

На правах рукописи



ЕВМЕНОВА ДАРЬЯ МИХАЙЛОВНА

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ГЛИНИСТОЙ КОРКИ ПО ДАННЫМ
ЛАБОРАТОРНОГО
ЭКСПЕРИМЕНТА (НА ПРИМЕРЕ
ЮРСКОГО НЕФТЯНОГО
КОЛЛЕКТОРА)**

1.6.9 – геофизика

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН.

Научный руководитель:

Ельцов Игорь Николаевич

доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты:

Шелухин Владимир Валентинович, доктор физико-математических наук, профессор кафедры теоретической механики НГУ, заведующий лабораторией Института гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН;

Макаров Александр Игоревич, кандидат технических наук, главный специалист (петрофизика) ООО «СПД» Салым Петролеум Девелопмент.

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский университет науки и технологий» (г. Уфа)

Защита состоится 26 марта 2025 года в 10:00 часов на заседании диссертационного совета 24.1.087.02, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), в конференц-зале.

Отзывы в двух экземплярах, оформленные в соответствии с требованиями Минобрнауки России, просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, пр-т. Ак. Коптюга, 3;
факс: 8-(383) 330-28-07;
e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН:
<http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/commettee/Evmenova2024>

Автореферат разослан 10 февраля 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.г.-м. н., доцент



Неведрова
Нина Николаевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследования является прискважинная зона пласта нефтяного коллектора, возраст которого относится к юрскому периоду (ЮС₂). Данная зона представлена мелко- и среднезернистым песчаником с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (пористость до 11-18%, проницаемость до 1-20 мД) и высокой нефтенасыщенностью (70-98%). В области коьматации содержатся внешняя и внутренняя глинистые корки. Область проникновения состоит из промытой зоны с наиболее высокой концентрацией проникшего в пласт фильтрата бурового раствора и окаймляющей зоны, которая образуется из-за различной подвижности пластовой воды и нефти.

Актуальность исследования. Глинистая корка, образующаяся при фильтрации бурового раствора в пласт, во многих современных публикациях рассматривается как важный фактор, влияющий на формирование зоны проникновения бурового раствора в пласт, и служит 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 разработать методику количественной интерпретации данных кавернометрии (профилеметрии), что открывает возможности для определения проницаемости - самого сложного из фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) - на основе толщины глинистой корки [Макаров и др., 2010]. Тем не менее, предложенные на сегодняшний момент модели формирования глинистой корки требуют экспериментальной верификации. Необходимо разработать методы определения пористости и проницаемости самой глинистой корки, так как именно она оказывает решающее влияние на динамику фильтрации в системе «глинистая корка – пласт».

Данные о свойствах глинистой корки, таких как ее пористость и проницаемость, отсутствуют в журналах бурения и не измеряются при геолого-технологических исследованиях. Эти характеристики могут быть определены только экспериментально с использованием керна и бурового раствора, полученных с месторождения (или его имитации в лаборатории), в условиях, приближенных к пластовым. Известные лабораторные эксперименты проводились на искусственных образцах или на керне с высокой проницаемостью (более 100 мД) [Димов и др., 2012; Михайлов и др., 2017; Jaffal et al., 2017; Петров и др., 2021].

В настоящий момент для нефтедобывающих компаний актуальна оценка коьматирующих 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-пресс, что ограничивает возможность моделирования реальных условий бурения с непрерывной циркуляцией бурового раствора.

Таким образом, возникает необходимость проведения лабораторного эксперимента в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора и создания базы данных параметров глинистой корки для различных типов бурового раствора на керне. Эксперименты должны учитывать разные перепады давления и скорости циркуляции, включая условия с низкими фильтрационными свойствами.

Целью исследования является определение фильтрационно-емкостных свойств юрских нефтяных коллекторов за счет развития интерпретационной базы скважинной электрометрии. Это предполагает совершенствование лабораторного эксперимента, направленного на воспроизведение условий бурения через реализацию 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-емкостных свойств юрских нефтяных коллекторов, таких как пористость и проницаемость, с учетом экспериментально определенных параметров глинистой корки.

