

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи

Евменова Дарья Михайловна
**Определение петрофизических свойств глинистой корки
по данным лабораторного эксперимента
(на примере юрского нефтяного коллектора)**

Специальность 1.6.9 – «Геофизика»

Диссертация
на соискание ученой
степени кандидата
технических наук

Научный руководитель:
д.т.н., профессор Ельцов
Игорь Николаевич

Новосибирск, 2024

Оглавление

Глава первая. Обзор методик исследования зоны проникновения и глинистой корки	14
1.1. Многофизичный подход к интерпретации данных ГИС	14
1.2. Экспериментальное изучение формирования глинистой корки	17
1.3. Выводы по обзору методик изучения зоны проникновения и глинистой корки	34
Глава вторая. Интерпретация данных скважинной геоэлектрики на основе единой многофизичной модели	36
2.1. Объект и методы исследования	36
2.2. Методика интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта	43
2.3. Оценка влияния изменения входных параметров на радиальный профиль УЭС	47
2.4. Результаты интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта	54
2.5. Выводы	58
Глава третья. Экспериментальное исследование образования глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора	59
3.1 Описание лабораторного эксперимента для моделирования процесса фильтрации бурового раствора через керн	59
3.2. Методика обработки экспериментальных данных	69
3.3. Результаты лабораторного эксперимента для моделирования процесса фильтрации бурового раствора	73
3.4. Интерпретация данных ГИС с учетом, определенных на основе экспериментальных данных петрофизических свойств глинистой корки	87
3.5. Выводы	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	110
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	112

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является прискважинная зона пласта нефтяного коллектора юрского возраста (ЮС₂), представленного мелко- и среднезернистым песчаником с невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами (пористость до 11-18%, проницаемость до 1-20 мД) и высокой нефтенасыщенностью (70-98%), включающая в себя внешнюю и внутреннюю (зона кольматации) глинистую корку и зону проникновения (включающей в себя промытую зону с наиболее высокой концентрацией проникшего в пласт фильтрата бурового раствора и окаймляющую зону, связанную с различной вязкостью пластовой воды и нефти).

Актуальность исследования. Глинистая корка, образующаяся при фильтрации бурового раствора в пласт, во многих современных публикациях рассматривается как важный элемент моделей формирования зоны проникновения бурового раствора в пласт, являясь индикатором его проницаемости [Кашеваров и др., 2003; Torres-Verdín et. Al, 2004; Torres-Verdín et. al., 2006; Ельцов и др., 2012; Schroeder, C. D., Torres-Verdín, C., 2022]. Прецизионные измерения профиля скважины впервые позволили создать методику количественной интерпретации данных кавернометрии (профилеметрии), что дает возможность определения по толщине глинистой корки самого сложного из фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) – проницаемости [Макаров и др., 2010]. Однако предложенные на сегодняшний момент модели формирования глинистой корки требуют экспериментальной верификации и, самое главное, нуждаются в создании способов определения пористости и проницаемости самой глинистой корки, поскольку в системе «глинистая корка – пласт», влияние корки на динамику фильтрации является определяющим.

Данные о свойствах глинистой корки, таких как ее пористость и проницаемость, не содержатся в журналах бурения, не измеряются при геолого-технологических исследованиях, а могут быть определены только экспериментально с использованием керна и бурового раствора с месторождения (или его имитацией в лаборатории) в условиях, приближенных к пластовым.

Известные лабораторные эксперименты проводились на искусственных образцах или на керне с высокой (более 100 мД) проницаемостью [Димов и др., 2012; Михайлов и др., 2017; Jaffal et al., 2017; Петров и др., 2021].

В настоящий момент для нефтедобывающих компаний актуальна оценка кольтатирующих свойств различных типов бурового раствора с целью выбора оптимального состава для конкретного типа пород и режима бурения [Торонецкий и др., 2017; Raheem, Vipulanandan, 2019; Vipulanandan, Mohammed, 2020; Смирнов и др., 2023; Chao et al., 2023], при этом для экспериментов обычно используются искусственные образцы (керамический диск, фильтрационная мембрана и др.) и установки типа фильтр-пресса, не позволяющие моделировать реальные условия бурения с непрерывной циркуляцией бурового раствора.

Поэтому возникает необходимость в проведении лабораторного эксперимента в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора и создании базы данных параметров глинистой корки для различных типов бурового раствора на керне при разном перепаде давления и скорости циркуляции с различными и в том числе низкими фильтрационными свойствами.

Целью исследования является определение фильтрационно-ёмкостных свойств юрских нефтяных коллекторов за счет развития интерпретационной базы скважинной электрометрии путем совершенствования лабораторного эксперимента, а именно воспроизведения условий бурения реализацией непрерывной циркуляции бурового раствора.

Научно-технические задачи:

1. Определение петрофизических свойств глинистой корки по данным лабораторного эксперимента в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора (на образцах юрского нефтяного коллектора).

2. Определение фильтрационно-ёмкостных свойств юрских нефтяных коллекторов с учетом экспериментально определенных параметров глинистой корки, таких как ее пористость и проницаемость.

Задачи решаются поэтапно:

1. Проанализировать существующие на настоящий момент экспериментальные исследования и модели роста глинистой корки, их достоинства и недостатки.

2. Выполнить интерпретацию данных электромагнитного каротажа на интервалах отложений ЮС₂ на основе многофизичной модели пласта с использованием программного комплекса для моделирования фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряжённо-деформированного состояния среды (GENM) [Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014; Павлова и др., 2017; Назаров и др., 2018, Нестерова и др., 2021] без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки.

3. Провести лабораторный эксперимент по получению глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора.

4. Выполнить обработку данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических характеристик (пористости, проницаемости и толщины) глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора на керне из пласта ЮС₂, проанализировать их зависимость от свойств пласта, типа бурового раствора, давления и скорости циркуляции фильтрующейся жидкости во время эксперимента. Сформулировать методические приёмы для обработки и интерпретации данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки.

5. Выполнить интерпретацию данных ГИС на основе многофизичной модели пласта с использованием программного комплекса для моделирования фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряжённо-деформированного состояния среды (GENM) [Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014; Павлова и др., 2017; Павлова и др., 2018; Назаров и др., 2018; Нестерова и др., 2021] на примере юрского нефтяного коллектора (Тевлинско-Русскинское и Русскинское месторождения) с учетом петрофизических свойств глинистой корки, определенных экспериментально. Проанализировать результаты и предложить способ учета экспериментально определенных петрофизических характеристик глинистой корки при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

Фактический материал и методы исследования. Проведенные исследования являются продолжением работ российских и зарубежных ученых, работающих в сфере петрофизики и занимающихся экспериментальными исследованиями процесса формирования глинистой корки и определения ее петрофизических свойств: С.В. Димова, В.В. Кузнецова, К.А. Fattah, A. Lashin, A., Jaffal, Д.Н. Михайлова, А.Д. Башкатова, Н.И. Рыжикова, А.А. Петрова, Н.И. Николаева и др. В работе нашли применения петрофизические зависимости между петрофизическими свойствами коллектора и его электрическим сопротивлением, установленные такими учеными, как A. Darcy, В.Н. Дахнова, С.Д. Pirson, G. Archy, D. Dewan, A. Tien.

Для проведения исследованиями использовались уравнения теории фильтрации двухфазной жидкости через пористую среду, в частности, уравнения Баклея-Левверетта.

Для интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта использован разработанный в ИНГГ СО РАН программный комплекс для моделирования фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряжённо-деформированного состояния среды (GENM) [Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014; Павлова и др., 2017; Назаров и др., 2018; Нестерова и др., 2021].

Для одномерной инверсии сигналов ВИКИЗ и БКЗ был использован программный пакет EMF Pro, разработанный в ИНГГ СО РАН. Комплекс предназначен для интерпретации данных электрических и электромагнитных методов ГИС и позволяет проводить совместную инверсию измерений методами ВИКИЗ и БКЗ, а также визуализировать другие каротажные данные. Входные файлы имеют расширение LAS. В файле для методов ВИКИЗ и БКЗ заданы следующие параметры: координаты начала и конца профиля вдоль скважины, шаг между точками измерения, название зондов, координаты точек измерения и значения сигналов, соответствующие названию зонда.

В системе реализован подход, основанный на поплавовой одномерной обработке и интерпретации. На каротажной диаграмме выделяются пласты, снимаются существенные значения, вносятся необходимые поправки, строится

начальное приближение и затем выполняется инверсия. Также в ней имеется возможность расстановки границ пластов как вручную, так и с помощью автоматического алгоритма. Можно провести как совместную инверсию, так и инверсию для каждого отдельного метода. Решение обратной задачи сводится к минимизации функционала, описывающего расхождение теоретически рассчитанных и экспериментальных данных. Результат считается достигнутым тогда, когда среднеквадратичное отклонение измерений по данным всех методов становится минимальным. Обратная задача решается неоднозначно, так как присутствует неопределенность в модельных данных, а также ошибки измерений. Привлечение данных других методов и априорной геологической информации позволяет снизить эту эквивалентность. [Эпов и др., 2010].

Для проведения лабораторного эксперимента использована разработанная для цели диссертационной работы экспериментальная установка, имитирующая процесс непрерывной циркуляции бурового раствора в скважине [Евменова и др., 2023a].

Использованы результаты геофизических, петрофизических и геолого-технологических измерений, полученных на интервале нефтенасыщенного пласта ЮС₂ Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений, а именно:

- Данные комплекса ГИС;
- Геофизические заключения и журналы бурения по скважинам для получения информации о режиме бурения, свойствах используемого бурового раствора и фильтрационно-ёмкостные свойства пласта;
- Оценки минерализации пластовой воды, вязкостей пластовых воды и нефти, а также фазовых проницаемостей воды и нефти;
- Керн (Тевлинско-Русскинское месторождение), его описание и результаты измерения петрофизических параметров.

Защищаемые научные результаты

1. Методика обработки данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки в условиях непрерывной

циркуляции бурового раствора с учетом проницаемости кольматированного образца и зависимости вязкости бурового раствора от температуры.

2. Способ учета параметров глинистой корки, определенных экспериментально, при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

Личный вклад

1. Разработка концепции лабораторного эксперимента по определению петрофизических характеристик глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора.

2. Проведение лабораторного эксперимента на керне из пласта ЮС₂ (Тевлинско-Русскинское месторождение), а именно запуск измерений, контроль их качества, сохранение экспериментальных данных, измерение параметров образца и глинистой корки после эксперимента.

3. Обработка данных лабораторного эксперимента и применение полученных экспериментально параметров глинистой корки для интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта в рамках договора с ПАО «Татнефть» № 0290/2021/6458 [Лощева и др., 2024].

4. Разработка программного обеспечения, позволяющего проводить измерения автоматически без непосредственного участия экспериментатора.

5. Обработка и интерпретация данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки.

6. Интерпретация данных скважинной геоэлектрики на основе многофизичной модели юрского нефтяного коллектора [Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014; Павлова и др., 2017; Назаров и др., 2018; Нестерова и др., 2021], учитывающей гидродинамические (вязкость и минерализация пластовых флюидов) и геомеханические (предел прочности горной породы на сдвиг, коэффициенты бокового отпора) параметры, что позволило повысить достоверность определения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта. Автором предложен способ интерпретации данных комплекса ГИС с учётом влияния глинистой корки на формирование геоэлектрических свойств зоны проникновения.

7. Соискатель принимал участие в постановке задачи, обсуждении и подготовке публикаций по теме исследования, а также оформлении заявок на государственную регистрацию результатов интеллектуальной деятельности.

Научная новизна

1. Методика проведения лабораторного эксперимента и обработки экспериментальных данных, научной новизной которой является использование при расчете проницаемости глинистой корки определенных экспериментально значений проницаемости кольматированного образца, а также учет влияния температуры на вязкость бурового раствора, что позволяет повысить достоверность определения петрофизических свойств глинистокорки.

2. Экспериментальная установка для моделирования формирования глинистой корки и определения ее петрофизических свойств, разработанная в соавторстве с Н.А. Голиковым, с возможностями имитации различных условий бурения за счет реализации стационарного режима фильтрации (при постоянном перепаде давления) и непрерывной циркуляции бурового раствора, а также работы при перепаде давления до 5 атмосфер.

3. Для автоматизации проведения эксперимента и обеспечения измерения изменения веса фильтрующейся через образец жидкости (по которому затем рассчитывается проницаемость корки) и толщины глинистой корки в процессе фильтрации разработано специальное программное обеспечение.

4. Исследования выполнены для четырех различных типов бурового раствора – глинистого, полимер-карбонатного солевого натриевого, полимер-карбонатного солевого калиевого и раствора на нефтяной основе для керна с низкими фильтрационными свойствами (проницаемость менее 50 мД).

5. Создана база данных петрофизических параметров глинистой корки, определенных в результате лабораторного эксперимента в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора с возможностью изменять в процессе измерений давление и скорость циркуляции фильтрующейся жидкости, моделируя реальные режимы бурения для керна с низкими фильтрационными свойствами - пористостью 11-18% и проницаемостью менее 50 мД [Голиков и др., 2023].

6. Реализовано комплексирование экспериментальных измерений на реальном керне с данными ГИС. Предложен и опробован способ учета параметров глинистой корки из базы данных петрофизических параметров глинистой корки для коллектора ЮС2 с низкими фильтрационными свойствами, при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта, позволивший повысить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Высокая достоверность полученных результатов интерпретации ГИС на основе многофизичной модели пласта с учетом экспериментально определенных параметров глинистой корки подтверждается сопоставлением их с материалами заключений по Русскинскому и Тевлинско-Русскинскому месторождениям и данными исследований керна, извлеченного из коллектора ЮС₂.

Практическая значимость результатов. Целесообразно применение разработанной методики для испытаний различных образцов бурового раствора с целью проведения сценарных расчётов и выбора оптимальных композиций буровых жидкостей и технологий первичного вскрытия продуктивных интервалов, а также для определения кольтматирующих свойств раствора, в лаборатории, без выезда на месторождения, но при этом с использованием керна и в условиях, приближенных к скважинным.

Также методика может быть применена для получения петрофизических свойств глинистой корки, которые будут в дальнейшем использованы при интерпретации данных геофизических исследований с учетом гидродинамической обстановки в окрестности скважины, что позволит повысить достоверность определения фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора. Свойства глинистой корки определяются в условиях, приближенных к пластовым. Достоверность их определения достигается за счет реализации моделирования движения потока бурового раствора – имитации процесса циркуляции в скважине, стационарного режима фильтрации (давление поддерживается постоянным для исключения его влияния) и измерения проницаемости кольтматированного образца после проведения эксперимента. Полученные параметры глинистой корки могут быть использованы

как для определения ФЕС коллектора ЮС₂, так и для других нефтяных пластов по разработанному автором способу интерпретации данных ГИС.

Разработанная методика обработки экспериментальных данных, получения параметров глинистой корки и их учета при интерпретации ГИС на основе многофизической модели пласта была успешно применена в рамках договора с ПАО «Татнефть» № 0290/2021/6458.

Результаты, представленные в диссертации, были использованы в работе ПАО «Татнефть». Получены свидетельства о регистрации баз данных и программы для ЭВМ. [Лощева и др., 2024]. Полученные свидетельства о регистрации приведены в приложениях 1-3.

Апробация работы и публикации. Основные результаты были доложены на конференции Геомодель 2017: 19-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ((г. Геленджик, 11-14 сентября 2017 г.), Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.), Трофимуковские чтения 2019, Геодинамика. Геомеханика и геофизика: девятнадцатой Всероссийской конференции, XXII Международном симпозиуме им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 155-летию со дня рожд. акад. В.А. Обручева, 135-летию со дня рожд. акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири (г. Томск, 2-7 апреля 2018 г.), EAGE. Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources (Saint Petersburg, Russia, 6-9 April 2020), всероссийской молодежной геологической конференции памяти В.А. Глебовицкого, г. Санкт-Петербург, 2020 год, Интерэкспо ГЕО-Сибирь - «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.) и 10-й Международной конференция Геонауки: время перемен, время перспектив (г. Санкт-Петербург, Россия, 17-20 апреля 2023 г.).

Представленные в работе научные результаты изложены в 19 публикациях, из которых 3 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах «Каротажник» и

«Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых», определенных Высшей аттестационной комиссией, статья для журнала «Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых» входит в К1, свидетельство о регистрации программного комплекса для построения многофизических моделей пластов для разных сценариев их первичного вскрытия, 3 свидетельства о регистрации базы данных и 13 материалов российских и международных конференций.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из 3 глав, Введения и Заключения. Общий объем работы составляет 113 страниц, в том числе 9 таблиц, 34 рисунка и 3 приложений. Список литературы включает в себя 105 наименований.

Во Введении определена цель работы, обоснована актуальность, сформулированы задачи исследования и представлены защищаемые научные результаты. Дается характеристика личного вклада автора, научной новизны и практической значимости работы.

Первая глава посвящена обзору современных методик изучения зоны проникновения и глинистой корки. Проанализировано развитие многофизического подхода к интерпретации данных ГИС, определены достоинства и недостатки существующих методик проведения экспериментальных работ по формированию глинистой корки и обработки экспериментальных данных. Многофизическая модель пласта учитывает основные процессы, влияющие на эволюцию приквасной зоны: нарушение исходного равновесного состояния пласта, многофазность движения флюидов, солеперенос, изменение напряженного состояния, вызванное природными и техногенными факторами. В число ее параметров входят характеристики пластовых флюидов, бурового раствора, геомеханические модули и в том числе такие параметры глинистой корки, как ее пористость и проницаемость. В главе обозначены нерешенные вопросы, касающиеся определения параметров глинистой корки.

Во второй главе описана методика интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта. Приведено описание объекта исследования и каротажных данных, используемых для апробации. Показаны результаты

интерпретации данных ГИС на примере юрского нефтяного коллектора без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки.

Третья глава посвящена описанию методики проведения лабораторного эксперимента по формированию глинистой корки. Описана методика обработки и интерпретации экспериментальных данных, представлены результаты эксперимента и применение при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта. Показано влияние учета экспериментально определенных параметров глинистой корки на определение фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора. Описан способ и результаты интерпретации данных комплекса ГИС с учётом влияния глинистой корки на формирование геоэлектрических свойств зоны проникновения, приведены полученные результаты.

В Заключение подведены итоги, показаны преимущества и практическая значимость разработанной методики, а также намечены дальнейшие пути исследований, направленные на повешение достоверности интерпретации данных ГИС.

Благодарности. Автор выражает благодарность за постановку задач, ценные рекомендации и обсуждение результатов своему научному руководителю профессору И.Н. Ельцову.

Автор выражает благодарность за предоставленные материалы по Тевлинско-Русскинскому месторождению (а именно описание пластов, условий бурения, керна, пластовых флюидов и т д), содействие в разработке экспериментальной установки, неоценимую помощь в проведении лабораторных экспериментов, а также ценные рекомендации по созданию программного обеспечения и обработке экспериментальных данных к.т.н. Н.А. Голикову.

Автор выражает благодарность за представленные материалы ГИС по Русскинскому и Тевлинско-Русскинскому месторождениям, ценные рекомендации по интерпретации данных ГИС и написанию диссертации д.т.н. К.В. Сухоруковой. Автор выражает благодарность за помощь при применении методики интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта к.т.н. Г.В. Нестеровой и к.т.н. А.Ю. Соболеву.

Глава первая. Обзор методик исследования зоны проникновения и глинистой корки

1.1. Многофизичный подход к интерпретации данных ГИС

Изучение процессов фильтрации и их учет при интерпретации данных ГИС началось с исследований французского инженера Дарси. Его эмпирическая формула [Hubbert, 1956] позволяет без учета процессов, происходящих в твердой фазе проницаемого пространства, установить связь между кинематическими свойствами флюида и динамическими твердой фазы. Уравнение Дарси описывает многофазную фильтрацию несмешивающихся жидкостей.

В середине XX века ученые в разных странах мира начали проявлять интерес к процессу фильтрации вблизи скважины. В работе Миллера [Miller, 1950] был исследован одномерный случай и неизотермичная двухфазная фильтрация, рассчитано распределение давления. Чуть позже в работе [Douglas et al., 1957] была рассмотрена роль капиллярных сил. Калифорнийскими учеными [Ferguson et al., 1954] была количественно определена зависимость скорости проникновения фильтрата в пласт от свойств используемого бурового раствора.

В 60-х годах XX века теория несмешивающихся жидкостей была использована при изучении процесса добычи нефти [Stone et al., 1961]. Подробно быстрый и при этом достаточно точный метод решения уравнений фильтрации по давлению и водонасыщенности, описан в работе Бритэнбаха [Breitenbach et al., 1968].

В трудах С. Дж. Пирсона исследовалось влияние геологических условий на разработку нефтяных пластов. В его книге «Учение о нефтяном пласте» изложена теория разработки нефтяных залежей при различных условиях и режимах вытеснения нефти [Пирсон, 1961].

В работе [Tsutsumi et al., 1972] представлены результаты эксперимента для фильтрации нефти и газа при различных условиях бурения и уравнения, описывающие эти процессы.

Изучением процесса фильтрации и зоны проникновения со второй половины XX века занимались и в России. В исследованиях Кочиной И.Н. и Баренблат Г.И.

рассматривается процесс фильтрации несмешивающихся жидкостей в разных типах горных пород [Баренблат и др., 1960].

В 2000-х годах в ИНГГ СО РАН начал активно развиваться многофизичный (также называемый комплексным и мультидисциплинарным) подход к интерпретации данных ГИС. Для совместной интерпретации используются совместно знания геологии, геофизики, гидродинамики, геомеханики и других научных дисциплин. Многофизичный подход позволяет использовать зону проникновения не как помеху для исследований, а как источник полезной информации о ФЕС продуктивного пласта. Уменьшить неоднозначность решения обратной задачи геофизики помогают представления о режиме бурения и оценки его влияния на данные ГИС и проницаемость вскрываемых пород. Поэтому в ИНГГ СО РАН группой ученых был разработан программный комплекс для моделирования процесса фильтрации в прискважинной части пласта с учетом геомеханических, геоэлектрических и гидродинамических характеристик коллектора и пластовых флюидов, а также режима бурения и свойств используемого бурового раствора [Кашеваров и др., 2003; Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014; Назаров и др., 2018; Нестерова и др., 2021].

Современные нефтедобывающие компании используют построение единых многофизичных и гидродинамических моделей для определения петрофизических свойств коллектора и повышения достоверности интерпретации данных ГИС [Мучаева, 2012; Петрушин, Арутюнян, 2016; Фадеев, 2022; Шевцов и др., 2023].

В статье [Гуфранов, 2000] проанализировано влияние зоны проникновения на данные ГИС. Построение модели для многофазовой фильтрации было использовано для интерпретации данных скважинной геоэлектрики в книге [Данаев и др., 2014].

В настоящее время за рубежом также ведутся работы по развитию многофизичного подхода к оценке свойств нефтенасыщенных пород в естественном залегании, например, группой исследователей в Техасском университете, г. Остин, США (Formation Evaluation Joint Industry Research Consortium, University of Texas, Austin, USA) [Wilt et al., 1999, Torres-Verdín et al., 2006; Heidari et al., 2012; Schroeder and Torres-Verdín, 2022]. Но эти исследования в основном теоретические,

в ИНГГ СО РАН же ученые стараются работать с практическими данными ГИС с нефтяных месторождений Западной Сибири.

Активно внедряемый в практику в конце XX - начале XXI века метод ВИКИЗ позволяет отделять коллекторы от непроницаемых пород на основе наличия/отсутствия характерного расхождения сигналов зондов разной длины, что напрямую свидетельствует о наличии зоны проникновения, отличающейся по УЭС от неизменной части. Наличие расхождения кривых ГИС качественно говорит о наличии пласта коллектора. Также сведения о наличии проникновения могут быть получены по данным кавернометрии.

Настоящая работа является продолжением исследований, начатых в 2000-х годах группой ученых в ИНГГ СО РАН под руководством Ельцова И.Н. И, в частности, продолжением исследований Киндюка В.А, который успешно защитил в 2017 году по близкой теме кандидатскую диссертацию, в которой изучено влияние геомеханических параметров на ФЕС пласта [Киндюк, 2017]. Созданию методики количественной интерпретации данных кавернометрии посвящена диссертация Макарова А.И., успешно защищённая в ИНГГ СО РАН в 2010 году [Макаров и др., 2010]. Макаров А.И. рассматривал глинистую корку и, в частности, такой ее параметр, как толщина, в качестве источника полезной информации о ФЕС пласта.

1.2. Экспериментальное изучение формирования глинистой корки

«При фильтрации через пористую проницаемую горную породу бурового раствора, содержащего глинистую компоненту, вблизи стенки скважины оседают и накапливаются в поровом пространстве твердые мелкодисперсные частицы. Проницаемость этой зоны по отношению к проницаемости коллектора в результате проникновения фильтрата снижается на 2-3 порядка. Так формируется глинистая корка, препятствующая дальнейшему проникновению фильтрата в проницаемый пласт» [Евменова и др., 2023б]. Выделяют внешнюю и внутреннюю глинистые корки, внутреннюю часть также называют зоной кольтматации [McDowellBoyer et al., 1985; Bradford et al., 2006]. Считается [Abrams, 1977], что если средний диаметр частиц больше $1/3$ характерного размера пор (d_p), то они активно образуют сводовые перемычки в поровом пространстве и не проникают глубже нескольких размеров пор. «При соотношении $0.07 < d_s/d_p < 1/3$ захват частиц происходит преимущественно в поровых сужениях и глубина проникновения частиц значительно возрастает» [Михайлов и др., 2015]. Чем выше проницаемость пласта, тем больше фильтрата проникнет вглубь, а значит толщина глинистой корки на стенке скважины будет больше. Поэтому уменьшение радиуса скважины, определенное по данным кавернометрии, является индикатором коллекторских свойств слоев. «Основные характеристики глинистой корки, рассматриваемые в диссертации, это толщина, пористость и проницаемость, они зависят от свойств самого проницаемого пласта, а также используемого бурового раствора и режима бурения» [Евменова и др., 2022].

В научных публикациях выделяются три механизма фильтрации в зависимости от размера частиц – механический, физико-химический и смешанный [Herzig et al., 1970]. В цитируемой работе решаются уравнения баланса массы, учитываются эффекты, влияющие на процесс, и обсуждаются возможные приближения – пренебрежение движущимися частицами по сравнению с удержанными, отсутствие диффузии (этот процесс на порядки медленнее фильтрации и в процессе бурения не играет значимой роли), ε (пористость породы

– объем, занимаемый текущей суспензией, на единицу объема фильтрата) $\approx \varepsilon_0$ (пористость чистой породы).

