

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

На правах рукописи



Никитин Василий Игоревич

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ РАСЧЁТНОГО КРИТЕРИЯ К
ВЫБОРУ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук,
доцент
Живаева Вера Викторовна

Самара-2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	9
1.1. Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта.....	9
1.2. Процесс кольтматации призабойной зоны пласта твердыми частицами.	11
1.3. Коркообразующие свойства буровых промывочных систем	12
1.4. Фильтрация через проницаемую корку	14
1.5. Моделирование фильтрации буровых промывочных систем в пластовых условиях.	19
1.6. Постановка цели и задач исследований. Выводы по главе 1	30
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ	33
2.1. Методика определения параметров буровых промывочных систем для построения модели фильтрационного процесса	33
2.1.1. Методика определения характеристик фильтрационного процесса.	33
2.1.2. Методика определения свойств буровых промывочных жидкостей	36
2.1.3. Методика измерения свойств фильтрата промывочной жидкости....	39
2.1.4. Методика определения фильтрационно-ёмкостных характеристик образцов натурального керна.....	40
2.1.5. Методика измерения межфазного натяжения.....	44
2.1.6. Методика определения относительных фазовых проницаемостей. ..	46
2.2. Методика первичной статистической обработки экспериментальных данных	47
2.3. Методика построения математических моделей на основании экспериментальных данных	49
Выводы по главе 2.....	53

ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЁМА И РАДИУСА ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ	55
3.1. Расчет объёма фильтрата, проникающего в пласт при первичном вскрытии.....	55
3.2. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласты с капиллярной структурой.....	64
3.3. Моделирование радиуса проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт.	67
Выводы по главе 3.....	71
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ	72
4.1. Свойства исследуемых буровых промывочных систем.....	72
4.2. Построение моделей для расчета объёма фильтрата, проникающего в пласт.	78
4.3. Расчёт объёма фильтрата проникающего в пласт, на примере Новофёдоровского месторождения.....	82
4.4. Фильтрационно-ёмкостные свойства керна продуктивного пласта Новофёдоровского месторождения.....	86
4.5. Расчёт радиуса проникновения фильтрата буровой промывочной системы в пласт на примере Новофёдоровского месторождения.	89
4.6. Критерий по выбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида.....	98
Выводы по главе 4.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	106

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы.

Продуктивный пласт, коллектор нефти и газа, чаще всего сложен осадочными терригенными и карбонатными породами: песчаником, известняком и др. Интенсивность притока во многом зависит от фильтрационных свойств пласта и пластовых флюидов. Система «Скважина-пласт» является неравновесной. Все изменения в ней зависят от соотношения температур, давлений, от характеристик промывочных жидкостей, состава пород, неоднородности пластов, свойств коллекторов, и насыщающих их флюидов. Коллекторские свойства пласта меняются при этом по-разному при разбуривании пласта, при вскрытии его перфорацией, интенсификации и в процессе испытания скважин [13,14]. Они могут возрастать или снижаться, вплоть до прекращения притока флюидов [17]. Для проектирования жидкости вскрытия продуктивного пласта определение коэффициента потери проницаемости для нефти является важным фактором.

Одним из основных факторов, влияющих на состояние прискважинной зоны пласта, является физико-химическое воздействие на него буровой промывочной жидкости при первичном вскрытии. Проникновение в эту зону фильтрата промывочной жидкости вызывает изменение фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта, в результате чего вокруг скважины образуется зона с пониженной, по сравнению с естественной, проницаемостью [52].

При вскрытии продуктивного пласта на репрессии, используя промывочную жидкость на водной основе, неизбежно проникновение фильтрата в пласт. Проникновение фильтрата влияет на дальнейшую эксплуатацию скважины и в особенности на многофазное течение в пористой среде. Кроме того, это может повлиять на точность каротажных приборов. Применение гидродинамического моделирования двухфазной фильтрации позволяет определить важные параметры процесса вторжения постороннего флюида в пласт-коллектор. Оценка количественных изменений фильтрационных

параметров пород призабойной зоны пласта после проникновения фильтрата промывочной жидкости позволяет правильно выбирать состав жидкости вскрытия и предупреждать возможные осложнения в процессах дальнейшей эксплуатации скважин [8].

Цель диссертационной работы.

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов при бурении нефтяных скважин.

Идея диссертационной работы.

Использование методов математического моделирования для подбора оптимальной промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта.

Основные задачи исследований.

1. Анализ методов исследования изменения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны продуктивного пласта вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей.

2. Определение необходимого спектра экспериментальных и стендовых исследований для построения гидродинамической модели фильтрации в призабойной зоне.

3. Разработка модели для определения объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в пласт при первичном вскрытии.

4. Разработка методики, позволяющей оценить степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта с учётом свойств промывочной жидкости, пластового флюида и характеристик порового пространства продуктивного пласта.

5. Разработка критерия для выбора оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и физико-химических свойств пластового флюида.

Методы научных исследований.

Методы научных исследований включали в себя: аналитические исследования по двухфазной фильтрации в поровом пространстве; обработку

экспериментальных данных методами математической статистики; построение эмпирических моделей на основании корреляционного и регрессионного анализа; экспериментальные исследования, направленные на изучение взаимодействия фильтрата буровых промывочных жидкостей с нефтью в поровом пространстве горной породы. Параметры промывочных систем определяются путём лабораторных исследований. Для построения моделей относительных фазовых проницаемостей, а также показателя восстановления проницаемости произведены стендовые испытания.

Научная новизна.

Научная новизна заключается в разработанном критерии по подбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида. Входными параметрами критерия являются средняя насыщенность фильтратом призабойной зоны и радиус проникновения, которые определяются расчётным путём. Для определения этих параметров разработана методика для расчёта объёма фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в призабойную зону пласта при первичном вскрытии, с учётом законов фильтрации при формировании фильтрационной корки или плёнки и дальнейшей фильтрации через неё. Построены модели для расчета радиуса средней насыщенности фильтратом призабойной зоны пласта и положения фронтальной насыщенности для пластов с капиллярной структурой поровых каналов. Выведена функция распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления.

Основные защищаемые положения.

1. Разработанная математическая модель позволяет определить объём проникновения фильтрата с учетом его вязкости при пластовой температуре, избыточного давления, площади фильтрации и времени фильтрационного процесса.
2. Предложенный критерий, включающий в себя насыщенность порового пространства фильтратом и радиус его проникновения, позволяет выбрать

промывочную жидкость с учетом минимального снижения проницаемости призабойной зоны пласта при первичном вскрытии.

Практическая ценность работы.

Разработанная методика позволяет на основании стендовых и лабораторных исследований на стадии проектирования строительства скважин выбрать с учётом пластовых условий промывочную систему для вскрытия пласта, что позволяет предотвратить снижение проницаемости призабойной зоны и способствовать повышению нефтедачи.

Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» в курсе «Гидроаэромеханика в бурении» по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» магистерская программа «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин».

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается аналитическими и экспериментальными исследованиями, высокой сходимостью результатов численного эксперимента и воспроизводимостью полученных данных.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались на международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (Туапсе, 2014, 2015, 2016, Самара, 2017); международной научной конференции «Актуальные вопросы науки и образования» (Москва, 2016); международной научно-практической конференции «Бурение в осложнённых условиях» (Санкт-Петербург, 2016), научно-практической конференции «Инжиниринг строительства и реконструкции скважин» (Самара, 2017).

Публикации.

По теме диссертационной работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе 4 работы изданы в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объём работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка используемой литературы, содержит 117 страниц машинописного текста, 44 рисунка, 17 таблиц, 113 литературных источников.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

1.1 Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта

Изучению и классификации причин изменения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при первичном вскрытии посвящены работы российских и зарубежных исследователей: Басарыгина Ю.М., Булатова А.И. [6], Мордвинова А.А. [50], Тлеугали У.С., Жайгалиева Б.А, Закенова С.Т., Нуршахановой Л.К. [78], Ибрагимова Л.Х., Мищенко И.Т., Д.К. Челоянц [31], Юркив Н.И. [92], Amaefule J. O., Kersey D. G. [96], Omotara O.[105], Kegang Ling [93], Bennion[98,99], Bishop S. R. [100] др. На основании анализа данных источников можно сделать вывод, что особый интерес представляет процесс взаимодействия промывочной жидкости с нефтенасыщенной горной породой. Схематичное представление взаимодействия буровой промывочной жидкости с продуктивным пластом представлено на рисунке.1.1. Таким образом, на стенке скважины образуется внешняя фильтрационная корка, в ближайшей поровой области происходит закупоривание каналов твёрдыми частицами и далее в пласте выделяется зона взаимодействия пластового флюида с фильтратом промывочной жидкости.

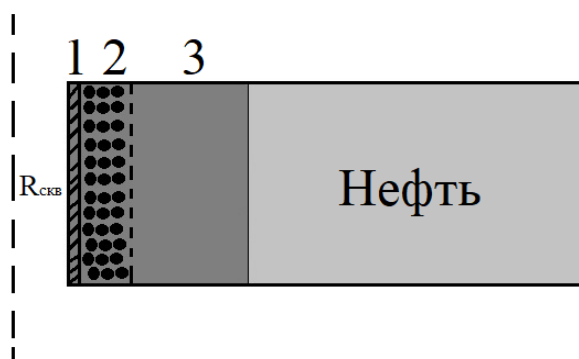


Рисунок 1.1 – Схема процесса проникновения промывочной жидкости в ПЗП:

1 – внешняя фильтрационная корка; 2 – зона коагуляции; 3 – зона проникновения
фильтрата.

К механизмам взаимодействия промывочной системы с породой-коллектором, приводящим к негативным последствиям при дальнейшей эксплуатации скважины относят:

- засорение твердой фазой промывочной жидкости порового пространства ПЗП;
- впрессовывание в поровую среду выбуренной породы;
- вследствие контакта водной дисперсионной фазы с некоторыми минералами возможно их разложение и вследствие перекрытия поровых каналов;
- отложение солей из высокоминерализованного фильтрата при достаточно большом его проникновении в ПЗП;
- при содержании в промывочной жидкости глинистых частиц с высокой степенью разбухания при их проникновении в пласт или в трещины возможно их большее разбухание чем в хорошо обработанной промывочной системе. Попадание данных частиц может быть вызвано не только рецептурой самой промывочной жидкости, но и их появлением в связи с прохождением попутных пластов. Таким образом, возможно частичное или полное перекрытие поровых каналов. Для борьбы с такими осложнениями применяются ингибирующие промывочные жидкости. Из наиболее эффективных выделяют калиевый раствор на основании гуматов [22]. Основным недостатком промывочных систем такого типа является высаливание гуматов из фильтрата вследствие ионнообменных реакций при снижении pH. Кольматация призабойной зоны осаждёнными гуматами снижает проницаемость в 2-4 раза [92];
- проникающая в пористую среду водная фаза приводит к увеличению водонасыщенности и создания «блокирующей» преграды фильтрации нефти и газа за счёт разности поверхностных натяжений с пластовым флюидом;
- образование сложно извлекаемой водонефтяной эмульсии;
- возникает капиллярное давление на разделе фаз фильтрат-нефть, оказывающее противодействие вытеснению нефти из пласта;

- во время притока нефти к скважине частицы нефти проникают в фильтрат, что может привести к ухудшению проницаемости фильтрационных каналов [24].

Ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта, как правило, происходит из-за одновременного действия нескольких причин [2]. Причиной сильного проникновения твёрдой фазы промывочной жидкости и её фильтрата является репрессия. Избыточное давление на пласт влияет на деформацию горных пород и на раскрытие трещин, которое увеличивает зону загрязнения пласта. Значительные изменения гидродинамического давления также негативно влияют на внедрение посторонних фаз в насыщенную среду. Образование фильтрационной корки и зоны коагуляции твердыми частицами несут двойной характер с точки зрения негативного влияния. С одной стороны, фильтрационная корка и поровое пространство, заполненное дисперсной фазой, снижают зону проникновения фильтрата промывочной жидкости, но с другой стороны, при неполном их извлечении возможна значительная потеря проницаемости в ПЗП. Поэтому управление параметрами корки, такими как толщина, структура и динамика нарастания являются значимыми при выборе рецептуры буровой промывочной системы [27].

Вышеперечисленные процессы подлежат управлению при помощи правильного выбора рецептуры промывочной жидкости с учетом данных горно-геологических условий и параметров пластового флюида. Инструментом для управления параметрами промывочных систем является математическое моделирование процессов взаимодействия жидкостей в поровом пространстве [57].

1.2 Процесс коагуляции призабойной зоны пласта твердыми частицами

В процессе бурения в пространстве проницаемого пласта происходит разрушение исходной структуры промывочной системы и коагуляция порового пространства её компонентами. Достаточно распространённым решением задачи по подбору состава промывочной жидкости при вскрытии продуктивного пласта является выбор размера и состава твёрдой дисперсной фазы применительно к фильтрационным параметрам пласта [16,64,91]. Считается, что используя

данный подход, можно достичь закупоривания проницаемых каналов, тем самым предотвращая проникновение посторонней жидкости в пласт [21,46,70]. Наиболее применяемыми в практике бурения теориями по подбору эффективного кольматационного материала являются теории Абрамса и Викерса [94,109]. Установлено, что промывочные жидкости, рецептура которых соответствует методу Викерса, создают плотную зону кольматации с пониженной проницаемостью. Согласно методу Абрамса, фильтрационная корка имеет низкую проницаемость, и поэтому данный метод рекомендуется при бурении продуктивных пластов [36].

Несмотря на широкую практику применения кольматирующих добавок, данные подходы не в полной мере учитывают воздействие промывочной жидкости на породу-коллектор, а именно, на структуру проницаемого пространства, а также свойства пластовых флюидов. В реальных условиях большую роль оказывает анизотропия порового пространства. Подбор фракционного состава твердой фазы промывочной жидкости применительно к конкретным условиям является сложной технической задачей, а вследствие эмпирических способов ее решения в ряде случаев данная задача может не иметь решений из-за технологических ограничений [81], возникающих в процессе строительства скважин [91].

1.3 Коркообразующие свойства буровых промывочных систем

Важной характеристикой буровой промывочной жидкости является его способность к формированию устойчивой и слабопроницаемой фильтрационной корки. Исследованиям по формированию глинистой корки посвящено множество работ [11,12,48,95,103,106]. Основными результатами данных работ являются феноменологические выражения в виде дифференциальных уравнений, описывающих динамику захвата и осаждения твердых частиц, и эмпирические зависимости, отражающие рост глинистой корки. Важность данных исследований заключается в том, что закон линейной фильтрации Дарси хорошо описывает фильтрационный процесс в лабораторных условиях [62]:

$$Q = \frac{k_{mc} A \Delta p t}{\mu_f h_{mc}}, \quad (1.1)$$

где Q - объём фильтрата, м, k_{mc} - проницаемость фильтрационной корки, м², A - площадь фильтрации, м², h_{mc} - толщина корки, м, Δp - разность давлений по обе стороны корки, Па, μ_f - динамическая вязкость жидкости, Па·с. Фильтрационный процесс в лабораторных условиях изображен на рисунке 1.2.

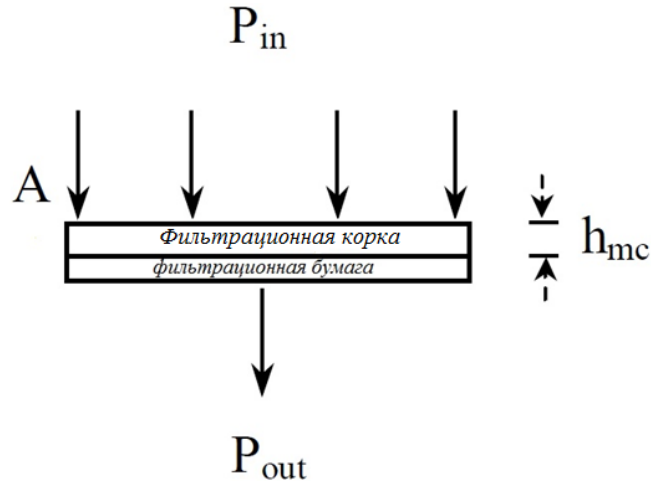


Рисунок 1.2 – Схема фильтрационного процесса в лабораторных условиях

Исходя из (1.1) следует вывод о том, что объём фильтрата обратно пропорционален толщине корки, следовательно, моделируя динамику нарастания фильтрационной корки в пластовых условиях, можно оценить объём фильтрата, проникшего в пласт. Но при этом важно учитывать факт, что рост толщины глинистой корки негативно влияет на состояние скважины. Также возрастает вероятность возникновения дифференциального прихвата [73] и зафиксировано, что на толстую и рыхлую корку лучше происходит прилипание шлама, это приводит к сужению ствола скважины.

В работе [11] решается уравнение для толщины глинистой корки:

$$\frac{d}{dt} h_c(t) = \alpha q(r, t) \Big|_{r=r_c(t)} - \gamma, \quad (1.2)$$

где $\alpha = \delta / [(1 - \delta)(1 - m_c)]$, δ - объёмная концентрация твёрдых частиц в промывочной жидкости, д.е., m_c - пористость глинистой корки, м², $q(r, t) \Big|_{r=r_c(t)}$ - скорость фильтрации на границе корки, м/с, γ - функция смыва глинистой корки

потоком промывочной жидкости, м/с. Полученные в работе [11] аналитические решения могут быть использованы при первичном проектном анализе для оценки толщины глинистой корки на стенке скважины во время бурения и оценки падения давления за коркой и зоной коьматации. Также они могут использоваться для оценки точности общих численных алгоритмов, в которых, в частности, моделируется рост глинистой корки на стенке скважины. Следует отметить, что использование алгоритма, представленного в работе [11], затруднительно на практике, так как расчётная модель содержит большое количество входных параметров, определяемых нетривиальным путём, например, функция смыва глинистой корки потоком промывочной жидкости. Аналитическое решение, несмотря на его громоздкий вид, может быть применимо при его реализации в программном виде.

Толщина фильтрационной корки не является прямым показателем её проницаемости, так как толщина корки (< 2 мм.) и динамика её нарастания у глинистых растворов значительно выше чем у полимерных (0,1-0,5мм.). Но при этом очевидно, что водоотдача у полимерных промывочных жидкостей значительно ниже чем у глинистых. Отсюда следует вывод о низкой проницаемости несмотря на незначительную толщину. Для качественных полимерных систем с низкой степенью фильтрации допустимо заменить термин «корка» на «пленка» минимальной толщины с отсутствием или малым содержанием твердых частиц [59].

1.4 Фильтрация через проницаемую корку

Общий объём проникнувшего в пласт фильтрата промывочной жидкости зависит от характерного времени процесса, перепада давлений, вязкости фильтрата и пластового флюида, проницаемости пласта и толщины глинистой корки [32]. Объём фильтрата, проникшего в пласт, условно разделён на две составляющие. Первый этап проникновения - быстрое поглощение фильтрата пластом (мгновенная фильтрация). Второй этап – фильтрация промывочной жидкости через глинистую корку. Для оценки скоростей фильтрации используют статические и динамические исследования фильтрационных свойств

промывочной жидкости. Согласно исследованиям [95],[108], расход промывочной жидкости через глинистую корку при её росте можно описать законом Дарси (1.1) с уточнением, что $h_{mc} = h_{mc}(t)$. В качестве функции $h_{mc}(t)$ можно брать аналитические решения дифференциального уравнения (1.2) [11].

В работах [53,71,95], авторы занимаются определением мгновенной фильтрации. Мгновенная фильтрация (мгновенная водоотдача) определяется как объем жидкости, проходящей через фильтрующую среду перед образованием фильтрационной корки в момент скола породы долотом. Если наблюдается явление мгновенной фильтрации, то следующее уравнение можно использовать для определения её объёма $Q_{.мг}$.

$$Q_{30} = 2(Q_{7,5} - Q_{.мг}) + Q_{.мг}. \quad (1.3)$$

В (1.3) нижний индекс указывает на время сбора фильтрата при стандартном тесте на определение водоотдачи фильтра-прессом. Формула (1.3) выведена из соображений, что количество фильтрата, собранного за 30 минут, равняется удвоенному количеству собранного фильтрата за 7,5 минут. Следует отметить, что при лабораторных испытаниях данная зависимость выполняется не всегда, следовательно, эту формулу нельзя принимать как основополагающую в расчёте мгновенной фильтрации. Также данная зависимость применяется в описании методик изучения промывочных жидкостей [97].

Еще одним из способов определения объёма мгновенной фильтрации является экстраполяция графика в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$ до $\sqrt{t} = 0$, как показано на рисунке 1.3.

То есть зависимость $Q_f(t)$ линейная в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$



Рисунок 1.3 – График изменения объема фильтрата в зависимости от времени

в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$

Данный метод является более обоснованным и достоверным с практической точки зрения. Но и у данного метода есть свои особенности. Рисунок 1.3. будет линейным, только если толщина глинистой корки не становится постоянной, а растет со временем. Иначе, что встречается чаще, стандартное время фильтрации 30 мин. включает в себя мгновенную фильтрацию, фильтрацию с формированием корки постоянной толщины и фильтрацию через эту корку. Следовательно, рисунок 1.3. будет иметь нелинейное ответвление, так как при наступлении времени образования корки линейная зависимость в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$ переходит в зависимость линейную в координатах $(t) - (Q_f)$.

Подтверждением данных выводов являются зависимости, полученные во время изучения скорости фильтрации промывочной жидкости в лабораторных условиях при помощи гидравлического фильтр-пресса компании FANN. Результаты исследований приведены на рисунке 1.4. В качестве фильтрующихся жидкостей были выбраны глинистые №1, №2, хлоркальциевая №3 и полимер-глинистая системы №4. Анализируя результаты можно сделать выводы, что удвоенный объем собранного фильтрата за 7,5 мин, равняется объёму

собранного фильтрата за 30 мин только у образцов № 3,4. Поэтому, согласно [95], можно применить формулу (1.4) для вычислений мгновенной фильтрации.

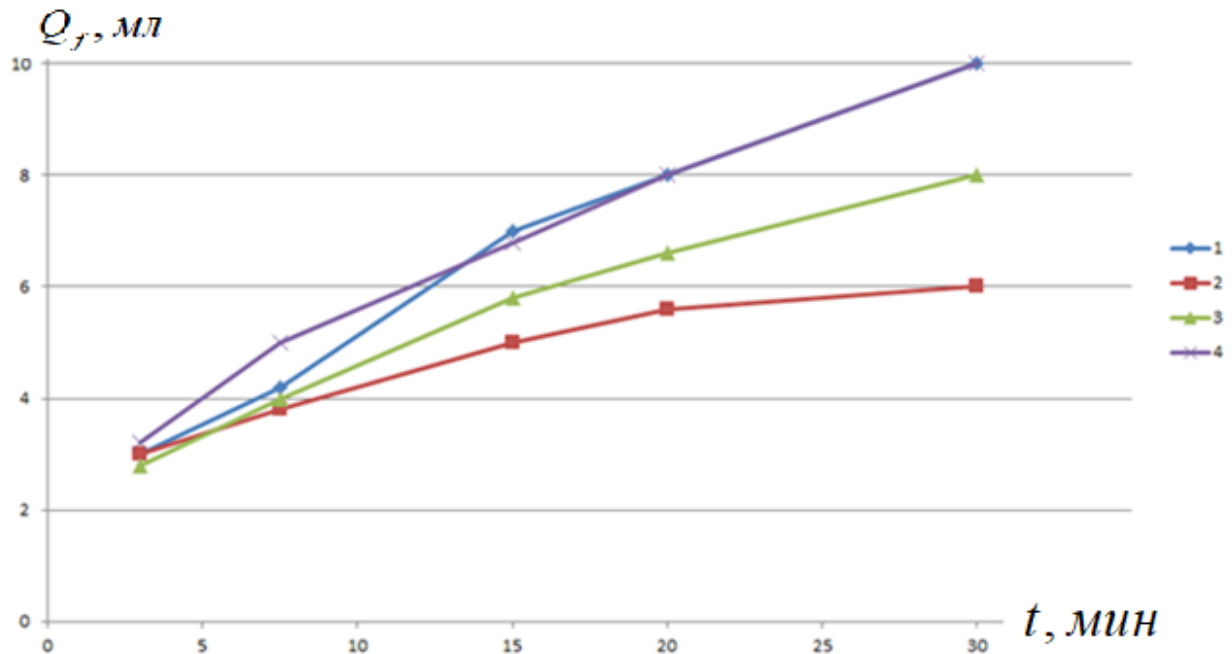


Рисунок.1.4 – График изменения объема фильтрата в зависимости от времени в координатах $(t) - (Q_f)$, построенный на основании опытных исследований

Очевидно, что для образцов №1, №2 прошлые рассуждения не подходят. При этом можно воспользоваться методом экстраполяции зависимостей для них. Одним из простых методов линейной экстраполяции является построение уравнения регрессии и его графического изображения – линии регрессии (линии тренда). В случае, если время образования глинистой корки постоянной толщины меньше 30 минут, что является физически ожидаемым явлением, то строить уравнение регрессии по всем точкам некорректно, так как после формирования корки выполняется зависимость другого вида.

Таким образом, встаёт вопрос о том, по каким точкам необходимо производить экстраполяцию, чтобы результат вычисления мгновенной фильтрации был более достоверным. Несовершенство имеющихся способов по вычислению мгновенной фильтрации может привести к абсолютно неправильной оценке степени загрязнения призабойной зоны пласта. Чем точнее определятся параметр $Q_{\text{мг-лаб}}$, тем актуальнее будут данные об объёме фильтрата, проникающего в пласт за время мгновенной фильтрации. В статье [71] автор

анализирует методы по проведению теста для определения мгновенной фильтрации. В качестве методов исследования выбран динамический статический тест определения водоотдачи (согласно Американскому нефтяному институту (АНИ)). При этом установлено, что тест при высокой температуре и высоком давлении (ВТВД) имеет значительное преимущество по сравнению со стандартным тестом. Рекомендуется использовать в качестве основного тест ВТВД для измерения водоотдачи, приближенной к реальной в скважинных условиях при бурении литифицированных сланцевых отложений. Результаты ВТВД-теста приведены на рисунке 1.5. При этом для определения мгновенной фильтрации использовался графический метод экстраполяции, описанный выше. В качестве базовой жидкости был выбран глинистый раствор, который сравнивался с полимерной системой. Анализ результатов исследований показал, что мгновенная фильтрация базовой жидкости значительно превосходит водоотдачу полимерсодержащей системы, также она превышает значения, полученные при проведении теста, согласно методике АНИ и равна 30 мл. Это означает, что базовая жидкость не соответствует основному требованию о создании слабопроницаемой фильтрационной корки, которая должна служить для препятствия проникновения промывочной жидкости в породу, примыкающую к стенкам скважины.

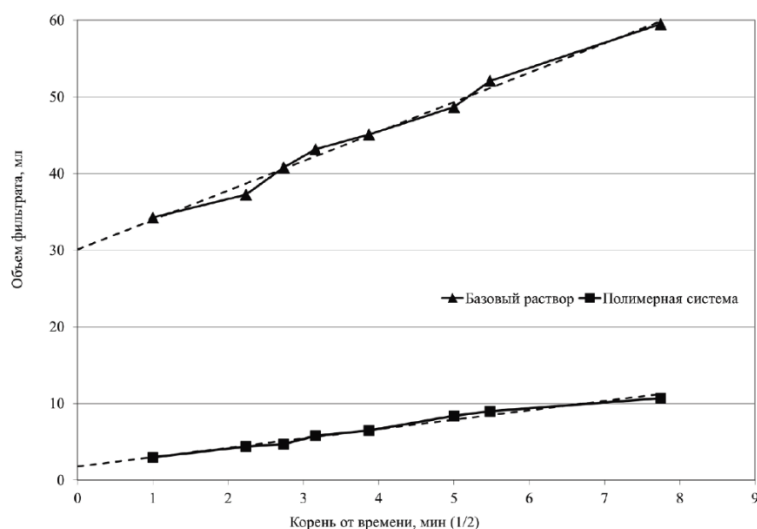


Рисунок 1.5 – Результаты ВТВД-теста базовой жидкости и полимерной системы

Таким образом, ВТВД-тест приближен к пластовым условиям и предпочтительнее при проведении лабораторных исследований. Значение

мгновенной водоотдачи является одним из основных параметров, который следует контролировать в процессе бурения сланцевых отложений. При этом рекомендуемые значения мгновенной водоотдачи – не выше $2 \text{ см}^3/30\text{с}$. Данному требованию наиболее удовлетворяют полимерные системы для вскрытия пласта.

1.5 Моделирование фильтрации буровых промывочных систем в пластовых условиях

В процессе бурения скважины в пласт внедряется промывочная жидкость, представляющая собой полидисперсную систему, дисперсной фазой которой является глина, утяжеленные коллоидные частицы и частицы выбуренных пород. Дисперсная фаза промывочной жидкости, оставшаяся на стенке скважины, образует глинистую корку, а проникшая в прискважинную зону, зону кольтматации. В процессе вытеснения нефти фильтратом в пласте образуется промытая зона и зона внедрения фильтрата – зона проникновения. Наиболее крупные частицы задерживаются на стенке, образуя глинистую корку, а проникшие в пласт, механически задерживаются в местах сужений поровых каналов и на стенках, формируя кольтматирующую среду. При этом играет роль глубина проникновения кольтматанта и глубина проникновения фильтрата [40].

Скин-фактор – комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока пластовой жидкости [51]. «Скин-эффект» для оценки состояния ПЗП определяется следующей формулой (Hawkins M.F[102]):

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}, \quad (1.4)$$

где k – естественная проницаемость пласта, м^2 , k_s – фактическая проницаемость ПЗП, м^2 , r_w – радиус скважины, м, r_s – радиус зоны проникновения, м, s – скин-фактор.

Рассмотрим формулу Дипуи для прогнозирования дебита нефтяной скважины, учитывающую скин-фактор [39]. Жидкость несжимаема:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}, \quad (1.5)$$

где q – объёмный приток нефти из скважины, м³/с, h – мощность залежи, м, k – проницаемость пласта, м², r_e – радиус внешней границы пласта, м, μ – вязкость нефти, Па·с, Δp – перепад давлений, Па. Из данной формулы видно, что производительность скважины зависит как от свойств флюидов, так и от свойств горной породы. Так как скин-фактор находится в знаменателе данного выражения, то очевидно, что при его положительном росте приток нефти ухудшается. Значительную роль в увеличении скин-фактора имеет радиус зоны проникновения промывочной в ПЗП. Этот процесс ухудшает коллекторские свойства пласта и препятствует дальнейшей добычи нефти.

Для построения наиболее адекватной модели по проникновению фильтрата в пласт принято использовать двух и трёхфазные теории совместных течений несмешивающихся жидкостей [41,45,68,83,84].