При решении задач была установлена следующая последовательность **этапов**:

1. Проанализировать существующие на настоящий момент экспериментальные исследования и модели роста глинистой корки, выявить их достоинства и недостатки.
2. Провести интерпретацию данных электромагнитного каротажа на интервалах отложений ЮС₂ с использованием многофизической модели пласта. Применить программный комплекс, предназначенный для моделирования фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряженно-деформированного состояния среды (ГЕНМ) [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 для получения

глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора.

4. Обработать данные лабораторного эксперимента, направленного на определение петрофизических характеристик (пористости, проницаемости и толщины) глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора на керне из пласта ЮС₂. Проанализировать зависимость этих характеристик от свойств пласта, типа бурового раствора, давления и скорости циркуляции фильтрующей жидкости во время эксперимента. Сформулировать методические приемы для обработки и интерпретации данных лабораторного эксперимента по изучению петрофизических свойств глинистой корки.

5. Интерпретировать данные геофизических исследований в скважинах (ГИС) на основе многофизичной модели пласта с использованием программного комплекса для моделирования фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряженно-деформированного состояния среды (ГЕНМ) на примере юрского нефтяного коллектора Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений, учитывая экспериментально определенные петрофизические свойства глинистой корки. 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 определением ее петрофизических свойств, С.В. Димова, В.В. Кузнецова, К.А. Fattah, А. Lashin, А. Jaffal, Д.Н. Михайлова, А.Д. Башкатова, Н.И. Рыжикова, А.А. Петрова, Н.И. Николаева, В.В. Шелухина и др. В работе были использованы петрофизические зависимости между петрофизическими свойствами коллектора и его электрическим сопротивлением, установленные такими учеными, как А. Darcy, В.Н. Дахнов, С.Д. Pirson, G. Archy, D. Dewan, А. Тien.

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 напряженно-деформированного состояния среды (ГЕНМ). Для моделирования процесса проникновения использованы уравнения теории фильтрации двухфазной жидкости через пористую

среду, в частности, уравнения Баклея-Левретта.

Для одномерной инверсии сигналов ВИКИЗ и БКЗ был использован программный пакет EMF Pro, разработанный в ИНГТ СО РАН. Комплекс предназначен для интерпретации данных электрических и электромагнитных методов ГИС и позволяет проводить совместную инверсию измерений методами высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и боквого каротажного зондирования (БКЗ) [Эпов и др., 2010].

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

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

- Данные комплекса ГИС;
- Геофизические заключения и журналы бурения по скважинам были проанализированы для получения информации о режиме бурения, свойствах используемого бурового раствора, а также фильтрационно-емкостных свойствах пласта;
- Оценки минерализации пластовой воды, вязкостей пластовых воды и нефти, а также фазовых проницаемостей воды и нефти;
- Керна из Тевлинско-Русскинского месторождения, включая 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, особенностями которой являются учет проницаемости кольматированного образца и зависимость вязкости бурового раствора от температуры.
2. Способ учета экспериментально полученных параметров глинистой корки при интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта.

Личный вклад:

1. Разработана концепция лабораторного эксперимента по определению петрофизических характеристик глинистой корки в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора.
2. Проведен лабораторный эксперимент на керне, извлеченном

из пласта ЮС₂ Тевлинско-Русскинского месторождения, а именно запуск измерений, контроль их качества, сохранение экспериментальных данных, измерение параметров образца и глинистой корки после эксперимента.

3. Обработаны данные лабораторного эксперимента. Свойства глинистой корки, полученные экспериментально, применены для интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта в рамках договора с ПАО «Татнефть» № 0290/2021/6458 [*Лощева и др., 2024*].