Механизмы, участвующие в образовании глинистой корки, и влияющие на них характеристики (проницаемость, пористость и размерность зерен образца горной породы, размер, тип, концентрация и плотность твердых частиц фильтрующейся жидкости, вязкость и минерализация фильтрующейся жидкости) описаны в исследованиях [Wennberg et al., 1987], но не подтверждены экспериментальными данными. Экспериментальные исследования по изучению процесса формирования внешней корки проводились российскими авторами Димовым С.В., Кузнецовым В.В., Рудяком В.Я. и Тропиным Н.М. в 2011-2013 годах [Димов и др., 2012] в Российском научном центре компании Baker Hughes. В работе использовались искусственные образцы (засыпка высокой проницаемости), в рабочий участок снизу подавалась суспензия и измерялся перепад давления. «Измерения производились дифференциальными тензодатчиками давления, точность измерения составляла 1%. Перепады давления измерялись на трех участках: между входом и сечениями, отстоящими от него на 4.5, 13 и 19 см» [Димов и др., 2012]. Это позволило определить изменение проницаемости по длине образца. Фильтрация осуществлялась при заданном перепаде давления, который варьировался в очень узких пределах от 1200 до 1250 Па. Изменение объемного расхода суспензии фиксировалось видеокамерой по заполнению мерных цилиндров жидкостью на выходе рабочего участка. При обработке видеосъемки заполнения мерных цилиндров определялась зависимость прокачанного объема фильтрата от времени и тем самым скорость фильтрации суспензии. В установке не реализован процесс циркуляции бурового раствора. Использование вебкамеры для регистрации изменения объема фильтрата неудобно в связи с невозможностью выполнения автоматизированной обработки и контроля измерений в режиме реального времени. Также в работах не показан учет температурных поправок для определения влияния температуры на вязкость используемого бурового раствора. Схема использованной установка приведена на рис. 1.2.1.

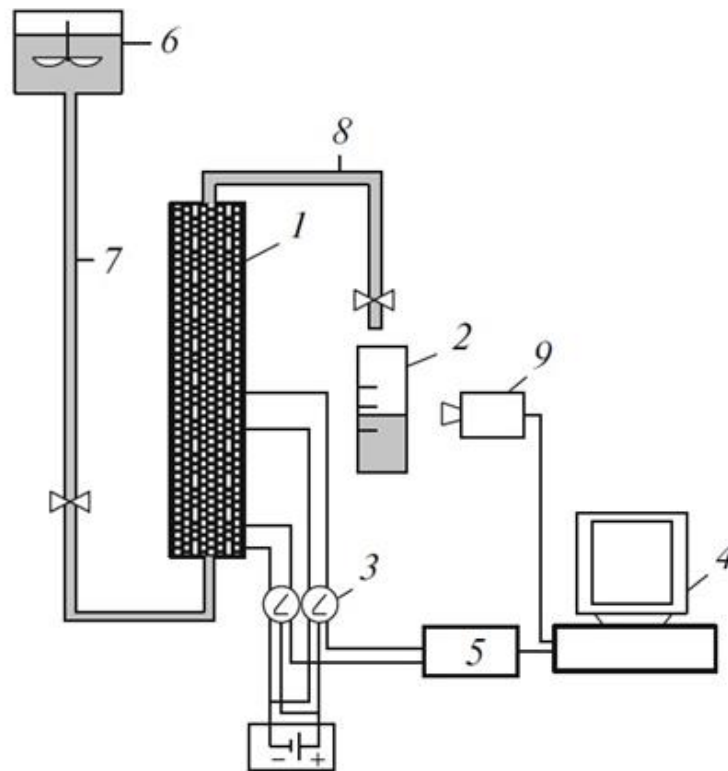


Рис. 1.2.1. Схема экспериментального стенда для исследования фильтрации суспензий: 1 – рабочий участок с засыпкой шаров, 2 – измерительный мерный цилиндр, 3 – дифференциальные датчики давления, 4 – компьютер, 5 – АЦП, 6 – бак постоянного уровня с мешалкой, 7, 8 – подводящая и отводящая трубки, 9 – веб-камера [Димов С.В. и др., 2012]

Исследованием влияния параметров глинистой корки на процесс фильтрации в прискважинной зоне занимался Деван (Dewan). В его работе [Dewan et al., 1993] выделены основные процессы, участвующие в фильтрации бурового раствора в пласт и оценено фильтрационное сопротивление глинистой корки по результатам эксперимента. В последующей работе [Dewan et al., 2001] изучено влияние перепада давления между стенкой скважины и пластом на свойства глинистой корки, а также установлена необходимость при непостоянной скорости фильтрации учитывать вероятность всех частиц из объема жидкости собраться на внешней глинистой корке (фактор адгезии), постоянный при сохраняемой на одном значении скорости фильтрации жидкости. Установлен момент, когда останавливается рост глинистой

корки (при равенстве пластового и забойного давления), фактор адгезии при этом становится равен нулю.

В статье [Simmelbeck et al., 1995] описана методика, по которой можно определить такие петрофизические свойства глинистой корки, как ее проницаемость и толщину, в результате решения уравнений фильтрации использующая уравнения фильтрации, которая позволяет оценить проницаемость и толщину глинистой корки при постоянной и переменной скорости фильтрации. Также в данной работе подтверждено предположение Девана о том, что пористость глинистой корки в значительно меньшей степени, чем проницаемость, влияет на процесс фильтрации.

Позднее в работах [Li et al., 2003; Navarro et al., 2007] были описаны модели, учитывающие процесс роста глинистой корки. В первой работе для определения проницаемости глинистой корки используется следующая формула:

$$K_{mc} = K_{mc0} - \frac{2(K_{mc0} - K)}{1 + e^{\sqrt{10}Time}}, \quad (1.2.1)$$

где K_{mc} , K_{mc0} , и K – проницаемость глинистой корки, минимальная проницаемость глинистой корки, и проницаемость породы, time – время в днях. Во второй работе указана только проницаемость глинистой корки - 10^{-6} Д, модель ее образования была не описана.

Исследователи рассматривают два типа фильтрации бурового раствора – динамический и статический. Подробно различия в механике фильтрации в обоих случаях с сопоставлением с экспериментальными данными описаны в работе [Outmans et al., 1963] для сжимаемой и несжимаемой корки, описана зависимость скорости фильтрации от вязкости бурового раствора.

В работе [Civan, 1998] рассмотрена модель, описывающая и предсказывающая толщину несжимаемой глинистой корки, объем фильтрата и скорость фильтрации для линейной и радиальной фильтрации в статических и динамических условиях, проведено сравнение с экспериментальными данными. Модель, учитывающая сжимаемость корки, основанная на уравнениях движения двухфазной среды в условиях динамической фильтрации, описана в работе [Свалов, 2009]. Автором

приняты следующие допущения – несжимаемость жидкой фазы и то, что весь перепад давления между скважиной и пластом приходится только на корку. Получено уравнение, позволяющее получить предельную толщину глинистой корки и критерий разрушения корки. Также в работе рассмотрен совместный процесс образования глинистой корки и кольтматации.

«В настоящее время активно проводится изучение процесса формирования глинистой корки, механизмов фильтрации и захвата частиц, а также изменения структуры пористого пространства» [Евменова и др., 2023а]. Наиболее полно современные модели формирования глинистой корки показаны в монографии и предшествовавшей ей статье [Tien, 2006; Tien et al., 2001]. Условия:

1. Скорость твердых частиц не учитывается.
2. Не рассматривается эффект движения границы суспензия-корка.
3. Для оценки скорости потока жидкости используется закон Дарси.
4. Пористость (в работе рассматривается величина обратная ей – solidosity) и проницаемость глинистой корки зависят только от сжимающего давления.

С учетом условия – $dp_L + dp_s = 0$, где p_L и p_s – давление поровой жидкости и сжимающее напряжение авторами получен следующий параболический закон фильтрации при постоянном давлении:

$$[\alpha_{av}]_{P_0} = \frac{P_0}{\int_0^{P_0} (k \varepsilon_s P_s) dp_s}, \quad \text{где } \alpha_{av} - \text{среднее характерное сопротивление корки}$$

действующему давлению, P_0 – давление суспензии, а k – проницаемость корки.

(1.2.2)

В результате проведения эксперимента с кальцитовой (CaCO_3 ; плотность 2655 кг/м³) и каолининовой (плотность 2704 кг/м³) корками авторами были получены эмпирические зависимости сопротивления корки, а также доля объема твердых частиц (solidosity) от давления суспензии. Толщина корки 0.02 м, время фильтрации – 2530 с для CaCO_3 и 37230 с для каолинита.

На основе модели, предложенной Деваном, в работе [Jianghui et al., 2005] представлено моделирование процесса формирования зоны проникновения с учетом двух фаз и формирования глинистой корки в случае статической фильтрации в отсутствии кольтматации.

Модель формирования и смыва глинистой корки с учетом касательных напряжений, возникающих на ее поверхности, представлена в статье [Jiao et al., 1994]. В ней рассмотрен случай динамической фильтрации с движением жидкости как перпендикулярно поверхности образца, так и параллельно.

Расчет толщины глинистой корки, скорости фильтрации через нее и зависимости ее проницаемости от времени в случае статической фильтрации с осаждением глинистых частиц под давлением представлен в работе [Stamatakis et al., 1991]. В ней получено уравнение динамики формирования глинистой корки, которое можно численно интегрировать с использованием описанных в работе определенных экспериментально уравнений для восстановления параметров глинистой корки.

Уравнения для фильтрации сильно смешиваемых жидкостей, полученные на основе двухмасштабной гомогенизации уравнений Навье-Стокса и Кана-Хиллиарда, и динамика смешиваемости для одномерных течений была рассмотрена в работах В.В. Шелухиным в институте гидродинамики в Новосибирске [Шелухин В.В. и др., 2023].

В основном исследователями рассматривается процесс фильтрации бурового раствора при постоянном перепаде давления [W.C. Chin, 1995; M.M. Sharma, 1994; Jiao et al, 1994; Sherwood, 1997; Tores-Verdin, Salazar, 2006; Dewan, Chenevert, 2001]. Но в работах Михайлова Н.Н. [Кочина и др., 1978; Михайлов, 1987; Зайцев и др., 2004] рассмотрен случай изменения свойств корки в результате изменения давления. Михайлов Н.Н. провел серию экспериментов с целью определения величины потерь напора в глинистой корке в общем балансе потерь напора в пласте. Установил, что наличие глинистой корки может снизить реальную депрессию на пласт до 20-40% от возможной. Для определения коэффициента проницаемости глинистой корки используется следующая зависимость: $k_3 = k_{30} \tau_{эф}^{-\alpha}$, где k_{30} – проницаемость глинистой корки до приложения нагрузки, обусловленной фильтрацией и перепадом давления на корке, $\tau_{эф}^{-\alpha}$ – эффективное напряжение, действующее в скелете пористой среды, которое определяется как разность между приложенной и равновесной нагрузкой, а α – коэффициент, учитывающий степень

влияния эффективного напряжения на проницаемость и сжимаемость глинистой корки.

В статье Михайлова Д.Н. [Михайлов Д.Н. и др., 2011] рост внешней фильтрационной корки описывается уравнением, основанным на балансе массы частиц и фильтрата и законом Дарси для скорости фильтрации через фильтрационную корку:

$$\frac{dh_{mc}}{dt} = -\alpha\omega; \alpha = \frac{c}{(1-c)[1-m_{mc}(\Delta p_{mc})]}; \frac{-k_{mc}(\Delta p_{mc})\Delta p_{mc}}{\mu_{mc} \cdot h_{mc}}, \quad (1.2.3)$$

где Δp_{mc} – перепад давления на внешней фильтрационной корке; h_{mc} , k_{mc} и m_{mc} – ее толщина, проницаемость и пористость.

В статье [Голубев и др., 2011], написанной в соавторстве с Михайловым Д.Н., «Для моделирования процесса закачки суспензии в пористый образец используется конечно-разностная схема на основе сеточно-характеристического метода для решения системы уравнений из закона сохранения массы для твердых частиц, жидкой фазы. Предполагается, что интенсивность удержания частиц в пористой среде пропорциональна скорости фильтрации и их концентрации. Для описания движения суспензии через образец используется закон фильтрации Дарси. На образце поддерживается постоянный перепад давления, концентрация твердых частиц суспензии постоянна» [Евменова и др. 2023].

Впервые исследование влияния изменения скорости циркуляции фильтрующейся жидкости на скорость роста корки (влияние смыва) описано в работе Р. Коллинза [Collins, 1961]. Данная модель взята за основу в работе А.И. Макарова [Макаров, 2010]:

$$(r\phi)_t = (r \frac{k}{\mu} p_r)_r; \quad R_b < r < L_r; \quad (1.2.4)$$

$$\phi = \phi' + \varepsilon p; \quad (1.2.5)$$

$$p|_{L_r} = 0, \quad p|_{t=0} = 0; \quad (1.2.6)$$

$$Q = -r \frac{k}{\mu} p_r|_{r=R_b} = R_b \frac{P_b - p|_{r=R_b}}{b_0^{-1} + d\mu/k_c}; \quad (1.2.7)$$

$$d_t = \alpha \frac{Q}{R_b} - \gamma v_b, \quad d(0) = 0. \quad (1.2.8)$$

Здесь $p(r,t)$ – превышение давления над начальным, $d(t)$ – толщина глинистой корки, L_r – радиальная глубина области моделирования, k – проницаемость пласта, ϕ – пористость пласта (зависит от давления), ϕ' – начальная пористость пласта, μ – вязкость поступающего фильтрата, ε – упругоёмкость пласта, γ – параметр смыва частиц с поверхности корки, v_b – вертикальная скорость течения бурового раствора, пластовым P_b – превышение давления в скважине над изначальным пластовым, k_c – проницаемость глинистой корки, параметр β зависит от фильтрационных сопротивлений внутренней корки $f_0 = b_0^{-1}$ (кольматация порового пространства в начальный момент вскрытия пласта) и внешней глинистой корки $f_1 = d\mu/k_c$.

Выражение (1.2.4) является уравнением переноса (в данном случае одной фазы). Условие (1.2.5) описывает изменение пористости в зависимости от превышения давления. Из соотношений (1.2.4) и (1.2.5) следует уравнение:

$$\varepsilon r p_t = (r k / \mu p_r)_r, R_b < r < L_r. \quad (1.2.9)$$

«Дополнительно задается граничное и начальное условия на превышение давления в пласте (1.2.6), и граничное условие (1.2.7) учитывающее фильтрацию жидкости через пористую корку. Выражение (1.2.8) задает условия образования глинистой корки на стенке скважины. В соотношении $\alpha = \delta / (1 - \delta) / (1 - \phi_c)$ – коэффициент пропорциональности между расходом и скоростью роста корки, который был впервые рассмотрен в работе Р. Коллинза [Collins, 1961], δ – объемная доля глинистых частиц в буровом растворе, ϕ_c – пористость корки. Проникновение фильтрата бурового раствора описывается уравнениями переноса жидкой фазы в предположении того, что твердая (глинистая) фракция полностью остается на внешней стенке скважины» [Макаров и др., 2010].

Большинство экспериментальных работ посвящено исследованию процесса фильтрации коллоидных частиц [Xu S. Et al., 2006] с размером значительно меньшим, чем характерный размер пор, либо процесса кольматации в образцах модельных насыпных сред [Димов С.В. и др., 2012]. В значительно меньшей степени

проводились экспериментальные исследования с образцами керна горных пород, особенно с низкой проницаемостью.

«Параметры глинистой корки, такие как пористость, проницаемость и толщина, определялись в ходе экспериментальных работ, проводимых для различных искусственных образцов и керна с месторождений в 2005-2010 гг. в Новосибирском технологическом центре Baker Hughes, в Институте теплофизики Кузнецовым В.В. и другими исследователями [Димов С.В. и др., 2012] и в компании Шлюмберже Михаловым Д.Н. и другими исследователями [Михайлов и др., 2015]» [Евменова и др., 2023a]. Результаты экспериментов Михайлова и др. представлены в таблице 1. Михайловым Д.Н. зарегистрирован способ определения изменений параметров пористой среды (керна) под действием загрязнителя (бурового раствора) с использованием излучателя и приемника акустических волн на противоположных поверхностях образца пористой среды. Осуществляется первое облучение по меньшей мере одной части образца пористой среды акустическими волнами с измерением скорости распространения продольных акустических волн, на основе пористости и характера насыщения образца выбирается эмпирическая зависимость между скоростью продольной акустической волны и пористостью среды, «проводят фильтрационный эксперимент по прокачке бурового раствора через образец (без моделирования циркуляции бурового раствора), проводят второе облучение той же части образца акустическими волнами, измерение скорости их распространения и определение изменения пористости этой части образца» [Михайлов и др., 2015].

В 2017-м году Михайловым Д.Н., Рыжиковым Н.И., Бурухиным А.А., Жвик В.В. и Габовой А.В. был также зарегистрирован способ прогнозирования свойств призабойной зоны пласта под воздействием бурового раствора. «Буровой раствор прокачивается через образец керна (без циркуляции), регистрируется динамика перепада давления на образце и расхода истекающей из образца жидкости с помощью микротомографии определяется профиль концентрации проникших в образец твердых частиц бурового раствора, создается математическая модель роста внутренней и внешней глинистой корки, результатами являются – показатель,

определяющий интенсивность снижения проницаемости породы с ростом доли удержанных в поровом пространстве частиц бурового раствора, коэффициент захвата частиц, коэффициент их мобилизации, критическая скорость мобилизации частиц и эмпирический коэффициент, зависящий от структуры порового пространства и механизма захвата частиц в порах» [Михайлов и др., 2015]. Во время эксперимента выделяются три стадии изменения проницаемости – быстрое падение, плавное снижение и слабое изменение. После первого эксперимента авторы повторяют его с обратной прокачкой жидкости для восстановления свойств керна [Михайлов и др., 2017]. Реализована нестационарная фильтрация с падением давления в процессе эксперимента, это добавляет влияние еще одного параметра (давления) на результат. Осуществляется медленная периодическая прокачка жидкости, в то время как в скважине происходит непрерывная циркуляция бурового раствора. Изменение проницаемости глинистой корки рассчитывается математически без определения по экспериментальным данным, не проводятся повторные измерения проницаемости образца без глинистой корки с целью определения проницаемости кольтматированного образца. В работе не показана возможность реализации смешанного насыщения (вода + нефть). Микротомография, используемая для определения внутренней корки (зоны кольтматации) показывает достоверный результат преимущественно при работе с крупнозернистыми образцами. Схема использованной установки приведена на рис. 1.2.2.

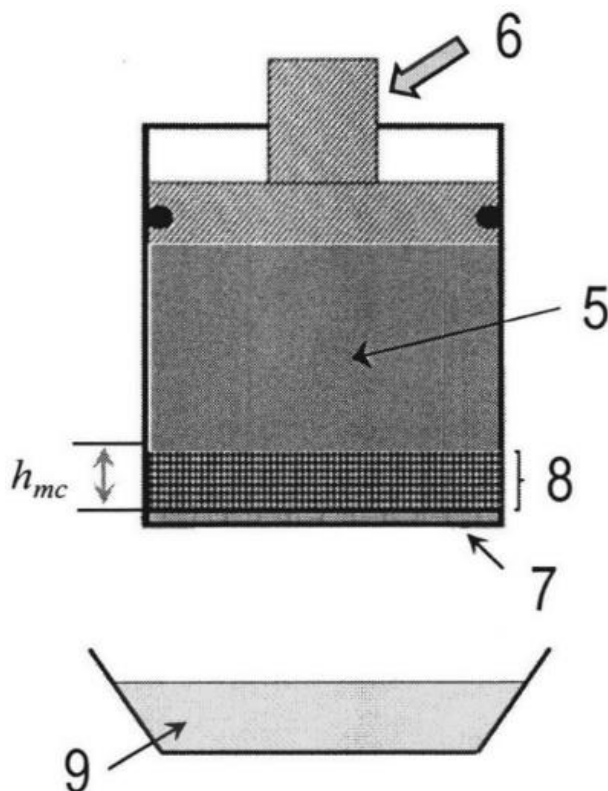


Рис. 1.2.2. Схема эксперимента по исследованию свойств внешней фильтрационной корки путем продавливания бурового раствора 5 с помощью прессы 6 через фильтровальную бумагу (или керамический диск) 7, в ходе чего формируется внешняя фильтрационная корка 8 толщины h_{mc} , а фильтрат бурового раствора 9 собирается в стакане [Михайлов Д.Н. и др., 2017]

Табл. 1.2.1 Результаты эксперимента, описанного в работе - Михайлов, Рыжиков, Шако «Экспериментальное исследование процесса переноса и накопления суспензии твердых частицы взвеси глины в образцах горных пород»

Тип породы	Проницаемость породы	Содержание и тип глинистых частиц	Коэффициент проницаемости глинистой корки
Песчаник Bentheimer	3200 мД	Частицы карбида кремния, концентрация 5	0.3 мД

		г/л	
Песчаник Buff Berea	600 мД	Бентонит, концентрация 10 г/л	0.04 мД
Известняк Indiana Limestone	160 мД	Бентонит, концентрация 10 г/л	Точное значение не приведено ~ 0.5 мД

«Ряд экспериментальных работ с различными буровыми растворами и изучением их влияния на формирование зоны проникновения были проведены Fattah K.A. и Lashin A. [Fattah et al., 2016] на образцах известняка с использованием глинистого бурового раствора на водной основе различной плотности, исследовано влияние плотности раствора на свойства корки, проводилось исследование методом электронной микроскопии для изучения внутренней глинистой корки» [Евменова и др., 2022], эксперимент проводился при постоянной температуре и давлении без циркуляции раствора. Проницаемость глинистой корки определяется в результате ее сдавливания, не рассматривается зона кольматации.

Также экспериментальные работы по определению глубины проникновения фильтрата в пласт для различного размера зерен песка при репрессии 0.01 МПа были проведены Башкатовым А.Д. в 2003 г. [Башкатов, 2003]. Им было установлено изменение коэффициента фильтрации песка при кольматации естественным раствором с глинистым шламом фракции для различных по размеру зерен типов песка и пыли, а также показатели и параметры кольматации для различных по размеру зерен фракций пласта. Также в его работе рассмотрены условия возможной деформации корки и разрушения ее сплошности и механизмы, приводящие к этому.

В работе [Sacramento et al., 2015] предлагается новая модель фильтрации с учетом двух размеров частиц суспензии. Рассматриваются три стадии

формирования внутренней и внешней глинистой корки. Сначала проводится моделирование на основе предложенных аналитических выражений, затем лабораторные эксперименты с образцами песчаника Berea Sandstone. Строится профиль импеданса с использованием различных комбинаций таких параметров, как критический коэффициент, коэффициент разрушения, а также пористость внешней и внутренней корок. По формуле Kozeny-Carman рассчитываются проницаемости внешней и внутренней корок. Для сравнения проводится аналогичный эксперимент с моделью, не учитывающей два разных набора твердых частиц.

Модельные и экспериментальные данные проникновения двухчастичного раствора хорошо согласуются. Выделено два различных режима формирования корки:

1. Медленный рост внешней корки из больших частиц с быстрым движением мелких частиц внутрь.
2. Быстрый рост внешней корки из больших частиц с медленным развитием внутренней корки из мелких частиц.

Первый режим характерен для фильтрации суспензии с высокой концентрацией мелких частиц, а второй для фильтрации суспензии с низкой концентрацией мелких частиц.

В работе [Петров, Николаев, 2021] описана методика исследования действия брейкерных систем на полимер-минеральную фильтрационную корку в условиях высокого давления на фильтр-прессе НТ-НР с целью ее разрушения и восстановления кольтатационных свойств зоны проникновения. Для этого проведена серия экспериментов с использованием керамического диска для измерения изменения его фильтрационно-ёмкостных свойств после прохождения бурового раствора (рассматривался полимерный раствор на водной основе) и после разрушения корки предложенными Петровым А.А. и Николаевым Н.И. методами. Корка получалась посредством использования фильтр-пресса, как и в работе Кузнецова В.В., упомянутой выше, без создания циркуляции раствора под давлением.

«Ряд авторов [Бочаров и др., 2012; Jaffal et al., 2017] исследовали, как на фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора влияет разность давлений на поверхности корки и на входе в образец, ими была рассмотрена модель неоднородной по ее пористости и проницаемости корки (на различной толщине, различные значения пористости и проницаемости). В их модели учитывается уменьшение дифференциального давления за счет увеличении падения давления внутри корки при ее росте.

$$m(t) = \frac{m_0}{P(t)^n}, \quad (1.2.10)$$

$$k(t) = \frac{k_0}{P(t)^{dn}}, \quad (1.2.11)$$

где $m(t)$ – зависящая от времени t пористость глинистой корки; $k(t)$ - зависящая от времени t проницаемость глинистой корки; $P(t)$ – перепад давления в глинистой корке; n - показатель сжимаемости глинистой корки; d - коэффициент пропорциональности» [Голиков, 2022].

Особенностью применения таких моделей является наличие в них дополнительных параметров, таких как m_0 , k_0 , n и d , которые нужно получить по единственной экспериментальной зависимости проницаемости системы «образец–корка» от времени в процессе эксперимента. Если параметры m_0 , k_0 , можно оценить, исследуя кривую $k(t)$ в начальной стадии эксперимента, то для подбора показателя n и коэффициента d необходимы численные эксперименты. Схема установки, использованной в работе [Jaffal et al., 2017] приведена на рис 1.2.3.

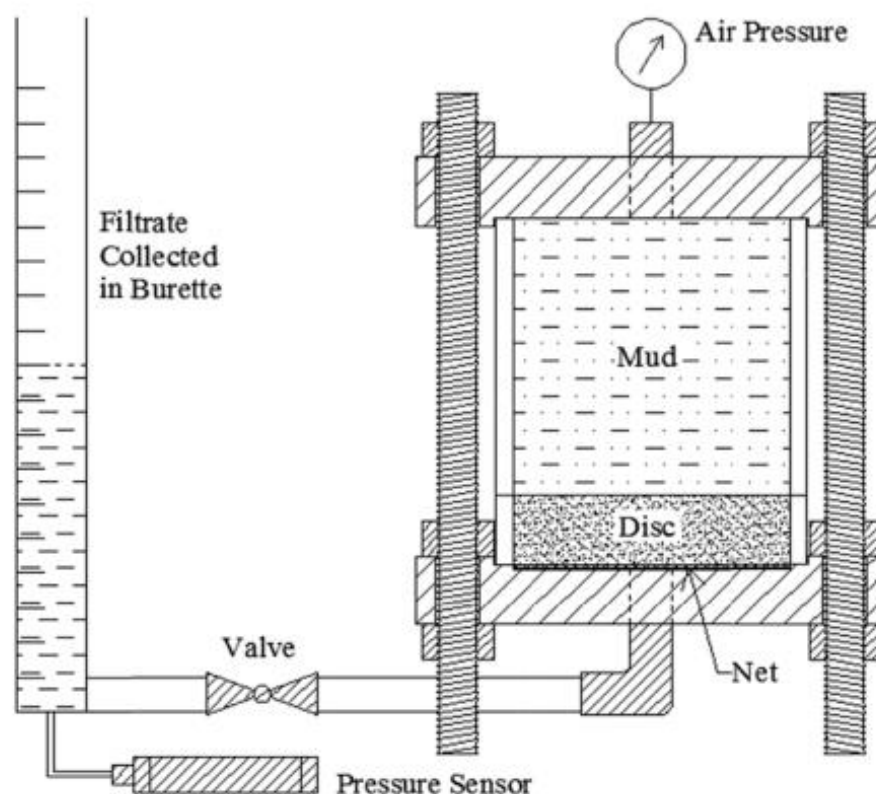


Рис. 1.2.3. Схема фильтрационной установки [Jaffal et al., 2017]

В настоящий момент большое внимание нефтедобывающих компаний направлено на изучение различных типов буровых растворов и их колюматационных свойств с целью выбора оптимального для данного типа горных пород и режима бурения [Торонецкий и др., 2017; Vipulanandan, Mohammed, 2020; Смирнов и др., 2023]. В основном для испытания используются установки типа фильтр-пресса [https://lab.stelta.ru] без циркуляции бурового раствора с использованием искусственных образцов, керамических дисков и фильтрационной мембраны, поэтому результаты могут существенно отличаться от экспериментов на реальных образцах породы-коллектора при создании условий, более приближенных к пластовым.

