. Romanova, U. An Investigation of the Plugging Mechanisms in a Slotted Liner from the Steam Assisted Gravity Operations / U. Romanova, T. Ma // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. - 2013. - Noordwijk, The Netherlands: SPE. - P. 1-8. <https://doi.org/10.2118/165111-MS>

101. Salehi, A. Sand production control mechanisms during oil well production and construction / A. Salehi, A.N. Denghan, S.J. Sheikhzakariaee, A. Davarpanah // Petroleum Research. - 2021. - Vol. 6. - P. 1-7. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.005>

102. Salama, M. Sand Production Management / M. Salama // Journal of Energy Resources Technology. - 2000. - Vol. 122. - P. 29-33. <https://doi.org/10.1115/1.483158>

103. Salehi, M. B. Polyacrylamide hydrogel application in sand control with compressive strength testing / M.B. Salehi, A.M. Moghadam, S.Z. Marandi // Petroleum Science. - 2019. - Vol. 16. - P. 94–104. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0255-9>

104. Stevenson, P. Energy dissipation at the slug nose and the modeling of solids transport in intermittent flow / P. Stevenson, R.B. Thorpe // The Canadian Journal of Chemical Engineering. - 2003. - Vol. 81. - P. 271-278. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450810213>

105. Subbiah, S. K. Root cause of sand production and methodologies for prediction / S.K. Subbiah, A. Samsuri, A.Mohamad-Hosseini, M.Z. Jaafar, Y.R. Chen, R. R. Kumar // Petroleum. - 2021. - Vol. 7. - P. 263-271.

<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.09.007>

106. Suman, G. O. J. Sand control handbook / G. O. J. Suman, R. C. Ellis, R. E. Snyder. // Gulf Publishing Company. - 2<sup>nd</sup> edition. - 1986. - P. 1-176. ISBN: 0872017931

107. Tananykhin, D. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis / D. Tananykhin, M. Korolev, I. Stecyuk, **M. Grigorev** // Resources. - 2021. - Vol. 10. - P. 1-15. <https://doi.org/10.3390/resources10120125>

108. Tananykhin, D. Effect of Wire Design (Profile) on Sand Retention Parameters of Wire-Wrapped Screens for Conventional Production: Prepack Sand Retention Testing Results / D. Tananykhin, **M. Grigorev**, E. Simonova, M. Korolev, I. Stecyuk, L. Farrakhov // Energies. - 2023. - Vol. 16. - P. 1-13. <https://doi.org/10.3390/en16052438>

109. Thomas, D. G. Transport characteristics of suspensions: Part IX. Representation of periodic phenomena on a flow regime diagram for dilute suspension transport / D.G. Thomas // AIChE Journal. - 1964. - Vol. 10. - P. 303–308.

110. Toda, M. Simulation of limit-deposit velocity in horizontal liquid-solid flow / M. Toda, H. Konno, S. Saito // Journal of chemical engineering of Japan. - 1980. - Vol. 13. - P. 439–444.

111. Tummala, K. C. Effect Of Sand Production And Flow Velocity On Corrosion Inhibition Under Scale Forming Conditions / K.C. Tummala, K.P. Roberts, J.R. Shadley, E.F. Rybicki, S.A. Shirazi // CORROSION 2009. - Georgia, USA: NACE. - P. 1-8.

112. Underdown, D. R. The nominal sand-control screen: A critical evaluation of screen performance / D.R. Underdown, R.C. Dickerson, W. Vaughan // SPE Drilling & Completion. - 2001. - Vol. 16. - P. 252–260. <https://doi.org/10.2118/75326-PA>

113. Wang, H. Effect of Fluid Type and Multiphase Flow on Sand Production in Oil and Gas Wells / H. Wang, D.P. Gala, M.M. Sharma // SPE Journal. - 2018. -

Vol. 24. - P. 1-11. <https://doi.org/10.2118/187117-PA>

114. Wang, H. Effect of fluid type and multiphase flow on sand production in oil and gas wells / H. Wang, D.P. Gala, M.M. Sharma // SPE Journal. - 2019. - Vol. 24. - P. 733–743.

115. Wang, Y. Borehole Collapse and Sand Production Evaluation: Experimental Testing, Analytical Solutions and Field Implications / Y. Wang, B. Wu // DC Rocks 2001, The 38th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS). - 2001. - Washington, USA: ARMA. - P. 1-8.