4. Разработано программное обеспечение, позволяющее проводить измерения автоматически без непосредственного участия экспериментатора.

5. Обработаны и интерпретированы данные лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки.

6. Данные скважинной геоэлектрики интерпретированы на основе многофизичной модели юрского нефтяного коллектора, учитывающей гидродинамические (вязкость и минерализация пластовых флюидов) и геомеханические (предел прочности горной породы на сдвиг, коэффициенты бокового отпора) параметры. Это позволило повысить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Автором также предложен способ интерпретации данных комплекса ГИС с учетом влияния глинистой корки на формирование геоэлектрических свойств зоны проникновения.

7. Участие в постановке задачи, обсуждении и подготовке публикаций по теме исследования. Оформление заявок на государственную регистрацию результатов интеллектуальной деятельности.

Научная новизна.

1. Научная новизна методики проведения лабораторного эксперимента и обработки экспериментальных данных заключается в использовании определенных экспериментально установленных значений проницаемости кольматированного образца, а также учет влияния температуры на вязкость бурового раствора при расчете проницаемости глинистой корки. Это позволяет повысить достоверность определения петрофизических свойств глинистой корки.

2. Разработана экспериментальная установка для моделирования процесса формирования глинистой корки и определения ее петрофизических свойств. Установка позволяет имитировать различные условия бурения за счет реализации как стационарного режима фильтрации при постоянном перепаде давления, непрерывной циркуляции

бурового раствора, а также в условиях перепада давления до 5 атмосфер. Разработка выполнена в соавторстве с Н.А. Голиковым

3. Разработано специализированное программное обеспечение, позволяющее автоматизировать эксперимент и обеспечить точное измерение изменений веса фильтрующейся через образец жидкости. Полученные данные используются для расчета проницаемости глинистой корки и ее толщины в процессе фильтрации.

4. Впервые выполнены исследования 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, полученных в процессе лабораторного эксперимента в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора. Измерения проводились при изменении давления и скорости циркуляции фильтрующейся жидкости, что позволило смоделировать реальные режимы бурения для керна с низкими фильтрационными свойствами, характеризующегося пористостью 11-18% и проницаемостью менее 50 мД [Голиков и др., 2023].

6. Реализована интеграция экспериментальных измерений на реальном керне с данными ГИС. Разработан и протестирован способ учета свойств глинистой корки из базы данных для коллектора ЮС₂ с низкими фильтрационными свойствами. Данный подход, основанный на многофизичной модели пласта, позволил повысить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при интерпретации данных ГИС.

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

Практическая значимость результатов заключается в применимости разработанной методики для испытаний различных образцов бурового раствора. Это позволит проводить сценарные расчеты и выбирать оптимальные композиции буровых жидкостей и технологий первичного вскрытия продуктивных интервалов. Методика может быть использована также для определения кольтатирующих свойств раствора в лабораторных условиях без выезда на месторождения, с использованием керна и в условиях, приближенных к скважинным.

Кроме того, 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. Это позволит повысить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Свойства глинистой корки определяются в условиях, приближенных к пластовым. Достоверность их определения достигается благодаря моделированию движения потока бурового раствора, которое предполагает имитацию процесса циркуляции в скважине и стационарный режим фильтрации. При этом давление поддерживается постоянным, чтобы исключить его влияния на результаты. Проницаемость кольматированного образца измеряется после завершения эксперимента. Полученные параметры глинистой корки могут быть использованы как для определения ФЕС коллектора ЮС₂, так и для других нефтяных пластов с применением разработанного автором способа интерпретации данных ГИС.

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.

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

Апробация результатов 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 го; 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 опубликованы в ведущих рецензируемых научных журналах «Каротажник» и «Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых». Статьи из журнала «Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых» Высшая аттестационная комиссия причисляет к категории К1. Получено свидетельство о регистрации программного комплекса для построения многофизичных моделей пластов для разных сценариев их первичного вскрытия. Зарегистрировано 3 базы данных. Опубликовано 13 материалов по результатам российских и международных конференций.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из 3 глав, Введения и Заключения. Общий объем работы составляет 113 страниц, включая 9 таблиц, 34 рисунка и 3 приложения. Список литературы состоит из 105 источников.