Хотя в работе [Raheem, Vipulanandan, 2019] показано влияние температуры, перепада давления и типа бурового раствора на фильтрационно-ёмкостные свойства глинистой корки, использование установки по типу фильтр-пресса API делает результаты лабораторного эксперимента менее достоверными из-за несоответствия его условий реальному режиму бурения (в скважине происходит непрерывная

циркуляция бурового раствора, что не реализуется в установках типа фильтр-пресса). Также обработка экспериментальных данных была проведена с учетом предположения об однородности глинистой корки по ее петрофизическим свойствам, таким как пористость и проницаемость, по толщине. Схема использованной экспериментальной установки представлена на рис. 1.2.4.

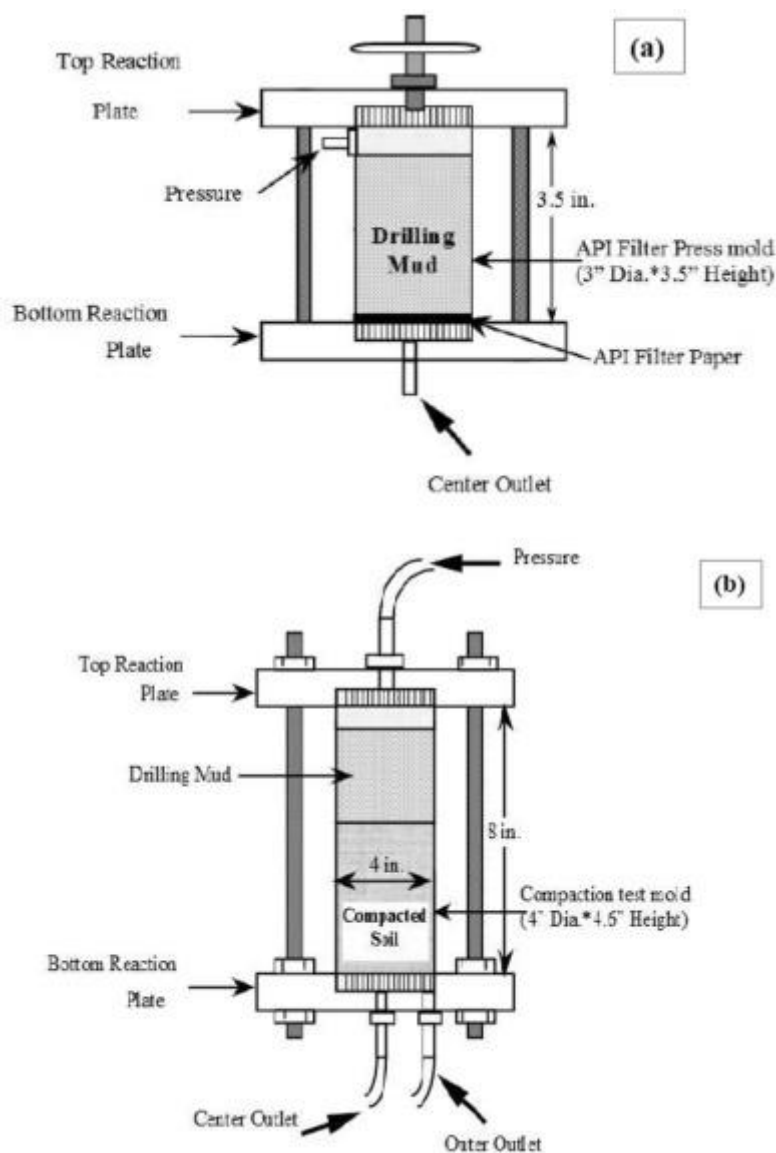


Рис. 1.2.4. Схема экспериментальных установок, использованных в работе [Raheem A.M., Vipulanandan C., 2019]

Результаты подобных экспериментов на установке типа фильтр-пресс при высоком давлении приведены в работе [Chao et al., 2023], авторами проанализировано влияние различного состава буровых растворов на петрофизические свойства получаемой глинистой корки.

1.3. Выводы по обзору методик изучения зоны проникновения и глинистой корки

На основе проведенного анализа предыдущих работ по теме диссертации можно сделать следующие выводы:

1. Глинистая корка оказывает существенное влияние на формирование зоны проникновения и должна учитываться при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

2. «В последнее время к теме проявлен интерес научного сообщества, но экспериментальные работы по изучению свойств глинистой корки в основном проводились на искусственных образцах или реальных образцах керна с высокой проницаемостью (100 и более мД)» [Евменова и др., 2022]. В экспериментах не реализовывалась непрерывная циркуляция бурового раствора и другие условия, близкие к пластовым. Существуют исследования, рассматривающие неоднородную глинистую корку и изменение ее толщины, однако они основываются на малом количестве экспериментальных данных.

3. «Не проводилось измерение проницаемости кольматированного образца и учет этого значения при расчете проницаемости глинистой корки» [Евменова и др., 2022]. Известные современные лабораторные эксперименты проводились в условиях нестационарного режима фильтрации при непостоянном давлении, что добавляет влияние еще одного параметра на результат. В основном для тестирования различных буровых растворов на их кольматирующие свойства используются установки фильтр-пресса API без имитации непрерывной циркуляции бурового раствора. В большинстве работ реализован нестационарный режим фильтрации без поддержания давления постоянным, как осуществляется в скважинах (без учетов эффектов сваблирования и поршневания при проведении спуска-подъемных операций). Таким образом, современные установки для получения глинистой корки и исследования ее петрофизических свойств не позволяют проводить измерения в условиях, приближенных к пластовым.

Настоящая работа является продолжением исследований, начатых в 2000-х годах группой ученых в ИНГГ СО РАН под руководством Ельцова И.Н. И, в частности, продолжением исследований Киндюка В.А, который успешно защитил в

2017 году по близкой теме кандидатскую диссертацию, в которой изучено влияние геомеханических параметров на ФЕС пласта. Созданию методики количественной интерпретации данных кавернометрии посвящена диссертация Макарова А.И., успешно защищённая в ИНГГ СО РАН в 2010 году. Макаров А.И. рассматривал глинистую корку и, в частности, такой ее параметр, как толщина, в качестве источника полезной информации о ФЕС пласта.

В настоящей работе не просто рассматривается связь параметров глинистой корки с параметрами продуктивного пласта, но и экспериментально измеряются и учитываются при интерпретации данных ГИС ее характеристики.

Отличиями используемой для получения петрофизических свойств глинистой корки экспериментальной установки от описанных выше являются:

1. Реализация моделирования движения потока бурового раствора, имитирующего процесс циркуляции в скважине.
2. Реализация стационарного режима фильтрации для исключения влияния на результат падения давления.
3. Измерение проницаемости кольматированного образца после проведения эксперимент для более достоверного определения петрофизических свойств глинистой корки.
4. Измерение температуры на камере, в которую помещен образец, для учета ее влияния на вязкость фильтрующейся жидкости.
5. Использование специально разработанного автором работы программного обеспечения, позволяющего проводить измерения в автоматическом режиме без непосредственного присутствия экспериментатора, а также визуализировать и анализировать экспериментальные данные в процессе лабораторного эксперимента.

Глава вторая. Интерпретация данных скважинной геоэлектрики на основе единой многофизической модели

2.1. Объект и методы исследования

Объектом исследования является юрский нефтяной коллектор (ЮС₂), выделяемый в скважинах Сургутского свода Западной Сибири. Освоение запасов пласта осуществляется недостаточно эффективно – текущие коэффициенты извлечения нефти по залежам, приуроченным к нему, не превышают первых процентов [Барков, 2000; Тюкавкина, 2012; Никитин, 2021; Игликов, 2023].

По текстурным особенностям и форме кривой ПС в разрезе пласта ЮС₂ (рис. 2.1.1) в одной скважине могут быть выделены сразу несколько генетических типов отложений, сменяющих друг друга, от русловых косослоистых песчаников с лепешками и окатышами более древних пород до тонкопараллельнослоистых, глинистых алевролитов и глин с обилием травоподобного обугленного материала и тонких прослоев угля и палеопочв, характеризующих озерные и болотные обстановки. Продуктивные пласты месторождений Сургутского свода представлены мелко, реже среднезернистыми песчаниками с каолинито-гидроslюдистым цементом порового и базального типов с алевролитовыми и глинистыми прослоями. Основными текстурами является мелкомасштабная косая слоистость и горизонтальная слоистость [Конторович и др., 2010].

Из-за геомеханического воздействия в процессе бурения проницаемость коллектора, представленного мелко- и среднезернистым песчаником, может уменьшиться, что повлияет на данных ГИС. Вероятно, что потребуются учитывать эти изменения при интерпретации

Коллектор ЮС₂ характеризуется большой глубиной залегания (2700-2900 м) и высокой нефтенасыщенностью (85-95%) [Цику, 2015, Нечаева и др., 2016], сильной региональной изменчивостью [Казаненков и др., 2009], сложным, зачастую неоднородным строением проницаемой части разреза и средними фильтрационными свойствами (проницаемость 8-20 мД, пористость 15-19%). Эти характеристики затрудняют интерпретацию данных ГИС и определение ФЕС коллектора стандартными методами.

Плотность ЮС₂ по данным гамма-гамма-плотностного каротажа – 2300-2500 кг/м³, минерализация пластовой воды – 25-40 г/л, вязкость пластовой нефти – 0.3-0.5·10⁻³ Па·с. Мощность горизонта может варьироваться от 2-3 м на крупных поднятиях до 40 м в крупных депрессиях.

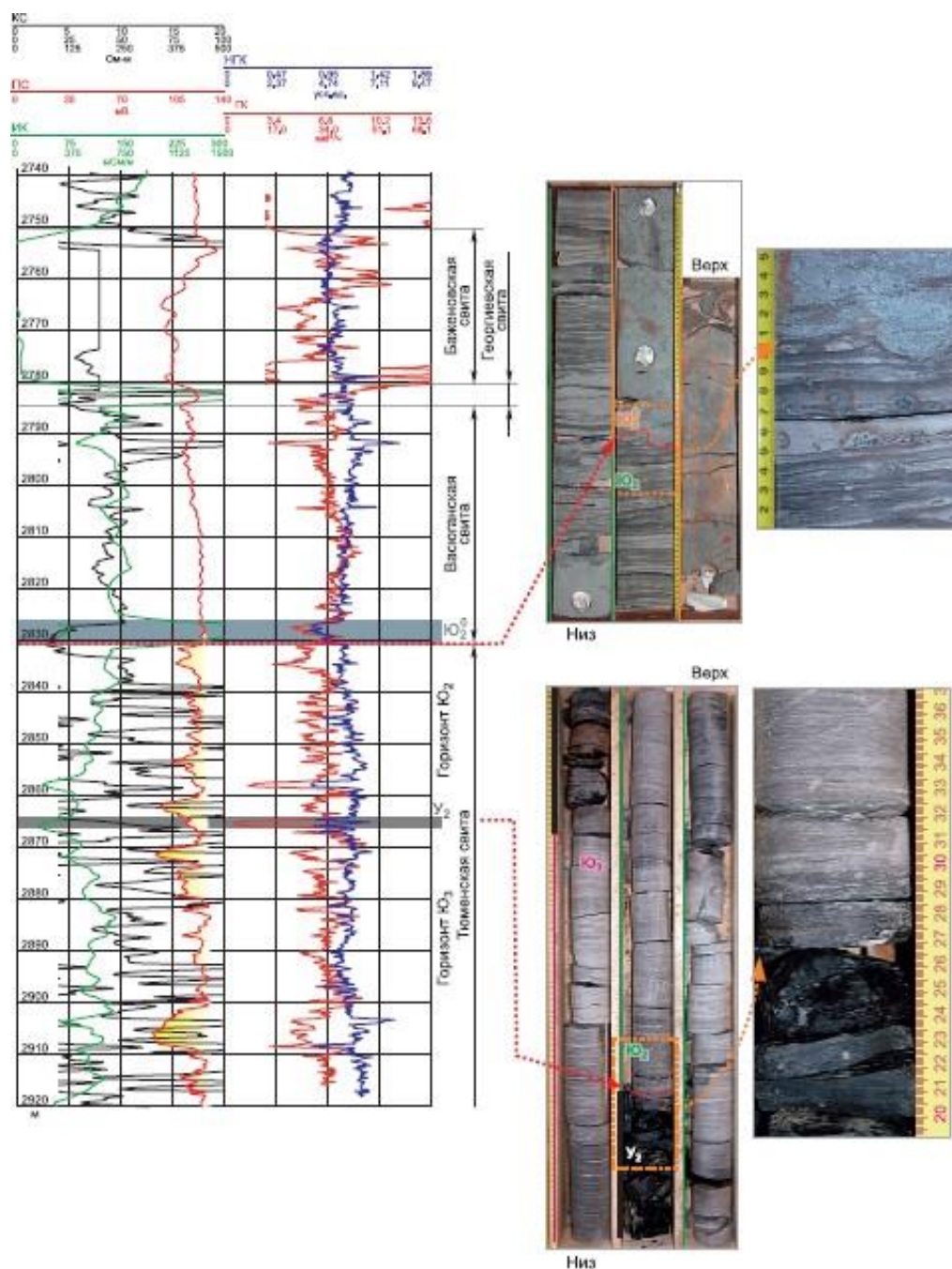


Рис. 2.1.1. Геофизическая и литологическая характеристика границ горизонта ЮС₂ в Широтном Приобье

[Конторович и др., 2010]

Для интерпретации данных скважинной геоэлектрики в ИНГГ СО РАН была разработана автоматизированная система интерпретации EMF Pro, позволяющая импортировать и обрабатывать каротажные данные из файлов формата .LAS, а также проводить совместную инверсию по данным ВИКИЗ и БКЗ в рамках одномерной цилиндрически-слоистой модели [Эпов и др., 2010].

Оба месторождения, данные с которых использовались для интерпретации, расположены в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа.

Русскинское месторождение находится в 124 км к северу от г. Сургута, открыто в 1982 г., введено в разработку в 1987 г. В эксплуатации находятся пласты БС11/1, ЮС1/1, ЮС1/2, ЮС2/1 и ЮС2/2. По состоянию на 01.01.2012 г. на месторождении числится 1337 скважин, из них 804 добывающих.

В скважине 1 Русскинского месторождения (рис 2.1.2) были выполнены измерения следующими методами ГИС с помощью комплекса СКЛ: БК, БКЗ, ВИКИЗ, ПС, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, резистивиметрия и инклинометрия. БКЗ проводилось набором подошвенных градиент-зондов: А0.2М0.1N, А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, а также кровельным градиент-зондом N0.5М2.0А.

Исследования методом ВИКИЗ проводились набором зондов: DF05, DF06, DF07, DF08, DF10, DF11, DF14, DF16 и DF20. Качество данных хорошее. Результаты интерпретации данных ГИС в системе EMF_Pro были представлены в работе [Павлова и др., 2018]:

«Мощность нефтяного коллектора составляет около 11 м (2918–2929 м), середина пласта (2922.5–2924.5 м) по данным нейтронного каротажа уплотнена» [Павлова и др., 2018].

«Верхняя половина коллектора, выделенная на рис. 2.1.2 красным цветом, по одновременно измеренным аппаратурой СКЛ данным ВИКИЗ и БКЗ является достаточно однородной, её толщина составляет около 6 м, что достаточно для надежного снятия пластовых отсчетов и построения цилиндрически-слоистой модели на основе совместной численной инверсии» [Павлова и др., 2018].

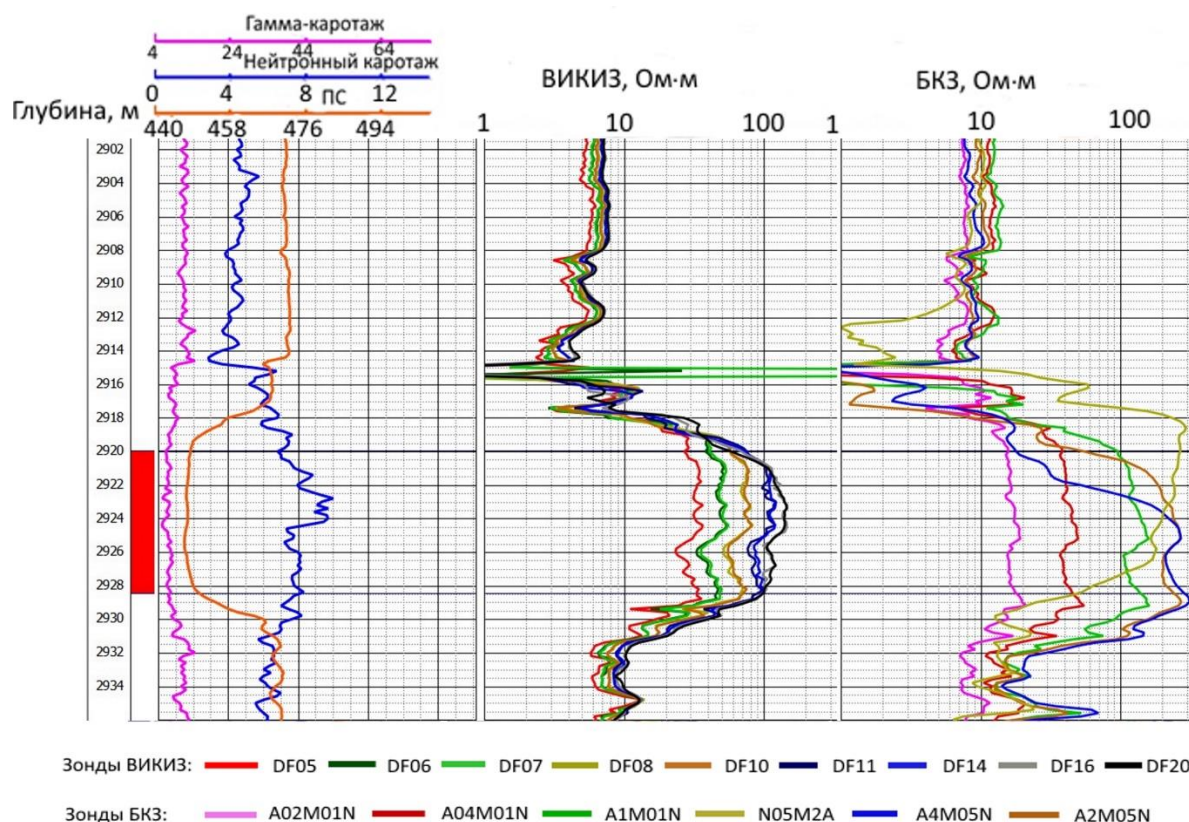


Рис. 2.1.2. Скважина 1, данные ГИС (Русскинское месторождение) [Павлова и др., 2018]. Красным выделен пласт ЮС₂, методы ГИС – Гамма-каротаж, нейтронный каротаж, метод самопроизвольной поляризации (ПС), ВИКИЗ, БКЗ

Тевлинско-Русскинское месторождение находится в 88 км на северо-восток от г. Сургута и 115 км к юго-западу от г. Ноябрьска. Открыто в 1981 г., введено в разработку в 1986 г. [Стаценко, 2012].

«В эксплуатационных скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения выполнен следующий комплекс ГИС:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ) + ПС;
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МКЗ);
- боковой микрокаротаж и микрокавернометрия (БМК и МКВ);
- индукционный каротаж (ИК);
- резистивиметрия;
- кавернометрия и профилометрия;

- радиоактивный каротаж (ГК, НГК или ННК-Т);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);
- инклинометрия;
- акустический каротаж (АК)» [Павлова и др., 2018].

Результаты интерпретации данных ГИС в системе EMF_Pro были представлены в работе [Павлова и др., 2018]:

«Мощность юрского коллектора в рассматриваемых скважинах составляет около 2 м (но коллектор слоистый, что осложняет интерпретацию) (рис. 2.1.3, рис. 2.1.4) и достаточна для снятия пластовых отсчетов сигналов зондов ВИКИЗ и коротких зондов БКЗ. Интервал коллектора подтверждается характерным расхождением кажущегося сопротивления по данным микрозондов и бокового каротажа (БК), небольшое превышение данных микробокового каротажа над данными БК соответствует наличию повышающей зоны проникновения» [Павлова и др., 2018].

«Автоматизированное снятие пластовых отсчетов осложняется влиянием низкоомных перекрывающих отложений на сигналы ВИКИЗ и БКЗ, поэтому их значения корректируются по нижней части коллектора. По данным кавернометрии наблюдается наличие литологических неоднородностей в интервале коллектора (рис. 2.1.3, рис. 2.1.4). В скважине 133 коллектор представлен двумя пластами с непроницаемым прослоем между ними (рис. 2.1.4)» [Павлова и др., 2018]. Из-за малой мощности коллектора и контрастных по УЭС вышележащих отложений инверсия данных ВИКИЗ И БКЗ может приводить к большой эквивалентности.

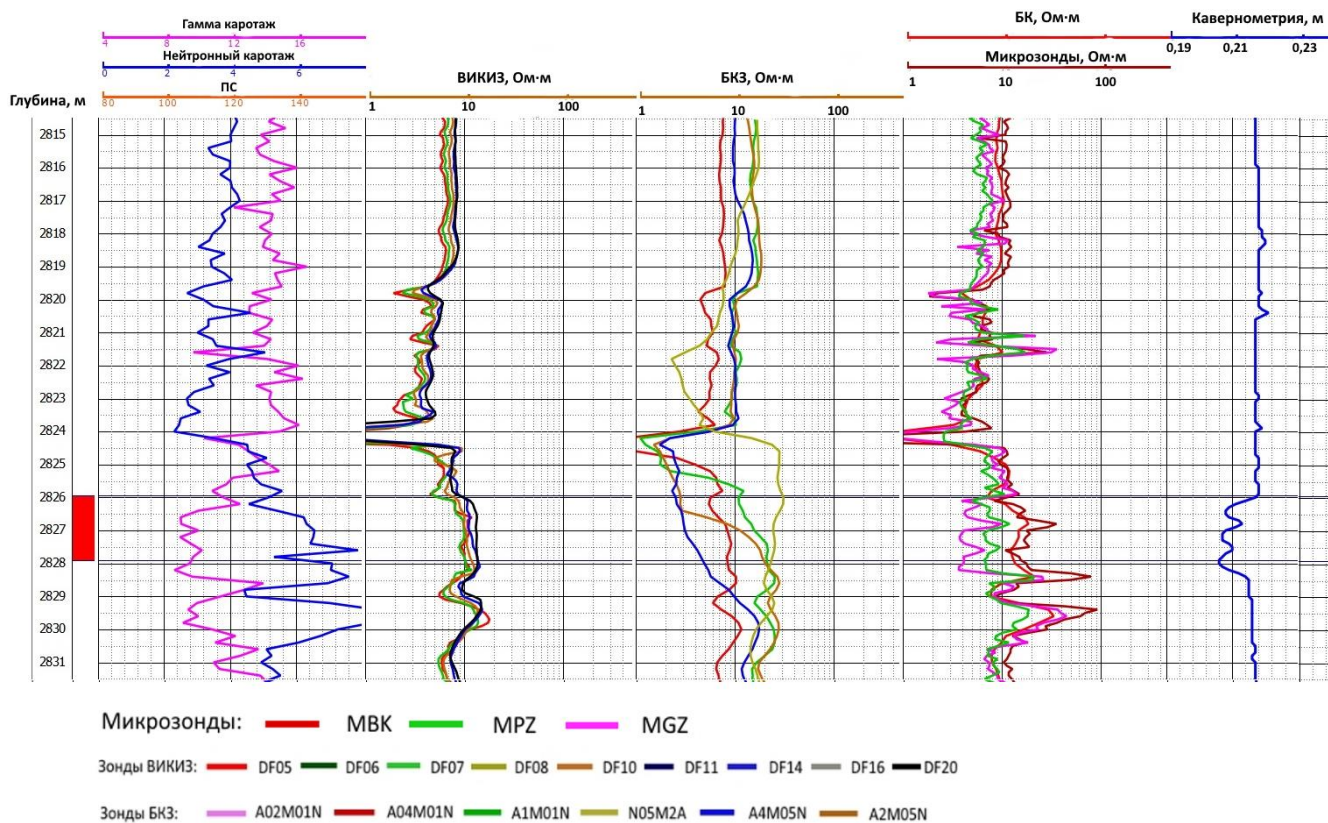


Рис. 2.1.3. Скважина 134, данные ГИС (Тевлинско-Русскинское месторождение) [Павлова и др., 2018]. Красным цветом выделен пласт ЮС₂, методы ГИС – гамма-каротаж, нейтронный каротаж, метод самопроизвольной поляризации (ПС), ВИКИЗ, БКЗ, резистивиметрия, микрозондирование, кавернометрия

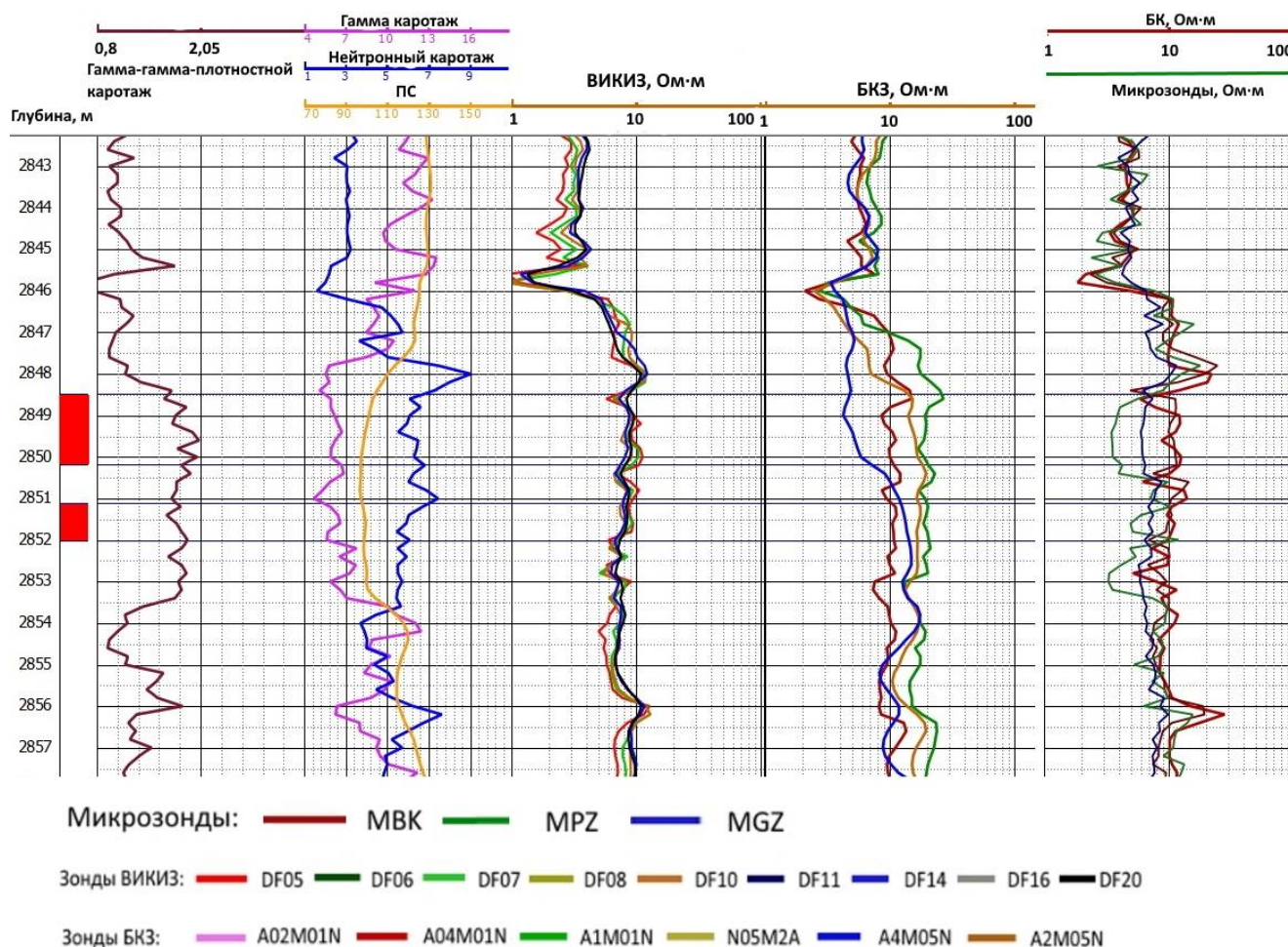


Рис. 2.1.4. Скважина 133, данные ГИС (Тевлинско-Русскинское месторождение). Красным цветом выделен пласт ЮС₂, методы ГИС – гамма-каротаж, нейтронный каротаж, метод самопроизвольной поляризации (ПС), ВИКИЗ, БКЗ, резистивиметрия, микрозондирование, кавернометрия

2.2. Методика интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта

Этапы интерпретации данных ГИС были описаны в работе [Павлова и др., 2018]: «Интерпретация данных ГИС включала три этапа. Сначала строилась геоэлектрическая модель коллектора. Затем выполнялось гидродинамическое (фильтрационное) моделирование с учетом напряженно-деформированного состояния среды и геомеханических характеристик пород. На третьем этапе выполнялся анализ полученных результатов с учетом априорной геологической информации и выбор итоговой модели вскрытого бурением продуктивного пласта. Остановимся подробнее на описании каждого этапа» [Павлова и др., 2018].