В первом приближении ПЗП пласта можно принять за круговую цилиндрическую область, ось симметрии которой – ось ствола скважины [79]. При выводе гидродинамической модели положим, что мощность пласта h вблизи ПЗП постоянна, угол проникновения в пласт равен нулю, эффекты сжимаемости флюидов незначительны, температура постоянна.

Большое количество скважин бурят с применением буровых промывочных жидкостей на водной основе. При этом не удастся добиться сохранения естественных свойств пласта, потому что происходит вытеснение пластового флюида фильтратом. Следствием сильной коагуляции глинистой фазой промывочной жидкости призабойной зоны пласта, являются большие трудности в освоении скважин и в оценке их продуктивности и нефтегазоотдачи. Весьма важную роль в освоении и вскрытии нефтяных и газовых скважин играют состав и свойства промывочной среды, содержание в ней твердой фазы и глинистых

частиц. Известно, что нефтегазоотдача продуктивных коллекторов резко снижается в результате проникновения в пласт фильтрата и самой промывочной жидкости. Накопление фильтрата промывочной жидкости в продуктивном пласте вызывает блокирующее действие воды на нефтяную или газовую залежь, обусловленное капиллярными и поверхностными процессами, развивающимися при взаимодействии коллектора с промывочной средой. Попадание воды в нефтегазовый коллектор приводит к образованию в нем стойких водонефтяных эмульсий, дальнейшее вытеснение которых из пластов представляет большие трудности [49]. Фазы считаются смешивающимися, если химический состав и физические свойства во всех частях объёма, занимаемого фазами, одинаковы. В отличие от простого смешивания веществ, при растворении происходит взаимодействие между частицами фаз, образующими раствор. Обычно считают, что водонефтяные системы состоят из несмешивающихся фаз: нефти и воды. В многофазной фильтрации на распределение фаз влияют капиллярные, гравитационные, гидромеханические и физико-химические силы. При упрощённом описании двухфазной фильтрации физико-химические силы не рассматривают и пренебрегают силой тяжести, так как их вклад относительно невелик. Граница фаз в пористой среде представляет собой множество искривлённых участков, радиус кривизны которых сопоставим с радиусом пор. Вследствие хаотической искривлённости межфазной границы в порах при двухфазном течении возможно образование изолированных частиц каждой фазы. Изолированная капля одной из фаз имеет размер по порядку величины, сравнимой с размером пор, и может быть окружена другой фазой и твёрдым скелетом [47]. Поровые каналы принято классифицировать на три типа: субкапиллярные (сечение $< 0,2$ мкм), капиллярные (сечение от 0,2 до 500 мкм) и сверхкапиллярные (сечение > 500 мкм) [91]. В пластах с сверхкапиллярной поровой структурой влияние капиллярных эффектов на движение флюидов не столь значительно, как в капиллярных и субкапиллярных. Поэтому движение жидкости можно описывать с помощью классических законов гидравлики. В капиллярных коллекторах на перемещение жидкости влияют силы капиллярного

давления. В субкапиллярных породах жидкости взаимодействуют в виде пленок на стенках пор и движение жидкости затруднительно. Рассмотрим процесс движения фильтрата промывочной жидкости с пластовым флюидом в призабойной зоне пласта без учета капиллярных сил, то есть для пластов со сверхкапиллярной структурой [76].

В основу двухфазной гидродинамической теории положен обобщенный закон Дарси, в соответствии с которым в каждой макроточке пласта одновременно могут присутствовать две жидкости, но двигаются они с различными скоростями фильтрации, то есть для фильтрата и нефти будем иметь:

$$q_f = \frac{kk_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial(Ap)}{\partial r}, \quad (1.6)$$

$$q_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial(Ap)}{\partial r}, \quad (1.7)$$

где индекс o -соответствует нефти, f -фильтрату, тогда k_r – относительная фазовая проницаемость, p – перепад давлений, Па, A – смачиваемая площадь, м², которая для данной модели вычисляется как площадь боковой поверхности цилиндра:

$$A = 2\pi rh. \quad (1.8)$$

Относительные фазовые проницаемости определяются из соотношений:

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k}, \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k}, \quad (1.9)$$

где k_f, k_o – фазовые проницаемости для каждой жидкости в условиях многофазного течения, м², k – абсолютная проницаемость, м², определяемая по данным фильтрации однородной жидкости.

Главная идея теории связана с концепцией относительных фазовых проницаемостей $k_r(S)$, измеряемых экспериментально на образцах горных пород в стационарных условиях [60]. S – насыщенность элемента пористой среды данной фазой, д.е., определяется как относительная часть объема

активных пор среды, занятая этой фазой. Таким образом, насыщенность фильтратом определяется как

$$S_f = \frac{\Delta V_f}{V}. \quad (1.10)$$

Для рассматриваемой двухфазной системы будет справедливо равенство

$$S_f + S_o = 1. \quad (1.11)$$

Запишем уравнения неразрывности:

-для фильтрата промывочной жидкости

$$m \frac{\partial S_f}{\partial t} + \frac{\partial q_f}{\partial r} = 0, \quad (1.12)$$

-для пластовой нефти

$$-m \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial q_o}{\partial r} = 0. \quad (1.13)$$

m — пористость.

Сложив уравнения (1.12) и (1.13) получим:

$$\frac{\partial q_f}{\partial r} + \frac{\partial q_o}{\partial r} = 0 \quad (1.14)$$

Отсюда следует, что первым интегралом уравнений неразрывности будет суммарный расход

$$q_f + q_o = q_t \quad (1.15)$$

или суммарный дебит

$$Q_f + Q_o = Q_t. \quad (1.16)$$

Поделив скорость фильтрации промывочной жидкости на суммарную скорость фильтрации, получим функцию распределения потоков фаз:

$$f_f = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_f}{k_{rf}\mu_o}} \quad (1.17)$$

Функция $f_f = f_f(S_f)$, называемая функцией Баклея-Леверетта, представляет собой отношение скорости фильтрации вытесняющей фазы (фильтрата) и

суммарного расхода q_t , равна объемной доле фильтрата в суммарном потоке двух фаз. Эта функция определяет полноту вытеснения и характер распределения насыщенности фильтратом по пласту.

Запишем уравнение материального баланса при вытеснении порового флюида фильтратом промывочной жидкости [93]. Схематично данный процесс изображён на рисунке 1.6. В качестве начала отсчёта выберем точку на стенке скважины $r = r_w$ и в качестве конечной – внешний контур коллектора $r = r_e$.

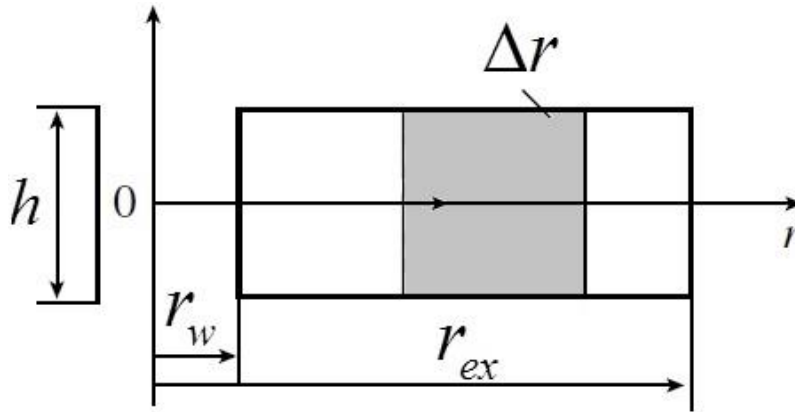


Рисунок 1.6 – Схема проникновения фильтрата в пласт

Уравнение материального баланса будет следующим:

$$\left[(q_f \rho_f)_r - (q_f \rho_f)_{r+\Delta r} \right] \Delta t = \pi h \left[(r + \Delta r)^2 - r^2 \right] m \left[(S_f \rho_f)^{t+\Delta t} - (S_f \rho_f)^t \right], \quad (1.18)$$

где Δt – временной интервал, Δr – приращение радиуса.

Если Δt и Δr считать малыми параметрами, т.е. $\Delta t \rightarrow 0$, $\Delta r \rightarrow 0$, то выражение (1.18) упрощается:

$$\begin{aligned} \left[(r + \Delta r)^2 - r^2 \right] &= r^2 + 2r\Delta r + \Delta r^2 - r^2 = 2r\Delta r + \Delta r^2 \approx 2r\Delta r \Rightarrow \\ \left[(q_f \rho_f)_r - (q_f \rho_f)_{r+\Delta r} \right] \Delta t &= \pi h \left[2r(r + \Delta r)^2 - r^2 \right] m \left[(S_f \rho_f)^{t+\Delta t} - (S_f \rho_f)^t \right] \end{aligned} \quad (1.19)$$

Выражение (1.19) является аппроксимацией для уравнения в частных производных:

$$-\frac{\partial(q_f \rho_f)}{\partial r} = 2r\pi h m \frac{\partial(S_f \rho_f)}{\partial t}. \quad (1.20)$$

Принимая жидкость несжимаемой, $\rho_f = \text{const}$, получим:

$$-\frac{\partial q_f}{\partial r} = 2r\pi h m \frac{\partial S_f}{\partial t}. \quad (1.21)$$

Учитывая, что согласно (1.17) $q_f = q_t f_f$, выражение (1.22) перепишем в терминах концентрации фильтрата f_f и суммарной скорости фильтрации q_t :

$$-\frac{\partial(q_t f_f)}{\partial r} = 2r\pi h m \frac{\partial S_f}{\partial t}. \quad (1.22)$$

В задаче изучения радиуса проникновения фильтрата в пласт заменим в выражении (1.22) q_t на средний расход фильтрата $\bar{q}_f$ [15]:

$$\bar{q}_f = \frac{Q_f}{t}. \quad (1.23)$$

Тогда,

$$-\frac{\partial f_f}{\partial r} = \frac{2r\pi h m}{\bar{q}_f} \frac{\partial S_f}{\partial t}. \quad (1.24)$$

Поскольку $f_f = f_f(S_f)$, то левая часть (1.24) преобразуется

$$-\frac{df_f}{dS_f} \frac{\partial S_f}{\partial r} = \frac{2r\pi h m}{\bar{q}_f} \frac{\partial S_f}{\partial t}. \quad (1.25)$$

Насыщенность фильтратом S_f является функцией от времени t и радиуса r , тогда

$$dS_f = \frac{\partial S_f}{\partial t} dt + \frac{\partial S_f}{\partial r} dr \quad (1.26)$$

Если на фронте проникновения насыщенность является константой, то получаем условие

$$dS_f = \frac{\partial S_f}{\partial t} dt + \frac{\partial S_f}{\partial r} dr = 0, \quad (1.27)$$

следовательно,

$$\frac{\partial S_f}{\partial r} = -\frac{\partial S_f}{\partial t} \frac{dt}{dr}. \quad (1.28)$$

Подставляя (1.28) в (1.25), получим:

$$\frac{df_f}{dS_f} dt = \frac{2r\pi h m}{\bar{q}_f} dr. \quad (1.29)$$

Интегрируя (1.29), находим выражение для радиуса проникновения фильтра r_f :

$$r_f = \sqrt{\frac{t \bar{q}_f}{\pi h m} \left(\frac{df_f}{dS_f} \right)_f}. \quad (1.30)$$

Для любого значения насыщенности можно рассчитать радиус проникновения, обозначим его r_{s_f} :

$$r_{s_f} = \sqrt{\frac{t \bar{q}_f}{\pi h m} \left(\frac{df_f}{dS_f} \right)_{s_f}}. \quad (1.31)$$

Уравнение (1.30) даёт глубину проникновения фильтра или радиус загрязнённой зоны пласта. Выражение (1.31) даёт распределение насыщенности фильтратом от стенки скважины до внешней границы зоны загрязнения. Формула (1.31) применяется в работах таких авторов как Kegang Ling, He Zhang, Zheng Shen. Для использования формулы (1.31) необходимо иметь параметры, вошедшие в неё. Пористость m можно определить, например, из анализа керна

или геофизических исследований скважины. $\left(\frac{df_f}{dS_f} \right)_{s_f}$ определяется через

относительные проницаемости и свойства жидкости. Относительные проницаемости могут быть получены из лабораторных исследований. Также существуют модели, которые можно использовать при отсутствии сведений о лабораторных исследованиях. Фактически модели ОФП являются аппроксимациями эмпирических данных. Известна аппроксимация Кори [101], аппроксимация Наара—Гендерсона [104], аппроксимация Стоуна [107], аппроксимация по методу Чень-Чжун-Сян, Метод Хасанова-Булгаковой [83]. Стоит отметить, что эти работы являются не единственными по построению моделей фазовых проницаемостей [38]. $\bar{q}_f$, и Q_f подлежат дальнейшему определению. Временной промежуток t рекомендуется отсчитывать от момента первоначального проникновения в пласт до начала цементирования.

Рассмотрим некоторые особенности по работе с функцией f_f на следующем примере. Предположим, что фильтрат буровой промывочной жидкости на водной основе близок по физико-химическим свойствам к воде, тогда в качестве моделей относительных фазовых проницаемостей воспользуемся эмпирическими формулами Чень-Чжун-Сян [7]:

$$k_{rf} = \begin{cases} 0, & \text{при } 0 \leq S_f \leq 0.2 \\ [(S_f - 0.2)/0.8]^{3.5} & \text{при } 0.2 \leq S_f \leq 1 \end{cases} \quad (1.32)$$

$$k_{ro} = \begin{cases} [(0.85 - S_f)/0.85]^{2.8} (1 + 2.4S_f), & \text{при } 0 \leq S_f \leq 0.85 \\ 0, & \text{при } 0.85 \leq S_f \leq 1 \end{cases}$$

Кривые соответствующие относительным фазовым проницаемостям представлены на рисунке 1.7.

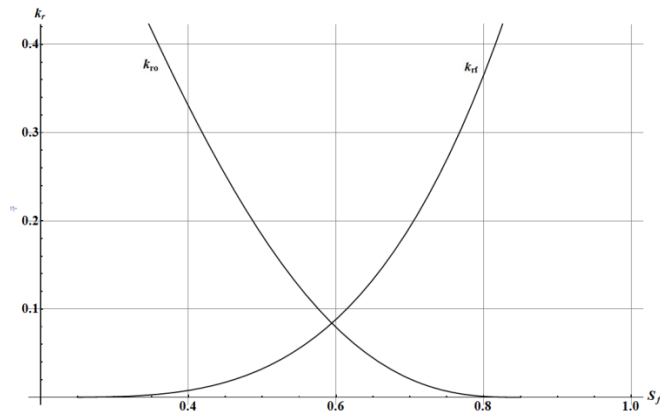


Рисунок 1.7. Относительные фазовые проницаемости для нефти k_{ro} и воды k_{rf} по формулам Чень-Чжун-Сян.

Подставляя (1.32) в (1.17) запишем функцию Баклея-Леверетта:

$$f_f = 0, \quad \text{при } 0 \leq S_f \leq 0.2$$

$$f_f = \frac{1}{1 + \frac{[(0.85 - S_f)/0.85]^{2.8} (1 + 2.4S_f) \mu_f}{[(S_f - 0.2)/0.8]^{3.5} \mu_o}} \quad \text{при } 0.2 \leq S_f \leq 0.85 \quad (1.33)$$

$$f_f = 1 \quad \text{при } 0.85 \leq S_f \leq 1$$

Для расчёта радиуса по формуле (1.31) необходимо вычислить производную df_f/dS_f . Производная df_f/dS_f на интервалах $0 \leq S_f \leq 0.2$, $0.85 \leq S_f \leq 1$ не определена, а на интервале $0.2 \leq S_f \leq 0.85$ вычисляется дифференцированием

функции распределения потоков фаз по насыщенности S_f . График функции распределения потоков фаз и её производной представлен на рисунке 1.8.

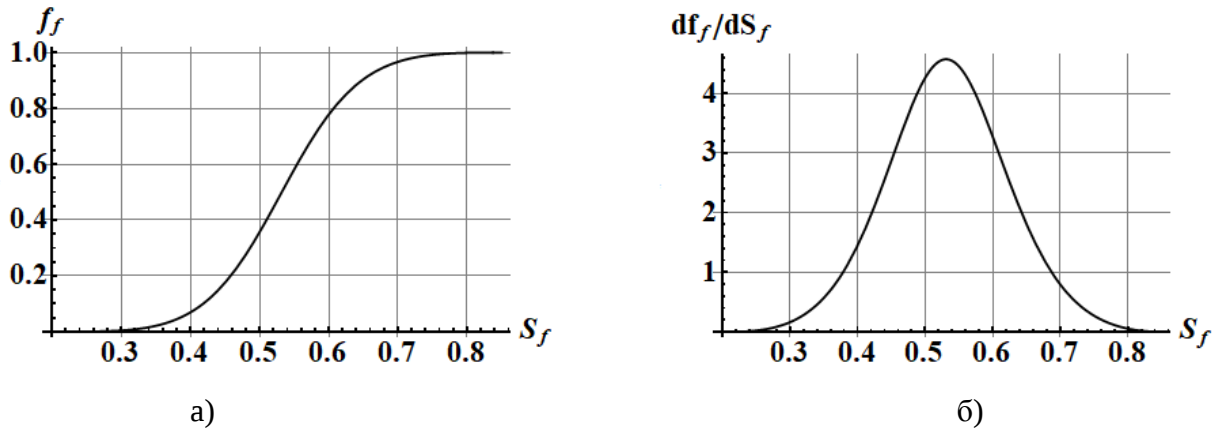


Рисунок 1.8 – Графики f_f и df_f/dS_f : а – график функции Баклея-Левверетта;

б – график производной от функции Баклея-Левверетта

Из графика на рисунке 1.8.б) видно, что df_f/dS_f не является монотонной, иначе говоря, существуют две насыщенности S_f и $S_{f'}$, из которых одна может быть произвольной, отсюда следует, что начиная с некоторого момента времени распределение насыщенности может быть многозначным, что, очевидно, физически невозможно. Многозначность в задачах механики сплошных сред означает возможность наличия разрывов или скачков искомой функции. В данном случае избежимся от многозначности вводом понятия фронтальной насыщенности $S_{f, фронт}$. Под фронтом понимается поверхность, до которой дошел процесс фильтрации к данному моменту времени. Но при этом следует учесть, что существует длина некоторого участка δ , называемого стабилизированной зоной, в которой насыщенность фильтратом падает от фронтальной насыщенности $S_{f, фронт}$ до нуля или до S_{f0} . Известно, что длина стабилизированной зоны δ значительно меньше чем зоны вытеснения, в которой $S_{f, фронт} \leq S_f \leq S_{f \max}$, $S_{f \max}$ – насыщенность фильтратом при $r = 0$. Чтобы рассчитать длину δ необходимо учитывать изменение капиллярных эффектов от координаты. Можно пренебречь изменением капиллярного давления от координаты, $\partial P_c / \partial r = 0$. Данное допущение не является

критически значимым, так как для задачи об оценке потери проницаемости в результате бурения породы наиболее интересна зона с максимальной потерей проницаемости, соответствующей зоне наибольшей насыщенности фильтрата $S_{f, фронт} \leq S_f \leq S_{f \max}$. Также очевидно, что именно для этой зоны коэффициент восстановления проницаемости минимален. Далее в данной работе будем производить расчёт радиуса проникновения для насыщенности фильтратом $S_{f, фронт} \leq S_f \leq S_{f \max}$, где фронтальная насыщенность $S_{f, фронт}$, согласно [40] вычисляется по формуле:

$$\frac{df_f(S_{f, фронт})}{dS_f} = \frac{f_f(S_{f, фронт}) - f_f(S_{f0})}{S_{f, фронт} - S_{f0}} \quad (1.34)$$

Данная формула является уравнением касательной, проведённой из точки $(S_{f0}, f_f(S_{f0}))$ к кривой функции f_f , где $S_{f, фронт}$ - абсцисса, точки касания.

Определив фронтальную насыщенность, можно определить ещё один показатель вытеснения – среднюю насыщенность $\bar{S}_f$ в зоне двухфазной фильтрации, которая расположена до фронта вытеснения, т.е. в зоне $S_{f, фронт} \leq \bar{S}_f \leq S_{f \max}$. Средняя насыщенность вычисляется по формуле:

$$\bar{S}_f = S_{f0} + \frac{1}{\frac{df_f(S_{f, фронт})}{dS_f}} \quad (1.35)$$

Геометрически (1.35) $\bar{S}_f$ - есть абсцисса точки пересечения прямой $f_f = 1$ и касательной (1.34).

Рассчитаем показатели глубины проникновения фильтрата в пласт по формулам (1.31) и (1.34), и (1.35). Для расчёта возьмём время фильтрации 1 час, $h = 1 \text{ м}$, $m = 0,3 \text{ д.е.}$, $\mu_f = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$, $\mu_o = 0,003 \text{ Па} \cdot \text{с}$, $\bar{q}_f = 5 \text{ л / час}$, $r_w = 0,11035 \text{ м}$. При данных условиях $r_{f, фронт} = 0,089766 \text{ м}$, $S_{f, фронт} = 0,6644 \text{ д.е.}$, $\bar{S}_f = 0,714236$. Произведём проверку данных расчётов через объём фильтрата, проникшего в пласт за время фильтрации 1 час.

$Q = 0,005 \text{ м}^3$, $A_{\text{ска}} = 0,693349 \text{ м}^2$. Проверка будет заключаться в том, что исходя из вычисленного радиуса проникновения, рассчитаем необходимый объём жидкости которая должна проникнуть в поровое пространство, чтобы достичь средней насыщенности $\bar{S}_f = 0,71423$.

Проверку произведём по следующей формуле:

$$Q_f = \pi h \left[(r_{f, \text{фронт}} + r_w)^2 - r_w^2 \right] m \bar{S}_f \quad (1.36)$$

Таким образом, необходимый объём фильтрата для того, чтобы создать насыщенность призабойной зоны радиусом $r = 0,089766 \text{ м}$, $Q_f = 0,0187602 \text{ м}^3 \approx 18,7 \text{ л}$. Таким образом, по формуле (1.31) имеется значительное несоответствие объёмов фильтрата, причём в большую сторону. Превышение необходимых объёмов физически невозможно, поэтому следует обратить внимание на корректность применяемой расчётной методики.

1.6 Постановка цели и задач исследований. Выводы по главе 1

По данным М. Л. Сургучева [75], на месторождениях Сибири и Мангышлака за двое суток контакта глинистого раствора, имеющего водоотдачу $8\text{--}10 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин}$ фильтрат проникает в продуктивный пласт на глубину $2\text{--}3 \text{ м}$ в количестве $1,5\text{--}2,5 \text{ м}^3$ на эффективной толщине. Установлено, что глубина проникновения глинистого материала в порово-кавернозном карбонатном коллекторе в зависимости от проницаемости пород составляет от 2 до 15 м. При этом мощность работающих интервалов уменьшается до 20,5 % от вскрытой мощности, гидропроницаемость для карбонатных коллекторов до 90 % от первоначальной. По данным термометрии и дебитометрии, толщина работающих интервалов в скважинах, пробуренных на глинистом растворе, составляет в среднем 20 % от вскрытой толщины. По данным нейтронного гамма-метода, часть интервалов с пористостью $10\text{--}25,5 \text{ \%}$ и проницаемостью до $0,1 \text{ мкм}^2$ в работу не включились. Это свидетельствует о том, что в пластах с капиллярной структурой при восстановлении проницаемости важную роль играют поверхностные эффекты и капиллярное давление, так как именно в пластах со слабой проницаемостью присутствует тенденция к образованию

стойких водо-нефтяных образований, закупоривающих поровое пространство и препятствующих дальнейшей эксплуатации скважины [3].

Наиболее эффективными системами для вскрытия продуктивных пластов пласта являются полимерные системы с низким содержанием твёрдой фазы [22]. В отличие от глинистых жидкостей они образуют тонкую слабопроницаемую фильтрационную плёнку за короткий промежуток времени. При этом проникновение фильтрата в пласт полностью не прекращается, но значительно снижается. Также, в отличие от глинистых систем, полимерные не имеют значительной тенденции к росту толщины фильтрационной плёнки, а также накоплению частичек шлама на своей поверхности. Углеводородные системы также хорошо себя зарекомендовали при вскрытии продуктивных пластов, но существует ряд сложностей и ограничений, препятствующих их широкому применению [26,69]. Поэтому в качестве объекта дальнейшего исследования выбраны полимерные промывочные системы на водной основе, а также в качестве отработки методик и сравнительного анализа представлены хлоркальциевые и полимер-глинистые системы.

Так как выявлена значительная разница объёмов при вычислении радиуса проникновения фильтрата промывочной жидкости, то перспективным является разработка более корректной модели для расчета радиуса проникновения фильтрата в пласт.

Целью работы является повышение качества вскрытия продуктивных пластов при бурении нефтяных скважин за счёт оценки степени проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пористую среду.

Поставленная цель требует решения следующих **задач**:

1. анализ методов исследования изменения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны продуктивного пласта в следствие воздействия буровых промывочных жидкостей;
2. определение необходимого спектра экспериментальных и стендовых исследований для построения гидродинамической модели фильтрации в призабойной зоне;

3. разработка методики для определения объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в пласт при первичном вскрытии;

4. разработка методики, позволяющей оценить степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта с учётом свойств промывочной жидкости, пластового флюида и характеристик порового пространства продуктивного пласта;

5. разработка критерия для выбора оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и физико-химических свойств пластового флюида.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методика определения параметров буровых промывочных систем для построения модели фильтрационного процесса

2.1.1 Методика определения характеристик фильтрационного процесса

Под **фильтрацией (водоотдачей)** промывочной жидкости понимается проникновение под действием перепада давления жидкой фазы в вскрываемые проницаемые породы и формирование корки из твердой фазы раствора на стенке скважины или/и внутри порового пространства породы. Контроль (регулирование) фильтрации промывочной жидкости является одной из важнейших задач при промывке скважины. Выделяют два типа фильтрации технологической жидкости в скважине:

- динамическая фильтрация происходит во время циркуляции жидкости;
- статическая фильтрация имеет место, когда жидкость не циркулирует.

Лабораторные измерения показателя фильтрации по стандарту API (АНИ) проводятся только в статических условиях. Для замера показателя фильтрации за 30 мин. используется фильтр-пресс Fann Series 300 API (Рисунок 2.1. а).

Принцип действия этого прибора состоит в измерении объема собранного фильтрата за 30 мин фильтрации. Давление, при котором производится тест на фильтрацию, составляет 100 psi, что соответствует 690кПа. Фильтрация производится через фильтрационную бумагу, на которой формируется фильтрационная корка, подлежащая дальнейшему исследованию. Для построения кривых фильтрационного процесса представляет интерес не только показатель фильтрации за 30 мин, но ещё и его значения в промежуточных временных точках. Для точного фиксирования объёма фильтрата во всех временных промежутках используется мерная колба с ценой деления в 0,2 мл и видеокамера, фиксирующая весь фильтрационный процесс, начиная с момента создания давления в стакане с жидкостью, и до 30 мин (Рисунок 2.1. б)). В связи с наличием случайных факторов при проведении фильтрационного эксперимента рекомендуется производить неоднократный замер, а показатели в

одинаковые временные промежутки усреднять согласно общепринятым статистическим методам (П. 2.2).

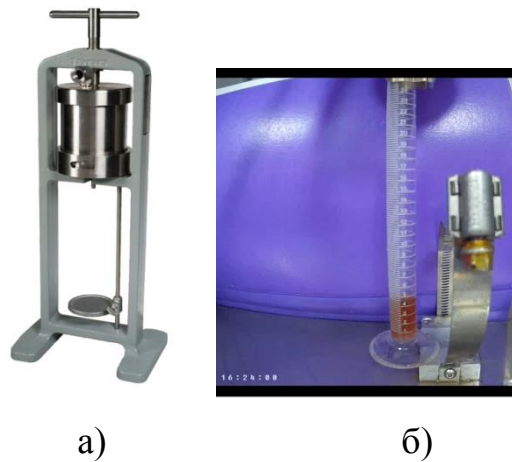


Рисунок 2.1 – Фильтр-пресс Fann Series 300 API: а – внешний вид;

б – фиксирование показаний на видеозаписи

Толщина фильтрационной корки является определяющим фактором при возникновении многих осложнений и связана с фильтрационными процессами в пласте скважины. Согласно [62] **толщину фильтрационной корки** можно измерять при помощи прибора ВИКА ИВ-2, металлической линейки с миллиметровыми делениями или штангенциркулем с глубиномером. Автором выбрана методика измерения при помощи прибора ВИКА ИВ-2. Прибор (Рисунок 2.2.) состоит из основания 1, стойки 2, в гнезде которой свободно перемещается шток 3, шкалы с миллиметровыми делениями 4, винта 5, держателя 6, указателя 7, пружинного рычага 8 и пестика 9.

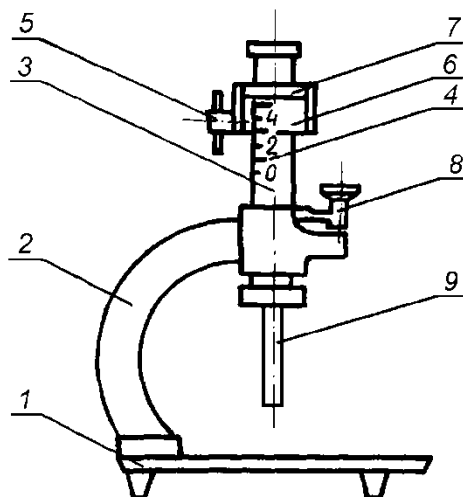


Рисунок 2.2 – Прибор ВИКА ИВ-2

1. Верхние, неустойчивые слои фильтрационной корки, полученные при определении показателя фильтрации фильтр-прессом, смыть слабой струей воды. Оставшуюся корку необходимо расположить на пластинке основания прибора ИВ-2.
2. При помощи использования штока, винта и пестика тарировать измерительную шкалу по исходной пластике.
3. Используя пестик, зафиксировать его в положении с поверхностью соприкосновения с коркой. Снять показания со шкалы прибора.
4. Аналогичным образом произвести измерения в шести точках и вычислить среднее значение по формуле:

$$h = \frac{\sum_{i=1}^6 h_i}{6}. \quad (2.1)$$

Проницаемость фильтрационной корки можно вычислить после проведения теста на фильтрацию на фильтр-прессе. Для этого после освобождения фильтрационного стакана от жидкости необходимо наполнить его на 1/3 дистиллированной водой и осторожно, не повредив внутренние слои, смыть верхние слои корки. Далее, заполнив стакан дистиллированной водой, собрать прибор и выполнить те же действия, что и при тесте на фильтрацию [62]. Далее проницаемость фильтрационной корки определяется из закона фильтрации Дарси как:

$$k_{mc} = \frac{Q \mu h_{mc}}{A \Delta p t}, \quad (2.2)$$

где Q - объём отфильтрованной дистиллированной воды за 30 мин, м³, μ - вязкость воды, Па·с, h_{mc} - толщина фильтрационной корки, м, A - площадь фильтрационной корки, м², Δp - перепад давлений, Па, создаваемый фильтрационной установкой, $t = 1800$ с.