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

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

Автор выражает благодарность д.т.н. К.В. Сухоруковой за представленные материалы ГИС по Русскинскому и Тевлинско-Русскинскому месторождениям, ценные рекомендации по интерпретации данных ГИС и написанию диссертации.

Автор выражает благодарность к.т.н. Г.В. Нестеровой и к.т.н. А.Ю. Соболеву за помощь при применении методики интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** определена цель работы, обоснована ее актуальность, сформулированы задачи исследования и представлены защищаемые научные результаты. Обозначен личный вклад автора, научная новизна и практическая значимость 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 приквасинной зоны: нарушение исходного равновесного состояния пласта, многофазность движения флюидов, солеперенос, изменение напряженного состояния, вызванное природными и техногенными факторами. В число параметров модели входят характеристики пластовых флюидов, бурового раствора, геомеханические модули и, в том числе, такие параметры глинистой корки, как ее пористость и проницаемость. В первой главе выявлены нерешенные вопросы, касающиеся определения параметров глинистой корки.

Глинистая корка оказывает существенное влияние на формирование зоны проникновения и должна учитываться при интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта. Современные нефтедобывающие компании используют построение единых многофизических и гидродинамических моделей при построении петрофизической модели коллектора для более достоверной интерпретации данных ГИС [Мучаева В.А., 2012; Петрушин Е.О., Арутюнян А.С, 2016; Фадеев А.П., 2022; Шевцов В.А. и др., 2023].

В последнее время тема изучения глинистой корки привлекла внимание научного сообщества. Однако экспериментальные исследования в этой области в основном проводились на искусственных образцах или реальных образцах керна с высокой проницаемостью, составляющей 100 мД и более [Tien C., 2006; Димов С.В. и др., 2012; Михайлов и др., 2015; Fattah et al., 2016; Петров А.А., Николаев Н.И., 2021]. В проведенных экспериментах не обеспечивалась непрерывная циркуляция бурового раствора, а также другие условия, близкие к пластовым. Работы проводились в условиях нестационарного режима фильтрации при непостоянном давлении, что добавляет влияние еще одного параметра на результаты. Кроме того, не проводились измерения проницаемости кольматированного образца и учет этого значения при расчете проницаемости глинистой корки. Существуют исследования, которые рассматривают неоднородную глинистую корку и изменение ее толщины, однако они основываются на малом количестве экспериментальных данных [Бочаров и др., 2012; Jaffal et al., 2017].

В настоящий момент большое внимание нефтедобывающих

компаний направлено на изучение различных типов буровых растворов и их кольматационных свойств с целью выбора оптимального для данного типа горных пород и режима бурения [Торонецкий К.В. и др., 2017; Vipulanandan C., Mohammed A., 2020; Смирнов С.И. и др., 2023; Chao R. Et al., 2023]. Для испытаний, как правило, используются установки типа фильтр-пресс без циркуляции бурового раствора, применяющие искусственные образцы, керамические диски и фильтрационные мембраны. Поэтому результаты таких исследований могут значительно отличаться от экспериментов на реальных образцах породы-коллектора при создании условий, более приближенных к пластовым.

Во второй главе описана методика интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта. Приведено описание объекта исследования и каротажных данных, используемых для апробации методики. Объектом исследования является юрский нефтяной коллектор (ЮС₂), выделяемый в скважинах Сургутского свода Западной Сибири. 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. В работе использованы данные ГИС с двух месторождений Западной Сибири – Русскинского и Тевлинско-Русскинского. Данные обладают высоким качеством. Однако из-за малой мощности коллектора и контрастных по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) вышележащих отложений инверсия данных ВИКИЗ и БКЗ может приводить к большой области эквивалентности.