1. **«Построение геоэлектрической модели коллектора.** Определялись значения УЭС и радиусы радиальных зон от скважины к неизменной части пласта по результатам совместной инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ» [Павлова и др., 2018].

Для одномерной инверсии сигналов ВИКИЗ и БКЗ был использован программный пакет EMF Pro, разработанный в ИНГГ СО РАН [Эпов и др., 2010].

2. **«Гидродинамическое (фильтрационное) моделирование** для одной скважины с учетом напряженно-деформированного состояния среды и геомеханических характеристик пород. Входными параметрами являлись данные геолого-технологических исследования (ГТИ) и результаты исследования керна. Варьировались гидрофизические параметры модели коллектора (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.) с тем, чтобы радиальный профиль УЭС для этой модели соответствовал профилю, определенному на 1 этапе интерпретации» [Павлова и др., 2018].

Процесс интерпретации состоит из последовательных процедур: первая процедура – геомеханическое моделирование, вторая процедура – гидродинамическое моделирование и сравнение полученных в результате инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ и рассчитанных в программном комплексе GENM кривых радиального распределения УЭС. В геомеханическом блоке рассчитываются поля напряжений и выбирается зависимость проницаемости от эффективного напряжения. В результате получается зависимость проницаемости от расстояния до стенки скважины. Далее производится расчет радиальных профилей

водонасыщенности и минерализации водной фазы. Реализованный в программном комплексе GENM алгоритм подробно описан в тексте диссертации Киндюка В.В. 2027-го года [Киндюк, 2017]. «Метод основан на модели Баклея-Левретта для фильтрации несмешивающихся жидкостей, дополненной уравнением на перенос примеси (солей). Находится решение системы уравнений переноса консервативной примеси и уравнений двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (вода и нефть)» [Киндюк, 2017].

В осесимметричном двумерном случае модель фильтрации Баклея-Левретта несмешивающихся жидкостей, дополненная уравнением на перенос примеси (солей), выглядит так [Кашеваров и др., 2003]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r K K_{rw}(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad r_{bh} < r < r_{max} \quad , \quad (2.2.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r K K_{ro}(S_o)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (2.2.2)$$

$$S_o + S_w = 1, \quad (2.2.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w C) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r C K K_{rw}(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (2.2.4)$$

где ϕ – пористость, для незначительно сжимаемой жидкости:

$$\phi = \phi_0 + \varepsilon P, \quad (2.2.5)$$

где ε – упругость по [Щелкачев и др., 1949], ϕ_0 – пористость, определенная из петрофизических измерений.

«Алгоритм, реализованный в программном комплексе GENM, называется IMPES метод, означающий, что давление рассчитывается по неявной схеме, а насыщенность считается явно» [Киндюк, 2017]. Для расчетов по данному методу используются параметры глинистой корки, они учитываются на этапе расчета распределения давлений.

Учет глинистой корки происходит на этапе расчета распределения давлений. Сначала по формуле (2.2.6) рассчитывается толщина глинистой корки, затем определяется давление на стенке скважины по формуле (2.2.7).

$$d^{n+1} = \alpha \cdot \frac{K_{mc} \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{P_b - P_1}{d^n + \gamma} dt + d^n, \quad (2.2.6)$$

«где верхний индекс означает номер временного уровня: d^{n+1} – новый временной уровень, d^n – значение с предыдущего временного уровня, K_{mc} – проницаемость глинистой корки, K_{rw} – фазовая проницаемость воды, μ_w – вязкость воды, dt – шаг счета по времени, dx – шаг счета по радиусу, α – параметр роста глинистой корки, $\gamma = K_{mc} \cdot dx / K_f P_0$. Величины давлений: P_b – в скважине, P_0 – в пласте сразу за глинистой коркой, P_1 – в пласте в первом узле расчетной сетки. d_{mc} – толщина глинистой корки» [Киндюк, 2017].

$$P_0 = \frac{P_1 \cdot d_{mc} + P_b \cdot \gamma}{d_{mc} + \gamma}. \quad (2.2.7)$$

«Это давление затем участвует в расчете распределений водонасыщенности и концентрации солей для данного временного слоя. В результате по обобщенному закону Дахнова-Арчи распределение водонасыщенности и минерализации водной фазы пересчитывается в радиальный профиль удельного электрического сопротивления» [Киндюк, 2017].

Сопротивление пластовой воды R_w можно получить формулы, представленной в работе из [Dresser Atlas Inc., 1982]:

$$R_w(r, t) = \left(0.0123 + \frac{3647.2}{C^{0.955}(r, t)} \right) \frac{82}{1.8T + 39}, \quad (2.2.8)$$

«где n_ϕ и n_{sw} – фактор цементации и показатель степени нефтенасыщенности, определяются по результатам исследований в лаборатории. Для каждого месторождения они различны, но их значения обычно лежат в интервале [1.8 - 2.2]» [Киндюк, 2017].

Параметры глинистой корки не измеряются и не определяются при геофизических и геолого-технологических исследованиях, поэтому необходимо провести экспериментальные исследования, чтобы определить их» [Евменова и др., 2023a].

Схема интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта представлена на рис. 2.2.1.



Рис. 2.2.1. Схема интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта [Евменова и др., 2022]

2.3. Оценка влияния изменения входных параметров на радиальный профиль УЭС

Перед проведением интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта было оценено влияние на результат (радиальный профиль УЭС) ее входных параметров, а именно:

1. Параметров, связанных с режимом бурения и типом бурового раствора – плотности, минерализации и водонасыщенности бурового раствора, содержании в нем глинистых частиц, относительное превышения давления на внешнем контуре ГК над пластовым давлением, радиуса и глубина скважины, времени, прошедшим между бурением и проведением ГИС, а также петрофизическими свойствами глинистой корки – ее пористостью и проницаемостью.

2. Параметров пласта и пластовых флюидов – нефтенасыщенности, пористости, плотности и проницаемости коллектора, минерализации пластовой воды, вязкости пластовой воды и нефти.

3. Геомеханических параметров среды – изменения проницаемости в прискважинной зоне, предела прочности породы на сдвиг, минимального и максимального коэффициентов бокового отпора.

Параметры модели, в рамках которой было оценено влияние изменения параметров на радиальное распределение УЭС в пласте: пористость 15–19%, проницаемость 8-11 мД, вязкость пластовой нефти $0.378 \cdot 10^{-3}$ Па·с, начальная соленость в пласте 28 г/л, соленость бурового раствора – 1 г/л, содержание глинистых частиц в буровом растворе – 7.5%, нефтенасыщенность – 85-95%, плотность вмещающих горных пород (определена по данным гамма-гамма-плотностного каротажа) – 2400 кг/м³, плотность бурового раствора – 1120 кг/м³, глубина скважины – 2918-2925 м, радиус скважины – 108 мм.

Для оценки влияния изменения входных параметров многофизичной модели была рассчитана функция чувствительности – нормированная производная сигнала (радиального профиля УЭС в нашем случае):

$$\eta = \frac{\partial \varepsilon \cdot p^0}{\partial p \cdot \varepsilon^0}, \quad (2.3.1)$$

где ε – сигнал, p – модельный параметр, p^0 – базовое значение параметра, ε^0 – значение сигнала при $p = p^0$ [Энов и др., 1992; Энов и др., 2014].

Зависимость функции чувствительности от расстояния от оси скважины для различных параметров многофизичной модели представлена на рис 2.3.1 - 2.3.3.

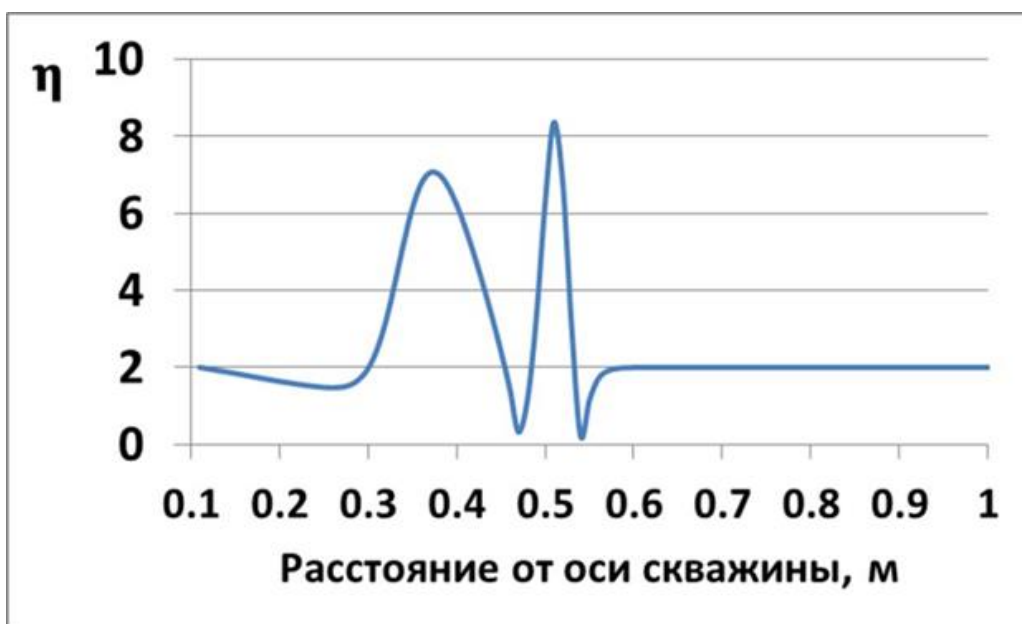


Рис. 2.3.1. Чувствительность УЭС к пористости пласта

Наибольшее влияние изменение пористости пласта оказывает на измененную зону (рис. 2.3.1). Особенно высоко влияние на участки роста и падения УЭС в промытой и окаймляющей зонах (0.4 - 7 ед. и 0.5 м – 8 ед). Также к изменению пористости пласта чувствительно УЭС пласта (влияние – 2 ед.) Радиальный профиль УЭС имеет наивысшую чувствительности к изменению данного входного параметра.

Еще одним входным параметром, к которому наблюдается высокая чувствительность радиального профиля УЭС, является нефтенасыщенность пласта (рис. 2.3.2).

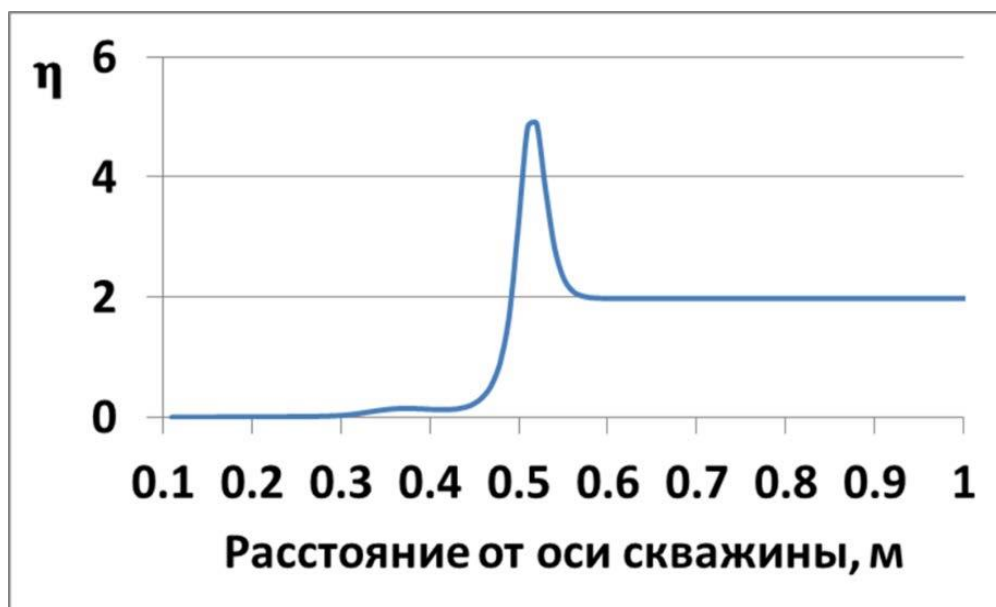


Рис. 2.3.2. Чувствительность УЭС к нефтенасыщенности пласта

Наибольшее влияние изменение нефтенасыщенности пласта оказывает на неизменную часть пласта (2 ед.) Особенно велико (более 4 ед.) на участке роста УЭС после окаймляющей зоны (0.5 м).

Для сравнения показана функция чувствительности УЭС к изменению плотности вмещающих горных пород (рис. 2.3.3). Радиальный профиль УЭС имеет невысокую чувствительность к изменению данного параметра (менее 0.1 ед. на всех участках профиля).

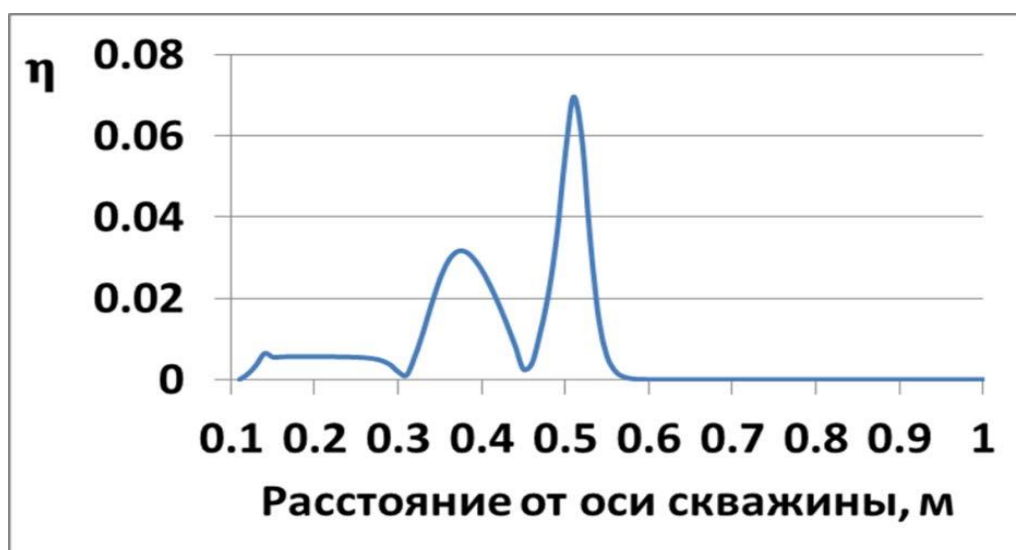


Рис. 2.3.3. Чувствительность УЭС к изменению плотности вмещающих горных пород

Для численной оценки погрешности определения модельных параметров были построены интервалы неопределенности. Расчеты проводились по методу линейного анализа чувствительности, программная реализация М.Н. Никитенко, ИНГГ СО РАН [Энов и др., 2015; Nardi et al., 2015].

В линейном приближении прямая задача для вычисления сигналов записывается в следующем виде

$$\delta \vec{f} = \hat{Z} \cdot \delta \vec{p} \quad (2.3.2)$$

где $\delta f_i = f_i - f_i^0$ ($i = 1, \dots, N$) – вариация сигналов; $\delta p_j = p_j - p_j^0$ ($j = 1, \dots, n$) – вариация параметров; $\hat{Z}$ – матрица производных:

$$Z_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial p_j}(\vec{p}^0) \quad (2.3.3)$$

Нормируем (2.3.2) на суммарную абсолютную ошибку измерений и получаем:

$$\varepsilon_i = |f_i^0| \cdot Rerr_i + Aerr_i, \quad (2.3.4)$$

где $Rerr_i, Aerr_i$ – заданные относительная и абсолютная ошибки данных,

$$\hat{\Sigma} = \begin{pmatrix} \ddots & & 0 \\ & \frac{1}{\varepsilon_i} & \\ 0 & & \ddots \end{pmatrix}. \quad (2.3.5)$$

Информационная матрица $\hat{A}$ определяется следующим образом:

$$\hat{A} = \hat{Z}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \hat{Z} \quad (2.3.6)$$

Тогда

$$\delta \vec{f}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \delta \vec{f} = \delta \vec{p}^T \cdot \hat{A} \cdot \delta \vec{p} \quad (2.3.7)$$

Пусть $\vec{v}_i$ – собственные векторы, λ_i – собственные значения матрицы $\hat{A}$: $\hat{A}\hat{V} = \hat{V}\hat{\Lambda}$. Столбцы матрицы $\hat{V}$ – это $\vec{v}_i$, $\hat{\Lambda}$ – диагональная матрица собственных чисел.

$$\text{Тогда } \delta \vec{f}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \delta \vec{f} = \delta \vec{p}^T \cdot \hat{V} \cdot \hat{\Lambda} \cdot \hat{V}^T \cdot \delta \vec{p} \quad (2.3.8)$$

Граница области равнозначных данных, где все ошибки будут максимальны, задается следующим соотношением: $\delta \vec{f}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \delta \vec{f} = N$ (2.3.9)

Была задана погрешность определения УЭС измененной зоны – 4%, а УЭС пласта – 5%, что характерно для экспериментальных данных ГИС, и построены интервалы неопределенности для параметров единой многофизичной модели (табл. 2.3.1) На кривой УЭС выделялись три характеристические точки, которые описывают процесс фильтрации воды и нефти в пласте: точки максимального и минимального значения УЭС в изменённой зоне и точка в неизменённой части пласта (рис. 2.3.4). В таблице 2.3.1. приведены результаты расчетов для наиболее информационно значимых входных параметров модели пласта.

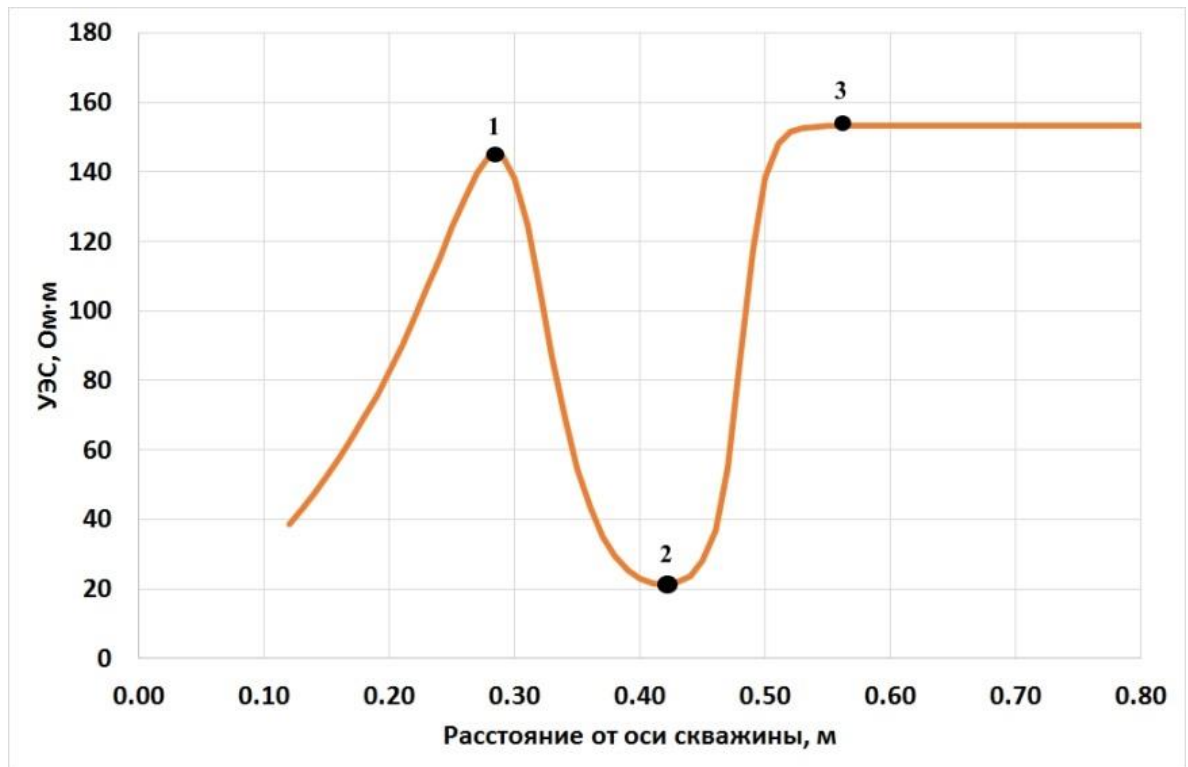


Рис. 2.3.4. Характеристические точки на радиальном профиле УЭС

Также были рассмотрены случаи, когда неизвестны сразу три параметра многофизичной модели. Для примера приведено определение неизвестных пористости пласта, нефтенасыщенности и минерализации пластовой воды (табл. 2.3.2). Погрешность определения УЭС измененной зоны – 4%, пласта – 5%, как и в предыдущем случае.

Табл. 2.3.1. Максимальные погрешности определения параметров модели пласта ЮС₂ по УЭС в характеристических точках

Параметры модели	Базовые значения	Интервал неопределенности	Максимальная погрешность определения параметра, %
Плотность вмещающих горных пород	2400 кг/м ³	1719 – 3350 кг/м ³	40
Вязкость пластовой нефти	$0.378 \cdot 10^{-3}$ Па·с	$0.3 - 0.58 \cdot 10^{-3}$ Па·с	53
Проницаемость пласта	10 мД	4.7 – 21.4 мД	114
Пористость пласта	17 %	16.7 – 17.3 %	2
Водонасыщенность	9.7%	9.3 – 10.1 %	4
Минерализация пластовой воды	28 г/л	27.3 – 28. 7 г/л	3
Минерализация бурового раствора	1 г/л	0.9 – 1.1 г/л	5

Табл. 2.3.2. Погрешности определения трех неизвестных модельных параметров модели пласта ЮС₂ по УЭС в характеристических точках

Параметры модели	Базовые значения	Интервал неопределенности	Максимальная погрешность
------------------	------------------	---------------------------	--------------------------

			определения, %
Пористость пласта	17 %	14.4 – 20 %	18
Водонасыщенность	9.7 %	8.4 – 11.2 %	16
Минерализация пластовой воды	28 г/л	22.5 – 34.8 г/л	24

Погрешность определения неизвестных параметров увеличивается, для повышения достоверности решения обратной задачи необходимо использование априорной геологической информации и данных ГИС. Но неизвестные параметры модели пласта возможно достоверно определить даже в этом случае.

По результатам расчетов, наибольшее влияние на радиальное распределение УЭС для изучаемого пласта имеют пористость, нефтенасыщенность, минерализация пластовой воды и минерализация бурового раствора. Значительно меньше влияют на результат моделирования такие параметры, как предел прочности породы на сдвиг, исходная проницаемость пласта и плотность вмещающих горных пород.

Значительное влияние на радиальный профиль УЭС оказывают петрофизические свойства глинистой корки, такие как ее пористость и проницаемость. В частности, наблюдается увеличение проницаемости глинистой корки на полпорядка, что приводит к увеличению радиуса зоны проникновения на 0.1 м и более, а также к увеличению УЭС промытой зоны на 20 Ом·м и более.

2.4. Результаты интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта

В работе [Павлова и др., 2018] представлены результаты интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта для Русскинского и Тевлинско-Русскинского месторождений:

«Посредством количественной интерпретации на основе единой многофизичной модели автоматизированным способом подобраны значения ФЕС коллектора для скважин Русскинского и Тевлинско-Русскинского месторождений, в наибольшей степени соответствующие установленным по данным электрокаротажа цилиндрически-слоистым геоэлектрическим моделям пласта (табл. 2.4.1)» [Павлова и др., 2018]. Вязкость пластовой нефти и минерализация пластовой воды для обоих месторождений была задана по исследованиям керна, информация о свойствах бурового раствора и режиме бурения взята из журналов бурения и заключений нефтяной компании. Неизвестными параметрами являлись ФЕС пласта. Погрешности определения ФЕС были установлены, исходя из погрешностей определения УЭС измененной зоны в 4% и УЭС пласта в 5% по УЭС в характеристических точках, описанных выше в разделе 2.3.

«В результате интерпретации данных ГИС для Тевлинско-Русскинского месторождения 133 и 134 скважин и Русскинского месторождения, скважина 1 (рис. 2.4.1, 2.4.2, 2.4.3 и 2.4.4) на основе многофизичного моделирования были определены ФЕС коллектора. Первый пласт, вскрытый скважиной 133, характеризуется относительно высокой проницаемостью (20 мД) и нефтенасыщенностью (78%). Второй пласт, вскрытый скважиной 133, характеризуется меньшей проницаемостью (10 мД) и нефтенасыщенностью (75%) (табл. 2.3.1). Продуктивный пласт, вскрытый скважиной 134, характеризуется сходной нефтенасыщенностью (75%) и более низкой пористостью (17%). Проницаемость пласта, вскрытого скважиной 1 (Русскинское месторождение) равна 10 мД, пористость 17%, а нефтенасыщенность 90%.» [Павлова и др., 2018].

Многофизические модели были построены при следующих параметрах глинистой корки, оцененных по ее толщине и средней проницаемости пласта [Макаров, 2010]: проницаемость – $1 \cdot 10^{-3}$ мД, пористость – 20% (для терригенных коллекторов и проницаемости пласта 10-20 мД и толщины глинистой корки 1-2 см без учета типа использованного бурового раствора и режима бурения).