Данный метод может давать весьма приближенные результаты, так как в процессе бурения через фильтрационную корку проникает фильтрат

промывочной жидкости, который значительно отличается по физико-химическим параметрам от дистиллированной воды [18].

Может быть предложен другой метод по вычислению k_{mc} , ранее не встречавшийся в литературных источниках. Предлагается вычислить k_{mc} через объём фильтрации промывочной жидкости на линейном участке скорости фильтрации, для которого будет верным закон Дарси (1.1) или его следствие (2.2). Для этого необходимо изобразить график зависимости объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса в координатах $(Q_f) - (t)$. Далее, справа налево отыскивается участок, на котором скорость фильтрации принимает линейный вид, т.е. описывается уравнением (1.1). Далее, используя концевые точки этого линейного участка, используя уравнение (2.2), определяется k_{mc} . Для этого вместо t необходимо подставлять Δt на котором используется линейный закон, а вместо Q , ΔQ - объём жидкости, прошедший через фильтрационную корку за время Δt . Вместо μ_s следует использовать μ_f - вязкость фильтрата промывочной жидкости. Таким образом, вместо формулы (2.2) следует использовать:

$$k_{mc} = \frac{\Delta Q \mu_s h_{mc}}{A \Delta p \Delta t}. \quad (2.3)$$

Из преимуществ данного метода следует отметить тот факт, что нет необходимости ставить новый эксперимент по фильтрации дистиллированной воды, а вычисления производятся по уже имеющимся ранее данным. Также физически этот метод более оправдан, так как в скважинных условиях фильтруется не дистиллированная вода, а фильтрат промывочной жидкости.

2.1.2 Методика определения свойств буровых промывочных жидкостей

Плотность промывочной жидкости определялась по определению, то есть с использованием пикнометра и электронных весов с высокой точностью [72].

Плотность ρ промывочной жидкости определяется по известной формуле $\rho = m/V$, где m - масса взвешиваемой жидкости, кг, V - ее объём, м³.

Условная вязкость (УВ), косвенно характеризует гидравлическое сопротивление циркуляции промывочной жидкости и определяется временем истечения заданного объема через вертикальную трубку. Время истечения из воронки Марша одной кварты (946 мл) раствора в секундах.

Пластическая вязкость (PV) – условная величина, показывающая долю динамической вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке буровой промывочной жидкости. Пластическая вязкость характеризует сопротивление течению, а также внутренние силы, препятствующие деформации (сдвигу) жидкого тела, подвергающегося внешним нагрузкам.

Динамическое напряжение сдвига (YP) - усилие, которое необходимо приложить к жидкости, чтобы вызвать ламинарное течение последнего.

Кажущаяся вязкость (AV) равна показанию при 600 об/мин, деленному на 2. Условно характеризует сумму вязкостного и прочностного сопротивлений течению промывочной жидкости и зависит от скорости сдвига и времени воздействия касательного напряжения.

СНС - предельное статическое напряжение сдвига (Gel Strengths или просто Gel – прочность геля). В буровых промывочных жидкостях возникает два типа статического напряжения сдвига — «прогрессирующее» и «хрупкое». Прогрессирующее напряжение со временем значительно возрастает. Такой тип статического напряжения сдвига требует высокого давления для возобновления циркуляции после временной остановки. Хрупкое статическое напряжение сдвига со временем возрастает лишь незначительно, но первоначально может быть выше прогрессирующего предельного напряжения сдвига.

Для измерения вышеперечисленных показателей используется ротационный вискозиметр OFITE model 800. Порядок определения параметров на ротационном вискозиметре следующий: испытуемую жидкость перемешивают при частоте вращения гильзы 600 об/мин с целью разрушения

структуры, затем снимают устойчивые показания углов закручивания по шкале прибора при 600; 400; 300 и 200 об/мин



Рисунок 2.3. вискозиметр OFITE model 800

Водородный показатель (рН) определяется колориметрическим способом. Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной жидкостью, с эталоном и определении рН.

Определение **содержания твердой фазы** f_{sm} в промывочной жидкости производится при помощи ретортного анализа [22]. И в процентах составляет:

$$f_{sm} = 100 - \sum_{i=1}^n f_{i,f}, \quad (2.4)$$

где $f_{i,f}$ - процентные содержания жидких фаз. Для определения в долях необходимо поделить на 100.

Объёмная доля твёрдой фазы в фильтрационной корке, согласно (16), определяется из баланса осаждённых частиц при тесте на фильтрацию:

$$f_{sm} (h_{mc} A + Q_f) = f_{sc} h_{mc} A, \quad (2.5)$$

где, f_{sc} – объёмная доля твёрдых частиц в глинистой корке, д.е., f_{sm} – объёмная доля твёрдых частиц в промывочной жидкости, д.е., A – площадь фильтрационной корки, m^2 , Q_f – количество фильтрата пройденного через неё за 30 мин, m^3 , h_{mc} – толщина корки, м. Таким образом,

$$f_{sc} = \frac{f_{sm}(h_{mc}A + Q_f)}{h_{mc}A}. \quad (2.6)$$

2.1.3 Методика измерения свойств фильтрата промывочной жидкости

Из основных свойств фильтрата буровой промывочной жидкости, необходимых для построения фильтрационных моделей являются **динамическая вязкость** и **плотность**. Плотность определяется при помощи пикнометра и электронных весов большой точности. Расчет производится по формуле (2.1).

Динамическая вязкость находится из предположения, что фильтрат промывочной жидкости представляет собой ньютоновскую среду. Для измерения данного параметра используют вискозиметр Гепплера [29] или капиллярные вискозиметры типа ВПЖ и ВПЖТ [20]. Сущность метода заключается в измерении калиброванным стеклянным вискозиметром времени истечения, в секундах, определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Кинематическая вязкость ν является произведением измеренного времени истечения t на постоянную вискозиметра K . Из кинематической вязкости легко выражается динамическая вязкость μ , зная плотность вещества ρ :

$$\nu = Kt, \quad \mu = \nu\rho \quad (2.7)$$

Вискозиметр типа ВПЖТ при подключении термостата позволяет получить значения вязкости при различных температурах (Рисунок 2.4.)

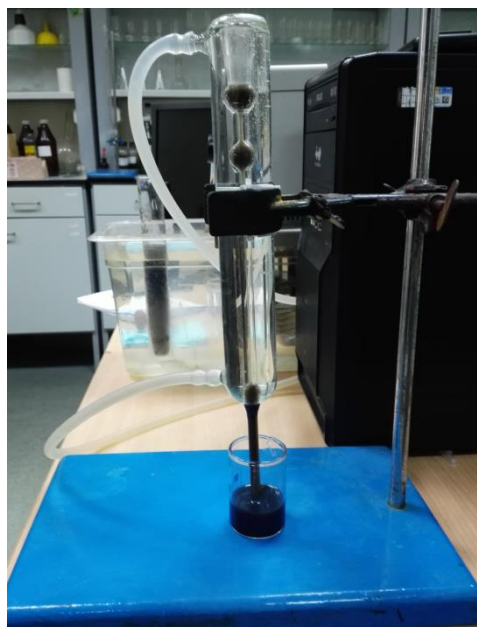


Рисунок 2.4 – Вискозиметр типа ВПЖТ с термостатом

2.1.4 Методика определения фильтрационно-ёмкостных характеристик образцов натурального керна

Для моделирования фильтрации в призабойной зоне пласта необходимо учитывать фильтрационные характеристики горных пород и жидкостей с которыми они взаимодействуют. Важными показателями фильтрации флюида в пористой среде являются абсолютная проницаемость породы, фазовая проницаемость для нефти, эффективная фазовая проницаемость для фильтрата бурового раствора через нефтенасыщенный керн. При работе с натуральными кернами необходимо производить их экстрагирование перед началом измерения их фильтрационных свойств [19]. **Экстрагирование кернов** производится на приборе Сокслета с использованием бензольной смеси [15].

Метод определения **распределения пор по размерам и долевого участия пор в фильтрации** заключается в применении трех последовательных циклов снятия кривых вытеснения жидкости из образца в методе центробежной порометрии при трех значениях толщины образца [88,89]. Результат принято представлять в виде гистограммы.

Абсолютной проницаемостью называют проницаемость пористой среды для гомогенного флюида при отсутствии значимого физико-химического

взаимодействия с пористой средой. Определять абсолютную проницаемость принято методом прокачки газа через образец с дальнейшим выражением его значения из линейного закона фильтрации (2.2.) [30].

Фазовые проницаемости породы определяются на установке ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, компании АО «Геологика». Установка, в комплектации ФГБОУ ВО СамГТУ, позволяет определять следующие параметры керна: проницаемость образцов по жидкости, коэффициент вытеснения, коэффициент открытой пористости в пластовых условиях, изменение коэффициента открытой пористости в зависимости от изменения пластовых условий. Внешний вид установки показан на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Внешний вид установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, компании АО «Геологика» в комплектации ФГБОУ ВО СамГТУ

На рисунке 2.6. изображены узлы гидравлической схемы установки. Принцип работы установки: при помощи насоса Н1.1. один из 3-х флюидов (ёмкости СР1.1- СР1.3) подаётся в режиме постоянного поддержания давления или расхода в кернодержатель КД2.1. Каждая разделительная ёмкость СР1.1 – СР1.3, а также кернодержатель КД2.1. укомплектованы индивидуальными нагревателями и датчиками контроля температуры. Горное давление создаётся в кернодержателе маслом при помощи ручного насоса Н.2.1. Установка оснащена датчиками ДЗ.1. и Д 3.2., измеряющими избыточное давление на входе и выходе из кернодержателя, соответственно. Таким образом, установка позволяет производить эксперимент в приближенных к пластовым условиям: при температуре до 150°C и давлении до 40МПа [34]. Дифференциальный датчик ДДЗ.1. позволяет измерять разность давлений между центральной точкой модели и одним из торцов модели в кернодержателе. Блок противодавления ВРР предназначен для сброса выходного давления из кернодержателя КД2.1. до установленного значения при прокачке флюидов через образец насыпной модели. Визуальный сепаратор СВ4.1 предназначен для замера объема фаз (нефть, вода) флюида, вышедшего из системы. Сепаратор состоит из двух колб с нанесенной шкалой объемов (мл).

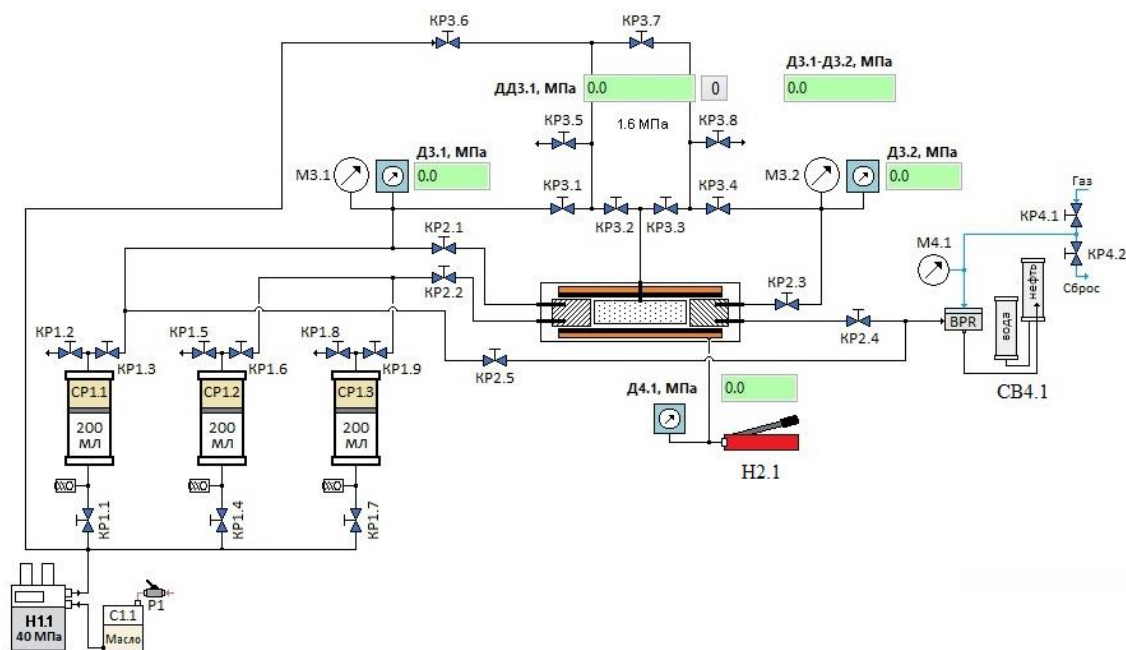


Рисунок 2.6 – Схема гидравлической цепи установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, компании АО «Геология» в комплектации ФГБОУ ВО СамГТУ

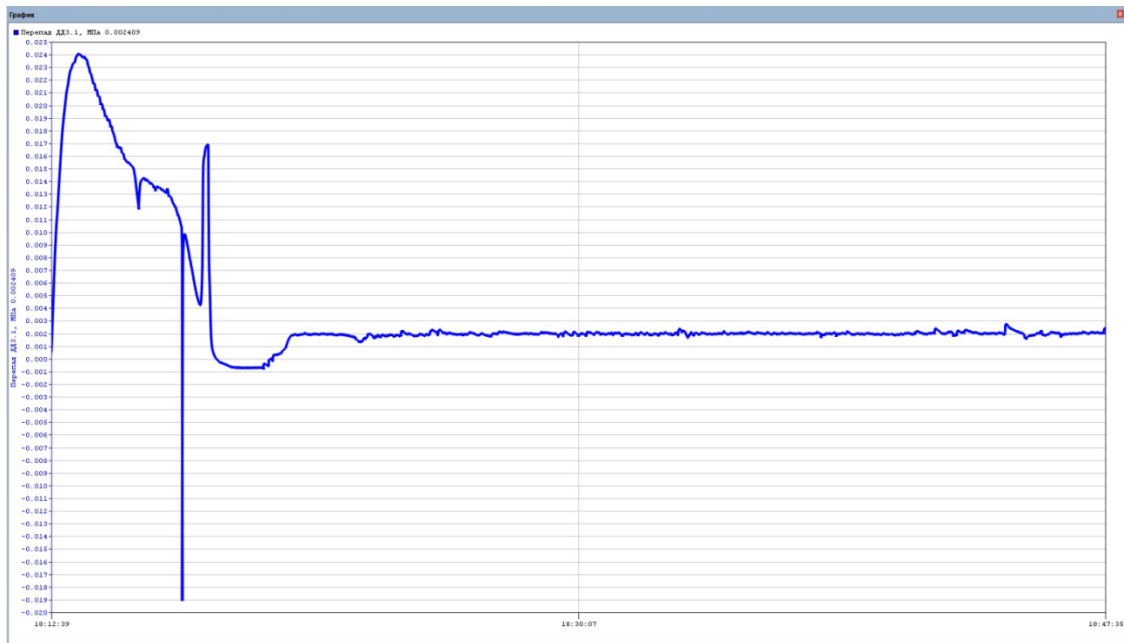


Рисунок 2.8 – Окно графического отображения давлений в фильтрационной модели

2.1.5 Методика измерения межфазного натяжения

При взаимном движении несмешивающихся жидкостей важную роль играет поверхностное натяжение на разделе фаз. В данной работе такими фазами являются фильтрат промывочной жидкости и пластовый флюид, то есть нефть. Для определения межфазного натяжения используется тензиометр вращающейся капли SVT производства компании DataPhysics. Прибор состоит из базового блока и измерительной ячейки в комплекте с устройством термостатирования, измерительного капилляра, шестикратного оптического трансфокатора со встроенной непрерывной тонкой фокусировкой (Рисунок 2.9.). Блок термостатирования позволяет производить измерения в диапазоне температур от -10°C до 130°C . Измерительный блок управляется при помощи специализированного программного обеспечения. Окно программного обеспечения позволяет производить тонкую корректировку объёма капли при помощи изображения передаваемого оптическим трансфокатором (Рисунок 2.10.) и отслеживать стабилизацию измерений поверхностного натяжения графически (Рисунок 2.11.). Важно заметить, что поверхностное натяжение прямо пропорционально капиллярному давлению. Таким образом, значения

межфазного натяжения, измеренные на тензиометре могут быть использованы для расчёта капиллярного давления на разделе фаз фильтрат – нефть.

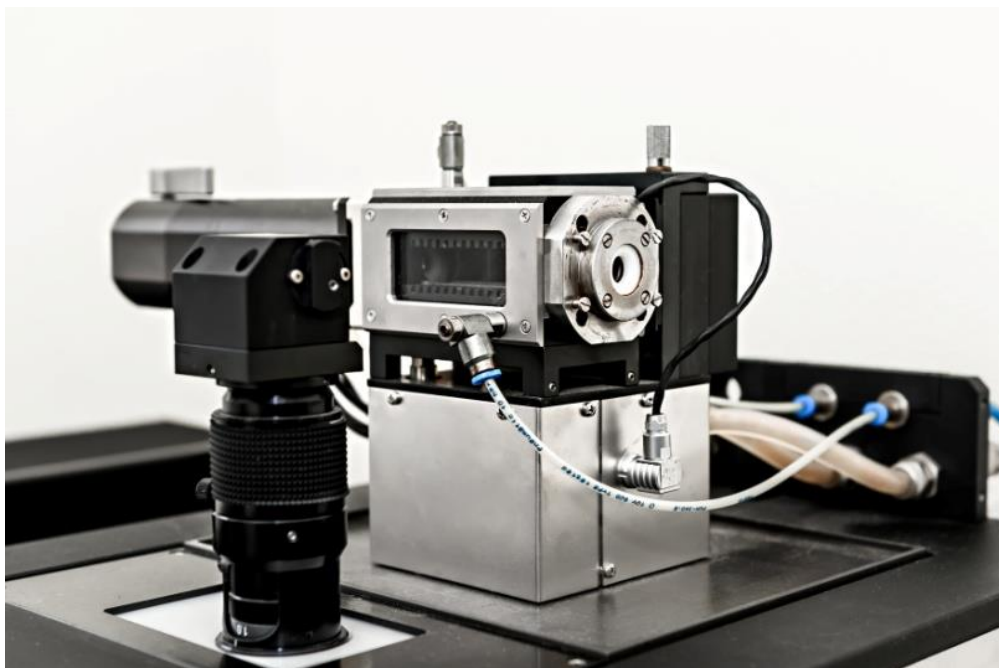


Рисунок 2.9 – Измерительная ячейка и оптический трансфокатор тензиометра SVT производства компании DataPhysics

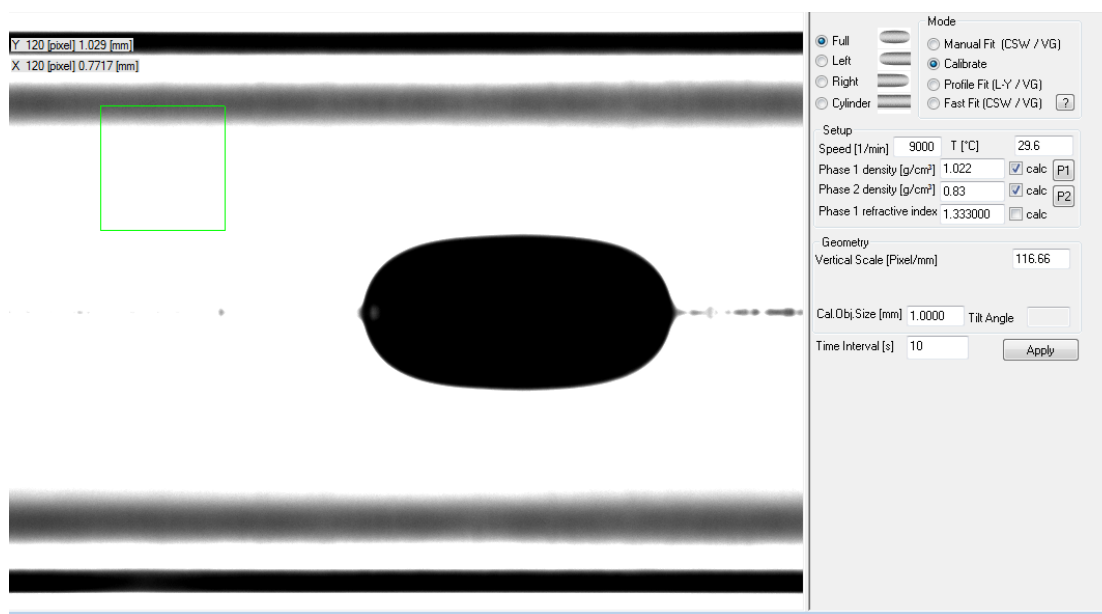


Рисунок 2.10 – Окно программы тензиометра SVT производства компании DataPhysics, движение капли в более плотной среде

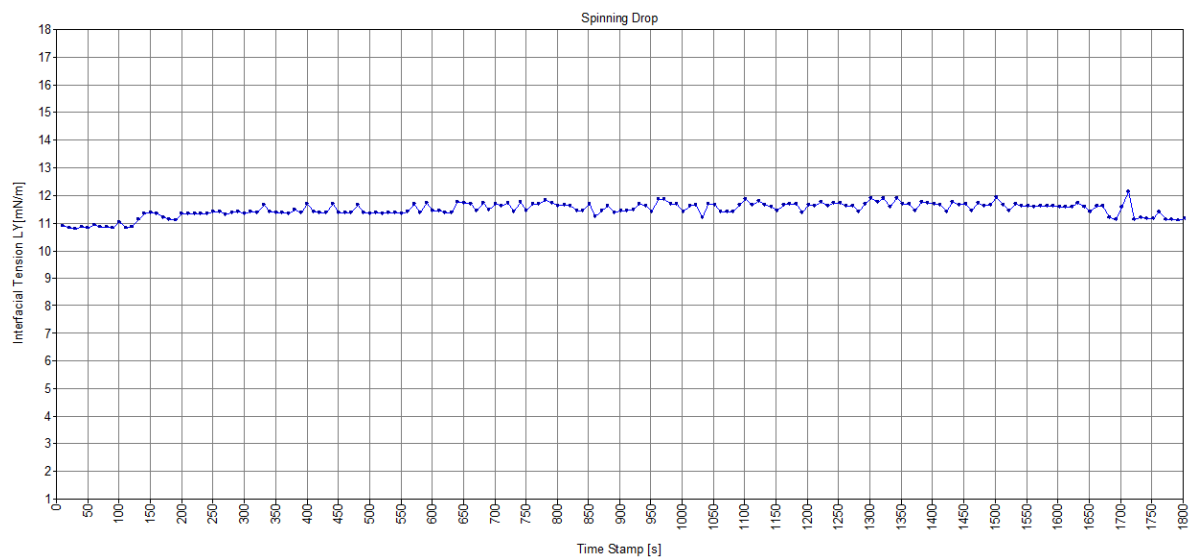


Рисунок 2.11 – Окно программы тензиометра SVT производства компании DataPhysics.

Графическое представление стабилизации расчёта межфазного натяжения

2.1.6 Методика определения относительных фазовых проницаемостей

Для расчёта радиуса проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт необходимы модели относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и фильтрата в виде функций от насыщенности фильтратом горной породы $k_{ro}(S_f)$, $k_{rf}(S_f)$. Для нахождения данных функций используются методы совместной стационарной фильтрации [9,67] либо методы нестационарной фильтрации – при вытеснении одной жидкости другой [22,85]. Метод стационарной фильтрации подразумевает большое количество опытов при разных соотношениях фаз, для которого необходимо специальное оборудование, предназначенное для двухфазной фильтрации. В связи с этим широко применяются методы нестационарной фильтрации с дальнейшей обработкой результатов. Современные методики дают достаточно большую точность вычислений, незначительно отличающуюся от результатов стационарного метода [61, 63]. Для построения моделей ОФП будет применяться метод Хасанова [37,82], который является модифицированным методом Кундина-Куранова [39], аналога метода Уэлджа [110,111]. Для расчёта относительных фазовых проницаемостей по методу Хасанова необходимо провести фильтрацию фильтрата буровой промывочной системы через

нефтенасыщенный керн. Через равные промежутки времени необходимо фиксировать значения перепада давлений в образце и отмечать количество вышедшей нефти и фильтрата из образца. То есть, если для фильтрации используется установка ПИК-ОФП-1-40-АР/РР компании АО «Геологика», то необходимо использовать дифференциальный датчик ДДЗ.1. либо показания датчиков ДЗ.1.- ДЗ.2., а также фиксировать уровень жидкостей в визуальный сепараторе СВ4.1. Важно заметить, что перед насыщением керна нефтью создаётся остаточная водонасыщенность по методике [66]. Для этого поровое пространство керна образца насыщается пластовой водой, затем для вытеснения воды из керна используется центрифуга и далее при помощи объёмов вышедшей пластовой воды высчитывается остаточная водонасыщенность. Остаточная водонасыщенность после вытеснения нефти фильтратом производится на аппарате Закса или Дина-Старка[68]. После внесения вышеперечисленных параметров в программное обеспечение результатом расчётов являются кривые зависимостей $k_{ro}(S_f), k_{rf}(S_f)$, с соответствующими им уравнениями.

2.2 Методика первичной статистической обработки экспериментальных данных

Данные, полученные экспериментальным путём, включают в себя погрешности измерений, в связи с чем подлежат обязательной статистической обработке. Результатом проведения эксперимента являются не точные значения измеряемого параметра, а значения с некоторой вероятностью приближенные к реальному значению физической величины. Экспериментальные данные должны быть воспроизводимы, то есть подтверждаемы совпадением в результате проведения серии экспериментов. При этом полное совпадение не является необходимым, так как статистическая обработка данных предполагает вероятностный подход к оценке достоверности исследуемых параметров.

Первоначальным вопросом при планировании эксперимента является вопрос о достижении необходимой точности исследуемого параметра [1,25]. В

результате серии экспериментов по полученной выборке (X_i) вычисляется оценка математического ожидания выборки. Наиболее эффективной [87] из оценок является среднее арифметическое $\bar{X}$:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (2.8)$$

Мерами рассеивания случайной величины относительно центрального значения распределения являются дисперсия S_{on}^2 и квадратичное отклонение S :

$$S_{on}^2 = \frac{1}{n_{on} - 1} \sum_{i=1}^{n_{on}} (X_i - \bar{X})^2, S = \sqrt{S_{on}^2}. \quad (2.9)$$

Таким образом, согласно [10], можно путём проведения пробных экспериментов определить число необходимых и достаточных экспериментов n_{min} для определения физической величины с желаемой доверительной вероятностью

$$n_{min} \geq \left(\frac{St_v^\alpha}{\bar{X}K_T} \right)^2, \quad (2.10)$$

где t_v^α - табличное значение двухстороннего критерия Стьюдента для заданного уровня значимости α и числа степеней свободы ν выборки, K_T - допустимая погрешность измерений в относительных единицах. Автором выбрана доверительная вероятность в 95%, относительная погрешность 5% и тогда в результате пробных экспериментов определено минимальное количество необходимых экспериментов для удовлетворения указанной точности. При осреднении показателя фильтрации глинистого раствора за 30 мин. получены следующие статистические параметры: $\bar{X}=34,8$ мл, $S=0,66$ мл, $t_2^{0,05}=4,3027$, по которым $n_{min} \geq 2,718$, что соответствует необходимым, как минимум 3 экспериментам. Также, в качестве надежности выбранного метода рекомендуется вычисление коэффициента вариации, $V_x = S/\bar{X}$, значение которого не должно превышать 0,05. В противном случае число опытов следует увеличить.

2.3 Методика построения математических моделей на основании экспериментальных данных

В данной работе ставятся задачи об аппроксимации экспериментальных данных, в частности при моделировании фильтрационного процесса по лабораторным замерам. Для построения эмпирических зависимостей используются методы корреляционного и регрессионного анализа [55,57,86]. Данные методы основаны на принципах статистического анализа, поэтому неотъемлемой частью построения аппроксимирующих функций являются доказательства статистических гипотез о значимости коэффициентов полученных уравнений, а также проверка на адекватность. На основании построения границ корреляционного поля можно существенно улучшить модель путем исключения грубых экспериментальных ошибок. Методы корреляционного и регрессионного анализа применяются не только для нахождения зависимостей линейного вида, но и показывают хороший результат при подборе нелинейной формы уравнения для описания физического процесса. Непосредственно, перед построением модели необходимо произвести корреляционный анализ исходных данных. Производится он как визуальной оценкой, так и при помощи коэффициента корреляции, вычисляемого по следующей формуле:

$$r_{xy} = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{\sqrt{\left[n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \right] \cdot \left[n \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n y_i \right)^2 \right]}}, \quad (2.11)$$

x_i - узловые точки в которых производились измерения, y_i - значения измеренного параметра в узловых точках, n - объем выборки.

На основании коэффициента корреляции можно сделать вывод о состоятельности эксперимента, о пригодности полученных данных и о подходящей форме уравнения регрессии аппроксимирующего физический процесс. Вывод о силе линейной связи делается на основании таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Определение тесноты линейной связи по коэффициенту корреляции

Теснота связи	Коэффициент корреляции	
	Возрастающая	Убывающая
Линейной связи нет	[0;0.2)	(-0.2;0]
Слабая	[0.2,0.5)	(-0.5;-0.2]
Средняя	[0.5;0.75)	(-0.75;-0.5]
Сильная	[0.75;0.95)	(-0.95;-0.75]
Функциональная	[0.95;1]	[-1;-0.95]

При моделировании фильтрационного процесса через фильтрационную корку используются линейные уравнения вида:

$$y = bx, \quad (2.12)$$

$$y = b_0 + b_1 x. \quad (2.13)$$

где, согласно методу наименьших квадратов [21,31], коэффициенты уравнений (2.12), (2.13) определяются как:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2}, \quad (2.14)$$

$$b_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n x_i^2 - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n x_i y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2}, \quad (2.15)$$

$$b_1 = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2}. \quad (2.16)$$

Также, при росте толщины фильтрационной корки наблюдается нелинейная зависимость вида [53,55]:

$$y = b\sqrt{x}, \quad (2.17)$$

для которой коэффициент b определяется по формуле (2.12) при соответствующей замене системы координат от (x, y) , к (x', y) , при $x' = \sqrt{x}$.

Модели, построенные регрессионным анализом, подлежат обязательной проверке на адекватность по критерию Фишера, а коэффициенты уравнений и коэффициент корреляции подлежат проверке на значимость по критерию Стьюдента [87].