116. Wilson, K. C. Analysis of contact-load distribution and application to deposition limit in horizontal pipes / K.C. Wilson // Journal of Pipelines. - 1984. - Vol. 4. - P. 1-12.

117. Wood, D. J. Pressure gradient requirements for re-establishment of slurry flow / D.J. Wood // 6<sup>th</sup> International Conference on the Hydraulic Transport of Solids in Pipes. - 1979. - Canterbury, England: D4. - P. 217-228.

118. Wu, B. Sand production prediction of gas field: Methodology and Laboratory Verification / B. Wu, C.P. Tan // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. - 2002. - Melbourne, Australia: SPE. - P. 1-7.

119. Wu, B. Sand production prediction of gas field: Methodology and Field Application / B. Wu, C.P. Tan // SPE/ISRM Rock Mechanics Conference. - 2002. - Texas, USA: SPE. - P. 1-10. <https://dx.doi.org/10.2118/78234-MS>

120. Yan, C. Sand production evaluation during gas production from natural gas hydrates / C. Yan, Y. Li, Y. Cheng, W. Wang, B. Song, F. Deng, Y. Feng // Journal of Natural Gas Science and Engineering. - 2018. - Vol. 57. - P. 77–88. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.006>

121. Yang, Z. L. Dynamic simulation of sand transport in pipeline / Z.L. Yang, Y. Ladam. H. Laux, T. Danielson, E. Leporcher, A.L. Martins // 5th North American Conference on Multiphase Technology. - 2006. - Baniff, Alberta. - P. 1-14.

122. Yi X. Effect of Rock Strength Criterion on the Predicted Onset of Sand Production / X. Yi, P.P. Valko, J.E. Russell // International Journal of Geomechanics. - 2005. - Vol. 5. - P. 66-73. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1532-](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1532-)



3641(2005)5:1(66)

123. Yim, W.W.-S. Offshore Quaternary sediments and their engineering significance in Hong Kong / W.W.-S. Yim // *Engineering Geology*. - 1994. - Vol. 37. - P. 31-50. [https://doi.org/10.1016/0013-7952\(94\)90080-9](https://doi.org/10.1016/0013-7952(94)90080-9)

124. Zorgani E. Viscosity effects on sand flow regimes and transport velocity in horizontal pipelines / Zorgani E., H. Al-Awadi, W. Yan, S. Al-labadid, H. Yeung, C.P. Fairhurst // *Experimental Thermal and Fluid Science*. - 2018. - Vol. 92. - P. 89–96.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Патент на полезную модель

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 220168

**КЕРНОДЕРЖАТЕЛЬ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Тананыхин Дмитрий Сергеевич (RU), Григорьев Максим Борисович (RU)*

Заявка № 2023114363

Приоритет полезной модели 01 июня 2023 г.

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре полезных  
моделей Российской Федерации 30 августа 2023 г.Срок действия исключительного права  
на полезную модель истекает 01 июня 2033 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Акт внедрения

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ООО «Сэнд Контрол Лаб»  
Курылёв Сергей Александрович

Подпись \_\_\_\_\_  
Дата \_\_\_\_\_ 2023 г.  
М.П. \_\_\_\_\_



### АКТ (СПРАВКА)

о внедрении (использовании) результатов  
кандидатской (докторской) диссертации  
Григорьева Максима Борисовича  
по научной специальности

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Комиссия (специальная) в составе:

Председатель:

- Технический директор - Федотов Владимир Анатольевич;

Члены комиссии:

- Инженер-гидравлик - Чепель Владислав Евгеньевич;
- Инженер-испытатель - Мухин Александр Викторович

составили настоящий акт (справку) о том, что результаты диссертации на тему «Технико-технологические решения для повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин с горизонтальным окончанием в условиях пескопроявления», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в текущей деятельности ООО «Сэнд Контрол Лаб» при проведении лабораторных испытаний в виде:

- Экспериментальных данных по исследованию (Глава 3 диссертации соискателя) – определение гранулометрического состава пород-коллекторов, выносимых в процессе испытаний, метод определения количества взвешенных частиц в фильтрате;

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Схема установки AutoFlood 700