Табл.2.4.1. Фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора ЮС₂

Параметр пласта	Тевлинско-Русскинское месторождение (далее мест.), скважина 134	Тевлинско-Русскинское мест., скважина 133 (пласт 1)	Тевлинско-Русскинское мест., скважина 133 (пласт 2)	Русскинское мест., скважина 1
Пористость, %	17 ± 1	19 ± 1	19 ± 1	17 ± 1
Нефтенасыщенность, %	75 ± 2	78 ± 2	75 ± 2	90 ± 1
Проницаемость пласта, мД	20 ± 10	20 ± 10	10 ± 5	10 ± 7

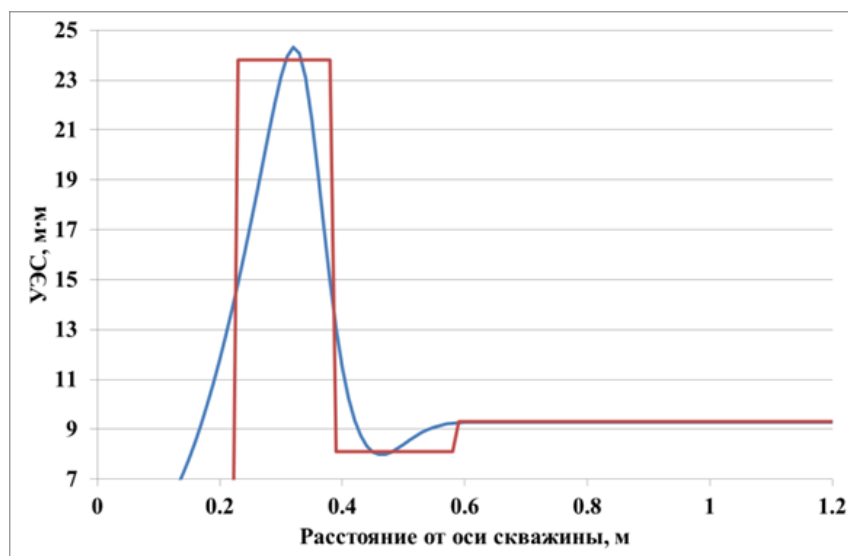


Рис. 2.4.1. Радиальное распределение УЭС пласта по результатам интерпретации данных ГИС на основе многофизического моделирования.

Тевлинско-Русскинское месторождение, скважина. 133, пласт 1. Голубой кривой показан радиальный профиль УЭС, рассчитанный в результате фильтрационного моделирования [Павлова и др., 2018]

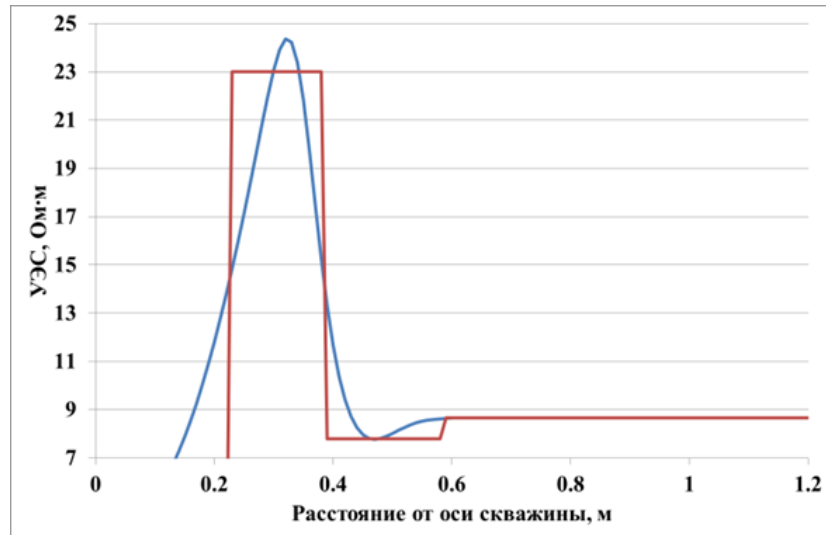


Рис.2.4.2. Радиальное распределение УЭС пласта по результатам интерпретации данных ГИС на основе многофизического моделирования. Тевлинско-Русскинское месторождение, скважина 133, пласт 2. Голубой кривой показан радиальный профиль УЭС, рассчитанный в результате фильтрационного моделирования [Павлова и др., 2018]

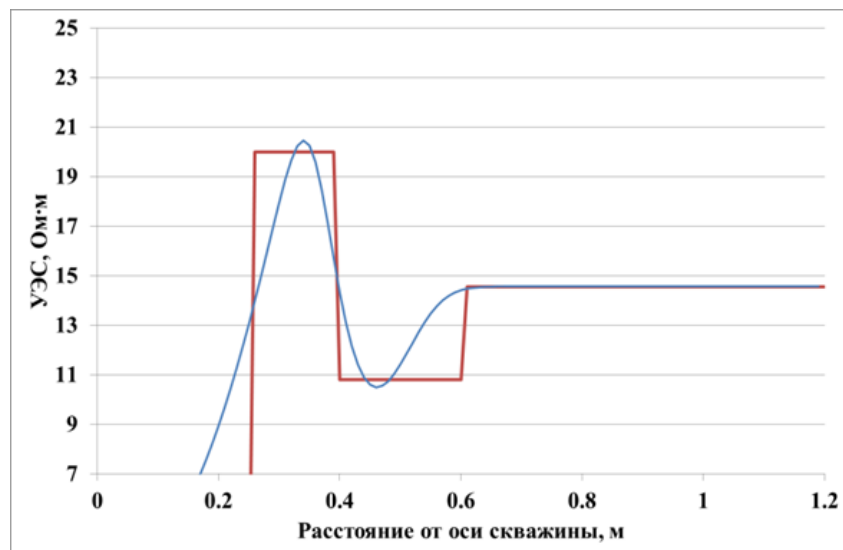


Рис.2.4.3. Радиальное распределение УЭС пласта по результатам интерпретации данных ГИС на основе многофизического моделирования.

Тевлинско-Русскинское месторождение, скважина 134. Голубой кривой показан радиальный профиль УЭС, рассчитанный в результате фильтрационного моделирования [Павлова и др., 2018]

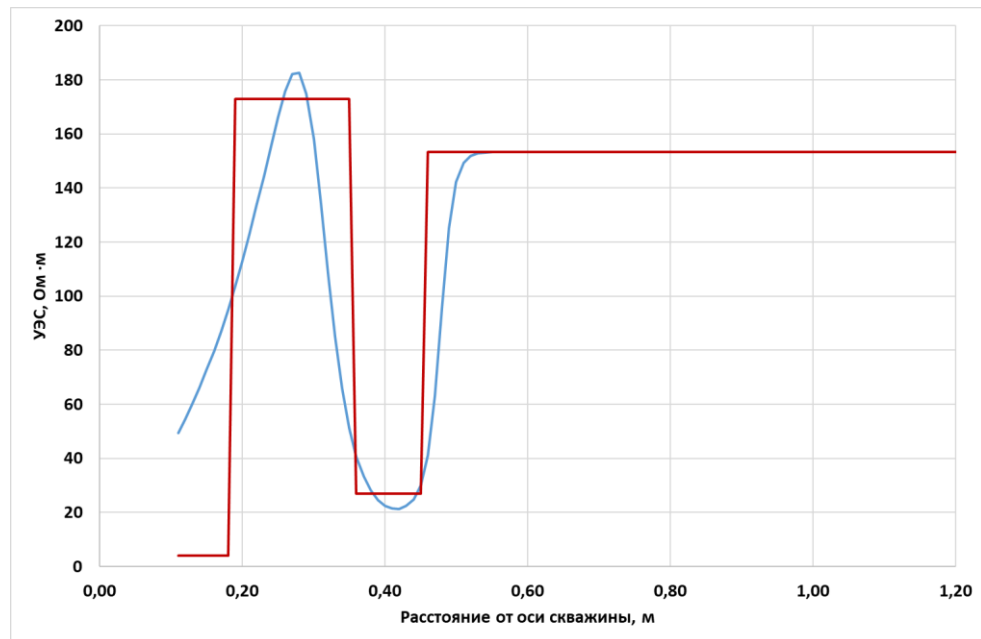


Рис. 2.4.3. Результат интерпретации на основе многофизической модели, пласт ЮС₂, Русскинское месторождение. Голубой кривой показан радиальный профиль УЭС, рассчитанный в результате фильтрационного моделирования [Евменова и др., 2023]

По результатам интерпретации для продуктивных пластов обоих месторождений выделяется несколько цилиндрических слоев с разным УЭС в измененной части пласта:

- промытая зона, где пластовые флюиды в значительной степени заменяются пресным фильтратом бурового раствора;
- окаймляющая зона, где концентрируется соленая пластовая вода, оттесняя вглубь нефть.

2.5. Выводы

В результате выполненной интерпретации данных скважинной геоэлектрики на основе многофизичной модели пласта получены радиальные профили УЭС для пласта ЮС₂ для двух месторождений Русскинского (скважина 1) и Тевлинско-Русскинского (скважины 133 и 134) и определены ФЕС коллектора.

В число входных параметров модели для интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласты входят такие параметры глинистой корки, как ее пористость и проницаемость. Они оказывают существенное влияние на радиальный профиль УЭС. В частности, наблюдается увеличение проницаемости глинистой корки на полпорядка, что приводит к увеличению радиуса зоны проникновения на 0.1 м и более, а также к увеличению УЭС промытой зоны на 20 Ом·м и более. Для повышения достоверности определения ФЕС пласта необходимо определить эти свойства, для чего в ИНГГ СО РАН при активном участии автора работы была разработана установка для экспериментального изучения глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора [Евменова и др., 2022].

Полученные экспериментально с ее помощью параметры с учетом типа используемого бурового раствора и режима бурения необходимо учесть при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта, что будет продемонстрировано в следующей главе диссертации.

Глава третья. Экспериментальное исследование образования глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора

Для определения петрофизических свойств глинистой корки была разработана экспериментальная установка, позволяющая получать глинистую корку в условиях, приближенных к пластовым. Ее характеристики, такие как пористость, проницаемость и толщина необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

3.1 Описание лабораторного эксперимента для моделирования процесса фильтрации бурового раствора через керн

Экспериментальные работы по определению петрофизических свойств глинистой корки были проведены на установке, разработанной в ИНГГ СО РАН соискателем совместно к.т.н. Голиковым Н.А. Установка и ее новизна описана в работах [Евменова и др., 2019; Евменова и др., 2020; Евменова и др., 2022; Голиков и др., 2023; Евменова и др., 2023а]. Личный вклад заключался в постановке задачи, разработке концепции установки, определении, какие параметры и при каких условиях необходимо получить, а также написании программного обеспечения для запуска и контроля измерений, а также записи и передачи результатов на ПК. «Установка позволяет получить глинистую корку на поверхности образца керна, изучить ее свойства и детально исследовать процесс фильтрации. Ее новизна по сравнению с известными экспериментальными исследованиями заключается в том, что образование глинистой корки моделируется в движущемся потоке бурового раствора; измерения проводились в условиях, имитирующих реальный режим бурения, что редко встречается в других работах» [Михайлов и др, 2017; Fattah et al., 2016] при стационарном режиме фильтрации (давление поддерживается постоянным по время эксперимента). Схема установки представлена на рис. 3.1.1.

Этапы проведения эксперимента:

1. Разработка и подготовка к проведению лабораторного эксперимента стенда.

2. Пробоподготовка. Проверка правильности геометрической формы керна – его стороны должны быть перпендикулярны с точностью 0,05 мм на диаметр, если точность не соблюдена, проводится шлифовка торцов образца на плоско-шлифовальном станке. Керна насыщается раствором NaCl, имитирующем пластовую воду минерализацией 30 г/л. Образцы насыщаются под вакуумом (10^{-3} мм.рт.ст.) согласно ГОСТ 24594, для малопористых образцов проводится донасыщение образцов на установке CoreTest MS-530 под давлением до 50 атмосфер. На весах (1 специальный класс точности Vibra NT, погрешность 0.0001 г) проводится измерение веса образца, с помощью штангенциркуля с точностью 0.1 мм измеряется длина и диаметр образца, с использованием LCR метра GWInstek 78105 (погрешность прибора 2%) измеряется удельное электрическое сопротивление образца с помощью двух электродов.

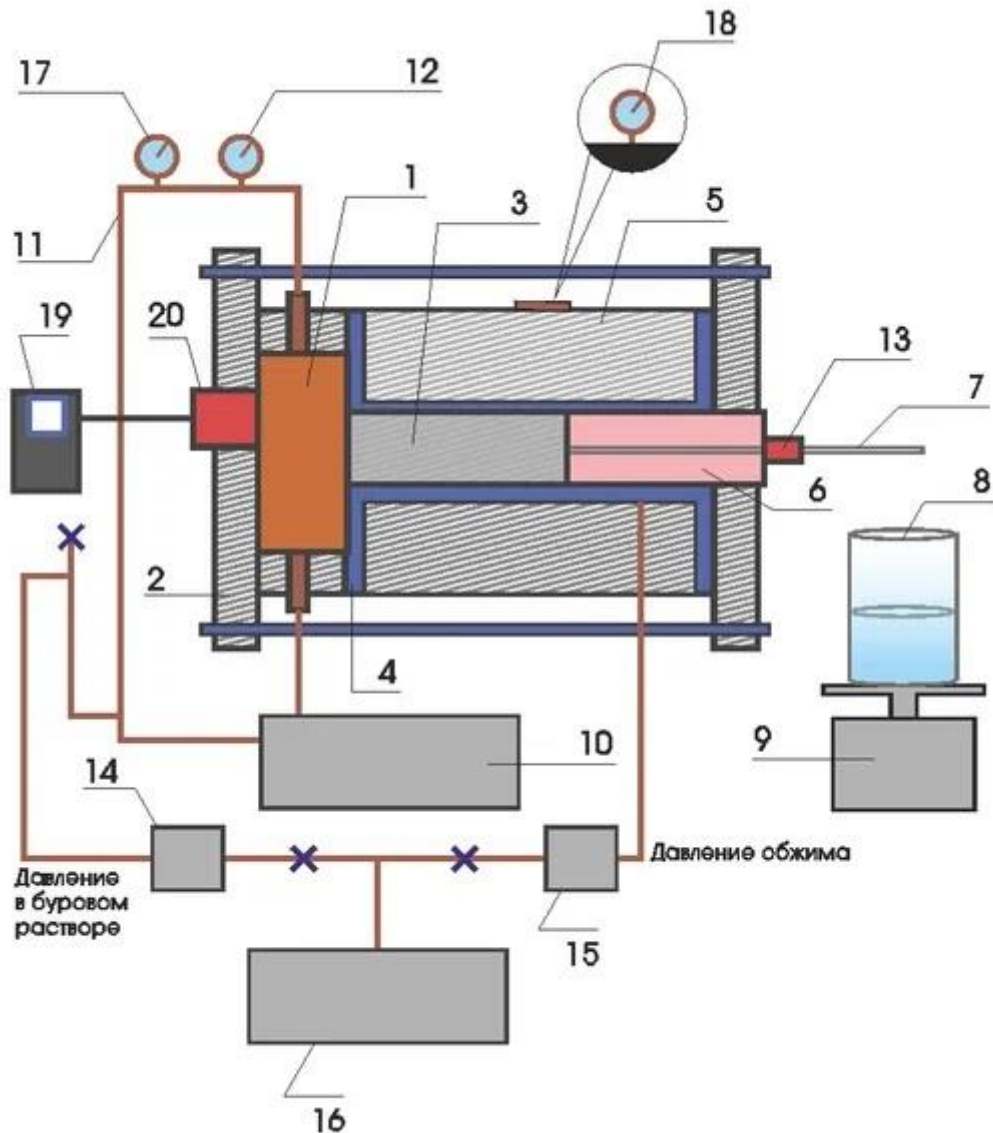


Рис. 3.1.1. Схема установки для исследования процесса образования глинистой корки на образцах горных пород. 1 – камера, где циркулирует раствор; 2 – фланец; 3 – образец; 4 – резиновая манжета; 5 – корпус; 6 – проставка; 7 – капилляр, по которому проходит фильтрат; 8 – стакан; 9 – весы; 10 – циркуляционный насос; 11 – система трубопроводов; 12 – манометр; 13 – измерительная ячейка; 14, 15 – регуляторы давления; 16 – пневмостанция; 17 – датчик скорости циркуляции; 18 – датчик температуры, 19 – толщиномер, 20 – датчик толщиномера [Евменова и др., 2023а]

3. Обеспечение герметизации. Для этого необходимо поместить образец в резиновую манжету для герметизации боковой поверхности,

соединить камеру, в которой расположена манжета с образцом, с системой трубопроводов, подать обжимное давление 6 атмосфер с помощью циркуляционного насоса Grundfosb UPS25-40180.

4. Заполнение системы трубопроводов раствором NaCl (минерализация 30 г/л, что соответствует пласту ЮС2), поддержание постоянного перепада давления от 2 до 4.5 атмосфер (в зависимости от необходимого режима бурения) с помощью регуляторов Pegas Preumatic 4601 и скорость потока фильтрующейся жидкости (от 10 до 40 мл/с), для измерения скорости циркуляции используется датчик YF-S 201, давление в системе измеряется цифровым датчиком MXP-S 700, температура датчиком DS 18B20. Все датчики подключаются к ПК через плато Arduino Nano. На ПК задается частота проведения измерений (1 с), создается выходной файл для экспериментальных данных и запускается начало измерений.

5. Измерение с частотой 1 с расхода фильтрующейся через образец жидкости для определения проницаемости чистого (без глинистых частиц) образца по воде. Когда в стакане, расположенном на весах ВК 150.1 (точность 0.005 г), собирается более 5 г, измерения останавливаются, данные автоматически сохраняются в выбранном выходном файле на ПК, прекращается подача давления в циркуляционную систему, останавливается процесс циркуляции.

6. Подготовка к проведению лабораторного эксперимента с буровым раствором. Циркулировавшая на предыдущем этапе жидкость сливается, система заполняется буровым раствором. Затем вновь подается давление (от 2 до 4.5 атмосфер, что характерно для бурения на репрессии с перепадом давления между скважиной и пластом менее 5 атмосфер), задается скорость циркуляции бурового раствора (от 10 до 40 мл/с), создается новый файл для выходных экспериментальных данных на ПК, задается частота проведения измерений (первые полчаса 1 с, далее 10-20 с) и запускаются измерения. Объем используемого бурового раствора 0.75 л, за счет перемешивания бурового раствора при заполнении им системы трубопроводов, а также

циркуляции в процессе эксперимента обеспечивается постоянная концентрация твердых частиц, а также предотвращается их осаждение.

7. Непрерывное измерение расхода фильтрующейся через образец жидкости для определения проницаемости системы образец + глинистая корка. В ходе эксперимента в образце образуется зона коьматации и глинистая корка. Эксперимент завершается после стабилизации скорости потока фильтрата бурового раствора или УЭС фильтрата.

8. После завершения эксперимента процесс циркуляции останавливается, прекращается подача давления в циркуляционную систему, сливается фильтровавшаяся в системе жидкость, образец извлекается из камеры, корка счищается. "Измеряется вес образца после проведения эксперимента и вес образованной корки с помощью весов (1 специальный класс точности Vibra HT, погрешность 0.0001 г), «толщина образованной корки с помощью штангенциркуля с точностью 0.1 мм, УЭС образца с помощью LCR метра GWInstek 78105 (погрешность прибора 2%) с помощью двух электродов. Промывка системы трубопроводов от осевших на стенках глинистых частиц в течении 12 и более часов» [Евменова и др., 2023а].

9. Фильтрация раствора NaCl (минерализация 30 г/л) для определения наличия зоны коьматации. Для этого рассчитывается проницаемость образца после фильтрации бурового раствора (проницаемость коьматированного образца), это значение сравнивается с проницаемостью образца, определенной для фильтрации бурового раствора.

В работе [Евменова и др., 2023а] описан аппаратурно-программный комплекс для запуска измерений, передачи и визуализации экспериментальных данных, разработанный соискателем:

«Запуск измерений, передача и визуализация экспериментальных данных осуществляется с помощью аппаратурно-программного комплекса, разработанного соискателем на основе пакета виртуального приборостроения Lab View (среда разработки и платформа для выполнения программ, созданных на графическом языке программирования «G», основанном на

архитектуре потоков фирмы National Instruments). Программа Lab View называется виртуальным прибором (концепция, за счет которой организуются программно-управляемые системы сбора данных и управления реально существующими приборами через интерфейсные узлы, представляющие собой драйверы внешних устройств). Разработанный виртуальный прибор позволяет регистрировать и визуализировать данные в процессе эксперимента» [Евменова и др., 2023а]. Рабочее окно виртуального прибора показано на рис. 3.1.2., в таблице сохраняются экспериментальные данные, осуществляется выбор выходного файла для их автоматической записи во время эксперимента. Перед началом лабораторного эксперимента необходимо выбрать файл для записи на ПК, выбрать номера СОМ-портов, а также необходимую частоту записи (ее можно изменять в процессе работы, например, на начальной более быстрой стадии роста корки задать более высокую частоту, а на завершающей более медленной стадии - более низкую).

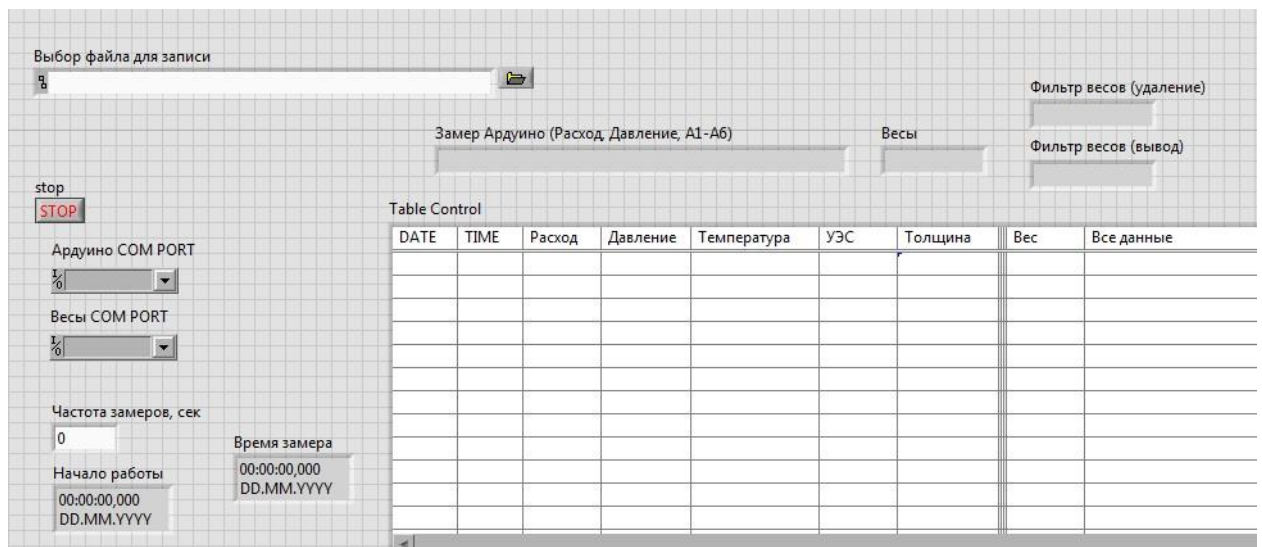


Рис. 3.1.2. Рабочее окно программы для управления экспериментальной установкой и передачи данных на ПК при проведении эксперимента

Измерительная часть описана в работе [Евменова и др., 2021]: «Измерительная часть построена с использованием микроконтроллера

Arduino Nano со встроенным 8-канальным АЦП. Через COM Port к ПК подключаются весы и толщиномер. Схема передачи и обработки экспериментальных данных на ПК представлена на рис. 3.1.3. и рис. 3.1.4» [Евменова и др., 2021].

В процессе эксперимента регистрируются следующие параметры:

- Давление в системе циркуляции бурового раствора;
- Скорость потока бурового раствора;
- Вес фильтрата бурового раствора;
- УЭС фильтрата бурового раствора;
- Толщина глинистой корки.

Полученные в результате эксперимента параметры описаны в работе [Евменова и др., 2022]:

«В процессе эксперимента получены:

1. Изменение веса фильтрующейся жидкости;
2. УЭС фильтрата бурового раствора на выходе из образца;
3. Толщина растущей глинистой корки.

После окончания эксперимента измеряются:

1. Итоговая толщина глинистой корки;
2. Вес глинистой корки.
3. Изменение УЭС образца и его веса» [Евменова и др., 2022].



Рис. 3.1.3. Схема передачи и обработки данных эксперимента на ПК

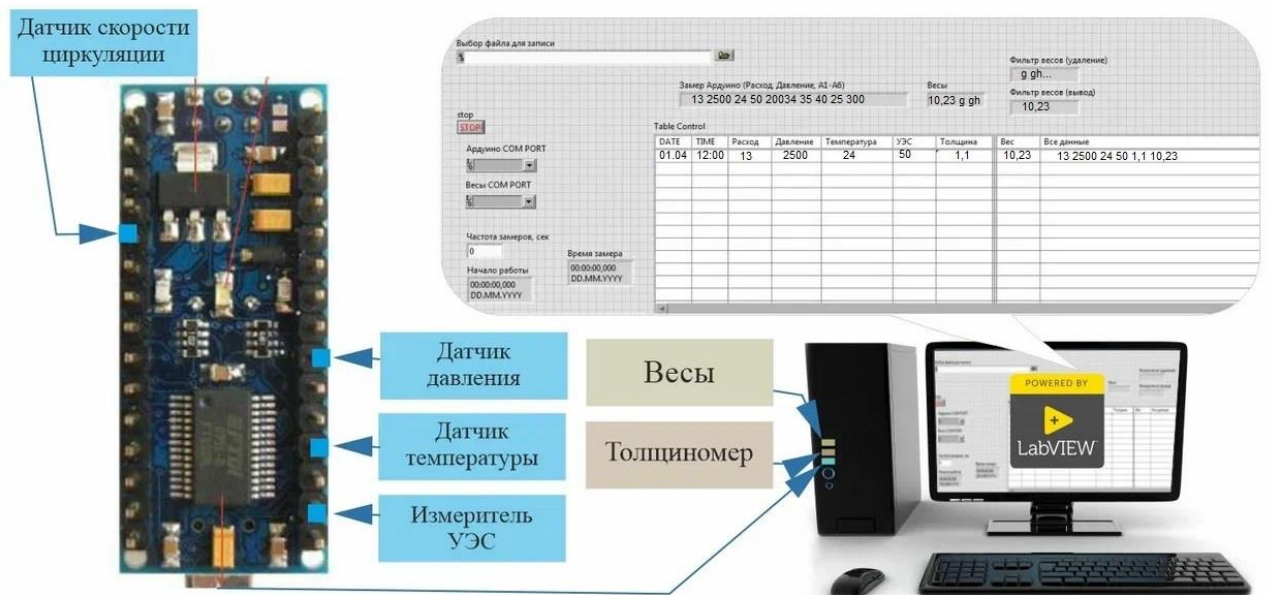


Рис. 3.1.4. Схема управления экспериментальной установкой и передачи данных на ПК при проведении эксперимента

После проведения первой серии экспериментальных работ, повторяются измерения с пропусканием минерализованной воды с целью установления зоны кольматации, для промывки образца воды пропускается в обратном направлении. Результаты лабораторного эксперимента, проведенного с целью установления наличия зоны кольматации опубликованы в работе [Евменова и др., 2023б]:

«Одной из задач эксперимента было определить наличие зоны кольматации, установить, насколько изменится проницаемость образцов после фильтрации через них бурового раствора. Для этого были повторно проведены замеры по схеме, описанной выше, с пропусканием раствора NaCl с минерализацией 30 г/л, для промывки он был пропущен в обратном направлении. По результатам ЯМР-исследований зона кольматации не обнаруживается; точности имеющегося оборудования недостаточно для решения этой задачи» [Евменова и др., 2023б] (рис. 3.1.5). ЯМР-исследования проведены сотрудником ИНГГ СО РАН Шумскайте М.И. Результаты далее

будут сравниваться с изменением проницаемости образца до и после фильтрации через него бурового раствора.