Для проверок статистических гипотез необходимо произвести расчёт дисперсий. Дисперсия коэффициента b для уравнений (2.12), (2.17) рассчитывается по формуле:

$$S_b^2 = S_{on}^2 \frac{1}{\sum_{i=1}^n x_i^2}, \quad (2.18)$$

где S_{on}^2 вычисляется по формуле (2.9).

n_{on} - число опытов в выборке, вычисляется на этапе первичной обработки данных.

X_i - элементы выборки по определению одного признака совокупности, $\bar{X}$ - среднее значение выборки.

Дисперсия адекватности модели рассчитывается по формуле

$$S_{ad}^2 = \frac{\sum (y_i - y_{i \text{ расч}})^2}{\nu}, \quad (2.19)$$

где число степеней свободы $\nu = n - l$,

n – число экспериментальных точек,

l – количество параметров модели, т.е. количество коэффициентов b_j ,

$y_{i \text{ расч}}$ – модельные расчеты в исходных узловых точках.

Можно вычислить опытный критерий Фишера:

$$F_{\nu_1, \nu_2}^{on} = \frac{S_{a\partial}^2}{S_{on}^2}, \text{ если } S_{a\partial}^2 > S_{on}^2, \\ F_{\nu_1, \nu_2}^{on} = \frac{S_{on}^2}{S_{a\partial}^2}, \text{ если } S_{a\partial}^2 < S_{on}^2, \quad (2.20)$$

где ν_1 – число степеней свободы числителя; ν_2 – число степеней свободы знаменателя.

Опытный критерий Фишера сравнивают с табличным значением критерия Фишера F^α , взятого с требуемым уровнем значимости α . Если опытнй критерий Фишера меньше табличного [86], то дисперсии однородны и соответственно модель адекватна эксперименту, если больше – дисперсии неоднородны и модель неадекватна.

Проверка значимости коэффициента корреляции r_{xy} заключается в вычислении опытного критерия Стьюдента по формуле

$$t^{on} = \frac{r_{xy} \sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r_{xy}^2}}. \quad (2.21)$$

Если $t^{on} < t_v^\alpha$, то коэффициент корреляции незначимо отличен от нуля и гипотеза о наличии линейной связи отвергается, если $t^{on} > t_v^\alpha$, то принимается альтернативная гипотеза. t_v^α – табличное значение критерия Стьюдента [86]. Число степеней свободы для коэффициента корреляции равно $\nu = n - 2$. Вероятность допущения ошибки называется уровнем значимости α и равняется $\alpha = 1 - P$, где P – доверительная вероятность. Альтернативной гипотезой будет неравенство. Уровень значимости, подходящий для проверки экспериментальных данных принимается $\alpha = 0,05$, что соответствует вероятности достоверности данных в 95%.

Для коэффициентов b, b_0, b_1 (2.12), (2.13), (2.17) проверка на значимость аналогична проверке коэффициента корреляции, и соответствующие опытные критерии вычисляются по формулам:

$$t_b^{on} = \frac{|b|}{S_b}, \quad t_{b_0}^{on} = \frac{|b_0|}{S_{b_0}}, \quad t_{b_1}^{on} = \frac{|b_1|}{S_{b_1}}, \quad (2.22)$$

$$S_{b_0}^2 = S_{on}^2 \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{\Delta}, \quad S_{b_1}^2 = S_{on}^2 \frac{n}{\Delta},$$

$$S_{b_0} = \sqrt{S_{b_0}^2}, \quad S_{b_1} = \sqrt{S_{b_1}^2},$$

$$\Delta = \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2$$

где S_j – стандартные отклонения, вычисляемые как $S_j = \sqrt{S_j^2}$.

Применяя данные методы можно построить математические модели по экспериментальным данным, а также осуществить их проверку на соответствие описываемому физическому процессу.

Выводы по главе 2

В данной главе описаны методы измерения свойств буровых промывочных жидкостей, а также их фильтратов. Так как промывочные жидкости со схожей рецептурой могут применяться на разных месторождениях, то очевидна необходимость в обобщении описания основных параметров. Таким образом, необходимо производить измерение плотности и вязкости при различных температурах с дальнейшим построением эмпирических зависимостей. Методика построения эмпирических зависимостей с аргументированием выбора вида уравнения зависимости представлена в П.2.3. При работе с образцами натурального керна необходимо выполнение требований по его подготовке и измерения первичных параметров, таких как пористость и абсолютная газопроницаемость. Для измерения фазовых проницаемостей выбрана современная установка с возможностью имитации пластовых давлений и температур. Специализированное программное обеспечение позволяет вести

непрерывный контроль параметров фильтрационного процесса, что способствует снижению погрешностей измерений, возможных при проведении стендовых испытаний. Для определения величины межфазного натяжения выбран тензиометр, работающий по принципу вращающейся капли. Данный прибор обладает высокой точностью и его показания могут быть применены к вычислению капиллярного давления на разделе несмешивающихся фаз. Определение способа расчёта относительных фазовых проницаемостей, как функций от насыщенности, является нетривиальной задачей. Анализ зарубежных и отечественных методик позволил выбрать наиболее точный метод, метод Хасанова, с наиболее устойчивым алгоритмом, то есть незначительные отклонения исходных данных по вытеснению не смогут вызвать значительных отклонений при получении относительных фазовых проницаемостей. Из преимуществ выбранного метода также следует выделить быстроту счёта по сравнению с методиками разработанными ранее. Таким образом, параметры, измеренные вышеизложенными способами, после первичной статистической обработки могут быть использованы для построения эмпирических моделей, а также применены в качестве входных параметров для моделей, выведенных из фундаментальных законов механики сплошных сред и теории фильтрации.

ГЛАВА 3 ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЁМА И РАДИУСА ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

3.1 Расчет объёма фильтрата, проникающего в пласт при первичном вскрытии

При моделировании взаимодействия фильтрата промывочной жидкости с пластовым флюидом в поровом пространстве первичной задачей является расчет фильтрата, проникшего в пласт. В качестве объекта исследования выбирались промывочные жидкости на водной основе. Автором была поставлена задача по анализу имеющихся способов описания фильтрационного процесса, а также их усовершенствованию.

В исследовании участвовали промывочные жидкости, применяемые для вскрытия пластов, среди которых: глинистые (1, 2); хлоркальциевый (3); полимерглинистые: 4 – на основе полиакриламида; 5 – на основе PAC HV HQ; 6 – на основе XAN-PLEX D и Химеко-Клэй; полимерные: 7 – MEX-SBT; 8 – на основе полиакриламида; 9 – на основе XAN-PLEX; 10 – на основе MIL-PAC P. Свойства буровых промывочных жидкостей представлены в таблице 3.1. В результате серии экспериментов с последующим осреднением данных были построены регрессионные кривые фильтрационного процесса, а также суммарная линия регрессии (Рисунок.3.1.). В таблице 3.2. приведены временные промежутки фильтрационного процесса с соответствующими им объёмами фильтрата. Тест на фильтрацию производился в течение 30 минут на фильтр-прессе компании Fann и при избыточном давлении в 0,7 МПа.

При росте фильтрационной корки [95,112] расход определяется формулой:

$$q_f = \frac{dQ_f}{dt} = \frac{k_{mc} A \Delta p}{\mu_f h_{mc}(t)}, \quad (3.1)$$

где k_{mc} – проницаемость корки, м^2 , Δp – перепад давлений, Па, $h_{mc}(t)$ – толщина корки, м, растущая со временем, q_f – объёмный расход, $\text{м}^3/\text{с}$.

Таблица 3.1 – Свойства промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов

Параметр № пром. жидкости	Плот- ность, ρ , кг/м ³	Пласт- ическая вязкость мПа·с	СНС, дПа	ДНС, дПа	Объёмная доля твёрдой фазы, %	Толщина филтра- ционной корки или плёнки, м	Водо- отдача, см ³ /30 мин
№1 глинистая	1120	31	4,788	78,204	1,584	0,001	9,87
№2 глинистая	1060	7	52,66	100,54	2,739	0,001	16,21
№3 хлор- кальциевая	1060	17,5	14,36	45,486	2,706	0,0002	6,9425
№4 полимер- глинистая	1070	15	31,12	217,85	1,089	0,0005	9,3274
№5 полимер- глинистая	1070	22	28,72	113,31	1,518	0,0005	6,7425
№6 полимер- глинистая	1160	24	52,36	191,52	0,46	0,0005	6,7475
№7 полимерная	1100	24	23,94	124,48	0,429	0,0002	5,4242
№8 полимерная	1160	26	33,51	105,33	0,875	0,001	8,8425
№9 полимерная	1140	34	55,47	181,43	0,4	0,0005	7,1425
№10 полимерная	1170	37	57,45	191,52	0,396	0,0002	5,963

Через некоторое время t , после начала фильтрации, объём твёрдых частиц отфильтрованной промывочной жидкости равняется объёму твёрдых частиц, осажённых на фильтрационной корке:

$$f_{sm}(h_{mc}A + Q_f) = f_{sc}h_{mc}A, \quad (3.2)$$

где f_{sc} – объёмная доля твёрдых частиц в глинистой корке, д.е. f_{sm} – объёмная доля твёрдых частиц в растворе, д.е.

Таблица 3.2 – Зависимость объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса

$Q_{\text{мл}}$ $t, \text{ мин}$	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2,623	3,0525	1,3425	1,39	0,8425	2,105	0,824	2,695	1,79	1,105
3	4,04	5,105	2,295	2,48	1,695	2,6525	1,535	3,7475	2,59	1,6025
5	4,889	6,905	2,895	3,38	2,295	3,105	2	4,295	3,19	2,13
7,5	5,694	8,3575	3,49	4,18	3,0425	3,5525	2,4769	4,8425	3,79	2,7025
10	6,45	9,7625	4,0425	5,1375	3,6425	4,105	3,19	5,7475	4,39	3,311
15	7,472	11,5575	4,895	6,38	4,595	5,0525	3,81	6,7475	5,295	4,117
20	8,323	13,3575	5,695	7,4275	5,395	5,495	4,434	7,7475	5,995	4,823
25	9,023	14,8575	6,295	8,48	6,095	6,095	4,954	8,295	6,59	5,471
30	9,87	16,21	6,9425	9,3275	6,7425	6,7475	5,4242	8,8425	7,1425	5,963

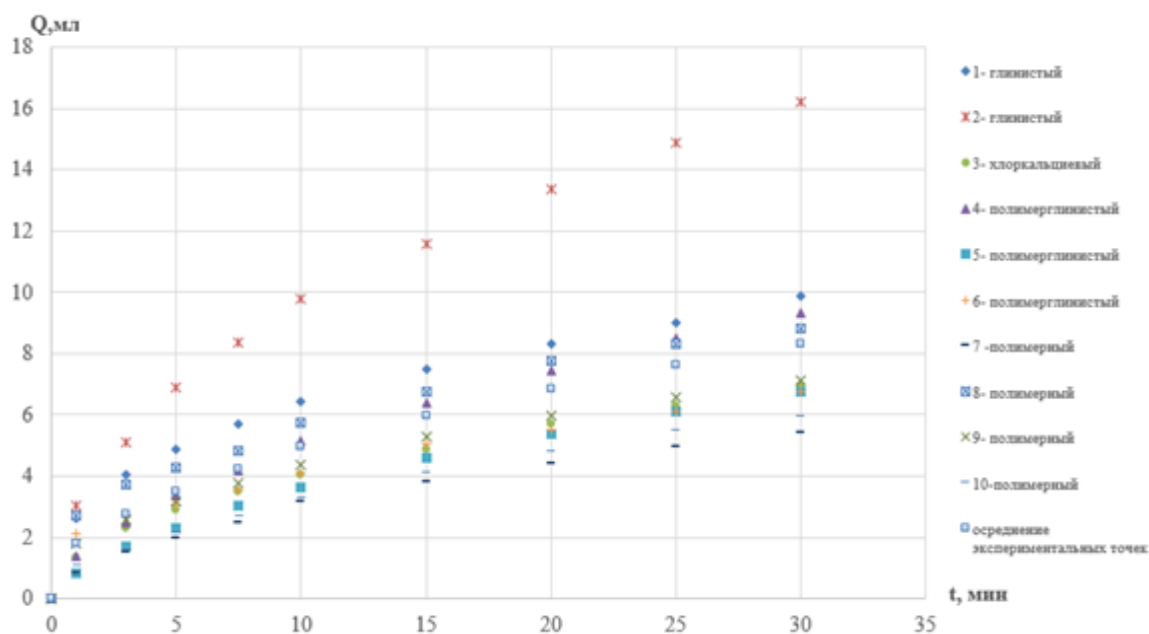


Рисунок 3.1 – Зависимость объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса для нескольких типов жидкостей: 1,2- глинистые; 3- хлоркальциевый; 4,5,6- полимерглинистые; 7,8,9,10 – полимерные

Выразим толщину корки из (3.2), тогда:

$$h_{mc} = \frac{f_{sm} Q_f}{A(f_{sc} - f_{sm})} = \frac{Q_f}{A\left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1\right)} \quad (3.3)$$

Подставляя это выражение в (3.1) и интегрируя, получим:

$$Q_{f1} = \sqrt{2 \frac{k_{mc} \Delta p_{mc}}{\mu_f} \left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1\right) A \sqrt{t}}, \quad (3.4)$$

Отметим, что формула (37) показывает, что объём фильтрата пропорционален квадратному корню из времени, что подтверждается графически (Рисунок 3.1.).

Опыты показывают, что у полимерных жидкостей спустя некоторое время толщина фильтрационной плёнки становится постоянной, и тогда весь процесс фильтрации можно разделить на два этапа:

- 1) фильтрацию при росте фильтрационной пленки;
- 2) фильтрацию через плёнку постоянной толщины.

Тогда уравнение (3.4) применимо к определению объёма Q_{f1} фильтрата на первом этапе. Толщину корки можно выразить, объединяя (3.3) и (3.4):

$$h_{mc} = \sqrt{\frac{2k_{mc} \Delta p_{mc}}{\left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1\right) \mu_f}} \sqrt{t} \quad (3.5)$$

На первом этапе при формировании плёнки расход зависит от времени. Из (3.1) и (3.4) следует, что:

$$q_{f1} = \sqrt{\frac{k_{mc} \Delta p_{mc}}{2t \mu_f} \left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1\right) A}, \quad (3.6)$$

Чтобы вычислить объём фильтрата при постоянной толщине плёнки, уравнение (3.1) проинтегрируем при $h_{mc}(t) = h_{mconst}$, тогда:

$$Q_{f2} = \frac{k_{mc} A \Delta p t}{\mu_f h_{mconst}}, \quad (3.7)$$

На втором этапе скорость фильтрации является постоянной и согласно (3.1) равняется:

$$q_{f2} = \frac{k_{mc} A \Delta p}{\mu_f h_{mconst}}. \quad (3.8)$$

Уравнения (3.4), (3.5)-(3.7) применяются при формировании фильтрационной плёнки. Во время бурения толщина пленки перестаёт расти после некоторого периода времени и остаётся постоянной. Объем фильтрата, протекающего через пленку постоянной толщины рассчитывается по формуле (3.7), а расход по (3.8).

Используя уравнение (3.5), можно рассчитать время t_{const} , необходимое для образования пленки постоянной толщины, h_{mconst} :

$$t_{const} = h_{mconst}^2 \frac{\left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1 \right) \mu_f}{2k_{mc} \Delta p_{mc}}. \quad (3.9)$$

Мгновенную фильтрацию [86] можно приближённо рассчитать из статических/динамических исследований фильтрационных свойств промывочных жидкостей. Справедлива следующая пропорция:

$$\frac{Q_{\text{мг-лаб}}}{A_{lab}} = \frac{Q_{\text{мг-скв}}}{A_{скв}}, \quad (3.10)$$

где $Q_{\text{мг-лаб}}$ – мгновенная фильтрация, полученная на фильтр-прессе, м^3 , $Q_{\text{мг-скв}}$ – мгновенная фильтрация в скважине, м^3 , A_{lab} – площадь фильтрации при испытании на фильтр-прессе, м^2 , $A_{скв}$ – скважинная площадь фильтрации, м^2 .

Чтобы рассчитать полный объём фильтрата, проникшего в ПЗП, необходимо просуммировать (3.10), (3.7), (3.8):

$$Q_f = \frac{2\pi_w h Q_{\text{мг-лаб}}}{A_{lab}} + \int_0^{t_{const}} q_{f1} dt + \int_{t_{const}}^{t_{total}} q_{f2} dt, \quad (3.11)$$

где, t_{const} – время образования фильтрационной плёнки постоянной толщины, с.
 t_{total} – общее время фильтрационного процесса, с. Выражение (3.11) равносильно выражению (3.12)

$$Q_f = Q_{\text{МЭ-СКВ}} + Q_{f1} \Big|_{t=t_{const}} + Q_{f2} \Big|_{t=t_{total}-t_{const}} \quad (3.12)$$

При использовании формул (3.11) и (3.12) для вычисления общего объёма фильтрата в случае изменения давления репрессии необходимо разбивать временные интервалы на участки, в которых давление постоянно и вести расчёты применив соответствующие преобразования.

Данный метод расчета объёма фильтрата применим для любых рецептур промывочных жидкостей на водной основе. Подтверждает данный факт результирующая регрессионная кривая фильтрационного процесса (Рисунок 3.1.). На нём также явно видны все этапы фильтрационного процесса.

Уделим внимание методам построения законов фильтрации (3.4) и (3.7), необходимым для вычисления общего объёма фильтрата, проникающего в пласт. Для этого, во-первых, необходимо определить время t_{const} , при котором происходит переход от квадратичной зависимости к линейной. Рассмотрим в увеличенном масштабе начало фильтрационного процесса, в которое происходит формирование фильтрационной корки или плёнки. (Рисунок 3.2.)

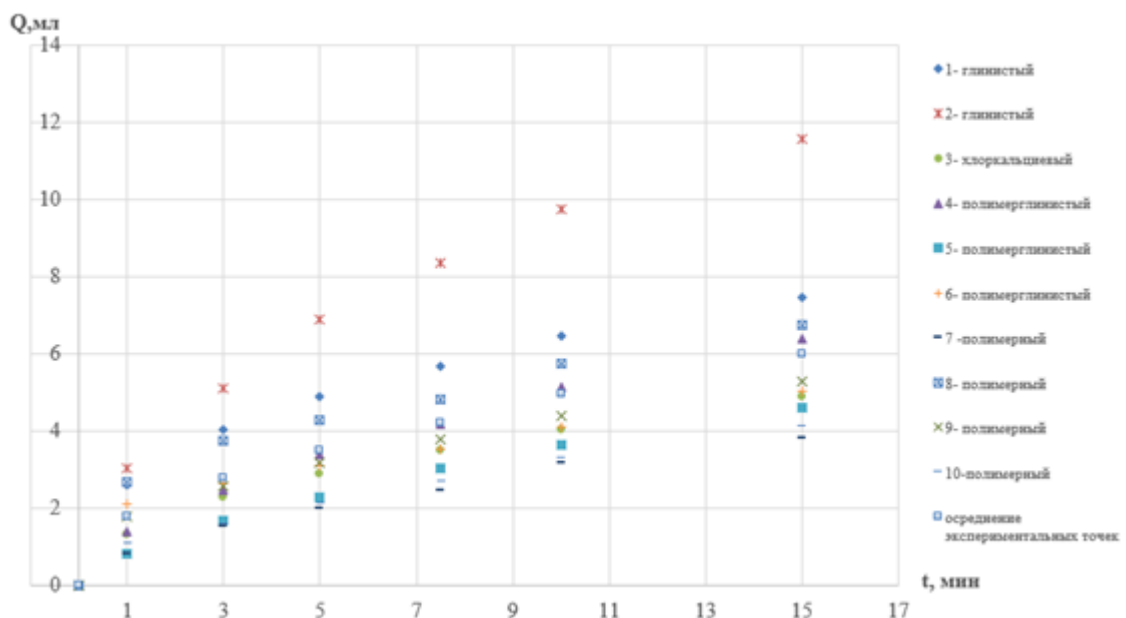


Рисунок 3.2 – Начало фильтрационного процесса

Анализируя точки на рисунке 3.2., можно сделать вывод о нелинейности закона фильтрации с самого его начала. Этот факт также подтверждает коэффициент корреляции $R \approx 0,95$, вычисленный применительно для линейного случая. Исходя из (3.4), подтверждается предположение о зависимости вида

$$Q_i = C_1 \sqrt{t}. \quad (3.13)$$

Подтверждением этого факта является коэффициент корреляции $R \approx 0,999$ и суммарная линия регрессии, изображённая на рисунке 3.3., аппроксимирующая исходные данные в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$. Коэффициент C_1 определяется по формуле (2.14). Из коэффициента $C_1 = 1,5738$, учитывая (3.4), можно выразить необходимые параметры фильтрационного процесса. Если свойства жидкости остаются неизменными, то достаточно выразить перепад давлений для дальнейшего прогнозирования фильтрации в пластовых условиях. Заметим, что также в начальный момент времени происходит мгновенная фильтрация и очевидно, что она также хорошо описывается уравнением (3.13), а следовательно её можно не выделять в отдельный закон фильтрации и начинать аппроксимацию фильтрационного процесса уравнением (3.13) от 0 до времени t_{const} , которое определяется по (3.9) либо графическим способом.

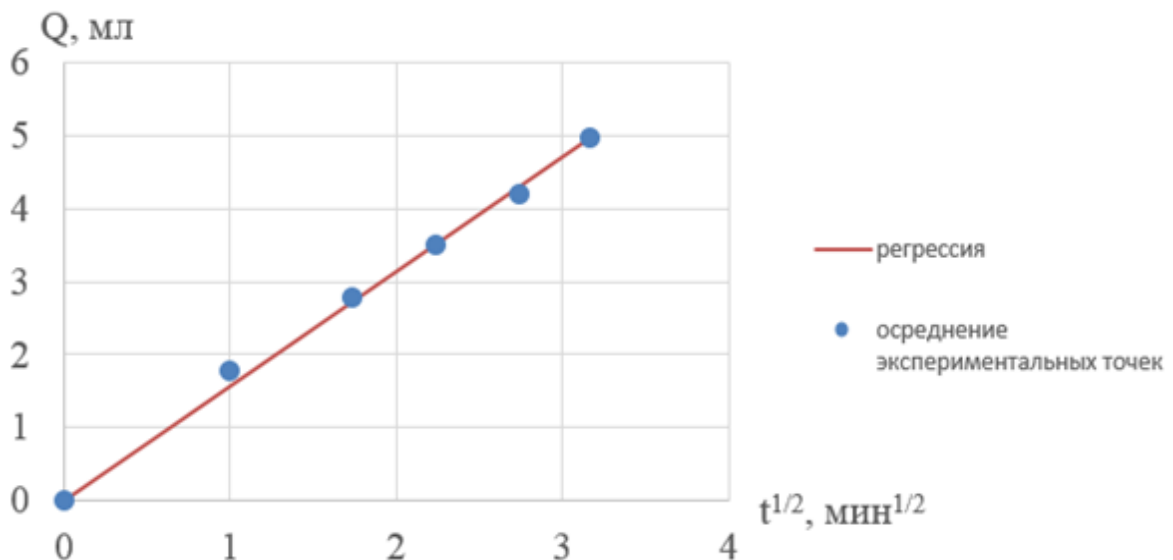


Рисунок 3.3 – Суммарная линия регрессии фильтрационного процесса в начальные моменты

времени в координатах $(\sqrt{t}) - (Q_f)$

Продолжим аппроксимацию фильтрационного процесса после достижения t_{const} . Из анализа корреляционного поля во временном промежутке, начинающемся после t_{const} , можно сделать вывод о функциональной линейной связи в исходных координатах $(t) - (Q_f)$, которую подтверждает коэффициент корреляции $R \approx 0,9974$, для аппроксимации данного корреляционного поля подходит уравнение вида (2.13), т.е.

$$Q_2 = C_2 + C_3 t, \quad (3.14)$$

где C_2 – параметр, отвечающий за смещение начала координат при описании процесса, начиная не с точки (0,0). Правое слагаемое из (3.14) является формой закона фильтрации (3.7), поэтому из параметра C_3 , согласно (3.7), можно определить необходимые фильтрационные характеристики для дальнейшего моделирования фильтрации в скважинных условиях. На рисунке 3.4. показано, что исходное корреляционное поле достоверно описывается линией регрессии $Q_2 = 3,4311 + 0,1662 t$. Проверке статистических гипотез о значимости коэффициентов уравнений регрессии опытный критерий Стьюдента значительно превосходит критические табличные значения, что свидетельствует о том, что вычисленные коэффициенты значимо отличны от нуля. При проверке коэффициента корреляции $t_{on} \gg t_{кр}$, что подтверждает функциональную связь, которая не является совпадением совокупности случайных факторов.

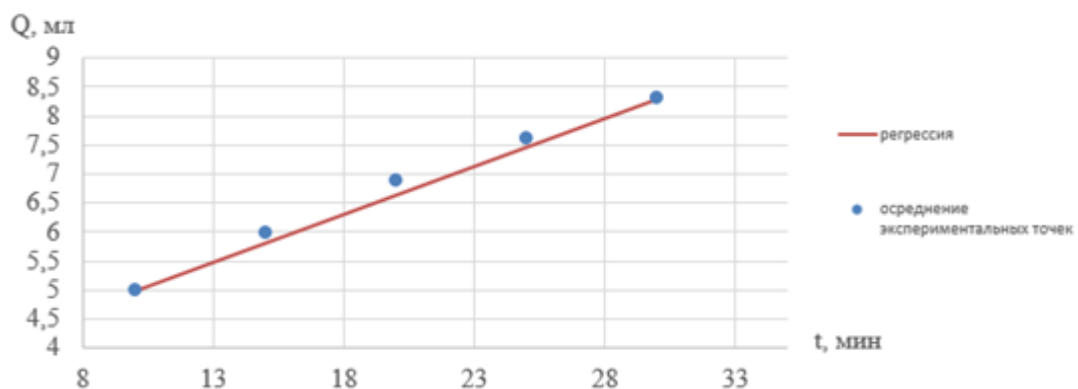


Рисунок 3.4 – Суммарная линия регрессии фильтрационного процесса после образования фильтрационной плёнки постоянной толщины

Таким образом, весь фильтрационный процесс в лабораторных условиях можно описать кусочной аппроксимацией:

$$\begin{aligned} Q_1 &= C_1 \sqrt{t}, \quad 0 \leq t \leq t_{const}, \\ Q_2 &= C_3 t, \quad 0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Также, важно отметить, что согласно (3.4), (3.7), в константы C_1 , C_3 входит большое количество параметров жидкости и фильтрационной плёнки. Поэтому, чем ближе условия проведения эксперимента к пластовым, тем более точным будет прогноз объёма фильтрата, проникшего в пласт. Согласно данной методике, не потребуется дополнительных экспериментов по определению всех параметров фильтрационного процесса. Так как основным фактором проникновения фильтрата является избыточное давление, то фактически можно (3.13) и (3.14) переписать как:

$$\begin{aligned} Q_1 &= C'_1 \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f}} A_{скв}, \quad 0 \leq t \leq t_{const}, \\ Q_2 &= \frac{C'_3 A_{скв} \Delta p t}{\mu_f}, \quad 0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}, \end{aligned} \quad (3.16)$$

где Δp , μ_f и $A_{скв}$ вынесены из констант C_1 , C_3 и далее при расчетах может принимать давление репрессии и площадь фильтрационной корки или плёнки в скважине, а также вязкость в зависимости от пластовой температуры $\mu_f(T)$.

Если необходимо узнать объём фильтрата, проникшего в пласт за всё время фильтрационного процесса, то необходимо пользоваться следующей формулой:

$$Q_{total} = Q_1 \Big|_{t=t_{const}} + Q_2 \Big|_{t=t_{total}-t_{const}}. \quad (3.17)$$

Таким образом, исходя из (3.17), с учётом (3.15) можно графически оценить качество аппроксимации фильтрационного процесса за 30 мин. по рисунку 3.5.

Средний расход фильтрата вычисляется по формуле:

$$\bar{q} = \frac{Q_{total}}{t_{total}}. \quad (3.18)$$

Если за время пребывания промывочной жидкости в скважине давление значительно изменяется, то необходимо (3.17) разложить в сумму по времени действия различного давления с учетом (3.16). Объём фильтрата, проникающего

в пласт при первичном вскрытии, рассчитанный согласно предложенной методике, является необходимым входным параметром для вычисления радиуса проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт с учётом физико-химического взаимодействия флюидов, свойств горной породы и технологических параметров вскрытия пласта.

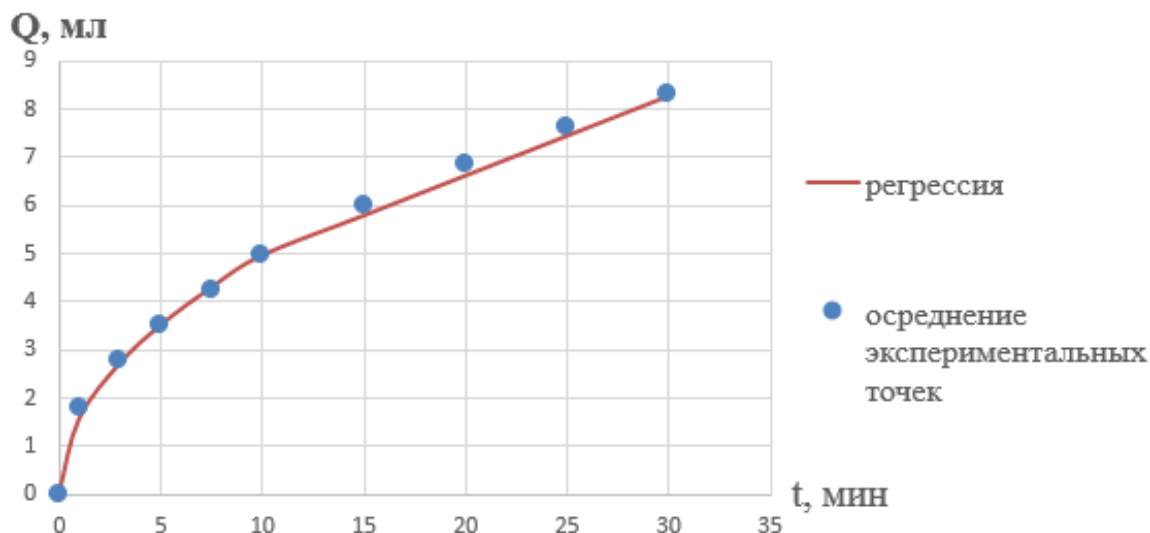


Рисунок 3.5 – Аппроксимация регрессионными уравнениями на всём продолжении фильтрационного процесса

3.2 Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласты с капиллярной структурой

При бурении слабопроницаемых горных пород с капиллярной структурой порового пространства капиллярное давление играет важную роль в процессе проникновения фильтрата промывочной жидкости в призабойную зону пласта. Капиллярное давление в пласте зависит от изменений проницаемости, распределения пор по размерам, процесса насыщения, угла смачивания, поверхностного натяжения. Концепция капиллярного числа, которое определяется как отношение вязких сил и капиллярных сил, используется для оценки конкуренции между вязкими силами и капиллярными силами в процессе вытеснения. Капиллярное число определяется как соотношение вязких и поверхностных сил. Эта концепция используется для оценки вклада сил вязкого трения и сил поверхностного натяжения в процессе вытеснения флюидов [108]. Большие значения капиллярного числа соответствуют преобладанию вязких сил

в процессе замещения, данное явление наблюдается в коллекторах с высокой проницаемостью. Небольшие значения капиллярного числа соответствуют преобладанию капиллярных сил и имеют место быть в низкопроницаемых коллекторах. В первом случае эффекты капиллярного давления считаются незначительными и небольшой погрешностью в расчёте можно пренебречь. При проведении расчётов для низкопроницаемых коллекторов вклад капиллярного давления необходимо учитывать. Следует отметить, что при учёте капиллярных сил расчёты усложняются, при этом необходимо учитывать изменение капиллярного давления в пластовой зоне. Поэтому, решение учитывать или не учитывать капиллярное давление будет зависеть от коллекторских свойств пласта, требуемой точности расчётов и времени, отведённого на выполнения данных операций. Изолированная капля одной из фаз имеет размер по порядку величины, сравнимой с размером пор и может быть окружена другой фазой и твердым скелетом [47]. Для каждой фазы, имеющей связанную часть, вводят понятие фазового давления в точке, понимаемое как осредненное по элементарному микрообъёму давление в связанной части фазы. Для пластовой нефти и фильтрата буровой промывочной жидкости обозначим фазовые давления как p_o и p_f соответственно. В общем случае давление в фазах не совпадают, и капиллярное давление является разностью давлений по обе стороны искривлённой поверхности раздела двух фаз:

$$P_c = p_o - p_f. \quad (3.19)$$

Важно заметить, что капиллярное давление прямо пропорционально поверхностному натяжению в представлении поверхности раздела полусферического вида $\cos(\theta) = 1$, где θ - краевой угол смачивания и тогда:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r}, \quad (3.20)$$

где σ - межфазное натяжение, Н/м r - радиус полусферы (капилляра или поры), м.