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.

Работа представляет результаты интерпретации данных ГИС на примере юрского нефтяного коллектора без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки. Были получены многофизические модели пласта ЮС₂ для двух месторождений Русскинского (скважина 1) и Тевлинско-Русскинского (скважины 133 и

134), определены ФЕС коллектора (таблица 1). Из набора эквивалентных цилиндрически-слоистых моделей распределения УЭС пласта моделей выбраны наиболее соответствующие гидродинамическим условиям, что позволяет повысить достоверность определения ФЕС коллектора.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные 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

Третья глава посвящена описанию методики проведения лабораторного эксперимента по формированию глинистой корки.

Экспериментальные работы по изучению свойств глинистой корки были проведены на установке, разработанной в ИНГГ СО РАН соискателем совместно с к.т.н. Н.А. Голиковым. Установка позволяет получить глинистую корку на поверхности образца керна, изучить ее свойства и детально исследовать процесс фильтрации. Новизна установки, по сравнению с известными экспериментальными исследованиями, заключается в том, что образование глинистой корки моделируется в движущемся потоке бурового раствора. Измерения проводились в условиях, имитирующих реальные процессы циркуляции, что редко встречается в других работах [Михайлов и др, 2017; Fattah et al., 2016]. Кроме того, был использован стационарный режим фильтрации, для чего давление поддерживалось на постоянном уровне. Схема установки представлена на рисунке 1.

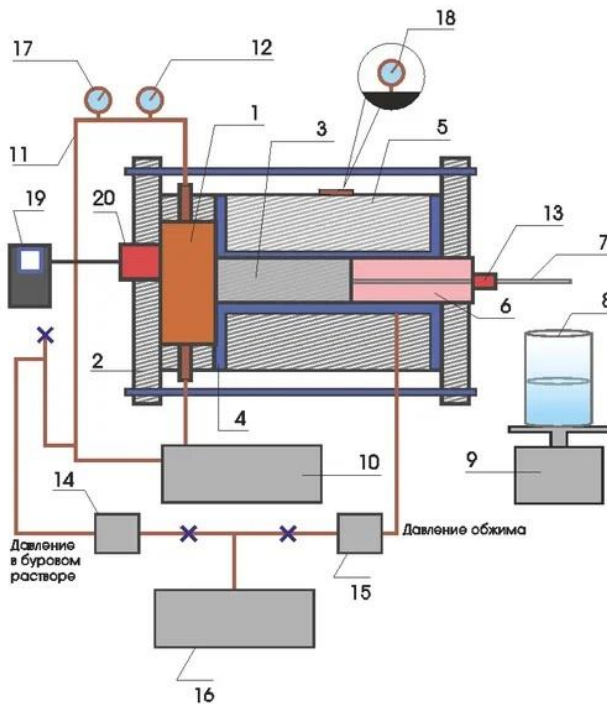


Рисунок 1. Схема установки для исследования процесса образования глинистой корки на образцах горных пород. 1 – камера, где циркулирует раствор; 2 – фланец; 3 – образец; 4 – резиновая манжета; 5 – корпус; 6 – проставка; 7 – капилляр, по которому проходит фильтрат; 8 – стакан; 9 – весы; 10 – циркуляционный 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.

Запуск измерений, передача и визуализация экспериментальных данных осуществляются с помощью аппаратно-программного комплекса, разработанного соискателем на основе пакета виртуального приборостроения LabView. Эта среда разработки представляет собой платформу для выполнения программ, созданных на графическом языке программирования «G», основанном на архитектуре потоков фирмы National Instruments.

Измерительная часть построена с использованием микроконтроллера Arduino Nano со встроенным 8-канальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП). Через COM Port к компьютеру (ПК) подключаются весы и толщиномер. Схема передачи и обработки экспериментальных данных на ПК представлена на рисунке 2.