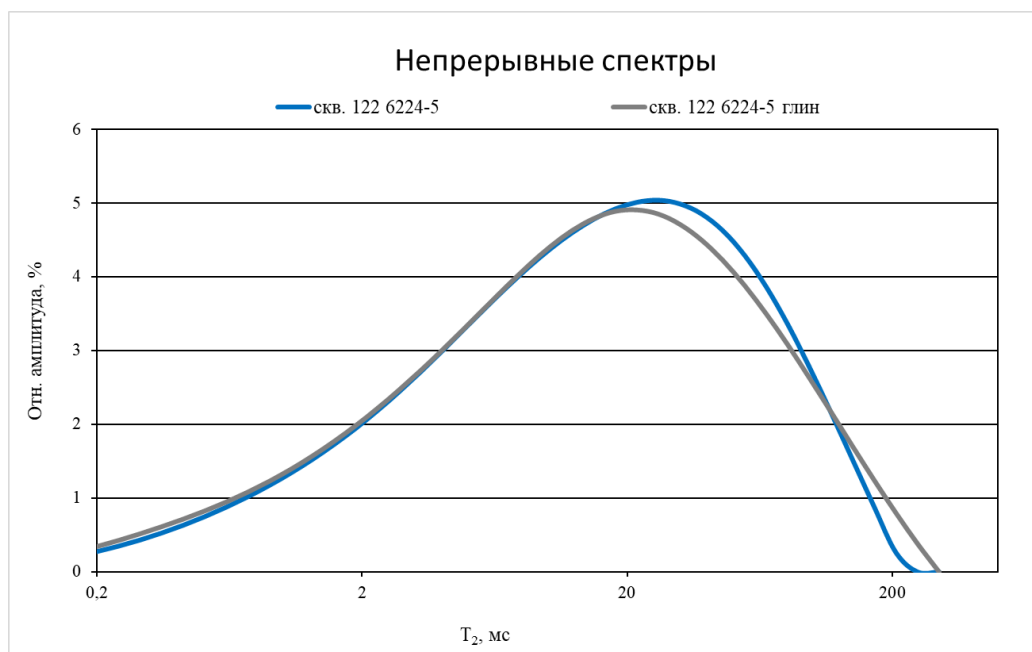


Рис. 3.1.5. Спектры ЯМР. Синий – измерения на образце до фильтрации бурового раствора, серый – после фильтрации бурового раствора [Евменова и др., 2023б]

3.2. Методика обработки экспериментальных данных

Методика обработки экспериментальных данных описана в работе [Евменова и др., 2023a]:

В результате эксперимента были получены такие параметры как изменение веса фильтрующейся жидкости и толщины глинистой корки, итоговый вес корки и ее толщина. Было сделано предположения об однородности глинистой корки по таким ее свойствам как пористость и проницаемость по поверхности образца, использовано знание минерального состава используемого образца бурового раствора и плотности составляющих его глинистых частиц и рассчитаны пористость и проницаемость глинистой корки. Рассчитанные по экспериментальным данным параметры глинистой корки в дальнейшем можно будет использовать при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта» [Евменова и др., 2023a], описанной в главе 2.

Исходными данными являются три текстовых файла по каждому из трех этапов эксперимента, содержащие следующую информацию – изменение веса фильтрующейся жидкости, толщина и вес образованной корки, давление, скорость потока бурового раствора и температура в системе во время эксперимента.

Обработка экспериментальных данных:

1. Удаление некорректных данных измерения веса фильтрующейся жидкости, связанных с ошибками в передаче данных с весов на компьютер (ПК), а также корректировками значений давления и расхода в начале эксперимента.

2. Пересчет числа оборотов датчика скорости циркуляции в скорость циркуляции фильтрующейся жидкости (реализовано с помощью кода для платы Arduino Nano с использованием функции `PulseIn`, позволяющее считывать число импульсов, поступающих от датчика).

3. Преобразование экспериментальных данных с датчика давления и температуры (реализовано с помощью кода для платы Arduino Nano с подключением библиотеки для датчиков температуры)

4. Расчет зависимости вязкости фильтрующейся жидкости от температуры в системе, которая повышается в ходе эксперимента, по формуле:

$$\vartheta = \frac{1.78 \cdot 10^{-6}}{1 + 0.0337t + 0.000221t^2} \quad (3.2.1)$$

где t – температура в $^{\circ}\text{C}$ [*Гидростатика: сб. задач, 2018*]

«Затем по полученным экспериментально значениям проводились следующие расчеты:

1. Проницаемость системы «образец+глинистая корка» рассчитывается по изменению веса фильтрующейся жидкости по закону Дарси [*Darcy, 1896*], где Q – количество воды, фильтрующейся через горную породу в единицу времени, F – площадь сечения, ΔH – разность напоров, под действием которой происходит фильтрации, L – длина пути фильтрации» [*Евменова и др., 2023a*]:

$$Q = k \frac{\Delta H}{L} F \quad (3.2.2)$$

«Способ применим для случая, когда фильтрат собирается со всей поверхности образца в капилляр, через который фильтрующаяся жидкость попадает на весы. В данном случае делается естественное допущение о том, что содержание глинистой составляющей в образце пренебрежимо мало» [*Евменова и др., 2023a*].

2. «Плотность глинистой корки рассчитывается из её толщины, веса и диаметра образца по известной формуле $\rho = m/V$, где m – масса корки, V – ее объем. Здесь предполагается, что, корка растет только на поверхности образца и её толщина по радиусу одинаковая (со временем увеличивается равномерно)» [*Евменова и др., 2023a*]. По результатам лабораторного эксперимента утоньшения корки по краям образца не наблюдалось.

3. Средняя (эффективная) пористость глинистой корки рассчитывается из её средней (эффективной) плотности при известной средней плотности глинистых частиц в растворе:

$$K_{\Pi} = \left(\frac{p - p_{ck}}{p_{ck} - 997} \right) \cdot 100 \quad (3.2.3)$$

, где p_{ck} = средняя плотность твердых частиц в растворе, 997 кг/м³ – плотность воды при 20-27 °С [Таблицы стандартных справочных данных, 1978]. Для корректного расчёта определялся минеральный состав раствора и плотности составляющих его глинистых частиц» [Евменова и др., 2023a]. С помощью автоматизированной установки для измерения плотности и проницаемости АР-608 (абсолютная погрешность определения плотность 0.5%) была получена плотность твердой фазы для глинистого раствора 2450 кг/м³ и 2650 кг/м³ для мраморной крошки.

Использован и другой способ, позволяющий избежать необходимости учитывать связанную воду при определении пористости. Для этого счищенная с поверхности образца глинистая корка полностью высушивалась, пористость корки рассчитывалась из потери веса за счет высыхания с учетом толщины корки и радиуса образца. В дальнейшем будут приведены значения пористости глинистой корки, полученные по этому способу.

4. «Проницаемость глинистой корки рассчитывается из проницаемости системы «образец+корка» из условия аддитивности фильтрационного сопротивления:

$$K_{\text{прс}} = K_{\text{прк}} + K_{\text{про}} \quad (3.2.4)$$

, где $K_{\text{прс}}$ – коэффициент проницаемости системы «образец+глинистая корка», $K_{\text{прк}}$ – коэффициент проницаемости глинистой корки, $K_{\text{про}}$ – коэффициент проницаемости образца» [Амикс и др., 1962; Бжицких и др., 2008; Евменова и др., 2023a]. Рассматривается случай быстрого образования зоны кольматации в начале процесса фильтрации.

5. «Рассматривается ситуация, когда глинистая корка однородна по толщине, проницаемости и пористости, а изменение её проницаемости во

времени связано только с изменением толщины. По изменению проницаемости корки во времени, а также значениям ее толщины и проницаемости в конце эксперимента рассчитывается изменение толщины во времени ($K_k/h = d K_k/dh$). Данная зависимость сравнивается с экспериментальной» [Евменова и др., 2023a].

«Относительная погрешность определения коэффициента проницаемости глинистой корки складывается из погрешностей измеренных величин следующим образом» [Евменова и др., 2023a; Белоножко, 2014]:

$$\delta(\text{кпр}) = \delta \left(\frac{0.1\% (\text{расход}) + 1\% (\text{вязкость}) + 0.25\% (\text{длина})}{2.5\% (\text{давление}) + 0.25\% + 0.25\% (\text{площадь})} \right) = 1.35\% + 3\% = 4.35\% \quad (3.2.5)$$

Соответственно абсолютная погрешность для проницаемости глинистой корки 0.07 мД равна 0.003 мД. Погрешность определения пористости глинистой корки составляет 4%.

«В результате лабораторного эксперимента и выполненных расчетов определены проницаемость глинистой корки и ее изменения во время эксперимента, итоговая толщина глинистой корки и ее изменение во время эксперимента и итоговая пористость глинистой корки» [Евменова и др., 2023a].

3.3. Результаты лабораторного эксперимента для моделирования процесса фильтрации бурового раствора

Для проведения работ использованы 30 образцов керна коллектора ЮС₂ (Тевлинско-Русскинское месторождение) длиной от 35 до 47 мм, диаметром 29-30 мм, проницаемостью 0.2-100 мД (преимущественно 2-10 мД) и пористостью 8-21% (преимущественно 12-15%). Эксперимент проводился на четырех типах бурового раствора: глинистом, биополимер-карбонатном KCL, полимер-карбонатном NaCl и безводном на нефтяной основе.

Основные параметры используемых типов бурового раствора приведены в таблице 3.3.1. Для глинистого бурового раствора и раствора на нефтяной основе утяжелителем является монтмориллонит (пелитовая фракция), для биополимер-карбонатного KCL и полимер-карбонатного NaCl мраморная крошка (размер твердых частиц менее 50 мкм).

Измерение вязкости проводились сотрудником ИНГГ СО РАН Е.А. Фурсенко при температуре 20-27 °С согласно ГОСТ 33-2000 [Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости, 2005].

Таблица 3.3.1. Параметры использованных для проведения эксперимента буровых растворов

БР- буровой раствор	Глинистый БР	Биополимерный карбонатный калиевый БР:	БР на нефтяной основе	Биополимерный карбонатный натриевый БР:
Минерализация, г/л	3.9	70	0	67
УЭС, Ом·м	1.33	0.5	1000	1.2
Плотность, г/см ³	1.11	1.11	1.3	1.15
Минеральный состав твёрдой фазы	монтмориллонит	мраморная крошка	монтмориллонит	мраморная крошка
Кинематическая вязкость, мм ² /с	1.13	1.2	19.6	1.2

Работы проводились при давлении от 2 до 4.5 атмосфер (что, соответствует бурению на репрессии на буровом растворе плотностью до 1.3 г см^3 при пластовом давлении более 30 МПа), скорости циркуляции фильтрующейся жидкости от 10 до 40 мл/с, время проведения эксперимента с фильтрацией бурового раствора составило от 2 часов до 2 суток. Лабораторный эксперимент проводился при комнатной температуре, но в процессе установка нагревалась до 35°C , что учитывалось при расчете изменения вязкости фильтрующейся жидкости от температуры при обработке экспериментальных данных.

Результаты эксперимента, проведенного с целью установления неоднородной структуры глинистой корки и влияния на результат различных режимов бурения, представлены в работе [Евменова и др., 2023a], номера образцов указаны в табл. 3.3.2, использован глинистый буровой раствор, свойства которого указаны в табл. 3.3.1.

«На рис. 3.3.1 представлен один из результатов эксперимента — изменение проницаемости системы “образец – глинистая корка”. Наблюдается нелинейная зависимость, указывая на неоднородную структуру глинистой корки.

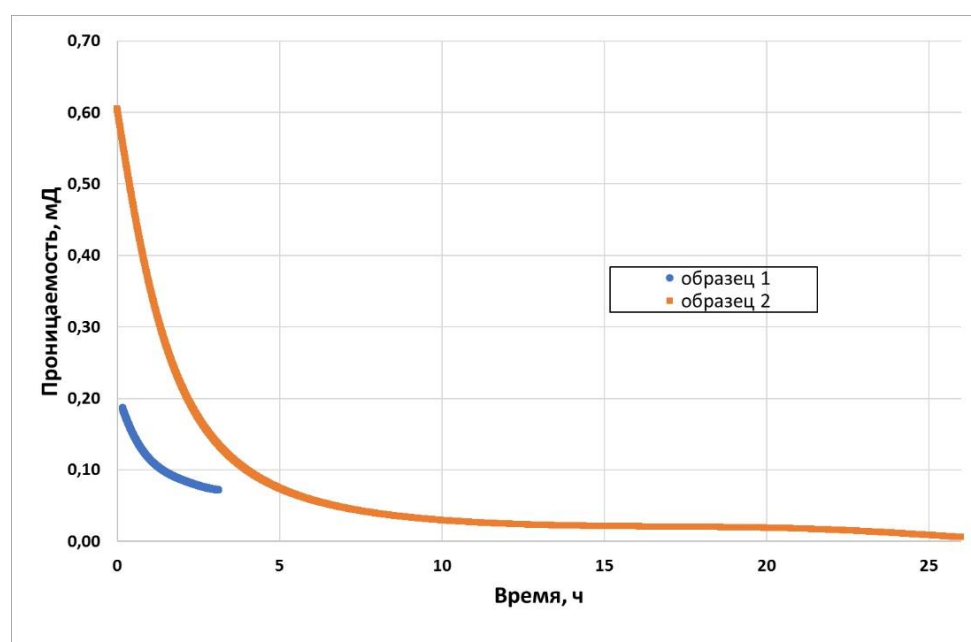


Рис. 3.3.1. Изменение проницаемости системы “образец – глинистая

корка” при различной длительности проведения эксперимента [Евменова и др., 2023а]

В таблице 3.3.2 приведены результаты экспериментов при разном давлении, скорости циркуляции фильтрующей жидкости и времени проведения эксперимента. Для примера даны измерения на образцах песчаника ЮС₂ 1, 2, 3 проницаемостью 2.4, 4.2 и 5.6 мД соответственно» [Евменова и др., 2023а].

Таблица 3.3.2. Результаты эксперимента при различных параметрах, моделирующих режим бурения [Евменова и др., 2023]

Номер образца	Скорость циркуляции, мл/с	Давление, атм	Время, ч	Толщина корки, мм	Проницаемость корки, мД	Пористость корки, %
1	40	2	3	0.4±0.1	0.02 ±0.001	78±4
1	10	2	3	1.1±0.06	0.004±0.0002	67±4
2	40	2	3	1.0±0.06	0.08±0.004	65±4
2	10	2	3	2.3±0.05	0.01±0.0006	54±4
3	40	2	3	1.2±0.06	0.02±0.001	73±4
3	10	2	3	1.7±0.05	0.01±0.0006	66±4
1	40	4	3	1.8±0.05	0.02±0.001	84±4
2	40	4	3	1.2±0.06	0.19±0.01	79±4
1	10	2	48	4.5±0.07	0.07±0.004	71±4
2	10	2	48	4.9±0.07	0.02±0.001	78±4

Для глинистого бурового раствора характерно:

1. В зависимости от проницаемости образца толщина корки изменяется от 1.5 до 3 мм.
2. Глинистая корка имеет неоднородную структуру. Вблизи образца плотность глинистой корки выше, чем на внешней поверхности корки. В таблице 3.3.2 приведены значения средней пористости глинистой корки.
3. Средняя проницаемость корки 0.008 мД.
4. Зона кольматации уменьшает проницаемость образца примерно в 2 раза.

Определяется средняя (эффективная) толщина глинистой корки, так как она различна по радиусу для глинистого бурового раствора. Для этого делается 7 измерений толщины глинистой корки, после чего рассчитывается среднее значение, а также дисперсия и среднеквадратичная ошибка среднего для оценки погрешности измерения толщины. Эта относительная погрешность добавляется к погрешности измерения толщины в формуле (3.2.5). Для глинистого бурового раствора погрешность определения эффективной толщины глинистой корки составила $1.2\% + 0.05$ (абсолютная погрешность штангенциркуля)/измеренное значение длины. По формуле (3.2.5) погрешность определения эффективной проницаемости глинистой корки составила 5.55%. Погрешность определения эффективной пористости корки 4%.

На рисунке 3.3.2 показана глинистая корка на образце 6281-4 (скважина 6534).

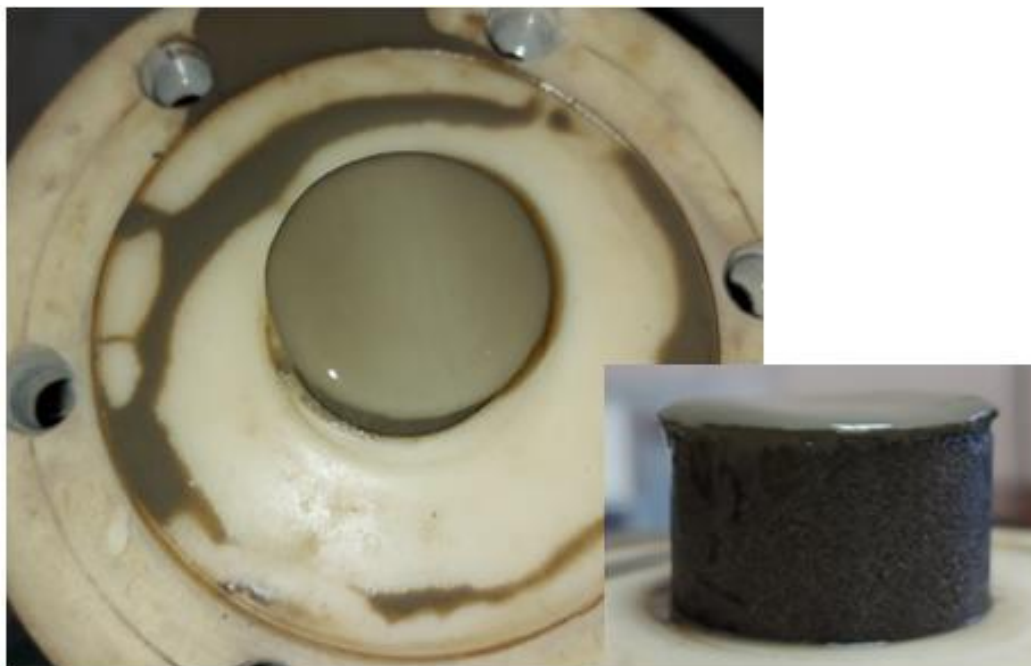


Рис. 3.3.2. Глинистая корка, образованная на образце 6281-4 (скважина 6534), глинистый буровой раствор

Для биополимер-карбонатного KCl раствора характерно:

1. Толщина корки значительно меньше, чем для глинистого: от 0.5 до 1 мм.
2. Средняя проницаемость корки 0.0002 мД.
3. Структура корки более однородная.
4. Зона кольматации уменьшает проницаемость образца примерно в 7 раз (полимерная пленка полностью удаляется с поверхности образца).

Для биополимер-карбонатного KCl раствора не характерно различие в толщине образованной корки, поэтому погрешность определения ее эффективной проницаемости составляет 4.35%. Погрешность определения толщины равна погрешности штангенциркуля. Погрешность определения эффективной пористости корки 4%.

На рисунке 3.3.3 показана корка на образце 6276-1 (скважина 7522).

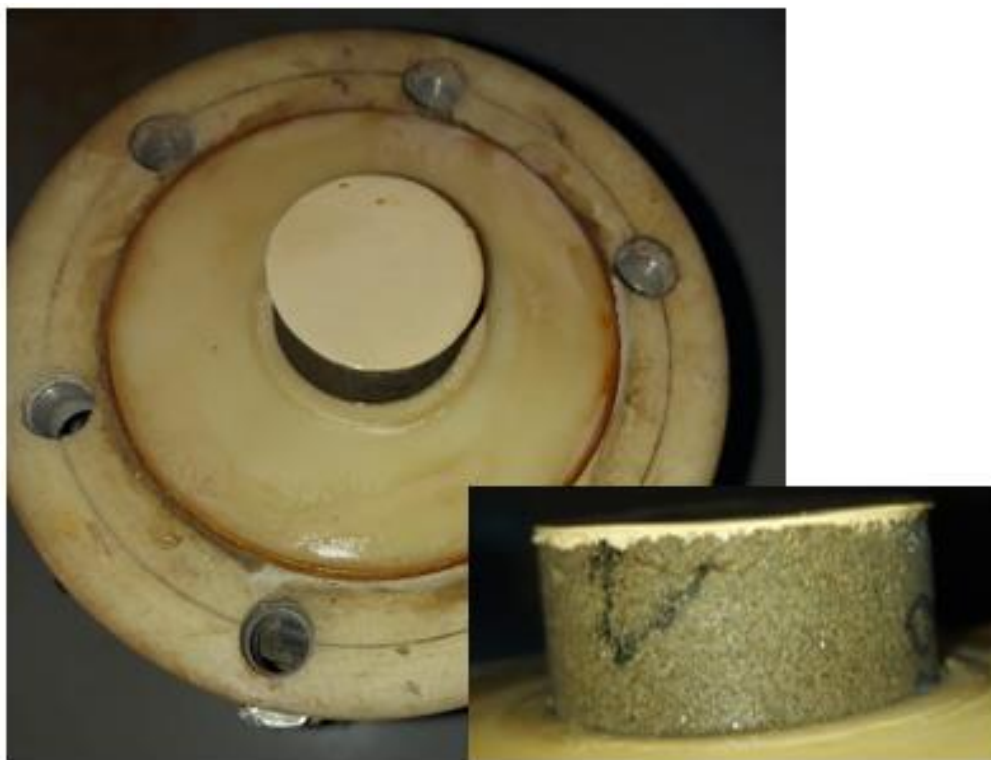


Рис. 3.3.3. Корка, образованная на образце 6276-1 (скважина 7522), биополимер-карбонатный KCl раствор

Для полимер-карбонатного NaCl бурового раствора характерно:

1. Толщина корки 2-3.8 мм, как у глинистого бурового раствора.
2. Средняя проницаемость корки 0.001 мД.
3. Структура корки рыхлая, неоднородная. Высокая пористость более 93%.
4. Зона кольтматации уменьшает проницаемость образца примерно в 8-9 раз (полимерная пленка полностью удаляется с поверхности образца).

Для полимер-карбонатного NaCl бурового раствора характерно различие в толщине образованной корки, поэтому также как для глинистого бурового раствора было сделано 7 замеров ее толщины. Погрешность определения эффективной толщины корки составила $1.1\% + 0.05$ (абсолютная погрешность штангенциркуля)/измеренное значение длины. По формуле (3.2.5) погрешность определения эффективной проницаемости корки составила 5.45%. Погрешность определения эффективной пористости корки 4%.

На рисунке 3.3.4 показана корка на образце 6225-1 (скважина 122).



Рис. 3.3.4. Корка, образованная на образце 6225-1 (скважина 122), полимер-карбонатный NaCl раствор

Для бурового раствора на нефтяной основе характерно:

1. Средняя толщина корки 2.5 мм.
2. Средняя проницаемость корки 0.01 мД.
3. Структура корки неоднородная. Средняя пористость 80%.
4. Зона кольтматации уменьшает проницаемость образца в среднем в 3-4 раза.

На рисунке 3.3.5 показана глинистая корка на образце 6225-1 (скважина 122).

Для бурового раствора на нефтяной основе характерно различие в толщине образованной корки, поэтому также как для глинистого бурового раствора было сделано 7 замеров ее толщины. Погрешность определения эффективной толщины корки составила $1.8\% + 0.05$ (абсолютная погрешность штангенциркуля)/измеренное значение длины. По формуле (3.2.5) погрешность определения эффективной проницаемости корки составила 6.15%. Погрешность определения эффективной пористости корки 5%.

Параметры корки для различных типов бурового раствора приведены в табл. 3.3.3.

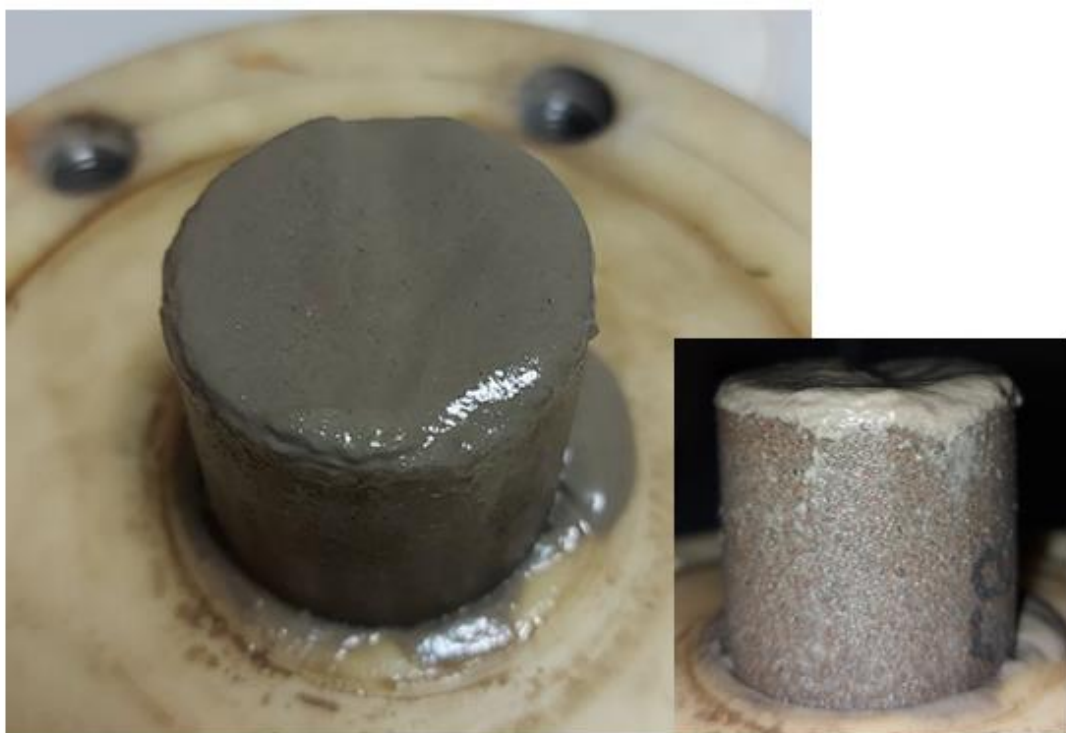


Рис. 3.3.5. Корка, образованная на образце 6238-3 (скважина 6758), раствора на нефтяной основе

Таблица 3.3.3. Параметры глинистой корки, полученные в результате лабораторных измерений на образцах пород, для четырех типов бурового раствора

№ обр.	Тип бурового раствора	Кпр по воде до exper., мД	Кпр по воде после exper., мД	Толщина корки, мм	Проницаемость корки, мД	Пористость корки, %
6238-3	Глинистый	8.62	2.75	2.3 ± 0.05	0.003 ± 0.0002	73 ± 4
6281-4	Глинистый	4.77	1.51	2.3 ± 0.05	0.08 ± 0.003	83 ± 4

6254-3	Глинистый	1.35	0.47	2.1±0.05	0.01±0.004	74±4
6276-1	Биополимер-карбонатный KCl	5.66	0.34	0.7±0.07	0.00005±0.000001	62±4
6288-3	Биополимер-карбонатный KCl	18.07	0.41	0.7±0.07	0.0002±0.00001	76±4
6225-1	Полимер-карбонатный NaCl	0.10	0.03	3.7±0.05	0.004±0.0002	93±4
6201-7	Полимер-карбонатный NaCl	0.51	0.12	2.8±0.05	0.001±0.00006	92±4
655-8	На нефтяной основе	15	0.88	3.5±0.08	0.02±0.001	87±5
6281-4	На нефтяной основе	1.47	0.25	2.2±0.06	0.001±0.00006	78±5

Влияние режима бурения на петрофизические свойства глинистой корки описано в работе [Евменова и др., 2023б]:

«В ходе эксперимента установлено:

- увеличение скорости циркуляции приводит к большим значениям пористости и проницаемости глинистой корки;
- повышение давления увеличивает толщину глинистой корки и уменьшает пористость;
- с увеличением времени проведения эксперимента наблюдается замедление формирования корки; на рис. 3.3.1 отмечается второй перегиб кривой зависимости проницаемости корки от времени» [Евменова и др.,

2023б], однако он может связан с увеличением погрешности определения малой величины.