В основу двухфазной гидродинамической теории положен обобщенный закон Дарси, в соответствии с которым в каждой макроточке пласта

одновременно могут присутствовать две жидкости, но двигаются они с различными скоростями фильтрации, то есть для фильтрата и нефти будем иметь:

$$q_f = \frac{kk_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial(Ap_f)}{\partial r}, \quad (3.21)$$

$$q_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial(Ap_o)}{\partial r}. \quad (3.22)$$

Выразим фазовое давление фильтрата из уравнения (3.19) и поставим в скорость фильтрата (3.21):

$$q_f = \frac{kk_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial A(p_o - P_c)}{\partial r}, \quad (3.23)$$

Выразим из (3.21) градиент давления:

$$\frac{\partial(Ap_o)}{\partial r} = q_o \frac{\mu_o}{kk_{ro}} \quad (3.24)$$

В правой части выражения (3.23) частную производную от разности давлений можно представить как разность частных производных и тогда с учётом (3.24), получим:

$$\frac{\partial(AP_c)}{\partial r} = \frac{1}{k} \left(\frac{\mu_o}{k_{ro}} q_o - \frac{\mu_f}{k_{rf}} q_f \right) \quad (3.25)$$

Поделив расход промывочной жидкости (3.21) на суммарный расход,

$q_t = q_f + q_o$ и упростив $\frac{\partial(AP_c)}{\partial r}$, с учетом (1.8) получим функцию распределения

поток фаз с учётом капиллярного давления:

$$f_f = \frac{q_f}{q_t} = \frac{1 - \frac{2\pi h k k_{ro}}{q_t \mu_o} \left(\frac{r \partial P_c}{\partial r} + P_c \right)}{1 + \frac{k_{ro} \mu_f}{k_{rf} \mu_o}}. \quad (3.26)$$

Анализируя параметры, входящие в (3.26) можно сделать вывод, что $\frac{\partial P_c}{\partial r} = 0$, так как капиллярное давление, как известно, является функцией от размера капилляров (пор). В околоскважинной зоне размер пор от радиальной компоненты изменяются незначительно и данное изменение в (3.26) можно не учитывать. Тогда вместо (3.26) следует использовать более простое выражение:

$$f_f = \frac{1 - \frac{2\pi h k k_{ro} P_c}{q_t \mu_o}}{1 + \frac{k_{ro} \mu_f}{k_{rf} \mu_o}}, \quad (3.27)$$

и вместо (3.21), (3.22) из тех же соображений следует более простое выражение:

$$q_o = \frac{2\pi h k k_{ro} p_o}{\mu_o}, \quad (3.28)$$

$$q_f = \frac{2\pi h k k_{rf} p_f}{\mu_f}. \quad (3.29)$$

Таким образом, для расчета q_t необходимо вычислить q_o , так как q_f определяется путем аппроксимации лабораторных данных [28].

3.3 Моделирование радиуса проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт

Существующие методики по расчёту глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт являются несовершенными и дают значительно завышенные показатели. Выведем формулу для определения радиуса r_f , соответствующего фронтальной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости $S_{f, фронт}$, средняя насыщенность зоны $0 < r_f < r_f(S_{f, фронт})$ является $\bar{S}_f$. Методы определения параметров $S_{f, фронт}$ и $\bar{S}_f$ представлены в П.1.5. Стабилизированной зоной $r_f(S_{f, фронт}) < r_f < r_f(S_{f0})$ пренебрежем в силу её малости по сравнению с зоной максимальной

насыщенности [5,7]. Рассмотрим призабойную зону пласта как кольцевое пространство вокруг скважины (Рисунок 3.6.) с определённой пористостью m . Объём фильтрата Q_f , проникающий в пласт за определённое время t известен согласно П 3.1. h – длина рассматриваемого участка скважины, м, r_w – радиус скважины, м, r_f – радиус участка проникновения фильтрата в пласт, м, со средней насыщенностью фильтратом $\bar{S}_f$.

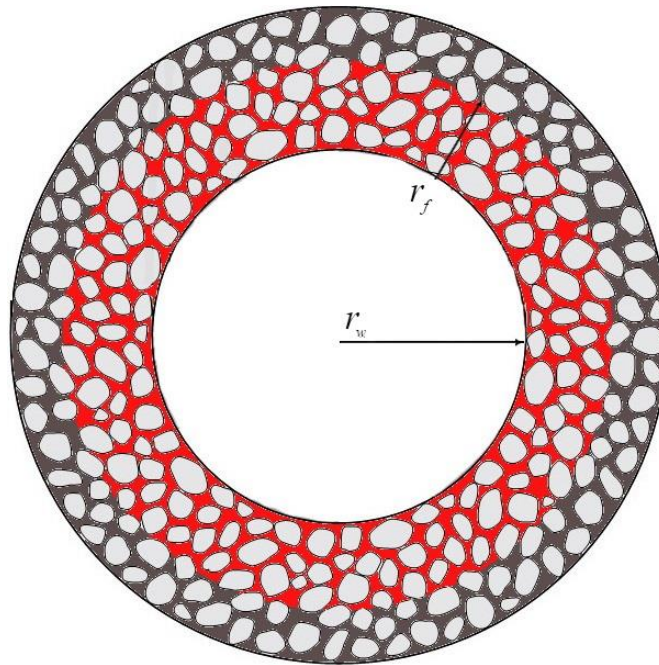


Рисунок 3.6 – Система «скважина-пласт» вид сверху

Известно, что объём участка скважины вычисляется как:

$$V_{well} = \pi h r_w^2. \quad (3.30)$$

Объём фильтрата, проникающего в пласт за время t , можно вычислить используя средний расход фильтрата промывочной жидкости, методика вычисления которого изложена в П 3.1. Тогда:

$$Q_f = \bar{q}_f t. \quad (3.31)$$

Заметим, что для несжимаемой жидкости это же количество фильтрата проникает в пространство пласта, которое состоит из пор и твёрдого скелета, тогда при поршневом, то есть полном ($S_f = 1$) вытеснении фильтратом нефти,

объём кольцевого пространства призабойной зоны, заполненной фильтратом вычисляется как:

$$V|_{S_f=1} = \bar{q}_f t / m. \quad (3.32)$$

Вместо поршневого вытеснения происходит двухфазное течение несмешивающихся жидкостей. В таком случае имеет место различная насыщенность фильтратом в призабойной зоне, следовательно, объём пласта, имеющий среднюю насыщенность фильтратом $\bar{S}_f$, вычисляется как:

$$V_{\bar{S}_f} = \bar{q}_f t / m \bar{S}_f. \quad (3.33)$$

Суммарный объём участка скважины, контактирующего с продуктивным пластом и объёмом горной породы с насыщенностью $\bar{S}_f$, согласно (3.30)-(3.33) рассчитывается как:

$$V_{Full} = V_{well} + V_{\bar{S}_f} = \pi h r_w^2 + \bar{q}_f t / m \bar{S}_f, \quad (3.34)$$

с геометрической точки зрения,

$$V_{Full} = \pi h (r_w + r_f)^2, \quad (3.35)$$

тогда выразив r_f из (3.34) и (3.35), получим:

$$r_f = \sqrt{r_w^2 + \bar{q}_f t / \pi m h \bar{S}_f} - r_w. \quad (3.36)$$

Формула (3.36) предназначена для вычисления радиуса призабойной зоны пласта с насыщенностью фильтратом буровой промывочной жидкости $\bar{S}_f$. r_f отсчитывается от стенки скважины.

Из работ [5,7,43] известна формула для определения положения фронта насыщенности при плоско-параллельном вытеснении нефти водой:

$$x_{фронт} = \frac{v_t}{m} \frac{df_f(S_{f,фронт})}{dS_f}, \quad (3.37)$$

где v_t - суммарная скорость фильтрации при двухфазном течении, м/с. Формула (3.37) для задачи проникновения фильтрата в призабойную зону пласта имеет тот же смысл, что радиус проникновения (3.36) при $S_f = S_{f,фронт}$. Формула (3.37) не

подходит для вычисления положения фронта насыщенности фильтратом при плоско-радиальном вытеснении, так как применяется в теории плоско-параллельного вытеснения и в качестве входного параметра использует суммарную скорость фильтрации [54,56].

Переходя от скорости фильтрации к расходу фильтрата промывочной жидкости q_f , выведем формулу для радиуса проникновения фильтрата в пласт. Учитывая, что $q_t = q_f / f_f$, получим:

$$r_{\text{фронт}} = \frac{q_f}{A_{\text{скв}} f_f} \frac{t}{m} \frac{df_f(S_{f,\text{фронт}})}{dS_f}, \quad (3.38)$$

так как проникновение фильтрата промывочной жидкости происходит из скважины в пласт, то переходя к средним величинам, согласно (1.23) перепишем (3.38) в окончательном виде:

$$r_{\text{фронт}} = \frac{\bar{q}_f}{A_{\text{скв}} f_f(S_{f,\text{фронт}})} \frac{t}{m} \frac{df_f(S_{f,\text{фронт}})}{dS_f}. \quad (3.39)$$

Обе выведенные формулы (3.36) и (3.39) предназначены для вычисления радиуса проникновения фильтрата в пласт, причём формула (3.36) включает также объёмы, распределяющиеся в стабилизированной зоне, формула (3.39) включает только объём фильтрата, необходимый для создания средней насыщенности, располагающейся до фронта вытеснения. Для (3.39) разницу объёмов можно вычислить по формуле:

$$\Delta Q = \pi h \left[(r_{\text{фронт}} + r_w)^2 - r_w^2 \right] m \bar{S}_f - \bar{q}_f t \quad (3.40)$$

Разница объёмов при расчёте радиуса проникновения по формуле (3.36) равняется нулю, так как она выведена из закона постоянства расходов.

Выводы по главе 3

В данной главе предложена методика расчёта объёма фильтрата, проникающего в поровое пространство пласта с учётом свойств промывочной жидкости, времени формирования фильтрационной корки или плёнки и давления репрессии на пласт. Предложенная методика базируется на основных законах теории фильтрации, а также экспериментальных данных, подлежащих аппроксимации путём регрессионного и корреляционного анализа. Используемые законы фильтрации, а также формы выбранных аппроксимирующих функций подтверждаются экспериментальным путём, поэтому не противоречат фильтрационному процессу, протекающему при первичном вскрытии пласта.

Автором выведена формула для функции распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления, свойств жидкостей, участвующих в совместной фильтрации и фильтрационных показателей породы-коллектора. Данная формула применима для пластов с капиллярной структурой порового пространства (радиус пор от 0,2 до 500 мкм).

Выведена формула, для вычисления радиуса призабойной зоны пласта, с насыщенностью фильтратом буровой промывочной жидкости $\bar{S}_f$. По сравнению с аналогами, данная формула исключает завышения показателей расчётного параметра, так как основывается на сохранении объёма фильтрата, проникшего в пласт.

Для применения предложенных методов необходимы значения большого количества входных параметров, характеризующих породу-коллектор, свойства фильтрата буровой промывочной жидкости, а также показатели взаимодействия флюидов, участвующих в двухфазной фильтрации. Для получения необходимых физических величин могут быть использованы методы, представленные в главе 2.

ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ

4.1 Свойства исследуемых буровых промывочных систем

Для проведения эксперимента на образцах натурального керна были выбраны фильтраты пяти промывочных жидкостей различных типов из главы 3 с минимальной водоотдачей. Среди которых имеется фильтрат глинистого раствора (№1), хлоркальциевого (№3), полимерглинистого (№5) и полимерных систем (№7) и (№10). Исходные промывочные жидкости являются коммерчески используемыми составами для вскрытия продуктивных пластов, их параметры указаны в таблице 3.1.

Зависимость объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса в лабораторных условиях представлены в таблице 3.2. Эти данные необходимы для дальнейшей разработки модели фильтрации в скважинных условиях, а также определения проницаемости фильтрационной корки или плёнки.

Важнейшими свойствами фильтратов буровых промывочных систем, влияющими на процесс фильтрации в поровом пространстве, являются плотность и динамическая вязкость. Поэтому были произведены серии измерений динамической вязкости и плотности в диапазоне температур от $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $95\text{ }^{\circ}\text{C}$. По результатам эксперимента были построены регрессионные модели. Зависимость объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса в лабораторных условиях представлена в таблице 3.2., зависимость вязкости от температуры $\mu(T)$ представлена в таблице 4.1. Плотность фильтрата $\rho(T)$ также зависит от температуры и эта зависимость представлена в таблице 4.2. Регрессионные кривые зависимостей $\mu(T)$ и $\rho(T)$ изображены на рисунке 4.1. и на рисунке 4.2. Полученные уравнения для вязкости и плотности проверены на адекватность по критерию Фишера, а следовательно, качественно аппроксимируют исходный физический процесс и пригодны для дальнейшего использования при моделировании фильтрации с учётом температурного фактора.

Таблица 4.1 – Зависимость динамической вязкости фильтрата от температуры

Температура, °C	Фильтрат №1, $\mu, \text{Па} \cdot \text{с}$	Фильтрат №3, $\mu, \text{Па} \cdot \text{с}$	Фильтрат №5, $\mu, \text{Па} \cdot \text{с}$	Фильтрат №7, $\mu, \text{Па} \cdot \text{с}$	Фильтрат №10, $\mu, \text{Па} \cdot \text{с}$
20	0,001866446	0,001178816	0,001420151	0,003666626	0,00193641
35	0,001282081	0,000870634	0,000948368	0,002606684	0,001358064
50	0,000969774	0,000659734	0,000781352	0,001859818	0,001025777
65	0,00072615	0,000309737	0,000601688	0,001424378	0,000825492
80	0,000549143	0,000256576	0,000518292	0,001044813	0,000641681
$\mu(T) =$	- 0,00093ln(T) +0,00462	- 0,00067ln(T) +0,00321	- 0,00062ln(T) +0,00323	- 0,00184ln(T) +0,00914	-0,0009ln(T) +0,00459
$R_{\mu(T)}$	-0,998	-0,987	-0,997	-0,998	-0,997

Таблица 4.2 – Зависимость плотности фильтрата от температуры

Температура, °C	Фильтрат №1 $\rho, \text{кг} / \text{м}^3$	Фильтрат №3 $\rho, \text{кг} / \text{м}^3$	Фильтрат №5 $\rho, \text{кг} / \text{м}^3$	Фильтрат №7 $\rho, \text{кг} / \text{м}^3$	Фильтрат №10 $\rho, \text{кг} / \text{м}^3$
20	1005	1022	1008	1027	1025
35	1001	1019	1004	1024	1022
50	993	1016	996	1019	1017
65	986	1007	989	1011	1011
80	980	1001	981	1004	1002
95	971	995	974	993	993
$\rho(T) =$	-0,0013T ² - 0,302T + 1012	-0,0021T ² - 0,1307T + 1026	-0,0012T ² - 0,3317T + 1015,8	-0,0038T ² - 0,0152T + 1029	-0,0037 T ² - 0,0106 T + 1026,7
$R_{\rho(T)}$	-0,998	-0,993	-0,998	-0,999	-0,999

Также в таблицах 4.1 и 4.2. присутствуют коэффициенты корреляции, которые подтверждают правильность выбора формы уравнений регрессии, таких как логарифмическая функция вида $y = b_0 + b_1 \ln(x)$ – для вязкости и полином

второй степени $y = \sum_{i=0}^2 b_i x^i$ – для плотности. При проверке гипотезы о значимости коэффициента корреляции опытный критерий Стьюдента t_{on} во много раз превышает критические табличные значения, таким образом, подтверждается функциональная убывающая связь.

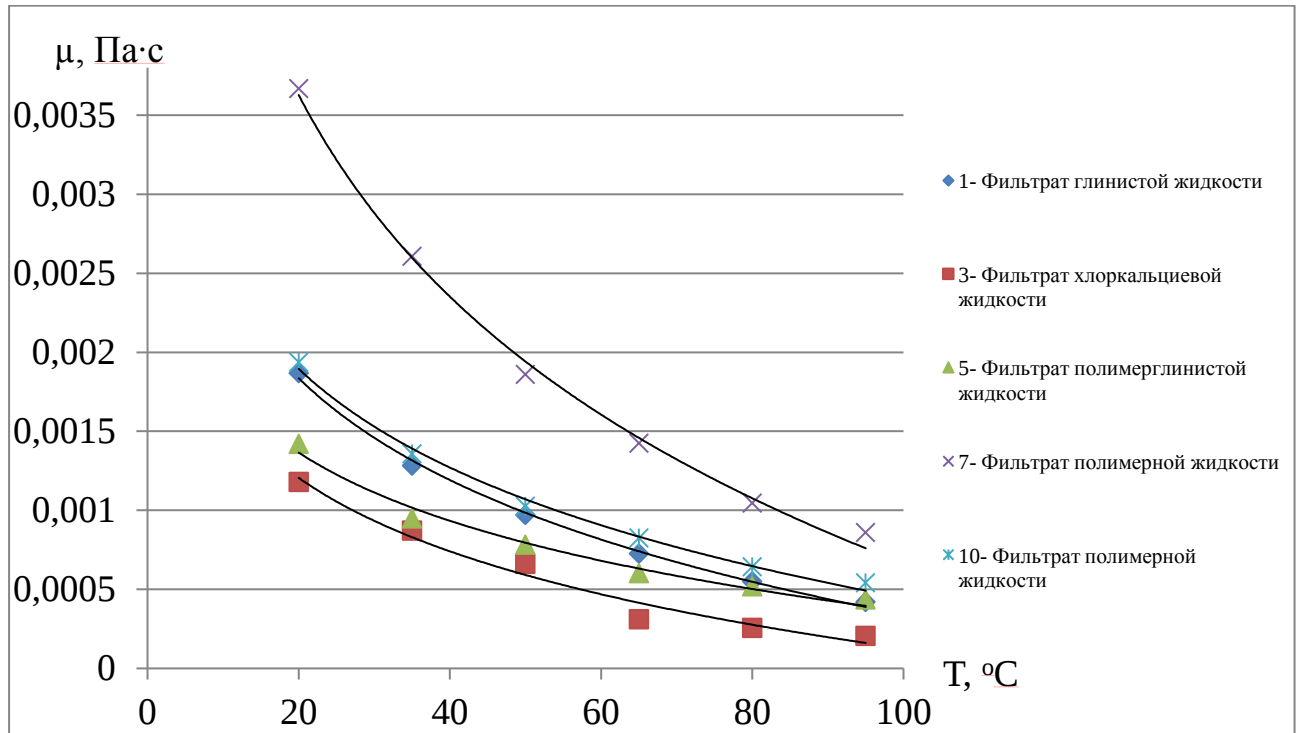


Рисунок 4.1 – Зависимость динамической вязкости фильтрата промывочной жидкости от температуры

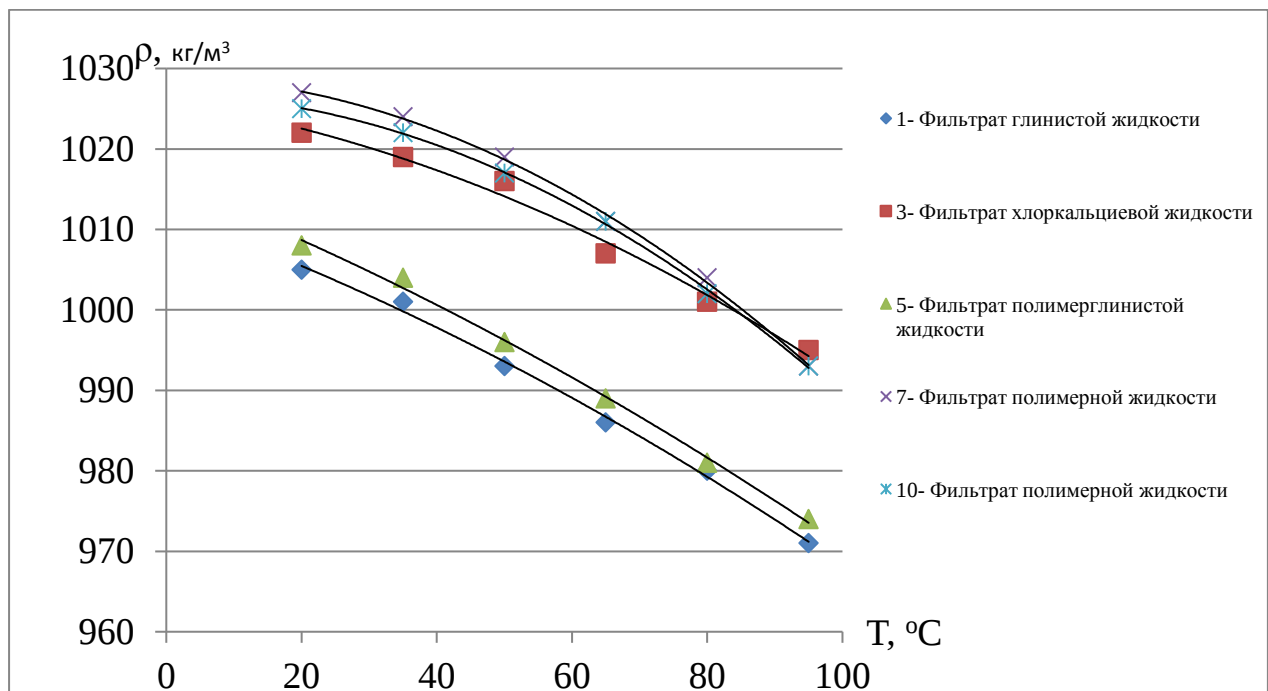


Рисунок 4.2 – Зависимость плотности фильтрата промывочной жидкости от температуры

Для моделирования проникновения фильтрата в пласт необходим параметр – проницаемость фильтрационной корки или плёнки, образованной промывочной жидкостью. Автор приводит сопоставление результатов вычисления этого параметра при 20 °C по двум методикам: 1) при помощи фильтрации дистиллированной воды; 2) из анализа кривой фильтрации на фильтр-прессе. Обе методики описаны в П.2.1.1. Главы 2. и результаты измерений представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проницаемость фильтрационных корок или плёнок буровых пром. систем

Проницаемость, m^2 № Фильтрата	По дистиллированной воде	По фильтрату
Фильтрат №1	$3,48831 \cdot 10^{-18}$	$3,17992 \cdot 10^{-18}$
Фильтрат №3	$5,23247 \cdot 10^{-19}$	$3,60114 \cdot 10^{-19}$
Фильтрат №5	$1,19243 \cdot 10^{-18}$	$1,0834 \cdot 10^{-18}$
Фильтрат №7	$4,89431 \cdot 10^{-19}$	$1,10924 \cdot 10^{-18}$
Фильтрат №10	$4,62735 \cdot 10^{-19}$	$6,34922 \cdot 10^{-19}$

В качестве линейного участка фильтрационного процесса, исходя из которого была рассчитана проницаемость фильтрационной корки или плёнки, был выбран временной промежуток от 15 до 30 минут. Его линейность подтверждается корреляционным анализом для каждой жидкости, графически это изображено на рисунке 4.3. На рисунке 4.4. представлен сравнительный анализ проницаемости фильтрационной корки или плёнки, вычисленной по фильтрации дистиллированной воды и фильтрата промывочной жидкости. Показатели проницаемости, рассчитанные этими двумя способами, не являются одинаковыми. Следует заметить, что для полимерных буровых промывочных систем проницаемость фильтрационной корки или плёнки, определенная по фильтрату, превышает проницаемость по воде. Данный факт объясняется тем, что динамическая вязкость фильтрата полимерной жидкости значительно выше

вязкости воды (Рисунок 4.5), а также сложное химическое взаимодействие компонент жидкостей данного типа способствуют данному факту. Тем не менее, полимерные составы являются наиболее подходящими для вскрытия продуктивных пластов в силу минимального объёмного расхода по сравнению с другими жидкостями вскрытия. Графически сравнение объёмных расходов фильтрата и дистиллированной воды, проходящих через сформированную фильтрационную корку или плёнку представлено на рисунке 4.6. После анализа полученных результатов следует вывод, что при моделировании проникновения фильтрата промывочной жидкости более адекватно использование проницаемости по методу 2. Условно проницаемость, полученную при фильтрации дистиллированной воды, можно назвать «абсолютной проницаемостью», тогда как проницаемость, вычисленную при прохождении фильтрационной корки или плёнки фильтратом – «фазовой», и именно она значима при рассмотрении системы «скважина-пласт».