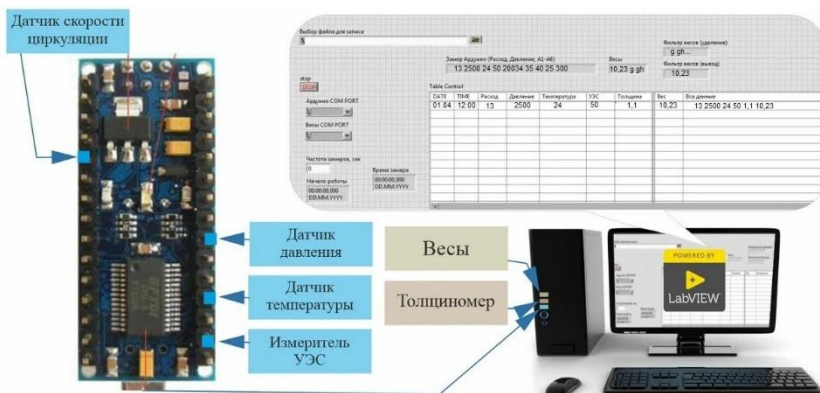


Рисунок 2. Схема управления экспериментальной установкой и передачи данных на ПК при проведении эксперимента.

Далее в главе описаны методика обработки и интерпретации экспериментальных данных, а также результаты эксперимента и их применение при интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта.

Обработка экспериментальных данных проводилась в несколько этапов:

1. Удаление некорректных данных измерения веса фильтрующей жидкости, связанных с ошибками в передаче данных с весов на ПК, а также с корректировками значений давления и расхода в начале эксперимента.
2. Пересчет числа оборотов датчика скорости циркуляции в скорость циркуляции фильтрующей жидкости (реализовано с помощью кода для платы Arduino Nano с использованием функции PulseIn для считывания количества 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 по формуле:

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

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

По полученным экспериментальным способом значениям выполнялись следующие расчеты:

1. Проницаемость системы «образец+глинистая корка» рассчитывается по изменению веса фильтрата бурового раствора по закону Дарси [*Darcy H., 1896*]:

$$Q = k \frac{\Delta H}{L} F, \quad (2)$$

где Q – количество воды, фильтрующейся через горную породу в единицу времени; F – площадь сечения; ΔH – разность напоров, под действием которой происходит фильтрация; L – длина пути фильтрации.

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.

2. Плотность глинистой корки рассчитывается с учетом толщины, веса и диаметра образца по формуле $\rho = m/V$, где m – масса корки, V – ее объем. Предполагается, что корка растет только на поверхности образца, и ее толщина по всему радиусу одинакова и со временем увеличивается равномерно. По результатам лабораторного эксперимента утончения корки по краям образца не наблюдалось.

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

$$K_{п} = \left(\frac{\rho - \rho_{ск}}{\rho_{ск} - 997} \right) \cdot 100, \quad (3)$$

где $\rho_{ск}$ – средняя плотность твердых частиц в растворе; 997 кг/с³ – плотность воды при 20-27 $^{\circ}\text{C}$ [*Таблицы стандартных справочных данных, 1978*]. Для корректного расчета определялся минеральный состав раствора и плотности составляющих его глинистых частиц.

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 также другой способ, позволяющий избежать

необходимости учитывать связанную воду при определении пористости. Для этого счищенная с поверхности образца глинистая корка полностью высушивается, а пористость корки рассчитывается с учетом потери веса за счет высыхания, толщины корки и радиуса образца. В дальнейшем будут приведены значения пористости глинистой корки, полученные этим способом.