Рассчитанные из предположения об однородности корки значения изменения ее толщины сравнивались с измеренными на образце номер 6120 с проницаемостью 1 мД. Результаты представлены в работе [Евменова и др., 2022]:

«Полученные петрофизические свойства корки – проницаемость 0.06 мД, толщина 3 мм, пористость– 80%» [Евменова и др., 2022]. Результаты представлены на рис. 3.3.6.

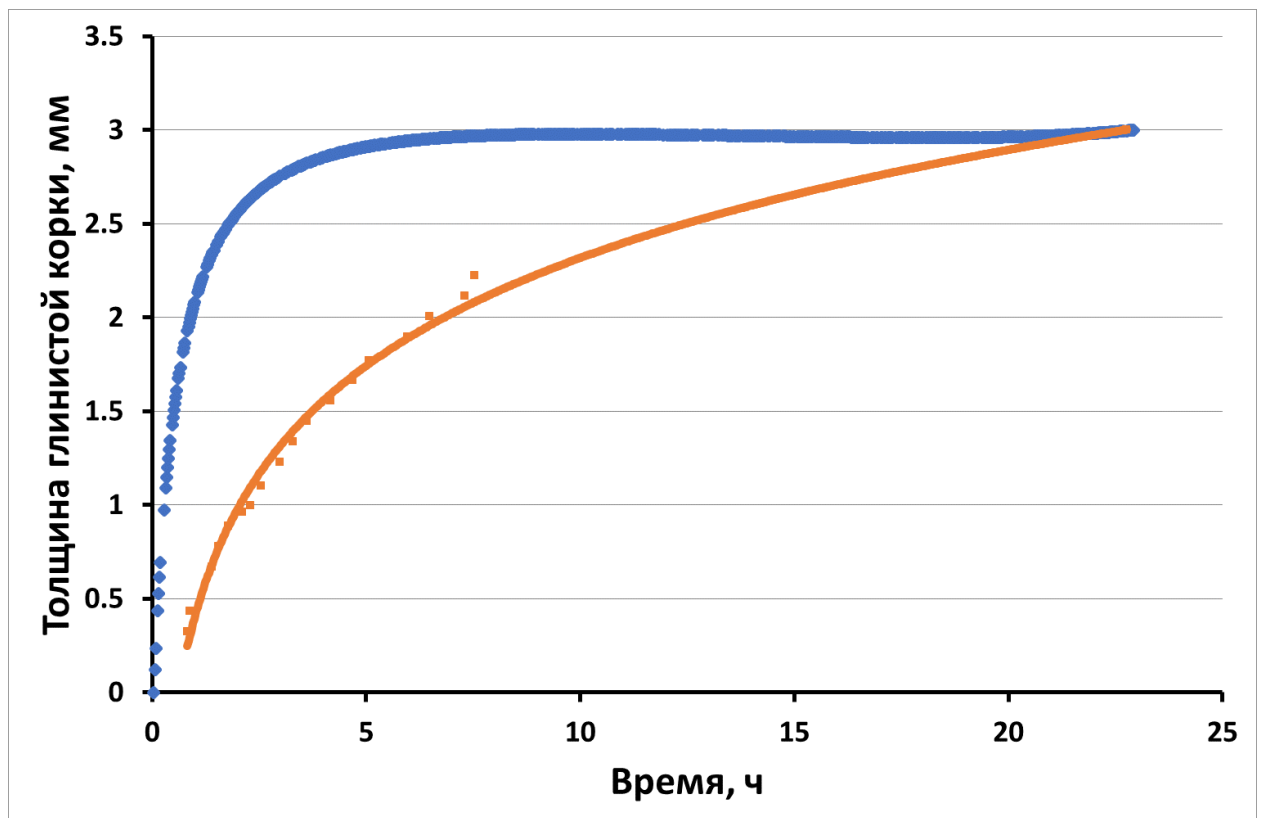


Рис. 3.3.6. Изменение толщины глинистой корки. Синий – расчетное по итоговой толщине глинистой корки, оранжевый – замеры толщиномера [Евменова и др., 2022]

Наблюдается расхождение экспериментальных данных с расчетными.» Это различие может быть обусловлено следующими причинами, описанными в работе [Евменова и др., 2023а]:

1. «Внешний слой глинистой корки гораздо более рыхлый, чем внутренний, в связи с чем отражение сигнала происходит не от поверхности корки, а от более плотного слоя внутри» [Евменова и др., 2023а].

2. «Уменьшение скорости ультразвука в глинистом растворе по сравнению с чистой водой» [Евменова и др., 2023а].

Результаты лабораторного эксперимента, проведенного с целью установления наличия зоны кольматации, приведены в работе [Евменова и др., 2023б].: «Одна из задач эксперимента — определить наличие зоны кольматации, т. е. установить, насколько изменится проницаемость образцов после фильтрации через них бурового раствора. По результатам исследований, проведенных на спектрометре ядерного магнитного резонанса МСТ-05, зона кольматации не обнаруживается» [Евменова и др., 2023б], однако ее удалось установить по данным лабораторного эксперимента за счет расчета проницаемости кольматированного образца. У образцов с изменившейся проницаемостью наблюдаются трещины с заполненными соединениями трехвалентного железа трещинами (рис. 3.3.7).



Рис. 3.3.7. Образец перед фильтрацией бурового раствора и после образования зоны кольматации, трещина заполняется глинистыми частицами [Евменова и др., 2023б]

«После завершения первой серии экспериментов повторно проводились измерения с пропусканьем раствора с минерализацией 30 г/л в обратном направлении для промывки. Затем определялась проницаемость образцов, осуществлялась повторная промывка. Далее фильтрация минерализованного раствора повторялась до приближения значений проницаемости образца к первоначальным. Результаты повторных измерений представлены на рис. 3.3.8» [Евменова и др., 2023б]. По ним видно изменение проницаемости образца после фильтрации бурового раствора даже после промывки, что свидетельствует о наличии зоны кольтматации, не установленной ранее по данным ЯМР-исследований.

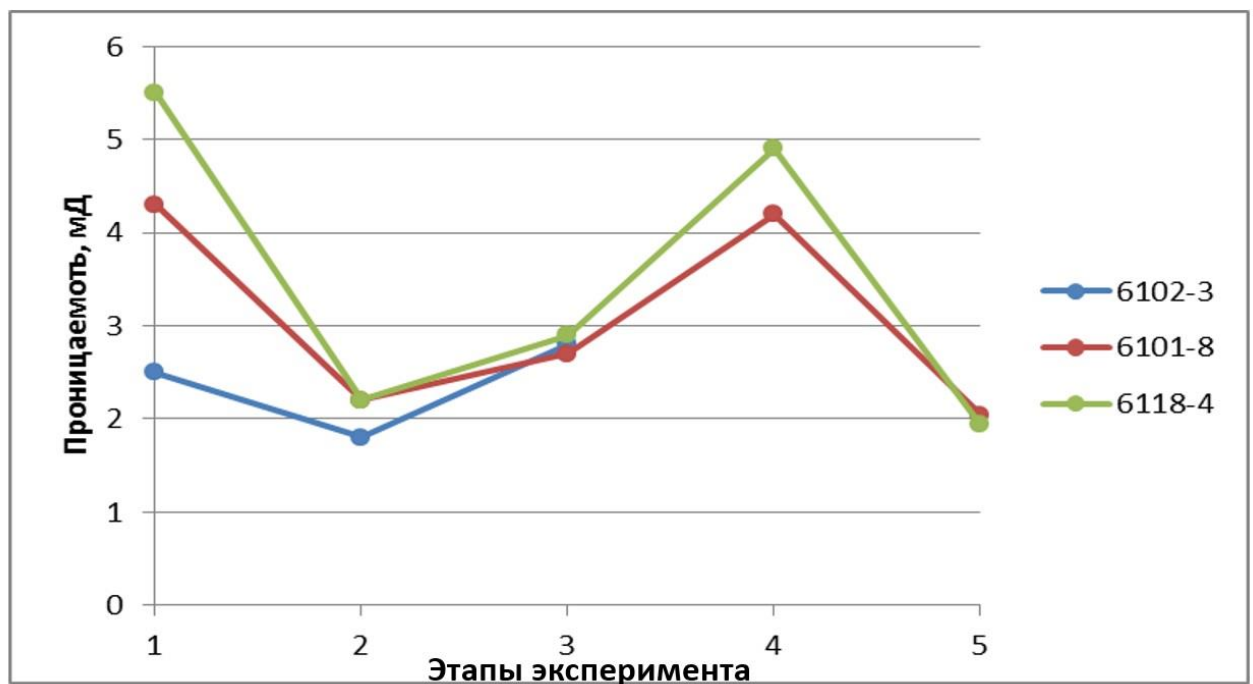


Рис. 3.3.8. Результаты повторных измерений проницаемости образцов.

По оси абсцисс приведены этапы: 1 — до эксперимента; 2 — после пропускания бурового раствора; 3, 4 — промывание; 5 — после второго пропускания бурового раствора [Евменова и др., 2023б]

На основании анализа полученных материалов предлагается следующий алгоритм учета параметров глинистой корки при построении многофизичной

модели пласта по данным ГИС, ГТИ и результатам исследования керна (рис 3.3.9), описанный в работе [Евменова и др., 2022]:



Рис. 3.3.9. Алгоритм учета параметров глинистой корки при построении многофизической модели пласта при бурении с перепадом давления менее 5 атмосфер [Евменова и др., 2022]

– «провести экспериментальные работы по формированию глинистой корки в условиях, приближенных к пластовым, на образцах керна с фильтрационно-ёмкостными свойствами, характерными для исследуемого пласта, с использованием оригинального бурового раствора или аналогичного ему;

- по данным эксперимента рассчитать пористость и проницаемость глинистой корки;

- использовать полученные значения из базы данных параметров глинистой корки при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта» [Евменова и др., 2022].

«Далее по предложенному алгоритму будет выполнена интерпретация данных ГИС для Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений, пласт ЮС₂» [Евменова и др., 2023а].

3.4. Интерпретация данных ГИС с учетом, определенных на основе экспериментальных данных петрофизических свойств глинистой корки

Фильтрационно-ёмкостные свойства, описанные в главе 2, были получены при следующих параметрах глинистой корки, оцененных по ее толщине и средней проницаемости пласта [Макаров, 2010]: проницаемость – $1 \cdot 10^{-3}$ мД, пористость – 20%. Учитывая высокую погрешность измерения толщины глинистой корки при кавернометрии и неопределенность в определении проницаемости продуктивного пласта, на которые опирается Макаров А.И. для определения пористости и проницаемости глинистой корки, данная косвенная оценка является менее достоверной, чем экспериментальное измерение петрофизических характеристик глинистой корки с учетом типа используемого бурового раствора и режима бурения.

Для сравнения были рассмотрены многофизичные модели для трех типов бурового раствора, использованных для проведения экспериментальных работ. Параметры глинистой корки для них приведены в таблице 3.3.1. Профили удельного электрического сопротивления для моделей, различающихся только типом бурового раствора, приведены на рис. 3.4.1.

Таблица 3.4.1 Параметры корки для разных буровых растворов

	Буровой раствор	Минерализация, г/л	Проницаемость корки, мД	Пористость корки, %
1	Глинистый	3.9	0.003	73
2	Полимерный калиевый	70	0.0002	62
3	Полимерный натриевый	67	0.004	76

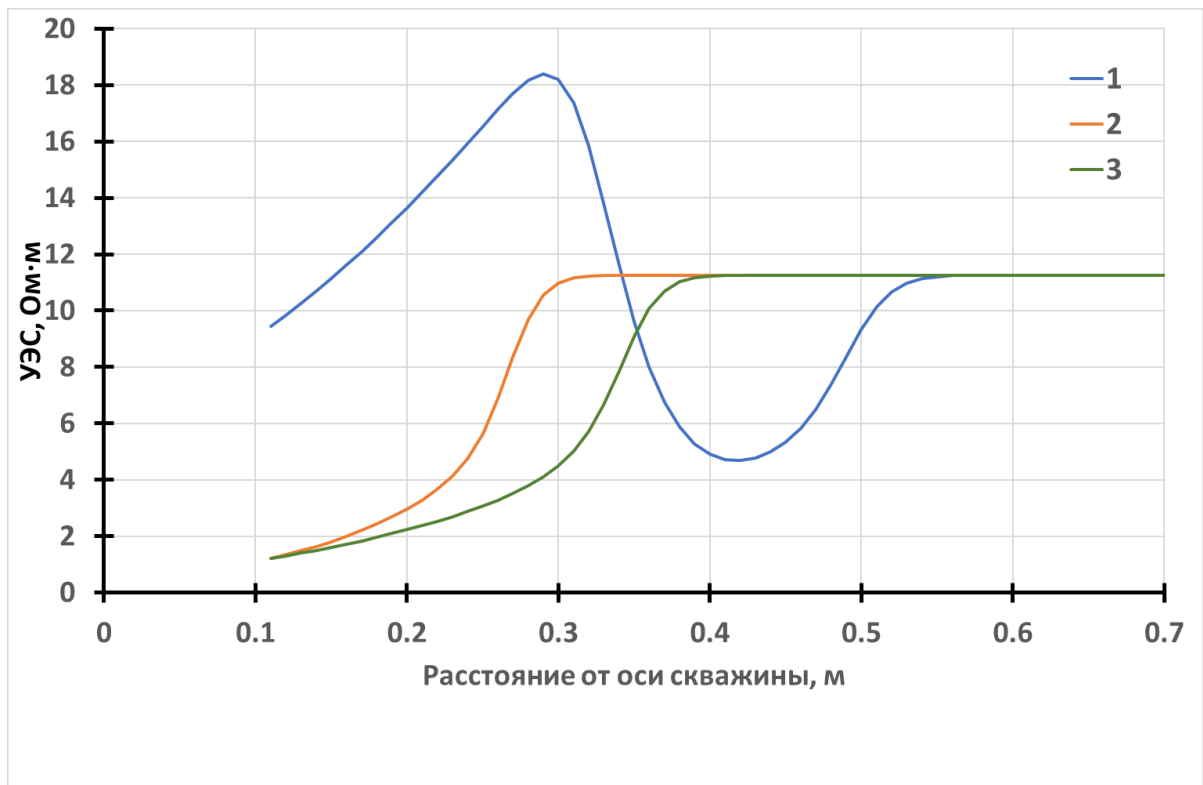


Рис. 3.4.1 – Сравнение профилей УЭС для разных буровых растворов, при прочих совпадающих параметрах МФМ. Минерализация пластовой воды- 30 г/л, нефтенасыщенность пласта 75%, пористость пласта- 17%. Легенда рисунка - номер бурового раствора в таблице 3.4.1

Для пресного глинистого бурового раствора характерно наличие высокоомной зоны проникновения с большим радиусом, наименьший радиус характерен для полимерного натриевого бурового раствора.

Для работ на Тевлинско-Русскинском месторождении в скважине 134 был использован полимер-глинисто-карбонатный калиевый буровой раствор с УЭС 0.48 Ом·м, в скважине 133 глинистый буровой раствор с УЭС 0.2 Ом·м (сведения, полученные из журнала бурения), а в скважине Русскинского месторождения глинистый буровой раствор с УЭС 2 Ом·м (сведения, полученные из журнала бурения).

После проведения экспериментальных работ была проведена интерпретация данных ГИС с Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений с учетом параметров глинистой корки, полученных в

экспериментах: для скважины 133 Тевлинско-Русскинского месторождения и скважины 1 Русскинского месторождения проницаемость глинистой корки $3 \cdot 10^{-3}$ мД (отличие от первоначально заданной в 3 раза), пористость – 73% (отличие от первоначально заданной в 3.6 раз), для скважины 134 Тевлинско-Русскинского месторождения проницаемость глинистой корки $2 \cdot 10^{-4}$ мД (отличие от первоначально заданной в 2 раза), пористость – 62% (отличие от первоначально заданной в 3 раза). Пластовое давление 29-31 МПа, относительное превышение давления на внешнем контуре ГК над пластовым давлением 2%, что соответствует пепаду давления 4.5 атмосфер. Полученные ФЕС представлены в табл. 3.4.1 на рис. 3.4.2 и 3.4.3, погрешности определены аналогично описанию в главе 2.

Табл.3.4.2. Фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора ЮС₂

Скважина	Кп, определенный без учета экспериментально полученных параметров, %	Кп с учетом, %	Кп по данным стандартной интерпретации, %	Кн, определенный без учета экспериментально определенных параметров, %	Кн с учетом, %	Кн по данным стандартной интерпретации, %
134 (Тевлинско-Русскинское месторождение)	17 ± 1 (разница с данными компании 0.5%)	16 ± 1 (разница 0.5%)	$16,5 \pm 0.1$	75 ± 2 (разница 13.5%)	64 ± 2 (разница 2.5%)	61.5 ± 0.1
133 (Тевлинско-Русскинское месторождение)	19 ± 1 (разница 0.8%)	20 ± 1 (разница 0.2%)	19.8 ± 0.1	75 ± 2 (разница 1%)	77 ± 2 (разница 1%)	76 ± 0.1

1 (Русскинское месторождение)	17 ± 1 (разница 2.3%)	19 ± 1 (разница 0.3%)	19.3 ± 0.1	90 ± 2 (разница 2.4%)	93 ± 2 (разница 0.4%)	92.4 ± 0.1
-------------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	----------------	------------------------------	---------------------------------	----------------

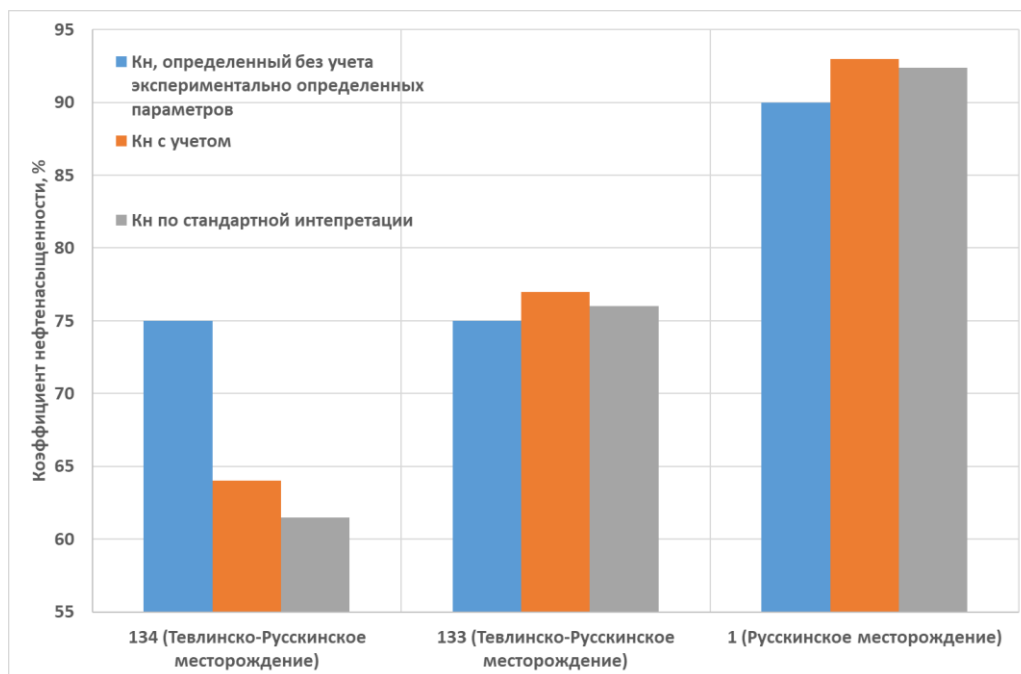


Рис. 3.4.2. Коэффициент нефтенасыщенности, рассчитанный с учетом и без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки, а также по результатам стандартной интерпретации данных

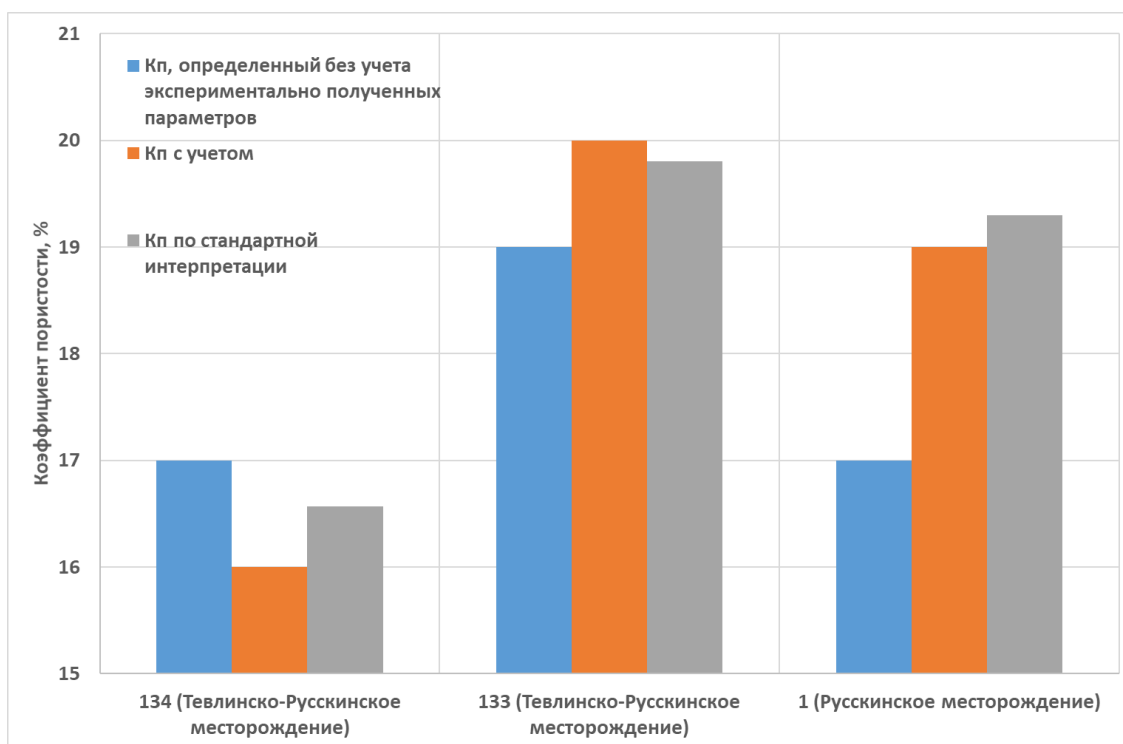


Рис. 3.4.3. Коэффициент пористости, рассчитанный с учетом и без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки, а также по результатам стандартной интерпретации данных

3.5. Выводы

Влияние параметров глинистой корки, определенных экспериментально, на результат интерпретации данных ГИС, описано в работе [Евменова и др., 2022]:

«Без учета параметров глинистой корки, определенных экспериментально, получались заниженные на 3-5% от определенных с их учетом значения нефтенасыщенности и заниженные на 1-2% значения пористости для глинистого бурового раствора и завышенные на 1% значения пористости и завышенные на 8% значения нефтенасыщенности для полимер-карбонатного бурового раствора. Результаты сравнивались с заключением, данным компанией, проводившей ГИС на месторождениях.

Данные о параметрах глинистой корки не содержатся в журналах бурения, не измеряются в процессе бурения, а могут быть определены только

экспериментально с использованием образцов керна и бурового раствора в условиях, соответствующих режиму бурения. Перед проведением интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта рекомендуется провести экспериментальные работы по определению параметров глинистой корки и учитывать их при определении параметров ФЕС для повышения достоверности их определения» [Евменова и др., 2022].

Необходимая для этого информация:

1. Сведения о составе твердой фазы бурового раствора, вязкости жидкой фазы, количестве твердых частиц в растворе. Минимальной достаточной информацией будет тип бурового раствора (полимерный, глинистый, на нефтяной основе и т.д.).
2. Сведения о керне из исследуемого пласта с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Минимальной достаточной информацией будет описание литологии и фильтрационно-ёмкостных свойств пласта.

В случае, когда нет образца бурового раствора, описания его полного состава и керна, извлеченного из исследуемого пласта, свойства глинистой корки будут определяться на основе информации, содержащейся в базе данных петрофизических параметров глинистой корки, определенных экспериментально для различных буровых растворов и обработанной ранее коллекции керна. Для создания достаточно полной базы данных необходимо проведение экспериментов с использованием различных типов бурового раствора, а также керна с различной литологией и фильтрационно-ёмкостными свойствами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом диссертационной работы является методика обработки данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки. Методика реализована на керне, извлеченном из интервала коллектора ЮС₂ (Тевлинско-Русскинское месторождение).

Выполнена интерпретация данных электромагнитного каротажа на интервалах отложений ЮС₂ на основе многофизичной модели пласта с использованием программного комплекса для моделирования фильтрации и солепереноса в предположении изменения напряжённо-деформированного состояния среды без учета зависимости между параметрами глинистой корки, характеристиками продуктивного пласта и бурового раствора.