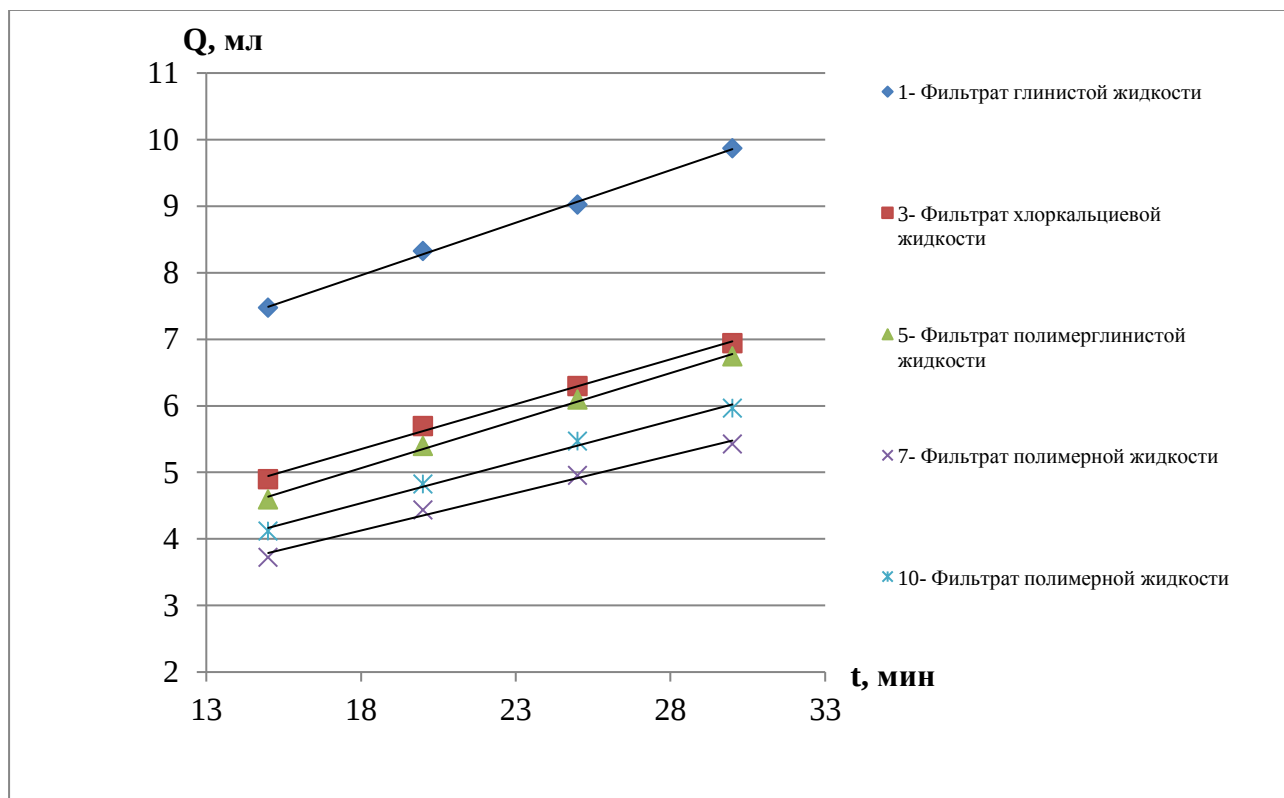


Рисунок 4.3 – Линейные участки для определения проницаемости фильтрационной корки или плёнки

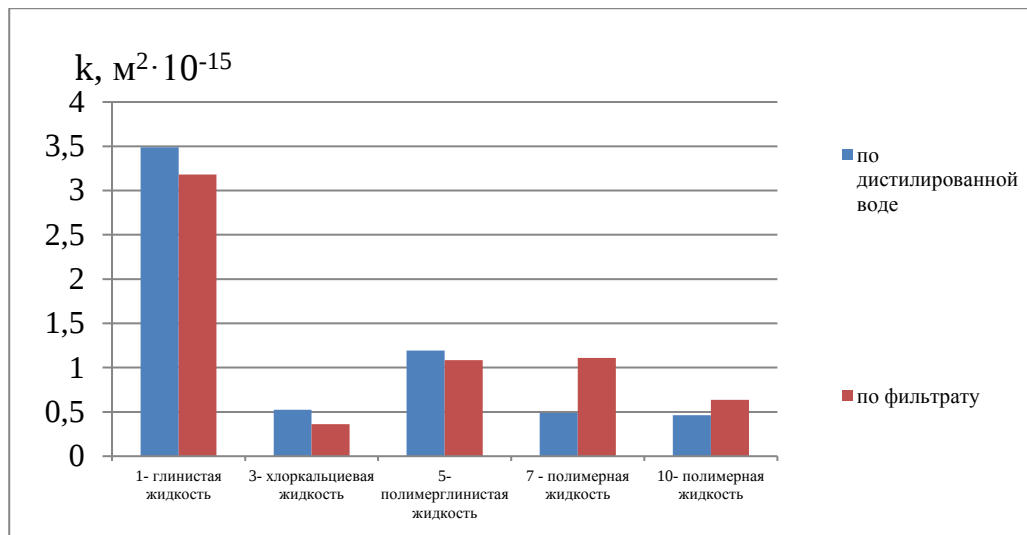


Рисунок 4.4 – Проницаемость фильтрационной корки или плёнки по воде и фильтрату

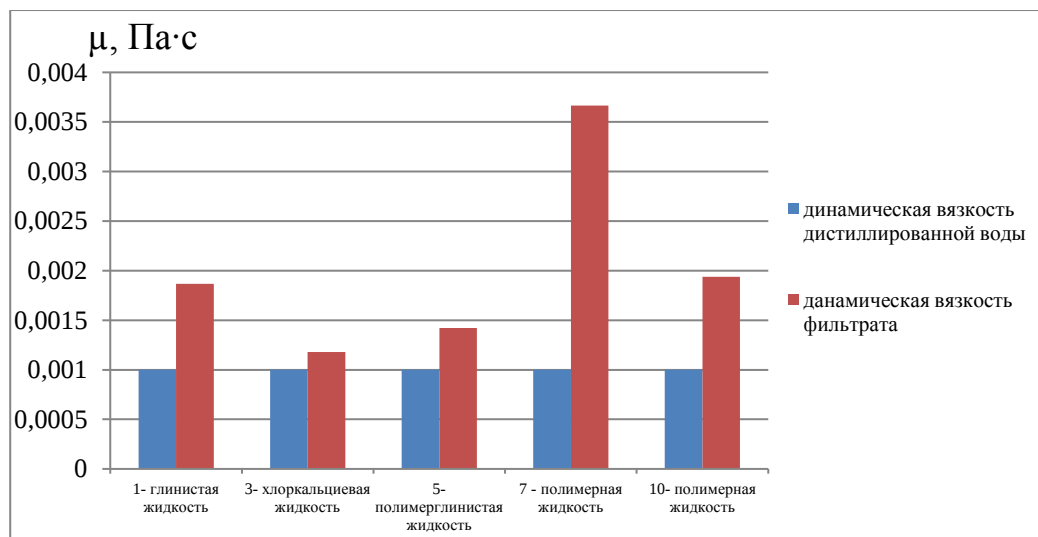


Рисунок 4.5 – Динамическая вязкость фильтратов и дистиллированной воды

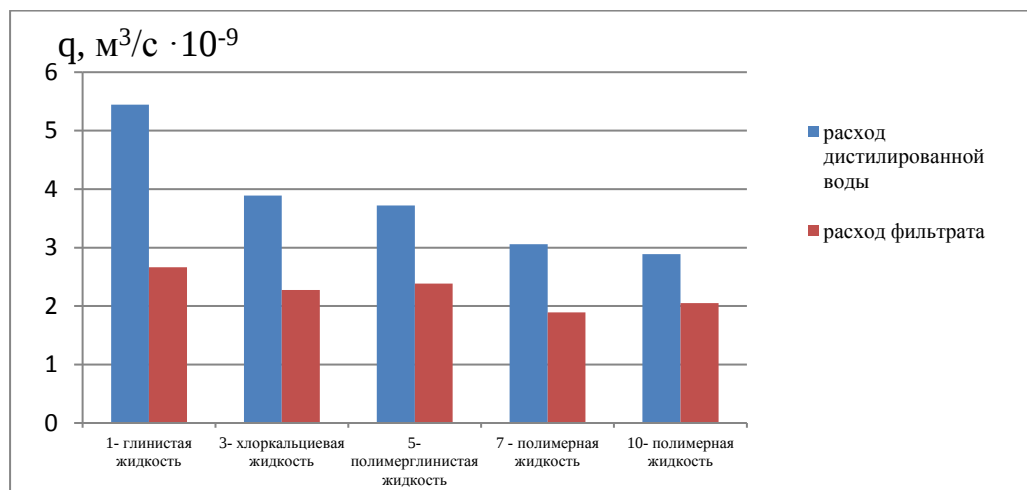


Рисунок 4.6 – Сравнительный анализ расходов фильтрата и дистиллированной воды

4.2 Построение моделей для расчета объёма фильтрата, проникающего в пласт

На основании лабораторных исследований возможно построение законов фильтрации в скважинных условиях для конкретных жидкостей вскрытия. Для определения объёма фильтрата, проникающего в поровое пространства пласта с учётом соответствующих законов фильтрации, в момент образования проницаемой фильтрационной корки или плёнки и дальнейшей фильтрации через неё, используется методика, описанная в главе 3, П.3.1. В качестве рассматриваемых жидкостей выбраны жидкости из главы 4, П.4.1.

Первым этапом для расчёта объёма фильтрата, проникающего в пласт, является решение задачи о времени образования фильтрационной корки или плёнки. Известно, что при сформировавшейся плёнке постоянной толщины, зависимость объёма фильтрата от времени становится линейной, тогда как в момент её формирования объём фильтрата зависит от квадратного корня от времени, то есть зависимость является нелинейной [58].

Исходя из вышеизложенного, для нахождения t_{const} используются методы корреляционного анализа, согласно которым, коэффициент корреляции (2.11) при функциональной линейной зависимости $Q_f(t)$ приближается к 1: $R_{Q,t} \rightarrow 1$, следовательно, при проявлении нелинейности, как в случае $Q_f(\sqrt{t})$ значение коэффициента корреляции отдаляется от 1. Таким образом, предложено вычислять коэффициент корреляции начиная с конца фильтрационного процесса ($t = 30 \text{ мин}$), то есть начиная с линейной связи и таким образом зафиксировать момент времени когда его скорость снижения значительно увеличивается. Применение данного подхода проиллюстрировано на рисунке 3.7. Важно заметить, что коэффициент корреляции $R_{Q,t}$ чувствителен не только к нелинейным проявлениям функциональной зависимости, но и к влиянию случайных факторов, таких как погрешности измерений. Поэтому незначительные флуктуации следует интерпретировать как несовершенство методов измерений. Согласно данным замечаниям, по рисунку 3.7. видно, что

значительное снижение линейной связи происходит в окрестности 10 мин. Так как формирование фильтрационной корки или плёнки является детерминированно-стохастическим процессом, то при конкретных условиях возможны отклонения от лабораторного случая, поэтому примем для рассматриваемых типов жидкостей $t_{const} = 10 \text{ мин.}$ В таблице 4.4. представлено время формирования фильтрационных корки или плёнки постоянной толщины аналитическим способом, согласно формуле (3.9)

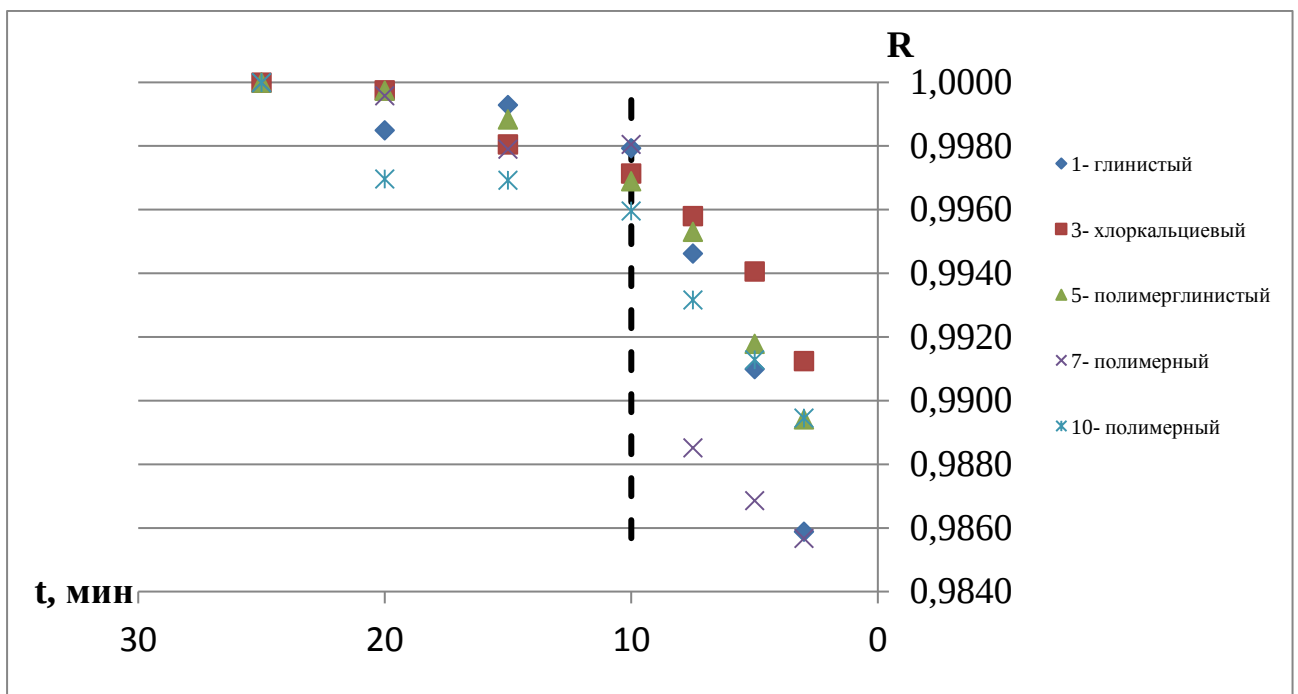


Рисунок 4.7 – Изменение линейной связи $Q_f(t)$ на основании коэффициента корреляции

Таблица 4.4 – Время формирования фильтрационной корки или плёнки

Тип жидкости	Время образования фильтрационной корки или плёнки (аналитический способ), мин.
1- глинистая пром. жидкость	15,43
3- хлоркальциевая пром. жидкость	12,64
5- полимерглинистая пром. жидкость	11,77
7- полимерная пром. жидкость	9,55
10- полимерная пром. жидкость	9,69

Вывод о завышенных показателях в Таблице 4.4. следует из-за несовершенства методов измерения основных параметров, входящих в выражение (3.9), например, таких как толщина фильтрационной корки или плёнки и объёмная доля твёрдой фазы в промывочной системе. Так как в

выражении толщина (3.9) стоит с показателем степени 2, то погрешности измерений значительно влияют на конечный результат вычислений данного времени образования корки или плёнки.

Таким образом, для каждой промывочной системы время образования корки или плёнки $t_{const} = 10 \text{ мин.}$ Исходя из этого, опишем экспериментальные данные таблицы 3.2. формулами (3.13) и (3.14), а далее преобразуем их к виду (3.16) для того чтобы использовать при расчёте объёма, проникающего в пласт фильтрата, с учётом технологических и горных условий.

Для того, чтобы построить модель вида (3.13), перейдём к новой системе координат, в которой ось абсцисс $t' = \sqrt{t}$, а ось ординат остаётся исходной Q_f . Тогда для расчёта однопараметрической модели можно воспользоваться формулой (2.14). Далее, после формирования фильтрационной корки или плёнки, при $t > t_{const}$ следует построение зависимости вида (3.14). Для полного расчёта объёма фильтрата проникшего в пласт, из данного уравнения исключается параметр C_2 , который обеспечивает смещение относительно начала координат и согласно (3.7) не содержится в законе фильтрации. Из параметра C_3 , по выражению (3.7) выносятся параметры фильтрации, такие как перепад давлений Δp , вязкость как функция температуры $\mu(T)$, площадь фильтрации A . Важно заметить, что построенный таким образом закон фильтрации применим только при сформировавшейся корке или плёнке, где время формирования принимается за начало отсчёта, то есть за 0, и данный закон справедлив для времен $0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}$. Полный объём фильтрата, проникшего в пласт рассчитывается по формуле (3.17). В таблице 4.5. представлены формулы, аппроксимирующие процесс фильтрации в лабораторных условиях. На рисунке 4.8. изображена эмпирическая и расчётная зависимость объёма фильтрата от времени. На основании визуальной оценки и критерия Фишера следует вывод об адекватности построенной аппроксимации.

Таблица 4.5 – Аппроксимация фильтрации в лабораторных условиях, с учётом действующих законов фильтрации

$Q(t)$ \ №	Пром. система №1	Пром. система №3	Пром. система №5	Пром. система №7	Пром. система №10
$Q_1, \text{м}^3,$ $0 \leq t \leq t_{const}, \text{с.}$	$2,755 \cdot 10^{-7} \sqrt{t}$	$1,663 \cdot 10^{-7} \sqrt{t}$	$1,401 \cdot 10^{-7} \sqrt{t}$	$1,209 \cdot 10^{-7} \sqrt{t}$	$1,290 \cdot 10^{-7} \sqrt{t}$
$Q_2, \text{м}^3,$ $0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}, \text{с.}$	$2,797 \cdot 10^{-9} t$	$2,4 \cdot 10^{-9} t$	$2,567 \cdot 10^{-9} t$	$1,87 \cdot 10^{-9} t$	$2,227 \cdot 10^{-9} t$

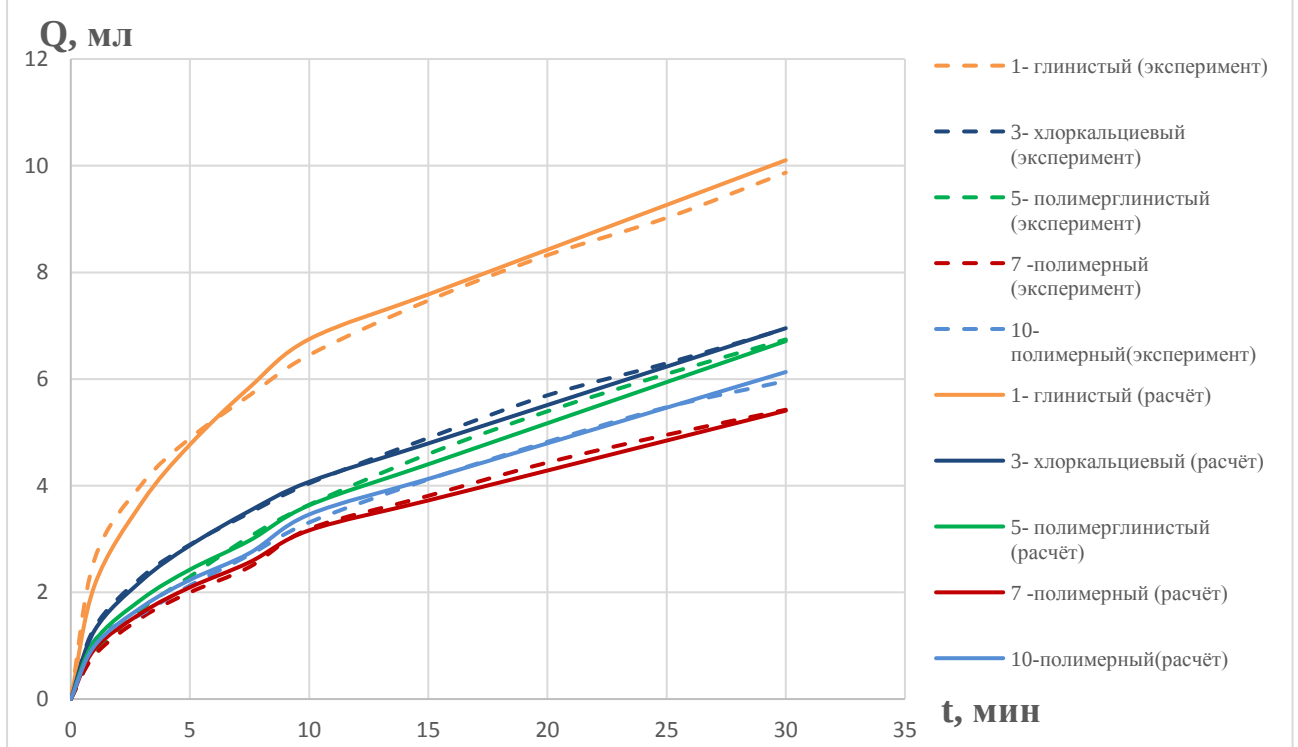


Рисунок 4.8 – Сравнение экспериментальных данных и кусочной аппроксимации

Согласно (3.4) и (3.7) получим формулы, подходящие для расчета объема фильтрата, проникающего в пласт, с учётом пластовых условий в системе «скважина-пласт». За значимые параметры фильтрационного процесса в скважине примем избыточное давление Δp , площадь фильтрации $A_{скв}$, вязкость фильтрата при пластовой температуре $\mu_f(T)$. Таким образом, переход от лабораторных условий к пластовым будет осуществляться по формулам:

$$C'_1 = \frac{C_1}{A_{lab}} \sqrt{\frac{\mu_f}{\Delta p}}, \quad (4.1)$$

$$C'_3 = C_3 \frac{\mu_f}{A_{lab} \Delta p}, \quad (4.2)$$

где C_1 и C_3 - константы (таблица 4.5.), стоящие при $\sqrt{t}$ и t , соответственно, μ_f - вязкость фильтрата при температуре проведения эксперимента, Па·с, A_{lab} - площадь фильтрации в лабораторных условиях, м², Δp - давление создаваемое фильтр-прессом, Па. В соответствии с (3.16) заполнена таблица 4.6., в ней представлены формулы для расчета объема фильтрата, проникающего в пласт. Причём, для расчета полного объема фильтрата, проникшего в пласт, необходимо использовать формулу (3.17).

Таблица 4.6 – Формулы для расчета объема фильтрата проникающего в пласт

№ $Q(t)$	Пром. система №1	Пром. система №3	Пром. система №5	Пром. система №7	Пром. система №10
$Q_1, \text{м}^3$, $0 \leq t \leq t_{const}, \text{с.}$	$3,159 \cdot 10^{-9} \cdot$ $\cdot \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f(T)}} A_{cкв}$	$1,516 \cdot 10^{-9} \cdot$ $\cdot \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f(T)}} A_{cкв}$	$1,402 \cdot 10^{-9} \cdot$ $\cdot \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f(T)}} A_{cкв}$	$1,944 \cdot 10^{-9} \cdot$ $\cdot \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f(T)}} A_{cкв}$	$1,507 \cdot 10^{-9} \cdot$ $\cdot \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f(T)}} A_{cкв}$
$Q_2, \text{м}^3$ $0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}$, с.	$1,669 \cdot 10^{-15} \cdot$ $\cdot \frac{A_{cкв} \Delta p t}{\mu_f(T)}$	$0,905 \cdot 10^{-15} \cdot$ $\cdot \frac{A_{cкв} \Delta p t}{\mu_f(T)}$	$1,165 \cdot 10^{-15} \cdot$ $\cdot \frac{A_{cкв} \Delta p t}{\mu_f(T)}$	$2,193 \cdot 10^{-15} \cdot$ $\cdot \frac{A_{cкв} \Delta p t}{\mu_f(T)}$	$1,378 \cdot 10^{-15} \cdot$ $\cdot \frac{A_{cкв} \Delta p t}{\mu_f(T)}$

4.3 Расчёт объема фильтрата, проникающего в пласт, на примере

Новофёдоровского месторождения

Применим формулы из таблицы 4.6. для расчёта объема фильтрата, проникшего в пласт, при бурении скважины на Новофёдоровском месторождении. Новофёдоровский лицензионный участок расположен в Абдулинском районе Оренбургской области (Рисунок 4.9). Избыточное давление принимается 1 МПа, динамическая вязкость фильтрата рассчитана для пластовой

температуры 45°C по эмпирическим формулам из таблицы 4.1., за площадь фильтрации $A_{\text{СКВ}}$ принимается площадь боковой поверхности ствола при диаметре скважины 0,2207 м, равному используемому диаметру долота.

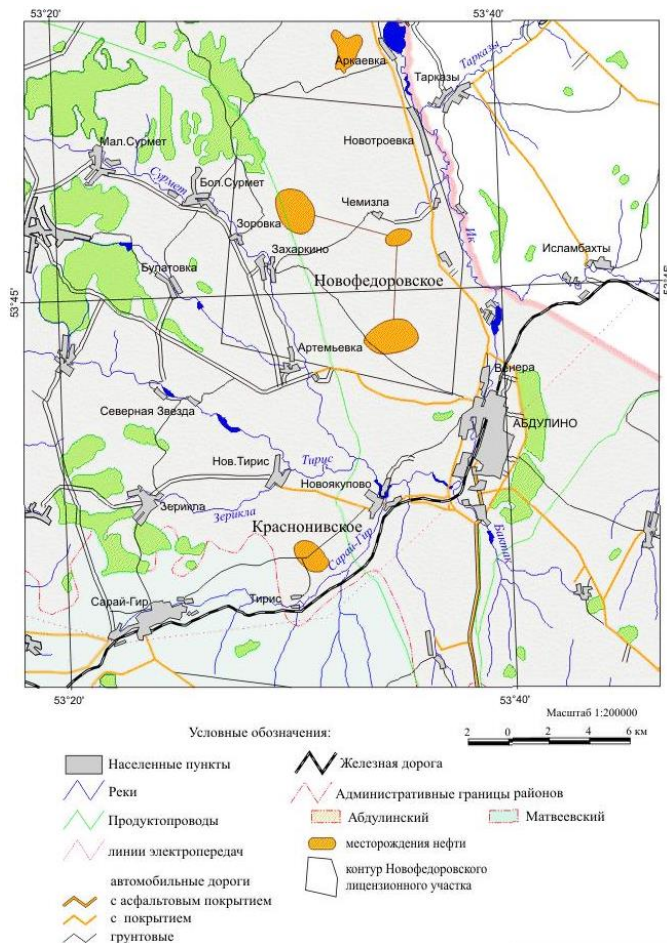


Рисунок 4.9 – Обзорная карта района Новофёдоровского месторождения

Расчет объема фильтрата, проникающего в пласт, производится для бурения 1м и время взаимодействия промывочной системы с породой принимается 60 мин от момента контакта породоразрушающего инструмента с пластом-коллектором. Для сравнительного анализа расчёт производился дважды: для времени образования фильтрационной корки или плёнки постоянной толщины $t_{\text{const}} = 10 \text{ мин}$; для времени образования фильтрационной корки или плёнки постоянной толщины, вычисленного аналитическим путём и представленного в таблице 4.4. Результаты расчётов представлены в таблице 4.7. Сравнительные диаграммы для объемов фильтратов, вычисленных двумя вышеизложенными способами представлены на рисунке 4.10. и рисунке 4.11.

Анализируя результаты можно сделать вывод о том, что значительная разница объёма фильтрата, проникающего в пласт, наблюдается только у промывочной системы №1, т.е. глинистому составу. Этот факт аргументируется тем, что для жидкостей этого типа формирование фильтрационной корки постоянной толщины превышает 10 мин, что подтверждается аналитическим расчётом по формулам (3.9). Таким образом, для остальных составов (Промывочные жидкости №3, №5, №7, №9), согласно корреляционному анализу (П.4.2.), можно принимать время образования фильтрационной плёнки $t_{const} = 10 \text{ мин}$, при этом погрешность в расчётах составляет 10^{-4} м^3 , а для полимерных систем порядка 10^{-5} м^3 . Также в таблице 4.7. представлен средний расход фильтрата промывочной жидкости. Этот параметр необходим для расчёта радиуса проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по методике представленной в П.3.2. Анализируя диаграммы, представленные на рисунке 4.10 и 4.11. видно, что большая часть объёма, проникающего в пласт, приходится на линейный закон фильтрации, соответствующий временному промежутку от окончания формирования корки или плёнки постоянной толщины до окончания фильтрационного процесса. Но, если учесть, что для рассматриваемого примера это время превышает в 5 раз время формирования корки или плёнки, то следует вывод, что максимальный расход соответствует началу фильтрационного процесса. Поэтому преимуществом предложенного метода является возможность расчёта объёма фильтрата, проникающего в пласт, с учётом законов фильтрации в соответствующие временные промежутки.

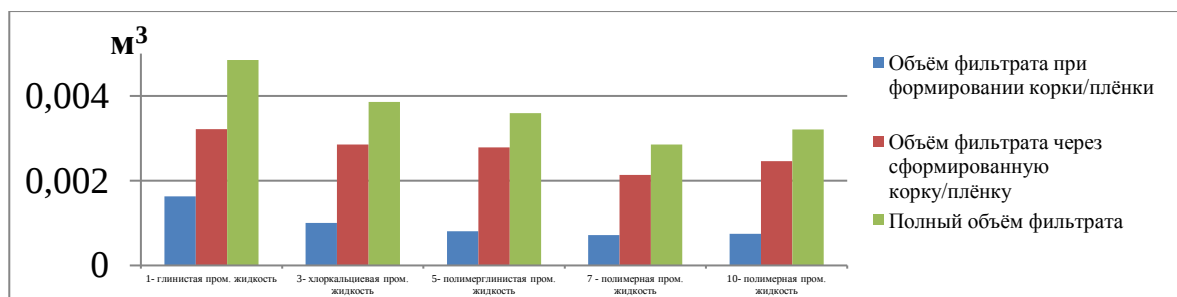


Рисунок 4.10 – Объём фильтрата промывочной жидкости, проникающий в пласт при времени формирования фильтрационной корки или пленки $t_{const} = 10 \text{ мин}$

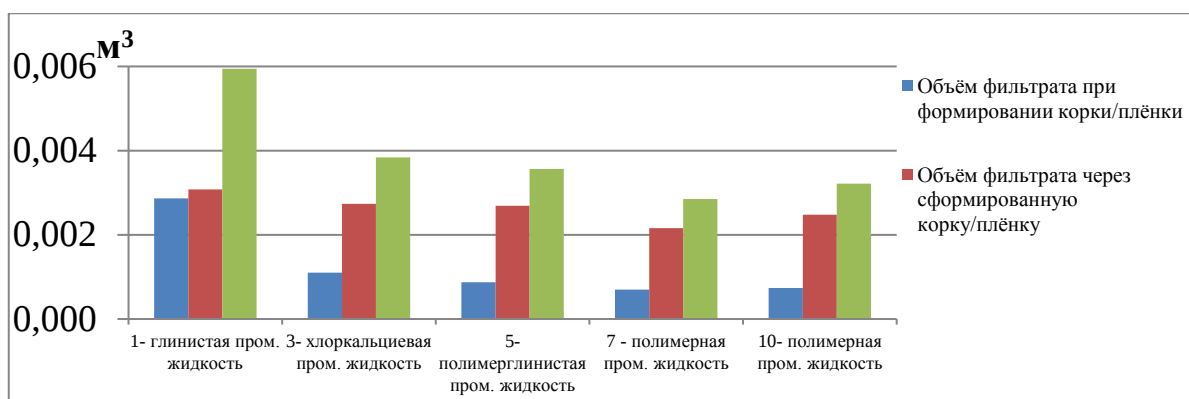


Рисунок 4.11 – Объем фильтра промывочной жидкости, проникающий в пласт при времени формирования фильтрационной корки или пленки, вычисленному аналитическим способом

Таблица 4.7 – Объем фильтра проникающего в пласт

№ пром. жидкости	Объем фильтра промывочной жидкости при $t_{const} = 10 \text{ мин}, \text{ м}^3 \cdot 10^{-3}$			Средний расход, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot 10^{-7}$	Объем фильтра промывочной жидкости при t_{const} , вычисленной аналитически, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}$			Средний расход, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot 10^{-7}$
	Q_1	Q_2	Q_{total}	$\bar{q}$	Q_1	Q_2	Q_{total}	$\bar{q}$
Пром. система №1	1,632695	3,215029	4,847724	13,4659	2,869	3,079	5,94	16,5221
Пром. система №3	1,002554	2,854194	3,856748	10,7132	1,103	2,734	3,83	10,6584
Пром. система №5	0,807326	2,785771	3,593097	9,98082	0,87601	2,68694	3,56	9,8971
Пром. система №7	0,714414	2,135814	2,850228	7,9173	0,698305	2,15486	2,85	7,92546
Пром. система №10	0,75017	2,46245	3,21263	8,92398	0,73848	2,47768	3,22	8,93381

4.4 Фильтрационно-ёмкостные свойства керна продуктивного пласта Новофёдоровского месторождения

Для исследования был выбран керновый материал пласта Б2 Новофёдоровского месторождения, сложенного песчаником. Отбор керна производился на глубине 1575-1584 м. Фильтрационно-ёмкостные свойства керна измерялись методами, описанными в главе 2. Далее представлены средние показатели, отклонение которых не превышает 5%, при осреднении по всем образцам керна. Пористость, $m = 0,2242$ д.е., абсолютная проницаемость (по газу) $1,0329 \text{ мкм}^2$. Для приближения к пластовым условиям керновый материал с начальной водонасыщенностью 0,0559 д.е., был насыщен нефтью, вязкость которой при пластовой температуре 45°C составляет $\mu = 3,397 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, плотность $\rho = 819 \text{ кг} / \text{м}^3$. Средняя проницаемость для нефти при пластовой температуре и давлении гидрообжима 15 МПа составляет $0,64234259 \text{ мкм}^2$.

Показателями изменения фильтрационных характеристик пористой среды являются коэффициент потери проницаемости и коэффициент восстановления проницаемости [44]. Для определения этих параметров необходимо измерение начальной проницаемости элемента пласта для нефти и остаточной проницаемости после проникновения фильтрата. При фильтрации нефти через содержащий фильтрат промывочной жидкости элемент среды вычисляется коэффициент восстановления проницаемости породы. С его помощью можно оценить степень снижения проницаемости в призабойной зоне, вызванный проникновением фильтрата [65].

Коэффициент потери $K_{п.п.}$ проницаемости вычисляется по формуле:

$$K_{п.п.} = \frac{(k_n - k_{n'})}{k_n}, \quad (4.3)$$

где k_n - начальная проницаемость породы для нефти, м^2 , $k_{n'}$ - проницаемость породы для нефти после проникновения фильтрата промывочной жидкости в поровое пространство, м^2 .

Формула для вычисления коэффициента восстановления проницаемости имеет вид:

$$K_{B.П.} = \frac{k_n}{k_{n'}}. \quad (4.4)$$

При этом для буровых промывочных систем, не оказывающих негативное воздействие на проницаемость призабойной зоны $K_{П.П.} \rightarrow 0$, $K_{B.П.} \rightarrow 1$. Также можно сделать выводы о способности фильтрата буровой промывочной жидкости на водной основе снижать проницаемость породы для нефти из-за закупоривания порового пространства. Для этого была измерена остаточная водонасыщенность образца после закачивания фильтрата и после обратной фильтрации нефти с выходом на стационарный режим и повышением давления для выноса оставшегося фильтрата. Результаты представлены в таблице 4.8.

Распределение пор по радиусам, а также долевое участие пор в фильтрации представлено в виде гистограммы на рисунке 4.12. Согласно распределению, наибольшую долю в фильтрации принимают поры из диапазона 0,6-2,5 мкм, следовательно исследуемая порода имеет капиллярную структуру. Жидкости в этих порах движутся вследствие капиллярных сил, при этом поры малого размера при смачивании полностью заполняются связанной водой или водной эмульсией, которая прочно связана со стенками пор [90]. Фильтрация нефти через такие поры становится затруднительной, и согласно данным из таблицы 4.8. проницаемость породы значительно снижается. Показатели, характеризующие изменение фильтрационно-ёмкостных характеристик пород после контакта с фильтрами различных буровых промывочных систем представлены в таблице 4.8.

Расчёт капиллярного давления по известному поверхностному натяжению производится по формуле (3.20). В качестве радиуса капилляра примем среднее взвешенное, вычисленное по радиусу пор и долевого участию в фильтрации, оно составляет 1,073645 мкм.

Таблица 4.8 – Фильтрационные характеристики породы после взаимодействия с фильтратом буровых промывочных жидкостей

Параметр № фильтрата	Эффективная проницаемос ть по фильтрату, мкм ²	$K_{п.п.}, д.е.$	$K_{в.п.}, д.е.$	S_f , после закачки фильтрата, д.е.	S_f , после восстановления фильтрации нефти, д.е.
Фильтрат пром. сист.№1	0,04251017	0,89172612	0,10827388	0,601754	0,33691
Фильтрат пром. сист.№3	0,07694327	0,81984853	0,18015147	0,578733	0,299252
Фильтрат пром. сист.№5	0,06462563	0,866160499	0,133839501	0,550638	0,21978
Фильтрат пром. сист.№7	0,12920172	0,749928335	0,250071665	0,572646	0,218818
Фильтрат пром. сист.№9	0,05049504	0,802117274	0,197882726	0,63393	0,254237

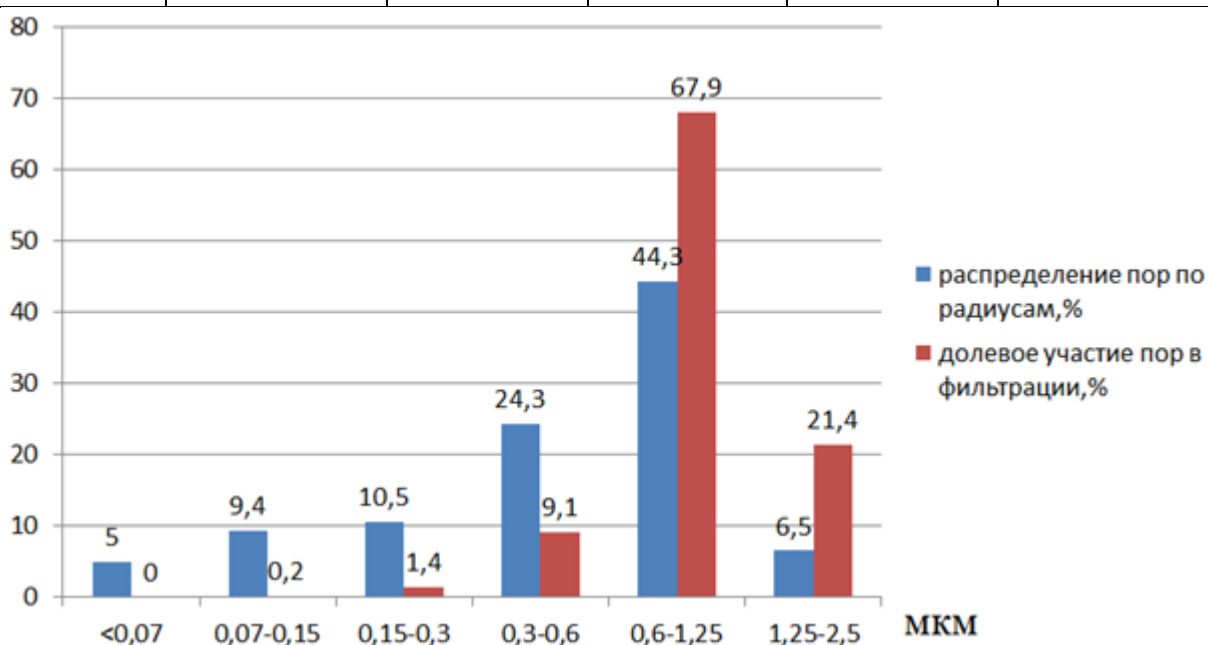


Рисунок 4.12 – Распределение пор по радиусам, долевое участие пор в фильтрации

4.5 Расчёт радиуса проникновения фильтрата буровой промывочной системы в пласт на примере Новофёдоровского месторождения

В первом приближении, рассчитаем радиус проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт по классической теории Баклея-Левретта. Подробно рассмотрим методику расчёта на примере Новофёдоровского месторождения и фильтрата глинистой промывочной жидкости №1, необходимые параметры которой представлены в таблицах 4.1-4.2 и таблицах 4.7-4.8. В качестве функции распределения потоков фаз возьмём функцию распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления (3.27), вычислим радиус с фронтальной насыщенностью по методике Kegang Ling [93], по формуле (3.39) и радиус средней насыщенности по формуле (3.36). На основании модельного примера можно предположить, что (1.31) будут давать завышенные показатели, т.е. для достижения средней насыщенности необходим значительно больший расход промывочной жидкости. Для каждого случая произведём проверку и вычислим разницу объёмов по формуле (3.40). Разница объёмов для формулы (3.36) не превышает порядка 10^{-18} м^3 , что объясняется погрешностью округления при вычислительных операциях. Значения капиллярного давления и межфазного натяжения представлены в таблице 4.9. Так как для расчёта необходимо производить математические операции с непрерывно-дифференцируемыми функциями, такими как f_f и df_f/dS_f , то наиболее подходящим вычислительным средством является пакет символьных вычислений Wolfram Mathematica [113].

Для построения функций распределения потоков фаз для каждой промывочной жидкости воспользуемся относительными фазовыми проницаемостями для фильтратов исследуемых буровых промывочных систем и нефти. Модели относительных фазовых проницаемостей, как функции от насыщенности фильтратом, были построены по результатам эксперимента на вытеснение нефти фильтратом из образца натурального керна, функции $k_{ro}(S_f)$ для нефти и $k_{rf}(S_f)$ для фильтрата построены с использованием

специализированного программного обеспечения. Для аппроксимации экспериментальных точек были выбраны монотонные функции вида:

$$k_{ro}(S_f) = (\alpha - S_f)^{(\beta + \gamma S_f)}, \quad k_{rf}(S_f) = \lambda S_f^{(\zeta + \xi S_f)}, \quad (4.5)$$

где $\alpha, \beta, \gamma, \lambda, \zeta, \xi$ - параметры подлежащие определению для каждого типа жидкости. Модели ОФП для фильтратов буровых промывочных систем и нефти представлены в таблице 4.10. За S_{f0} выбрана начальная насыщенность образца водной фазой.

Таблица 4.9 – Межфазное натяжение и капиллярное давление для фильтрата и нефти

Параметр № фильтрата	Межфазное натяжение, $\sigma, мН / м$	Капиллярное давление, $P_c, Па$
Фильтрат пром. сист. №1	0,01279783	23840,02
Фильтрат пром. сист. №3	0,008311503	15482,78
Фильтрат пром. сист. №5	0,011875484	22121,81
Фильтрат пром. сист. №7	0,006122101	11404,33
Фильтрат пром. сист. №10	0,006543449	12189,22

В качестве участка двухфазной фильтрации выбран промежуток $S_{f0} < S_f < S_{fmax}$, где S_{f0} - начальная водонасыщенность образца, S_{fmax} - остаточная насыщенность водной фазой после процесса вытеснения нефти фильтратом. Согласно (3.27) и моделей ОФП, построим функцию распределения потоков фаз f_f . Графики относительных фазовых проницаемостей для фильтратов и нефти и функция распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления представлены на рисунке 4.14.

Таблица 4.10 – Относительные фазовые проницаемости для фильтратов буровых промывочных систем и нефти

№ Пром. сист, S_f двухфазной фильтрации	k_{rf}	k_{ro}
Фильтрат пром. сист. №1 $0,0559 < S_f < 0,686$	$4.748709 S_f^{(7,543+8,599 S_f)}$	$(1 - S_f)^{(0,1556+22,072 S_f)}$
Фильтрат пром. сист. №3 $0,0559 < S_f < 0,679$	$219,4802 S_f^{(10,44+14,7418 S_f)}$	$(1 - S_f)^{(-0,3084+27,4039 S_f)}$
Фильтрат пром. сист. №5 $0,0559 < S_f < 0,55$	$19407,938 S_f^{(16,5909+2,7621 S_f)}$	$(1 - S_f)^{(1,7143+16,8615 S_f)}$
Фильтрат пром. сист. №7 $0,0559 < S_f < 0,676$	$546,58696 S_f^{(10,8401+15,3164 S_f)}$	$(1 - S_f)^{(0,1966+27,0703 S_f)}$
Фильтрат пром. сист. №10 $0,0559 < S_f < 0,662$	$347,156 S_f^{(10,0928+15,9149 S_f)}$	$(1 - S_f)^{(1,8314+17,418 S_f)}$

Анализируя кривые относительных фазовых проницаемостей, можно сделать выводы о характере смачивания породы. Разделяют три вида смачиваемости: смачиваемость породы водной фазой, смешанная смачиваемость и смачиваемость породы нефтяной фазой. Характер распределения фаз в поровом пространстве представлен на рисунке 4.13. Анализ графиков ОФП нефти и фильтрата показывает, что точка пересечения кривых находится левее водонасыщенности равной 0.5. Данный факт указывает на гидрофобную поверхность порового пространства, таким образом, порода преимущественно смачивается нефтью [77]. Заметим, что в гидрофильных коллекторах процесс возобновления притока к скважине протекает легче, т.к. нефть не связана непосредственно с породой, а как бы скользит по поверхности связанной воды, прилипшей к стенкам пор [38]. В гидрофобной породе нефть прилипает к поверхности пор, что приводит к снижению ее выхода на поверхность при извлечении (Рисунок 4.13.в).

Для задачи об оценке потери проницаемости в результате бурения породы наиболее интересна зона с максимальной потерей проницаемости соответствующей зоне наибольшей насыщенности фильтрата $S_{f, фронт} \leq S_f \leq S_{f \max}$, данные о потери проницаемости таблицы 4.8., полученные экспериментальным путём подтверждают этот факт. Также очевидно, что именно для этой зоны коэффициент восстановления проницаемости минимален. Далее в данной работе будем производить расчёт радиуса проникновения для насыщенности фильтратом $S_{f, фронт} \leq S_f \leq S_{f \max}$, где насыщенность фронта $S_{f, фронт}$, согласно [40] вычисляется по формуле (1.34). Для программной реализации вместо (1.34) для определения фронтальной насыщенности можно использовать следующее условие для $S_{f, фронт}$:

$$\frac{f_f(S_{f, фронт}) - f_f(S_{f0})}{S_{f, фронт} - S_{f0}} \rightarrow \max. \quad (4.6)$$

Выполнение этого условия означает, что фронту соответствует значение насыщенности, обеспечивающее ему наибольшую скорость. Эквивалентность (1.34) и (4.6.) проверена численно при помощи пакета символьных вычислений Wolfram Mathematica с использованием функций FindRoot и FindMaximum [4]. Для определения средней насыщенности за фронтом вытеснения $\bar{S}_f$ воспользуемся формулой (1.35).

Для оценки влияния учёта капиллярного давления произведём расчёт всех ранее определённых характеристик при $P_c = 0$. В этом случае функция распределения потоков фаз (3.27) становится функцией Баклея-Леверетта (1.17). Также произведём расчёт с учётом и без учёта капиллярного давления для ОФП по формулам Чень-Чжун-Сян (1.32). Заметим, что абсцисса точки пересечения k_{rf} и k_{ro} по данной модели находится правее 0,5, что свидетельствует о гидрофильном характере породы и предпочтительной смачиваемости породы водной фазой. Также этому случаю способствует большая проницаемость для

водной фазы. Результаты расчётов по ОФП для нефти и фильтратов представлены в таблице 4.11., по формулам Чень-Чжун-Сян в таблице 4.12.

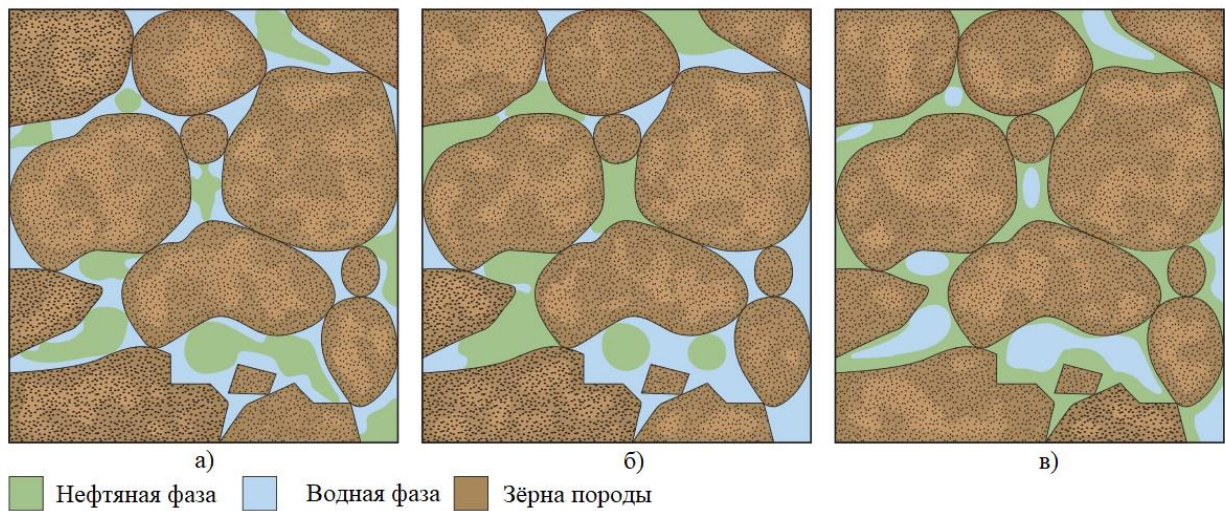


Рисунок 4.13 – Смачивание в порах: а – смачивание водной фазой; б – смешанное смачивание; в – смачивание нефтяной фазой

Сравнивая результаты расчётов с учётом и без учёта капиллярного давления можно сделать выводы о том, что при используемых приближённых моделях относительных фазовых проницаемостей для воды фронтальная насыщенность при учёте капиллярного давления возрастает, при этом радиус проникновения снижается, что является физически обоснованным явлением. Графически этот результат представлен на рисунке 4.15. и на рисунке 4.16. При учёте относительных фазовых проницаемостей для фильтрата и нефти тенденция увеличения фронтальной насыщенности и снижения радиуса проникновения также подтверждается. Следует заметить, что при повышении фронтальной насыщенности возникает риск снижения восстановления проницаемости, что в свою очередь, приведет к ухудшению притока нефти к скважине в процессе эксплуатации. Также данное явление объясняется тем, что из-за связанной воды снижается эффективная пористость для фильтрации нефти, поэтому повышение насыщенности фильтратом водной промывочной жидкости нежелательно.

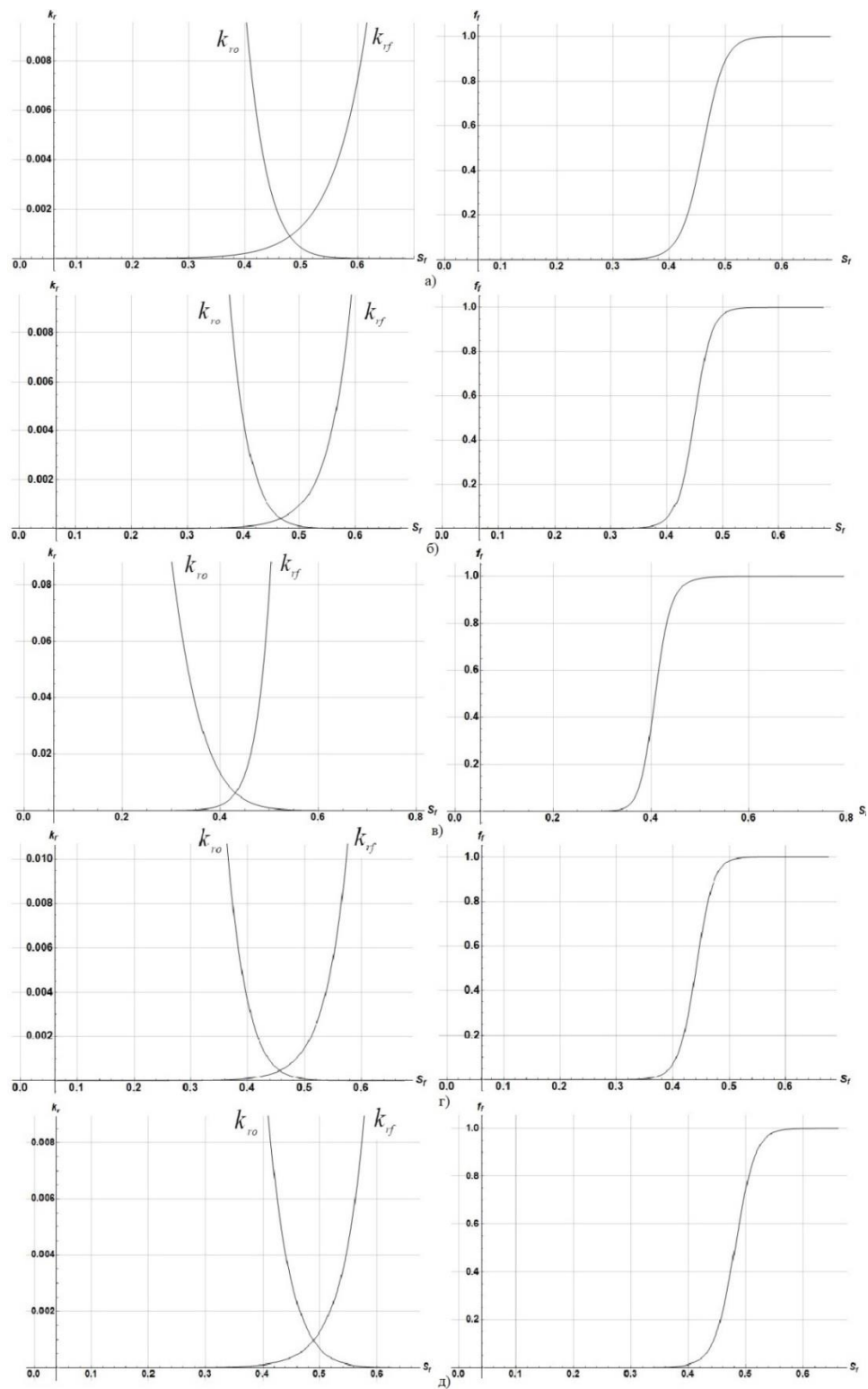


Рисунок 4.14 – Графики ОФП для нефти k_{ro} и фильтрата k_{rf} , функции распределения потоков фаз f_r : а – глинистая пром. жидкость; б – хлоркальциевая пром. жидкость; в – полимерглинистая пром. жидкость; г – полимерная пром. жидкость; д – полимерная пром. жидкость

Таблица 4.11 – Расчёт параметров фильтрационного процесса по ОФП фильтрата и нефти

Тип расчёта	Параметр	Фильтрат пром. сист.№1	Фильтрат пром. сист.№2	Фильтрат пром. сист.№3	Фильтрат пром. сист.№4	Фильтрат пром. сист.№5
ОФП фильтрата и нефти. без учета кап. давления	$S_{f, фронт}, д.е.$	0,5175	0,49172	0,46035	0,49967	0,52699
	$\bar{S}_f, д.е.$	0,5355	0,506499	0,476444	0,5139	0,543917
	$r_f, м$ (Kegang Ling)	0,1198	0,1102	0,1101	0,093997	0,096676
	Разница объёмов, $м^3$	-0,0105	-0,0091	-0,0086	-0,00786	-0,0085
	$r_f(S_{f, фронт}), м$	0,047	0,0394	0,0396	0,028	0,03
	Разница объёмов, $м^3$	0,00012	0,00019	0,00013	0,00026	0,00028
	$r_f(\bar{S}_f), м$	0,047856	0,003856	0,040925	0,0028502	0,033047
ОФП фильтрата и нефти. с учетом кап. давления	$S_{f, фронт}, д.е.$	0,51829	0,4924	0,4765	0,5	0,52831
	$\bar{S}_f, д.е.$	0,5365	0,5075	0,5038	0,5145	0,5459
	$r_f, м$ (Kegang Ling)	0,1196	0,1101	0,1067	0,09394	0,09647
	Разница объёмов, $м^3$	-0,0105	-0,0092	-0,0088	-0,0075	-0,0086
	$r_f(S_{f, фронт}), м$	0,0467	0,0394	0,038	0,028	0,03
	Разница объёмов, $м^3$	0,00012	0,00019	0,000094	0,00026	0,00028
	$r_f(\bar{S}_f), м$	0,047774	0,041194	0,038989	0,0312532	0,003212

Таблица 4.12 – Расчёт параметров фильтрационного процесса по ОФП для воды и нефти

ОФП воды и нефти. без учета кап. давления	$S_{f, фронт}, д.е.$	0,6615	0,6309	0,6482	0,7008	0,666
	$\bar{S}_f, д.е.$	0,7119	0,6859	0,7007	0,74371	0,7156
	$r_f, м (Kegang Ling)$	0,1024	0,09323	0,08894	0,0767	0,08314
	Разница объёмов, $м^3$	-0,011748	-0,01	-0,01	-0,009	-0,0095
	$r_f(S_{f, фронт}), м$	0,0357	0,0299	0,027	0,0197	0,0235
	Разница объёмов, $м^3$	0,00026	0,00024	0,00028	0,00037	0,00032
	$r_f(\bar{S}_f), м$	0,0374527	0,031638	0,02919385	0,022383	0,025851
ОФП воды и нефти. с учетом кап. давления	$S_{f, фронт}, д.е.$	0,7446	0,7466	0,78338	0,77196	0,76509
	$\bar{S}_f, д.е.$	0,782196	0,795634	0,8075129	0,799802	0,795669
	$r_f, м (Kegang Ling)$	0,097346	0,08604	0,0823843	0,0737545	0,078521
	Разница объёмов, $м^3$	-0,012	-0,01	-0,01	-0,0094	-0,01
	$r_f(S_{f, фронт}), м$	0,0314	0,024	0,022	0,0177	0,02
	Разница объёмов, $м^3$	0,00049	0,00052	0,00055	0,00047	0,00048
	$r_f(\bar{S}_f), м$	0,03448	0,0277052	0,025644	0,0209	0,023476

Заметим, что с учётом относительных фазовых проницаемостей для фильтрата и нефти Новофёдоровского месторождения значительного изменения $r_f(S_f)$ и $S_{f, фронт}$ с учётом и без учёта капиллярного давления не происходит, в связи с невысокими показателями капиллярного давления и вида функций относительных фазовых проницаемостей, хотя вышеизложенные выводы также имеют место. Таким образом, сила изменения насыщенности фильтратом

призабойной зоны пласта, а также радиус его проникновения в пласт в значительной мере зависят от ОФП и капиллярного давления, в свою очередь зависящего от свойств контактирующих флюидов и характеристик порового пространства.

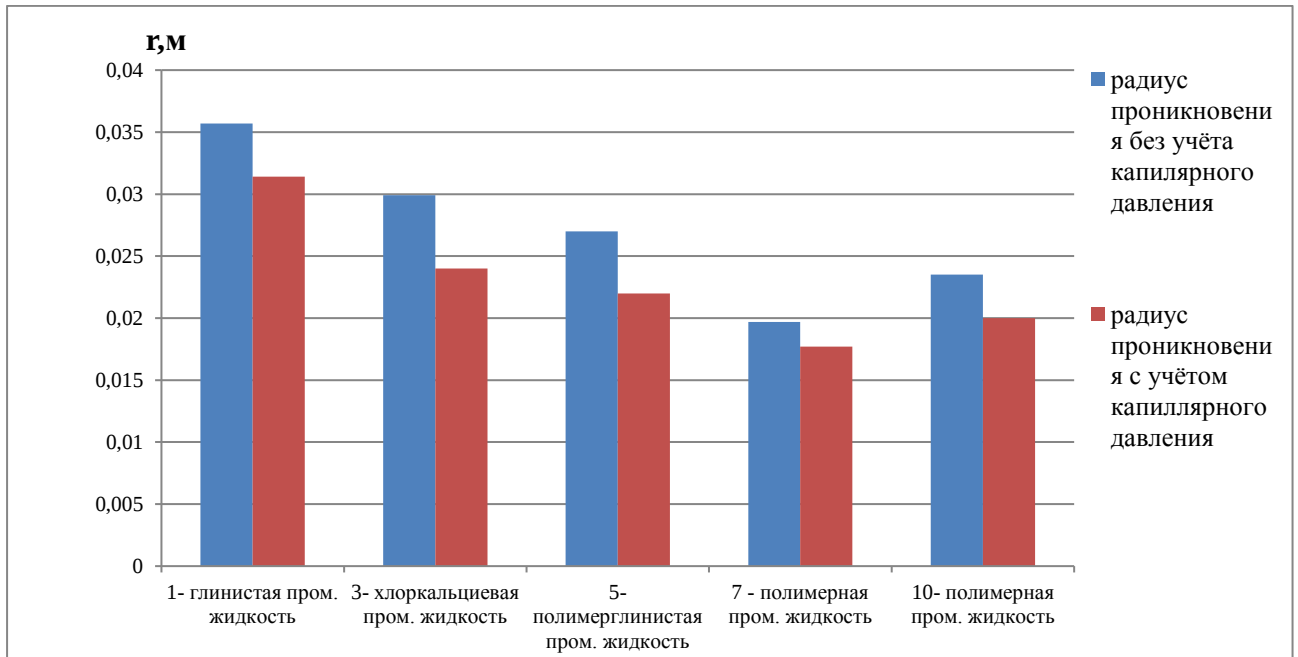


Рисунок 4.15 – Радиус проникновения фильтрата буровых промывочных систем с учётом и без учёта капиллярного давления

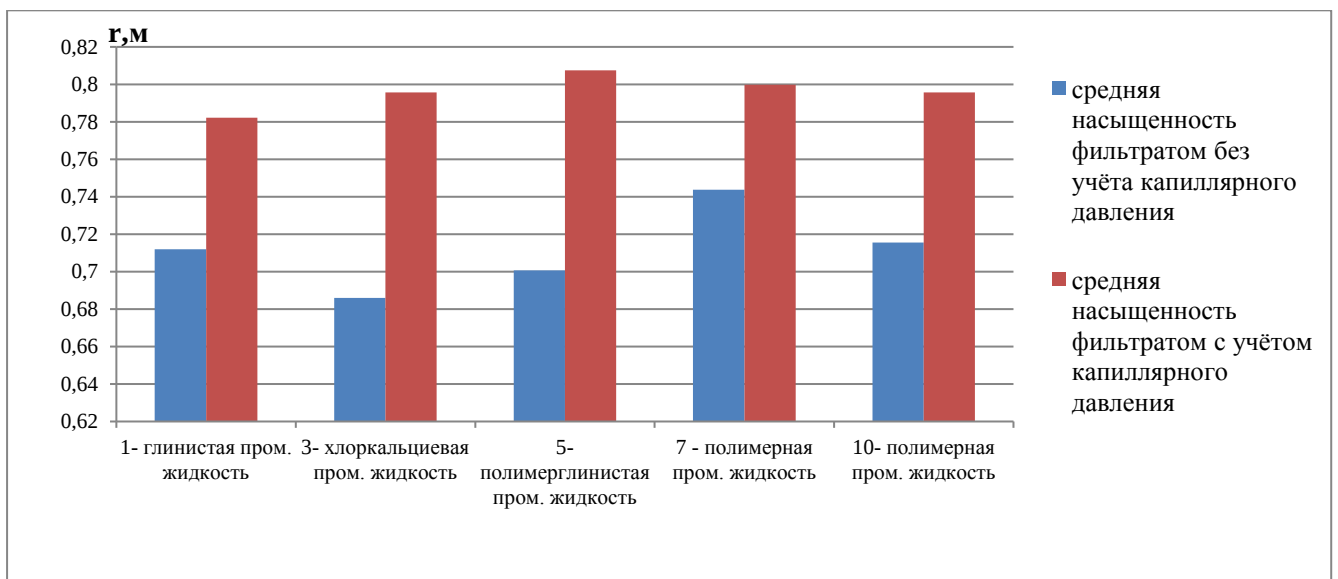


Рисунок 4.16 – Средняя насыщенность фильтратом буровых промывочных систем с учётом и без учёта капиллярного давления

4.6 Критерий по выбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида

На приток нефти к скважине влияют такие характеристики призабойной зоны как насыщенность фильтратом $\bar{S}_f$, д.е. и радиус его проникновения r_f , м. Поэтому предлагается ввести, безразмерный показатель снижения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта вызванных проникновением фильтрата буровой промывочной жидкости:

$$\xi = \bar{S}_f r_f / r_w, \quad (4.7)$$

где r_w - радиус скважины, м. Критерием для выбора оптимальной промывочной жидкости является условие минимума показателя ξ :

$$\xi \rightarrow \min. \quad (4.8)$$

Следует заметить, что за восстановление проницаемости отвечает такой эмпирический параметр как коэффициент восстановления проницаемости (4.4.). Проверим корреляцию между параметром ξ (Таблица 4.13) и $K_{в.п.}$ (Таблица 4.8). Корреляционное поле представлено на рисунке 4.17. Коэффициент корреляции, вычисленный по формуле (2.11) $R = 0,91$, а также его проверка по критерию Стьюдента подтверждают наличие сильной линейной связи.