Затем выполнена обработка данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических характеристик (пористости, проницаемости и толщины) глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора на керне из пласта ЮС₂, проанализирована их зависимость от свойств пласта, типа бурового раствора, давления и скорости циркуляции фильтрующей жидкости во время эксперимента. Установлено, что:

- увеличение скорости циркуляции приводит к большим значениям пористости и проницаемости глинистой корки;
- при повышении давления увеличивается толщина глинистой корки и уменьшается пористость;
- для полимерных растворов характерно значительное уменьшение проницаемости за счет образования зоны кольматации, эффективная проницаемость менее 0.001 мД, эффективная толщина корки до 3 мм (у полимер-карбонатного NaCl 2-3.8 мм, биополимер-карбонатного KCl до 1 мм), для натриевого раствора характерна более рыхлая и неоднородная корка, для калиевого более однородная и плотная;

- для раствора на нефтяной основе характерна неоднородная корка со средней толщиной 2.5 мм, средней проницаемостью 0.02 мД и средней пористостью 80%;
- для глинистого бурового раствора характерна более высокая по сравнению с полимерными растворами проницаемость 0.008 мД, толщина 1.5-3 мм и меньшее падение проницаемости образца за счет образования зоны кольтматации по сравнению с полимерными растворами и растворами на нефтяной основе;
- чем выше проницаемость образца, тем больше толщина образованной глинистой корки, что наиболее ярко наблюдается для глинистого бурового раствора.

Определены итоговые пористости и проницаемости глинистой корки, а также их изменение в ходе эксперимента, создана база данных петрофизических свойств глинистой корки для четырех типов бурового раствора, различных ФЕС керна и режимов бурения (величин давления и скорости циркуляции фильтрующей жидкости) и коллекции образов, извлеченных из коллектора ЮС₂ (Тевлинско-Русскинское месторождение). Сформулированы методические приёмы для обработки и интерпретации данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки. Установлено наличие зоны кольтматации у образцов с относительно высокой первоначальной проницаемостью, которая приводит к уменьшению проницаемости, что проявляется при повторных экспериментах. В результате измерений толщины глинистой корки в ходе эксперимента и обработки полученных данных показано, что глинистая корка неоднородна.

Выполнена интерпретация данных ГИС на основе многофизичной модели пласта на примере юрского нефтяного коллектора (Тевлинско-Русскинское и Русскинское месторождения) с учетом петрофизических свойств глинистой корки, определенных экспериментально. Проанализированы результаты и предложен способ учета экспериментально

определенных петрофизических характеристик глинистой корки при интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

Глинистая корка, образующаяся при фильтрации бурового раствора в пласт, является важным элементом моделей формирования зоны проникновения бурового раствора в пласт, являясь индикатором его проницаемости. Данные о параметрах глинистой корки, таких как ее пористость и проницаемость, не содержатся в журналах бурения, не измеряются при геолого-технологических исследованиях, а могут быть определены только экспериментально с использованием керна и бурового раствора с месторождения (или со знанием его состава) в условиях, приближенных к пластовым, что удалось реализовать в диссертации.

Результаты измерений использованы при интерпретации данных ГИС на интервале нефтяного коллектора ЮС₂, Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений. Показано, что учет при проведении интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта экспериментально определенных петрофизических свойств глинистой корки, таких как пористость и проницаемость, позволяет повысить достоверность определения фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора (его пористости и проницаемости). Результаты сравнивались с заключением нефтяной компании. Перед проведением интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта рекомендуется провести экспериментальные работы по определению параметров глинистой корки на образцах, приближенных к исследуемому коллектору с использованием типа раствора, применяемого при бурении в выбранной для интерпретации скважины и учитывать их при определении фильтрационно-ёмкостных свойств пласта для повышения достоверности интерпретации.

Разработанная методика обработки экспериментальных данных, получения параметров глинистой корки и их учета при интерпретации ГИС на основе многофизичной модели пласта была успешно применена в рамках договора с ПАО «Татнефть» № 0290/2021/6458, были проведены

экспериментальные работы на описанной в диссертации установке на образцах керна и бурового раствора, полученных от заказчика.

Полученные результаты используются в ПАО «Татнефть», получены свидетельства о регистрации баз данных и программного комплекса для построения многофизических моделей пластов для разных сценариев их первичного вскрытия [Лощева и др., 2024].

Также разработанную методику можно применять и для испытаний различных образцов бурового раствора с целью проведения сценарных расчётов и выбора оптимальных композиций буровых жидкостей и технологий первичного вскрытия продуктивных интервалов. Для этого необходимо создание обширной базы данных с петрофизическими свойствами глинистой корки, определенными экспериментально для различных типов бурового раствора, а также керна с различной литологией и фильтрационно-ёмкостными свойствами. Таким образом, выполненное исследование имеет большое практическое значение для нефтяной отрасли.

В дальнейшем необходимо реализовать возможность проведения измерений при более высокой температуре и применить методику на образцах со смешанным насыщением (нефть+вода, нефть+газ нефть+газ+вода). Кроме того, планируется реализация измерения удельного электрического сопротивления и определения фазовой проницаемости в процессе вытеснения насыщающей жидкости буровым раствором.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Д. Физика нефтяного пласта // М.: Гостоптехиздат, 1962. 569 с.
2. Баренблат Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. // Прикладная математика и механика. 1960. Т. 24, № 5. С. 853-864.
3. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 554 с.
4. Белоножко Д.Ф. Численные методы в задачах // Ярославль. ЯРГУ. 2014. 112 с.
5. Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э. Определение физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород // Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. 95 с.
6. Бочаров О.Б., Кушнир Д.Ю. Аналитическое решение задачи о росте глинистой корки на стенке скважины с учетом смыва // Сибирский журнал промышленной математики, 2012. Т. 15. № 1 (49). С. 14-21.
7. Гидростатика: сб. задач. Составители: О.В. Акимов, Ю.М. Акимова. – 3-е изд., перераб. Хабаровск: ДВГУПС, 2008. 124 с.
8. Голиков Н.А., Ельцов И.Н., Евменова Д.М. Результаты численного моделирования роста неоднородной глинистой корки // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2023. Т. 2. № 3. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Сборник материалов в 8 т. XIX Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-19 мая 2023 г.). Новосибирск, СГУГиТ, 2023. С. 77-83.
9. Голиков Н.А., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Евменова Д.М. База параметров глинистой корки, определенных экспериментально в ИНГГ СО РАН. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2023624864 от 21.12.2023 г.

10. Голубев В.И., Михайлов Д.Н. Моделирование динамики фильтрации двухчастичной суспензии через пористую среду. // Труды МФТИ. Том №3. №2. 2011. С. 143-147.
11. Гуфранов, М.Г. О динамике изменения свойств породы в прискважинной области // Каротажник. № 77. 2000. С. 75-79.
12. Данаев, Н.Т., Корсакова Н.К. Многофазная фильтрация и электромагнитное зондирование скважин // Алматы: Изд. «Эверо». 2014. 277 с.
13. Димов С.В., Кузнецов В.В., Рудяк В.Я., Тропин Н.М. Экспериментальное изучение фильтрации микросуспензии в высокопроницаемой пористой среде // Изв. РАН. МЖГ. №2. 2012. С. 47–56.
14. Евменова Д.М., Голиков Н.А., Ельцов И.Н. Экспериментальное исследование образования глинистой корки на образцах песчаника с низкой проницаемостью // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых № 5. 2023а. С. 47-54
15. Евменова Д.М., Голиков Н.А., Ельцов И.Н. Экспериментальное исследование толщины глинистой корки в процессе ее формирования Геомодель 2023: 10-я Международная конференция Геонауки: время перемен, время перспектив: Сборник материалов конференции (г. Санкт-Петербург, Россия, 17-20 апреля 2023 г.) – М.: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2023б. С. 150-153.
16. Евменова Д.М., Голиков Н.А., Ельцов И.Н. Экспериментальное исследование формирования глинистой корки и ее характеристик на кернях юрского нефтяного коллектора // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2022. Т. 2. № 2. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18-20 мая 2022 г.). Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2022. С. 61-67.

17. Евменова Д.М., Голиков Н.А., Юркевич Н.В., Ельцов И.Н. Экспериментальное исследование глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора // Каротажник, 2021. Т.3. № 309. С. 100-108.
18. Евменова Д.М., Голиков Н.А., Ельцов И.Н. Разработка установки для моделирования процесса образования глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2020. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2020. С. 393-400.
19. Евменова Д.М., Ельцов И.Н., Голиков Н.А. Учет параметров глинистой корки при интерпретации геоэлектрических каротажей скважин на примере Юрского нефтяного коллектора // EAGE. Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources (Saint Petersburg, Russia, 6-9 April 2020). СПб. 2020. С. 1-6.
20. Евменова Д.М. Роль глинистой корки в процессе формирования зоны проникновения в околоскважинном пространстве на примере юрского нефтяного коллектора // Трофимукские чтения - 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. (Новосибирск, 7-12 октября 2019 г.). 2019. С. 256-258.
21. Евменова Д.М. Влияние глинистой корки на результат интерпретации данных скважинной геоэлектрики на примере юрского нефтяного коллектора // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: Материалы девятнадцатой Всероссийской конференции (стационар «Денисова пещера», Россия, Алтайский край, п. Солонешное, 22-28 июля 2019 г.). 2019. С.89-90.
22. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений. // Геология и геофизика, 2014. Т. 55. № 5-6. С. 978-990.

23. Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе // ПМТФ, 2012. Т. 53. № 4. С. 97-104.
24. Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефт. хоз-во, 2004. № 1. С. 64–66.
25. Игликов Э.И. Комплексный подход к снижению рисков геологоразведочных работ на основе геолого-геофизического и математического анализов // Международный журнал прикладных наук и технологий «Integral», Москва, 2023. №2. С. 281-288.
26. Казаненков В.А., Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Саенко Л.С., Ян П.А. Обстановки формирования коллекторов горизонта Ю₂ в северо-восточной части Хантейской гемиантеклизы (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа, 2009. №1. С. 46-53.
27. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ, 2003. Т. 44, № 6. С. 148-157.
28. Киндюк В.А. Оценка коллекторских свойств по данным электромагнитного каротажа с учетом гидродинамических процессов в напряженно-деформированной среде: канд. диссертация технических наук / В.А. Киндюк – Новосибирск, 2017. 157 с.
29. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б., Ян П.А., Быков В.В., Попов А.Ю., Саенко Л.С. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтегазоносность в Широ́тном Приобье // Геология и геофизика, 2010. Т. 51. №2. С. 187-200.
30. Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Исследование взаимодействия глинистой корки с пластом // Подземное хранение газа. М., Недра (Труды МИНХ и ГП. Вып. 136). 1978. С. 27-40
31. Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Гайсин И.А., Ганиев И.И., Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Евменова Д.М., Назарова Л.А., Соболев А.Ю., Петров М.Н. Программный комплекс построения многофизичных моделей

пластов для разных сценариев их первичного вскрытия: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2024612356 от 31.01.2024.

32. Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Гайсин И.А., Ганиев И.И., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Голиков Н.А., Евменова Д.М. База данных параметров глинистой корки, определенных экспериментально для образцов из коллекции ПАО «Татнефть»: Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2024620409 от 25.01.2024.

33. Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Гайсин И.А., Ганиев И.И., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Голиков Н.А., Евменова Д.М., Петров М.Н. База данных цифровых моделей пластов и сценариев их первичного вскрытия: Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2024620640 от 08.02.2024.

34. Макаров А.И. Оценка проницаемости пласта по толщине глинистой корки с использованием геофизических данных и гидродинамического моделирования: канд. диссертация техн. наук. / А.И. Макаров – Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2010. 152 с.

35. Михайлов Д.Н., Рыжиков Н.И., Шако В.В. Экспериментальное исследование процесса переноса и накопления суспензии твердых частиц и взвеси глины в образцах горных пород. // Механика жидкости и газа. №5. 2015.

36. Михайлов Д.Н. Рыжиков Н.И., Бурухин А.А., Жвик В.В., Габова А.В. Способ количественного анализа распределения твердых частиц загрязнителя, проникших в пористую среду при фильтрации. // Патент на изобретение. Правообладатели: Шлюмберже, Текнолоджи Б.В. – № 2613903 от 21.03.2017.

37. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. // М-ва. Недра, 1987. 152 с

38. Мучаева В.А. Развитие моделирования карбонатных резервуаров на основе комплекса геолого-геофизических и промысловых данных // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2012. №9. С. 42-50.

39. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В. GENM2D: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018613634, дата регистрации программы 21.03.2018 г.
40. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей. Изд-во EAGE, 2014. С. 327-344.
41. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Соболев А.Ю., Суродина И.В., Черняк Н.М. ATLAS MPhMR: Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2021621410. Дата регистрации: 29.06.2021.
42. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М.: ФГУП Стандартинформ, 2005. 23 с.
43. Нечаева А.Г., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Характеристика геоэлектрических моделей высокоомных среднеюрских коллекторов // XII Международный научный конгресс и выставка ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016. Т. 1. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сборник материалов международной научной конференции. Новосибирск, СГУГиТ, 2016. С. 246-250.
44. Никитин И.А. Факторы, влияющие и определяющие характер насыщения низкоомных коллекторов на примере месторождения Сургутского свода // East European Scientific Journal. СПб, 2021. №12 (76). С. 43-52.
45. Павлова Д.М., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В. Интерпретация данных скважинной геоэлектрики на основе единой многофизичной модели пласта на примере юрского нефтяного коллектора // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2018. Т. 4. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология:

- Сборник материалов в 6 т. XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.). СГУГиТ, Новосибирск, 2018. С. 53-60.
46. Павлова Д.М., Сухорукова К.В., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Геоэлектрические, гидродинамические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики и численного моделирования // Каротажник, 2018. № 4 (286). С. 36-46.
47. Павлова Д.М. Интерпретация данных скважинной геоэлектрики с учетом гидродинамических параметров на примере юрского нефтяного коллектора Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 130-летию со дня рожд. проф. М.И. Кучина. Т. 1. Изд-во Томского политехнического ун-та, Томск, 2017. С. 395-396.
48. Павлова Д.М., Ельцов И.Н. Электрофизические, гидрофизические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики [Электронный ресурс] Геомодель 2017: 19-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 11-14 сентября 2017 г.): Тезисы докладов. Геленджик, 2017. С. 438-440.
49. Петров А.А., Николаев Н.И. Результаты исследования влияния жидкостей-разрушителей на полимерминеральную фильтрационную корку. // Недропользование. Пермский национальный исследовательский политехнический университет. 2021. № 21. С. 58-63.
50. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамическое моделирование объекта ЮВ₁ Ван-Ёганского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (Политехнический выпуск). 2016. № 3. С. 73-95.
51. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте – М.: Гостоптехиздат, 1961. 570 с.
52. Смирнов С.И., Гальцева О.В., Кряжев В.Н., Мячина Н.Е., Крюков С.В. Экологически безопасные буровые реагенты ЗАО «Полицелл» для нефтегазового комплекса // Нефть. Газ. Новации, 2023. №7 (272). С. 54-63.

53. Стаценко В.А. Геология и литолого-фациальные особенности среднеюрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения (ХМАО) // Геология в развивающемся мире, Сборник научных трудов (по материалам V научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием): в 2-х томах. Пермь, 2012. Т. 1. С. 171-173.
54. Таблицы стандартных справочных данных. Вода. Плотность при атмосферном давлении и температурах от 0 до 100 °С. Москва: Издательство стандартов, 1978. 6 с.
55. Торопецкий К.В., Ульянов В.Н., Борисов Г.А. Подбор буровых растворов для первичного вскрытия карбонатных и терригенных отложений Восточной Сибири // VII Петербургский международный газовый форум 3-6 октября 2017. С. 44-52.
56. Тюкавкина О.В. К вопросу изучения геолого-промысловых параметров юрских коллекторов Федоровской вершины (Сургутский свод) // Георесурсы. Казань. 2012. №6 (48). С. 16-18.
57. Фадеев А.П. Создание комплексных геологических моделей для уменьшения неопределенностей геологического строения на примере месторождения Тимано-Печорского региона // Геомодель 2022: Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва, 2022. С. 18-21.
58. Цику Ю.К. Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации (на примере Русскинского месторождения): канд. диссертация техн. наук. / Ю.К. Цику – Москва, 2015. 146 с.
59. Шевцов В.М., Беков Б.Х., Жамилов А.Ф.У., Маликова Н.А.К. Геолого-гидродинамическое моделирование как направление повышения эффективности проектирования и разработки месторождений углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2023. №8. С. 14-18.

60. Шелухин В.В., Крутко В.В., Трусов К.В. Фильтрация сильно смешиваемых жидкостей на основе двухмасштабной гомогенизации уравнений Навье-Стокса и Кана-Хиллиарда // Прикладная механика и техническая физика. 2023. Т.64. №3 (379). С.161-173.
61. Щелкачев, В.Н., Лапук Б.Б. Подземная Гидравлика // М.: Гостоптехиздат. 1949. 523 с.
62. Эпов М.И., Ельцов И.Н. Прямые и обратные задачи индуктивной геоэлектрики в одномерных средах // Новосибирск. 1992. 31 с.
63. Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO // Бурение и нефть. 2010. № 2. С. 16-19.
64. Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2014. № 11 (245). С. 29-42.
65. Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Еремин В.Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин // Геология и геофизика. 2015. Т. 56(8). С. 1520-1529.
66. Официальный сайт ООО НПП ГА «Луч»: Новосибирск, 2001. URL: <http://www.looch.ru/products/skl-76.html> (дата обращения: 22.02.2018).
67. Официальный сайт компании Стэлта URL: <https://lab.stelta.ru/labs/product/filtr-press-vysokogo-davlenia-i-vysokoj-temperature-hthp-model-njsq> (дата обращения 21.05.2024).
68. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // J. Pet. Tech. 1977. V.29. № 5. P. 586–592.
69. Bradford S.A., Simunek J., Bettahar M., Van Genuchten T., Yates S.R. Significance of straining in colloid deposition: Evidence and implications // Water Resources Res. 2006. V. 42. P.W12S15.

70. Chao R., Pingquan W., Jingsong L., Junlin S., Qiurun W., Minhao F., Tao T., Gang X. Evaluation method of shale water-based drilling fluid plugging based on «thick mud cake» simulation // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. (Russian Original No.4, July – August, 2023). 2023. Vol. 59 – No.4, September.
71. Chin W.C. Formation Invasion with Applications to Measurement-While-Drilling, Time-Lapse Analysis, and Formation Damage // Houston: Gulf Publishing Company. 1995. 240 p.
72. Collins R.E. Flow of Fluids through Porous Materials // New York: Reinhold Publishing Corporation. 1961. 350 p.
73. Darcy H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau. Paris: V. Dalmont. 1856.
74. Dewan, J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mudcake parameters // Petrophysics. – Houston: SPWLA. 2001. Vol. 42. № 3. P. 237-250.
75. Dewan, J.T., Martin E.C. Mudcake buildup and invasion in low permeability formations; application to permeability determination by measurement while drilling // 34 SPWLA symposium, June 13-16. Calgary 1993. P. 1-24.
76. Douglas, J. Blair P.M., Wagner R.J Calculation of linear waterflood behaviour including the effects of capillary pressure // Annual fall meeting SPE 32th. – Dallas, 1957. P. 96-102.
77. Dresser, A.D. Well logging and interpretation techniques // USA: Dresser Industries. 1982. 492 p.
78. Fattah K.A., Lashin A. Investigation of mud density and weighting materials effect on drilling fluid filter cake properties and formation damage // Journal of African earth sciences. 2016. №117. P. 346-357.
79. Ferguson C.K., Klots J.A. Filtration from mud during drilling // Journal of Petroleum Technology // Dallas:SPE. 1954. №2. P. 30-43.

80. Jiao D., Sharma M. Mechanism of Cake Buildup in Crossflow Filtration of Colloidal Suspensions // *Journal of Colloid and Interface Science*. – New York: Academic Press, 1994. Vol. 162. P. 454–462.
81. Jaffal A., Mohtar C.S., Gray K.E. Modeling of filtration and mudcake buildup: An experimental investigation. // *Journal of natural gas science and engineering*, 2017. № 38. P. 1-11.
82. Heidari Z., Torres-Verdín C. Estimation of dynamic petrophysical properties of water-bearing sands invaded with oil-base mud from the interpretation of multiple borehole geophysical measurements // *Geophysics*. 2012. v. 77. № 6. P. D209—D227.
83. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.Le. Flow of suspensions through porous media. // *Industrial and engineering chemistry*. 1970. P. 8-35.
84. Li S., Shen L.C. Dynamic invasion profiles and time-lapsed electrical Logs // *SPWLA 44 Annual Logging symposium*, June 22-25. Galveston. – 2003. – P. 1-13.
85. McDowellBoyer L.M., Hunt J.R., Sitar N. Particle transport through porous media // *Water Resources Res.* 1986. V. 22. P. 1901–1921.
86. Miller, F.G. Steady flow of two-phase single component fluids through porous media // *West coast fall meeting*. – Los Angeles: AIME. 1950. P. 205-216.
87. Nardi G., Martakov S., Nikitenko M., Rabinovich M. Evaluation of Parameter Uncertainty Utilizing Resolution Analysis in Reservoir Navigation Increases the Degree of Accuracy and Confidence in Well-Bore Placement. *SPWLA (Society) // Paper. SPWLA 51st Annual Logging Symposium held Perth, Australia, June 19-23. 2010.*
88. Navarro D., Li S., Lui R.C., Mohanty K.K., Li G., Zhou C., Li C. Invasion effects on timelapsed array induction logs // *SPWLA 48 Annual Logging Symposium*, Austin, 2007. June 3-6. P. 1-10.
89. Raheem A.M., Vipulanandan C. Testing and modeling of filter cake formation using new seepage-consolidation concept // *Engineering Science and Technology, an International Journal*. 2019. №22. P 979–989.

90. Salazar J., Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy M., Klein D.J. Estimation of permeability from borehole array induction measurements: application of petrophysical appraisal of tight gas sands // *Petrophysics*. – Houston: SPWLA. 2006. Vol. 47. № 6. P. 527–544.
91. Nardi G., Martakov S., Nikitenko M., Rabinovich M.. Evaluation of Parameter Uncertainty Utilizing Resolution Analysis in Reservoir Navigation Increases the Degree of Accuracy and Confidence in Well-Bore Placement. SPWLA (Society) // Paper. SPWLA 51st Annual Logging Symposium held Perth, Australia, 2010. June 19-23.
92. Semmelbeck M.E., Dewan J.T., Holditch S.A. Invasion-based method for estimation permeability from logs // *Annual Technical Conference&Exhibition*, October 22-25. Dallas. 1995. P. 517-531.
93. Sacramento R.N., Yang Y., You Z., Waldmann A., Martins A.L., Vaz, A.S.L., Zitha P.L.J., Bedrikovetsky P. Deep bed and cake filtration of two size particle suspension in porous media // *Journal of petroleum science and engineering*, №126. 2015. P. 201-210.
94. Schroeder, C. D. and Torres-Verdín, C. Mud-filtrate invasion in laminated and spatially heterogeneous rocks: high-resolution in-situ visualization and analysis using time-lapse X-ray microcomputed tomography (micro-CT) // *Petrophysics*. 2022. V. 63. No. 5. Pp. 614-641.
95. Sherwood J.D., Meeten G.H. The Filtration of Compressible Mud Filtercakes // *Journal of petroleum science and engineering*. – Houston: SPE. 1997. № 18. P. 73–81.
96. Stone H.L., Garder A.O. Analysis of gas-gap or dissolved-gas drive reservoirs // *Annual Fall meeting of SPE*. Denver. 1961. P. 92-104.
97. Tien C. *Introduction to Cake Filtration* // Elsevier Science. 2006. 292 p.
98. Tien C., Teoh K., Tan R.B.H. Cake filtration analysis – the effect of the relationship between the pore liquid pressure and the cake compressive stress // *Chemical Engineering Science* №56. 2001. P. 5361-5369=.

99. Torres-Verdín C. George B.K., Delshad M., Sigal R., Zouioeche F., Anderson B. Assessment of In-Situ Hydrocarbon Saturation in the Presence of Deep Invasion and Highly Saline Connate Water // *Petrophysics*. – Houston: SPWLA. 2004. Vol. 45. № 2. P. 141–156.
100. Torres-Verdín C, Alpak F.O., Habashy T.M. Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part II – Field data examples // *Geophysics*. – Tulsa: SEG. 2006. Vol. 71. № 5. P. G261–G268.
101. Tsutsumi G., Dixon T.N. Mathematical simulation of two-phase flow with interphase mass transfer in petroleum reservoir // 47 annual fall meeting SPE San Antonio Tex. 1972. P. 1-16.
102. Vipulanandan C., Mohammed A. Effect of drilling mud bentonite contents on the fluid loss and filter cake formation on a field clay soil formation compared to the API fluid loss method and characterized using Vipulanandan models // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. V. 189. P. 1-13.
103. Wennberg K.E., Sharma M.M. Determination of the filtration coefficient and the transition time for water injection wells // SPE 38181. 1987. P. 353–364.
104. Wilt M., Spies, B., Alumbaugh, D., Torres-Verdin, C. Measurement of surface and borehole electromagnetic fields in 2-D and 3-D geology. // *Three Dimensional Electromagnetics*. 1999. Volume.7. 725 p.
105. Xu S., Gao B., Sayers J.E. Straining of colloidal particles in saturated porous media // *Water Resources Res.* 2006. V. 42. P. W12S16.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024612356

**Программный комплекс построения многофизичных
моделей пластов для разных сценариев их первичного
вскрытия**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество «Татнефть»
имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Лощева Зоя Андреевна (RU), Магдеев Марат Шамилович
(RU), Гайсин Ильдус Айратович (RU), Ганиев Ильнур Ильдусович
(RU), Ельцов Игорь Николаевич (RU), Назаров Леонид
Анатольевич (RU), Нестерова Галина Владимировна (RU),
Евменова Дарья Михайловна (RU), Назарова Лариса Алексеевна
(RU), Соболев Андрей Юрьевич (RU), Петров Михаил Николаевич
(RU)*



Заявка № 2024611075

Дата поступления 24 января 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 31 января 2024 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 429066034 102.03540a006f83e73b4aa7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 18.08.2021 по 31.08.2026

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации базы данных

№ 2024620409

**База данных параметров глинистой корки,
определенных экспериментально для образцов из
коллекции ПАО «Татнефть»**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество «Татнефть»
имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Лощева Зоя Андреевна (RU), Магдеев Марат
Шамилевич (RU), Гайсин Ильдус Айратович (RU), Ганиев
Ильнур Ильдусович (RU), Ельцов Игорь Николаевич (RU),
Нестерова Галина Владимировна (RU), Голиков Никита
Александрович (RU), Евменова Дарья Михайловна (RU)*



Заявка № **2024620172**
Дата поступления **24 января 2024 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре баз данных **25 января 2024 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 42958a05b58c7264c4f00f83b73b4aa7
Подписан: **Юрий Сергеевич**
Действителен с 15.01.2023 по 02.06.2024

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2024620640

База данных цифровых моделей пластов и сценариев их
первичного вскрытия

Правообладатель: *Публичное акционерное общество «Татнефть»
имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Лощева Зоя Андреевна (RU), Магдеев Марат Шамилович
(RU), Гайсин Ильдус Айратович (RU), Ганиев Ильнур Ильдусович
(RU), Ельцов Игорь Николаевич (RU), Нестерова Галина
Владимировна (RU), Соболев Андрей Юрьевич (RU), Голиков
Никита Александрович (RU), Евменова Дарья Михайловна (RU),
Петров Михаил Николаевич (RU)*



Заявка № 2024620174

Дата поступления 24 января 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре баз данных 08 февраля 2024 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 42956a2b1861364b4f06e83b73b4aa7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 15.04.2023 по 02.09.2024

Ю.С. Зубов