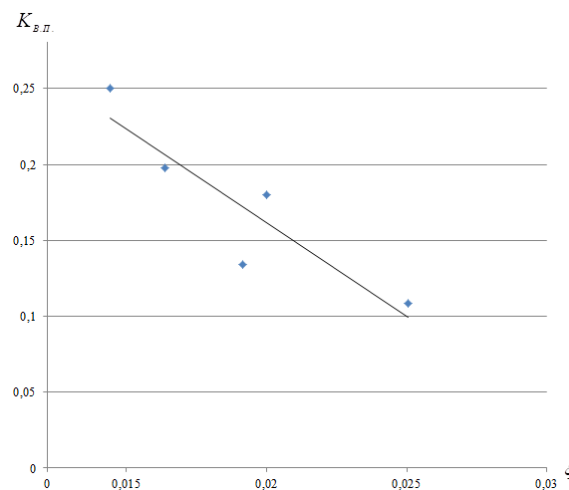


Рисунок 4.17 – Корреляционная зависимость между коэффициентом восстановления проницаемости и параметром ξ

Так как $K_{в.п.}$ определяется только лабораторным путём, что может быть в некоторых случаях затруднительно из-за отсутствия специализированного оборудования, то возможна оценка степени снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при помощи параметра ξ , так как параметры $\bar{S}_f, r_f$ определяются расчётным путём. Причём, так как определение моделей ОФП является трудоёмким процессом, то можно воспользоваться имеющимися моделями для воды, например, моделью Чень-Чжун-Сян. В этом случае абсолютные показатели $\bar{S}_f, r_f$ могут значительно отличаться от истинных, но так как параметр ξ предназначен для выбора оптимальной промывочной жидкости, то для его расчёта могут быть применены приближенные формулы. Важно заметить, что если используются приближенные модели ОФП, то необходимо, чтобы они использовались для всех испытываемых промывочных жидкостей, иначе сравнительный анализ может привести к неадекватным результатам. В подтверждение возможности использования приближенных формул для ОФП свидетельствует корреляционная связь между показателями ξ , рассчитанными по ОФП для нефти и фильтрата и по ОФП для нефти и воды с учётом капиллярного давления. Расчёты представлены в таблице 4.13. Корреляционное поле представлено на рисунке 4.18. Коэффициент корреляции, вычисленный по формуле (2.11) $R = 0,999$, а также его проверка по критерию Стьюдента подтверждают положительную функциональную связь, а следовательно, при вычислении показателя ξ для подбора оптимальной промывочной жидкости на водной основе можно использовать вместо ОФП для фильтрата и нефти ОФП для фильтрата и воды.

Согласно предложенному критерию оптимальными промывочными жидкостями для вскрытия пласта Б2 Новофёдоровского месторождения являются полимерные системы №7 и №10, так как показатель ξ для них меньше чем у систем №1, №3, №5. Если сравнивать полимерные системы №7 и №10 между собой, то предпочтительнее выбор состава №7. Об этом свидетельствует

показатель ξ , который комплексно содержит $\bar{S}_f, r_f$, которые меньше у системы №7 чем у системы №10, а также и $K_{в.п.}$, который больше у системы №7.

Таблица 4.13 – Расчёт показателя ξ по ОФП фильтрата и нефти и по ОФП воды и нефти

	Фильтрат пром. сист.№1	Фильтрат пром. сист.№3	Фильтрат пром. сист.№5	Фильтрат пром. сист.№7	Фильтрат пром. сист.№10
ОФП фильтрата и нефти	0,227	0,1812	0,17349	0,1305	0,1484
ОФП воды и нефти	0,2225	0,17304	0,16099	0,1282	0,1442

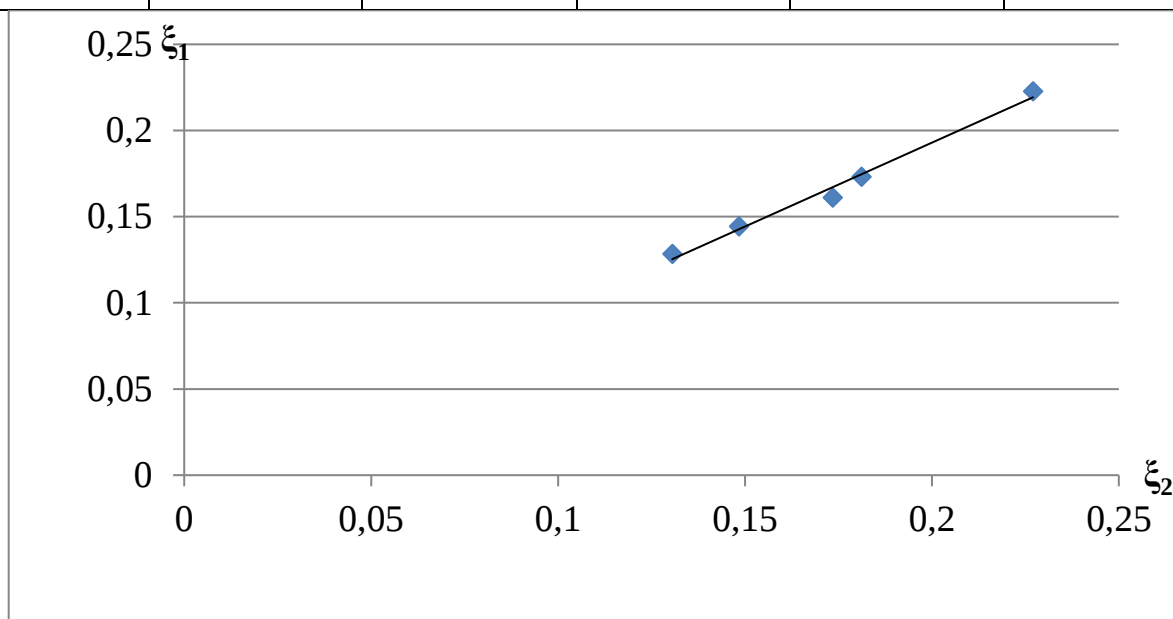


Рисунок 4.18 – Корреляционное поле к таблице 4.13. соответствующее связи показателя ξ_1 по ОФП фильтрата и ξ_2 нефти и по ОФП воды и нефти

Также заметим, что существует корреляционная зависимость между коэффициентом восстановления проницаемости и межфазным натяжением на границе фаз фильтрата и нефти. Чем меньше межфазное натяжение, тем выше коэффициент восстановления проницаемости и тем ниже значение параметра ξ . Подтверждением этому утверждению являются корреляционные поля, отображённые на рисунке 4.19а и на рисунке 4.19б.

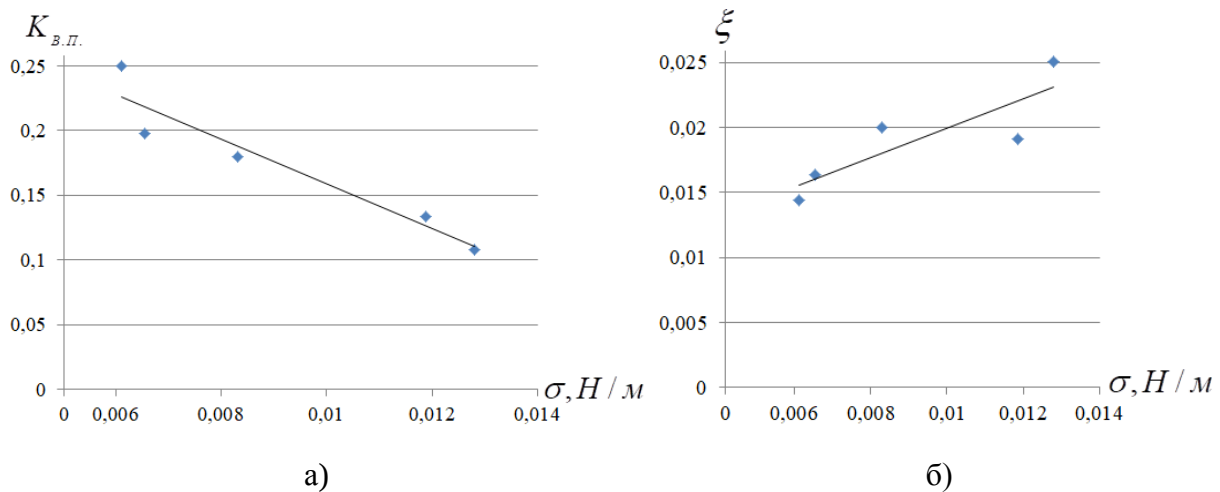


Рисунок 4.19 – Корреляционная зависимость между: а – поверхностным натяжением и коэффициентом восстановления проницаемости; б – поверхностным натяжением и параметром ξ

Для зависимости межфазного натяжения и коэффициента восстановления проницаемости коэффициент корреляции $R = -0,953$, а для межфазного натяжения и параметром ξ , $R = 0,856$. Что свидетельствует о наличии функциональной и сильной линейной связи соответственно.

Определим оптимальный и минимальный набор параметров, необходимый для вычисления показателя ξ с учётом показателей, необходимых для вычисления среднего расхода фильтра в скважинных условиях (Таблица 4.16.). Заметим, что минимальный набор параметров позволяет вычислить только относительные показатели, входящие в ξ . То есть, применим только для задачи выбора оптимальной промывочной жидкости на основании показателя ξ . Если же необходимы истинные $\bar{S}_f, r_f$, то следует использовать оптимальный набор параметров из таблицы 4.14. Необходимость реальных $\bar{S}_f, r_f$, может пригодиться, например, при решении прикладной задачи о вычислении «скин-эффекта» (1.4.).

Таблица 4.14 – Параметры, необходимые для определения показателя ξ

Оптимальный набор параметров	Минимальный набор параметров
m – пористость породы k_{rf}, k_{ro} – ОФП для нефти и фильтрата μ_o, μ_f – динамические вязкости нефти и фильтрата h_{mc} – толщина фильтрационной корки или плёнки $Q(t)$ – показатель фильтрации при различном времени фильтрационного процесса (2;5;7,5;10;15;20;25;30 мин) r_w – радиус скважины $\bar{r}_{por}$ – средний радиус пор σ – межфазное натяжение	m – пористость породы k_o – проницаемость породы для нефти. μ_o, μ_f – динамические вязкости нефти и фильтрата h_{mc} – толщина фильтрационной корки или плёнки $Q(t)$ – показатель фильтрации при различном времени фильтрационного процесса (2;5;7,5;10;15;20;25;30 мин) r_w – радиус скважины

Выводы по главе 4.

На примере Новофёдоровского месторождения применена методика по расчёту объёма фильтрата промывочной жидкости, проникающей в призабойную зону пласта. По результатам стендовых испытаний построены модели относительных фазовых проницаемостей для нефти и фильтрата. Произведены расчёты средней насыщенности и радиусов фронтальной насыщенности фильтратом буровых промывочных систем. Отвергнута ранее применяемая модель для расчёта радиуса проникновения фильтрата в пласт, так как в результате проверки выявлено значительное превышение объёма фильтрата, необходимого для достижения средней насыщенности призабойной зоны. Предложены модели с минимальной разницей объёмов вследствие выполнения законов сохранения расходов. Произведена оценка значимости учёта капиллярного давления для гидрофильных и гидрофобных пород. На основании расчётов фильтрационных характеристик предложен критерий для оптимального выбора буровых промывочных систем для вскрытия

продуктивного пласта. Доказана корреляционная зависимость между предложенным параметром ξ и коэффициентом восстановления проницаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ методов исследования изменения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны продуктивного пласта вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей показал несовершенство модели для радиуса проникновения фильтрата буровых промывочных систем в пласт, а также неоднозначность в способах определения мгновенной фильтрации.

2. Определён минимальный набор параметров, позволяющий построить гидродинамическую модель проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта. К этим параметрам относят: m – пористость породы, k_o – проницаемость породы для нефти, μ_o, μ_f – динамические вязкости нефти и фильтрата, h_{mc} – толщину фильтрационной плёнки для полимерных промывочных систем, $Q(t)$ – показатель фильтрации при различном времени фильтрационного процесса (2;5;7,5;10;15;20;25;30 мин.), r_w – радиус скважины.

3. Разработана модель для определения объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в пласт при первичном вскрытии. При помощи корреляционного анализа сделан вывод о том, что среднее время образования плёнки постоянной толщины для полимерных систем составляет 10 мин. Мгновенная фильтрация описывается законом фильтрации, действующим при образовании плёнки постоянной толщины и не нуждается в дополнительном определении. Предложена кусочная аппроксимация фильтрационного процесса для вычисления объёма фильтрата, проникающего в пласт при первичном вскрытии.

4. Разработана методика, позволяющая оценить степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта с учётом свойств промывочной жидкости, пластового флюида и характеристик порового пространства продуктивного пласта. Расчётными параметрами, характеризующими степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта является средняя насыщенность фильтратом $\bar{S}_f$ и радиус проникновения фильтрата r_f .

Выведены формулы, позволяющие вычислить радиус проникновения фильтрата в пласт. Выведена формула для функции распределения потоков фаз f_f с учётом капиллярного давления.

5. Разработан критерий по выбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида. Предложен расчётный параметр ξ , характеризующий снижение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, коррелирующий с коэффициентом восстановления проницаемости $K_{в.п.}$. Таким образом, критерий минимальности параметра ξ может быть использован в качестве альтернативы коэффициенту восстановления проницаемости при выборе оптимальной промывочной жидкости. Из преимуществ предложенного критерия можно выделить то, что параметры участвующие в расчёте не требуют проведения длительного эксперимента на фильтрацию, как в случае определения коэффициента восстановления проницаемости. Установлена корреляционная связь между коэффициентом восстановления проницаемости для коллекторов с капиллярной структурой порового пространства и межфазным натяжением на границе фильтрата и нефти. Снижение межфазного натяжения благоприятно влияет на восстановление проницаемости для нефти и дальнейшей её добычи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимов, С.С. Расчет объёма выборки эксперимента в условиях отсутствия нормальности данных / С.С. Акимов // Известия оренбургского государственного аграрного университета. – 2015. – №5 – С.235-237.
2. Антонов, К.В. Влияние полимерных буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов и информативность геофизических исследований разреза скважин / К.В. Антонов, Р.Р.Лукманов. – Тюмень: ЗапСиббурНИПИ, 1996. – 60 с.
3. Ахмедсафин, С.К. Современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (керн, флюиды) месторождений нефти и газа / С.К. Ахмедсафин, Д.В. Люгай // Вести газовой науки. – 2016. – №4. – С.4-6.
4. Балан, Н.М. Численные методы поиска экстремума внутри заданного интервала / Н.М. Балан, А.Г. Пришляк, Ю.С. Шевцов. – Одесса, 2007. – 14 с.
5. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах/ Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 201 с.
6. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков – М.: Недра, 2000. – 670 с.
7. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика/ К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д.Каневская, В.М. Максимов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.
8. Белей, И.И. Результаты исследований различных факторов на водоотдачу тампонажных растворов/ И.И. Белей, С.А. Родер// Газовая промышленность. – 2010. – №7. – С. 76-80.
9. Белозеров, И.П., Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна / А.В.Юрьев, И.П. Белозеров // Молодая нефть: сб. статей. всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли – Красноярск: Сиб. федер. ун-т. – 2014. –С.93-99.
10. Бойко, А.Ф. Надежный метод обеспечения требуемой точности эксперимента в машиностроении / А.Ф. Бойко, М.Н. Воронкова // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – №9. – С 10–16.

11. Бочаров, О. Б. Аналитическое решение задачи о росте глинистой корки на стенке скважины с учетом смыва / О. Б. Бочаров, Д. Ю. Кушнир // Сибирский журнал индустриальной математики – 2012, С.14–21.
12. Бочаров, О.Б. О влиянии глинистой корки бурового раствора на фильтрацию в прискважинной зоне / О. Б. Бочаров, Д. Ю. Кушнир, В.Я. Рудяк // Фундаментальные основы МЭМС и нанотехнологий: Тезисы Докладов II Всероссийского семинара (СИБСТРИН). – 2010. – С.25-27.
13. Власов, М.В. Применение технологии FluidHammer в карбонатных породах Самарской области / М.В. Власов, В.И. Никитин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы II научно-практической конференции с международным участием. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 26.
14. Власов, М.В. Применение технологии FluidHammer в твёрдых и плотных породах / М.В. Власов, В.И. Никитин // Ашировские чтения: Сб. трудов XIV Международной научно-практической конференции.– Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 131-136.
15. Воронина, Н.В. Лабораторный практикум по дисциплине «Физика пласта: учеб. пособие / Н. В. Воронина, В. В. Чупров. – Ухта: УГТУ, 2017. – 84 с.
16. Гаджиев, С.Н. Использование кольматации для предупреждения осложнений при строительстве скважин / С.Н. Гаджиев, И.В. Попов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – №12. – С.16-17.
17. Гайворонский, И.Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири / И.Н. Гайворонский, Г.Н. Леоненко, В.С. Замахеев. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 364 с.
18. ГОСТ 21727–76. Вода. Вязкость при температуре 20°С.– М.: Издательство стандартов, 1976. – 4 с.
19. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. –6 с.

20. ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. – М.: Стандартиформ, 2017. – 39 с.
21. Грей, Дж. Р., Состав и свойства буровых агентов / Дж. Р. Грей, Г.С Дарли – М.: Химия, 1980. – 400 с.
22. Губанов, В.Н. Книга инженера по растворам / В.Н. Губанов, Д.В Лопатин., В.С. Сычев., А.А Толстоухов. – М.: Гарусс, 2006. – 551с.
23. Губин, В. И., Статистические методы обработки экспериментальных данных: Учеб. пособие для студентов технических вузов / В. И. Губин, В. Н. Осташков. – Тюмень: Изд-во «ТюмГНГУ», 2007. – 202 с.
24. Гудок, Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. / Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – М.: Недра, 2007. – 592 с.
25. Дианов, В.Н. Перспективные направления повышения надёжности вычислительной техники и систем управления / В.Н. Дианов //Надёжность. – 2004. – № 3. – С. 33–47.
26. Долгих, Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н. Долгих. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т. 2007. – 189 с.
27. Дубов, И.И. Кольматация и физико-химические свойства бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов / И.И. Дубов, Ю.Н. Мойса, В.И. Яковенко // Нефть. Газ. Инновации. – 2011. №12. – С. 42-47.
28. Живаева, В.В. Модель для расчета радиуса проникновения бурового раствора при вскрытии пласта/ В.В. Живаева, В.И.Никитин// Современные наукоемкие технологии. – 2016. – №6. с. 250-254.
29. Живаева, В.В. Определение свойств жидкости затворения для бурового раствора: метод. указ. к выполнению лабораторной работы / В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т , 2012. – 24 с.
30. Живаева, В.В. Определение физико-механических свойств горных пород / В.В. Живаева, Е.А. Камаева. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2013. – 26 с.
31. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 414 с.

32. Ишбаев, Р.Р. Диагностирование влияния технологий первичного вскрытия и тампонирования скважин на фильтрационные параметры пород призабойной зоны пласта / Р.Р. Ишбаев, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. 2012. – №3. – С. 92-98.
33. Калинина, В.Н. Математическая статистика/ В.Н.Калинина, В.Ф. Панкин – М.: Дрофа, 2002. – 335 с.
34. Кернодержатель ГЕОЛ.500.30.150.000-К: Руководство по эксплуатации. – Новосибирск: АО «Геологика», 2017.–25 с.
35. Ключев, Н.И. Течение вязкой жидкости в тонком слое на поверхности плоской пластины / Н.И. Ключев, В.И. Никитин, О. Г. Лагно, Е.А. Ендуткина // Научное обозрение. – 2013. – №9. – С. 289–292.
36. Коваль, М.Е. Практическое применение методов подбора кольматантов для предупреждения осложнений при бурении скважин на месторождениях Самарской области / М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, К.А. Шиповский, А.Н. Комареус // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. –№7 – С.9–15.
37. Компьютерная обработка данных физико-гидродинамических лабораторных исследований керна / М.М. Хасанов, А.Б. Рыжков, А.Д. Караваев [и др.] // Вестник ИЦ ЮКОС. – 2002. – №3. – С. 37-42.
38. Кричлоу, Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. / Г.Б. Кричлоу. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
39. Кундин, С.А. К вопросу о методике расчёта фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой/ С.А. Кундин, И.Ф. Куранов // Тр. ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, – 1960.– № 28. – С. 85-95.
40. Куштанова, Г.Г. Подземная гидромеханика. Учебно-методическое пособие для магистрантов физического факультета по направлению «Радиофизические методы по областям применения»/ Г.Г. Куштанова, М.Н.Овчинников.– Казань: Изд-во Казан.(Приволж.) федер. ун-та, 2010. – 67 с.
41. Лабунцов, Д.А., Основы механики двухфазных потоков / Д.А. Лабунцов, В.В. Ягов – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 374 с.

42. Леонтьев, Н.Е. Основы теории фильтрации / Н.Е. Леонтьев – М.: Изд-во ЦПИ при механико-математическом факультете МГУ, 2009. – 88 с.
43. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
44. Мезенцев, Д.Н. Оценка восстановления проницаемости терригенных коллекторов при моделировании процессов глушения / Д.Н. Мезенцев, Н.Г. Квеско // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – №1. – С.122–123.
45. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
46. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу / Дж. Митчелл. – Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. – 279 с.
47. Митюшин, А.И. Двухфазная фильтрация несмешивающихся жидкостей. Вып. 3. Подземная гидромеханика / А.И. Митюшин, Е.Г. Рабегина. – М.:2005. – 120 с.
48. Михайлов, Д.Н. Комплексный экспериментальный подход к определению параметров проникновения и захвата компонентов бурового раствора и сопутствующего изменения проницаемости породы коллектора/ Д.Н. Михайлов, Н.И. Рыжиков, В.В. Шако //Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4. С. 65-78.
49. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – М.: Недра, 1979. – 239 с.
50. Мордвинов, А.А. Освоение эксплуатационных скважин / Мордвинов А.А. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2004. – 104 с.
51. Муфазалов, Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта / Р.Ш. Муфазалов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 44 с.

52. Никитин, В.И. Вероятные пути решения проблем вскрытия напряжённых горных пород / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения. Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Том 1 – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2014. – С. 148.
53. Никитин, В.И. Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях / В.И. Никитин, Милькова С.Ю., В. Бель Амур Оссиала // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2017. – С.134-138.
54. Никитин, В.И. Моделирование двухфазной фильтрации буровых промывочных систем при вскрытии продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тезисы научно-практической конференции с международным участием. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 34.
55. Никитин, В.И. Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: лабораторный практикум / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 131 с.
56. Никитин, В.И. Моделирование фильтрации буровых промывочных систем при вскрытии пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Бурение в осложненных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – СПб, «ЛЕМА», 2016. – С.79-81.
57. Никитин, В.И. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2015. – С.81-85.
58. Никитин, В.И. Расчет объёма фильтрата проникшего в пласт при первичном вскрытии / В.И.Никитин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 195-197.

59. Никитин, В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №11. – С. 40-42.
60. Николаевский, В.Н. Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский. – М.: Недра, 1996. – 448 с.
61. Овчаров, В.В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидравлического моделирования залежей углеводородов / В.В. Овчаров // Вестник кибернетики. – 2014. – №1. – С. 10-16.
62. Овчинников, В.П. Справочник бурового мастера. Том 1: учебно-практическое пособие / В.П. Овчинников [и др.] – Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
63. Орлов, Д.М. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путём совместного физического и компьютерного моделирования / Д.М. Орлов, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова // Прикладная механика и теоретическая физика. – 2013. – №5. – С. 119-128.
64. Орлов, Е.А. Сохранение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта путём введения кольматирующих добавок в промывочную жидкость / Е.А. Орлов, В.И. Никитин, П.В. Дыкин // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства. – 2017. – С.78.
65. ОСТ – 39–195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 20 с.
66. ОСТ – 39–204–86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 26 с.

67. ОСТ – 39–235–89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 37 с.
68. Пармузина, Л. В. Подготовка и исследование кернов. Определение пористости: метод. указания / Л. В. Пармузина, Е. В. Алфертьева. – Ухта: УГТУ, 2010. – 20 с.
69. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08- 624-03. М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 272 с.
70. Ратникова, Е.В. Кольматирующие наполнители широкого спектра действия производства ЗАО НПО «ПОЛИЦЕЛЛ» / Е.В. Ратникова, В.В. Романов, В.И. Ноздря // Бурение и нефть. – 2012 – №10 – С.32-35.
71. Ружников, А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород / А.Г. Ружников // Вестник Северного (Арктического) Федерального Университета. – 2014. – №2. – С.41-44.
72. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. — 664 с.
73. Сеид-Рза, М.К. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации / М.К. Сеид-Рза [и др.] – Баку: Азернедр, 1975. – 176 с .
74. Соу, С. Гидродинамика многофазных систем / С.Соу – М.: Мир, 1971. – 536 с.
75. Сургучев, М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
76. Телков, А.П. Подземная гидрогазодинамика / А.П. Телков. – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1975. – 224 с.
77. Тимашев, Э.О. Исследования влияния смачиваемости порового пространства карбонатных пластов месторождений Самарской области на коэффициент вытеснения нефти водой / Э.О. Тимашев, Е.С. Калинин, П.В. Павлов // Нефтяное хозяйство. – 2011 – №5. – С. 39-41.

78. Тлеугали, У.С. Причины снижения продуктивности скважин / У.С., Тлеугали, Б.А. Жайгалиев, С.Т. Закенов, Л.К. Нуршаханова // Вестник КазНИТУ. – №4 –с. 92-96
79. Толпаев, В.А. Математические модели двумерной фильтрации в анизотропных, неоднородных и многослойных средах Автореф. ... дис. д-ра ф.-м наук: 05.13.18 / Толпаев Владимир Александрович – Ставрополь, 2004. – 40 с.
80. Установка для исследования проницаемости керна и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР: Руководство по эксплуатации. – Новосибирск: АО «Геологика», 2016. – 35 с.
81. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
82. Хасанов М.М. Об использовании априорной информации при определении фазовых проницаемостей по данным нестационарных исследований / М.М. Хасанов, С.А. Кондаратцев, Н.Т. Карачурин // Нефтепромысловое дело. 1995. – №8-10. – С. 12-15.
83. Хасанов, М.М., Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
84. Хейфец, Л.И. Многофазные процессы в пористых средах / Л.И. Хейфец, А.В. Неймарк – М.: Химия, 1982. – 320 с.
85. Хисамутдинов Н.И. Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, М.М., Хасанов, А.Г. Телин – М.: ВНИИОЭГ, 1994. – Т. 1. – 263 с.
86. Цивинский, Д.Н. Разнообразие форм уравнений парной регрессии: учеб. пособие / Д.Н. Цивинский. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2002. – 80 с.
87. Цивинский, Д.Н. Применение статистического метода анализа в нефтегазовом деле: учебное пособие / Д.Н. Цивинский. – Самара: Самар, гос. техн. ун-т, 2014. – 377 с.

88. Чураков, Н.Н. Изучение коллекторских свойств пласта по керновому материалу скважины 78 Покровско-Сорочинского месторождения / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы II научно-практической конференции с международным участием. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С.97.
89. Чураков, Н.Н. Изучение коллекторских свойств продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения с целью подбора оптимальных параметров жидкости вскрытия / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Ашировские чтения: Сб. трудов XIV Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 136-139.
90. Чураков, Н.Н. Подбор оптимальных параметров жидкости вскрытия продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – №10. – С. 56-57.
91. Шарафутдинов, З.З. Влияние технических дисперсий на проводимость призабойной зоны продуктивных пластов / З.З. Шарафутдинов, Д.Р. Вафин, С.Л. Голофаст, А.А.Твиритнев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017 – №2. – С. 15-23.
92. Юркив, Н.И. Буровые растворы / Н.И. Юркив, А.Д. Поликарпов, Н.А. Прохоренко, Ю.В. Аристова // Энерго – и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2016. – №1. – С.28-32.
93. A new approach to estimate unvasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling / Kegang Ling, He Zhang, Zheng Shen, Ali Ghalambor et al.// SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers, 2015. – pp.27–36.
94. Abrams, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion / A. Abrams // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – №29. – pp. 87-98.
95. Adam T Bourgoyne Jr. Applied drilling / T Adam Jr Bourgoyne, K. Keith Millheim, Martin E. Chenevert, Jr. F. S. Young. – Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, 1991. – 508 p.

96. Amaefule, J. O. Advances in formation damage assessment and control strategies / J. O. Amaefule, D. G. Kersey // Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association. – 1988. – № 88. – pp. 39-65.
97. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004. – 125 p.
98. Bennion, B. formation damage-the impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable / B. Bennion // Journal of Canadian Petroleum Technology. -1999. –№2 – pp. 11–17.
99. Bennion, D. B. Underbalanced drilling and formation damage—Is It a total solution? / D. B. Bennion, F. B. Thomas. Bennion D. W., R. F. Bietz // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1995. – №9. – pp. 34–41.
100. Bishop, S. R. The experimental investigation of formation damage due to the induced flocculation of clays within a sandstone pore structure by a high salinity brine/ S. R. Bishop / SPE European Formation Damage Conference. – 1997. – pp. 123 – 143.
101. Corey A.T. The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities. Prod. Monthly 19(1) – pp.38-41.
102. Hawkins M.F. A Note on the Skin Effect // J. Petrol. Technol. Dec. 1956. – pp. 356-357.
103. Longeron, D. An integrated experimental approach for evaluating formation damage due to drilling and completion fluids/ D. Longeron, J.F., Argillier, A. Audibert // European formation damage control conference. – 1995. – pp. 117-131.
104. Naar, J. Imbibition relative permeability in unconsolidated porous media/ J. Naar, R. J. Wygal, J.H. Henderson // Soc. of Pet. Eng. Journal. – 1962. – pp. 11–13.
105. Oluwagbenga, O. O. Evaluation of formation damage and assessment of well productivity of oredo field / O. O. Oluwagbenga, J. O. Oseh; I. A. Oguamah; O. S. Ogungbemi // Nigeria American Journal of Engineering Research. — 2015. – № 4 – pp. 1-10.
106. Outmans, H. D. Mechanics of static and dynamic filtration in the borehole // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. –№. 03. – pp. 236-244.

107. Stone, H. L. Probability model for estimating three—phase relative permeability / H. L. Stone // J. Pet. Tech. – 1970. – pp. 14–18.
108. Thomas, W. Fluid Flow in Porous Media New Mexico / W. Thomas, P.E Engler, – New Mexico Tech, 2010. – 211 p.
109. Vickers, S. A New methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations / S. Vickers, M. Cowie, T. Jones, B. Hughes // Wiertnictwo nafta gaz. – Tom 23/1. – 2006. – pp. 501-515.
110. Welge, H.J. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive/ H.J. Welge. - Trans. AIME. – 1952. – № 195.– pp. 91-98.
111. Welge, H.J. Displacement of Oil from Porous Media by Water and Gas / H.J. Welge. - Trans. AIME. – 1950. – №198. – pp. 314-316.
112. Willhite, G.P. Waterflooding. SPE Textbook Series, Society of Petroleum Engineers, 1986. – 338p.
113. Wolfram, S. The Mathematica Book, Fifth Edition / S. Wolfram - Wolfram Media, 2003. – 1448p.