4. Проницаемость глинистой корки рассчитывается с учетом проницаемости системы «образец+корка» на основе условия аддитивности фильтрационного сопротивления:

$$h/K_{\text{прс}} = h_{\text{к}}/K_{\text{прк}} + h_{\text{о}}/K_{\text{про}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{прс}}$ – коэффициент проницаемости системы «образец+глинистая корка»; $K_{\text{прк}}$ – коэффициент проницаемости глинистой корки; $K_{\text{про}}$ – коэффициент проницаемости образца; $h_{\text{к}}$ – толщина корки; $h_{\text{о}}$ – толщина образца; h – общая толщина образца и корки [Амикс и др., 1962; Бжицких и др., 2008]. Рассматривается случай быстрого образования зоны коагуляции в начале процесса фильтрации.

5. В случае, когда глинистая корка однородна по толщине, проницаемости и пористости, а изменение ее проницаемости во времени связано только с изменением толщины, применяется метод, основанный на расчете проницаемости корки. В зависимости от изменений проницаемости корки во времени, а также значений ее толщины и ее проницаемости в конце эксперимента рассчитывается изменение толщины глинистой корки во времени ($K_{\text{к}}/h = d K_{\text{к}}/dh$). Данная зависимость сравнивается с экспериментальной.

Относительная погрешность определения коэффициента проницаемости глинистой корки складывается из погрешностей измеренных величин следующим образом [Белоножко Д.Ф., 2014]:

$$\delta(\text{кпр}) = \delta \left(\frac{0.1\% (\text{расход}) + 1\% (\text{вязкость}) + 0.25\% (\text{длина})}{2.5\% (\text{давление}) + 0.25\% + 0.25\% (\text{площадь})} \right) = 1.35\% + 3\% = 4.35\% \quad (5)$$

Соответственно, абсолютная погрешность для проницаемости глинистой корки 0.07 мД равна 0.003 мД. Погрешность определения пористости глинистой корки составляет 4%. Для неоднородной корки, характерной для полимер-карбонатного натриевого, глинистого и раствора на нефтяной основе, было проведено 7 замеров толщины в различных точках, что позволило рассчитать погрешность определения среднего значения.

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.

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.

Эксперименты проводились при давлении от 2 до 4.5 атмосфер, скорости циркуляции фильтрующей жидкости от 10 до 40 мл/с, время проведения эксперимента с фильтрацией бурового раствора составило от 2 часов до 2 суток.

В таблице 2 приведены результаты экспериментов при разном давлении, расходе фильтрующей жидкости и времени проведения эксперимента. Для примера даны измерения на образцах 1, 2, 3 проницаемостью 2.4, 4.2 и 5.6 мД соответственно.

Таблица 2. Результаты эксперимента при различных параметрах, моделирующих режим бурения

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
---	----	---	----	----------------	------------------	------------

В главе приведены характерные особенности глинистых корок при использовании различных типов бурового раствора.

Для глинистого бурового раствора характерно:

1. Изменение толщины корки от 1.5 до 3 мм в зависимости от проницаемости образца.
2. Неоднородная структура полученной глинистой корки.
3. Средняя проницаемость корки 0.008 мД.
4. Уменьшение проницаемости образца примерно в 2 раза в зоне кольматации.

Для биополимер-карбонатного KCl раствора характерно:

1. Меньшая толщина корки по сравнению с глинистым раствором: от 0.5 до 1 мм.
2. Средняя проницаемость корки 0.0002 мД.
3. Более однородная структура корки.
4. Уменьшение проницаемости образца примерно в 7 раз в зоне кольматации.

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. Рыхлая, неоднородная структура корки. Высокая пористость, более 93%.
4. Уменьшение проницаемости образца примерно в 8-9 раз в зоне кольматации.

Для бурового раствора на нефтяной основе характерно:

1. Средняя толщина корки 2.5 мм.
2. Средняя проницаемость корки 0.01 мД.
3. Неоднородная структура корки. Средняя пористость 80%.
4. Уменьшение проницаемости образца в среднем в 3-4 раза в зоне кольматации.

На рисунке 3 представлен один из результатов эксперимента — изменение проницаемости системы «образец — глинистая корка». Наблюдается нелинейная зависимость, указывающая на неоднородную структуру глинистой корки.

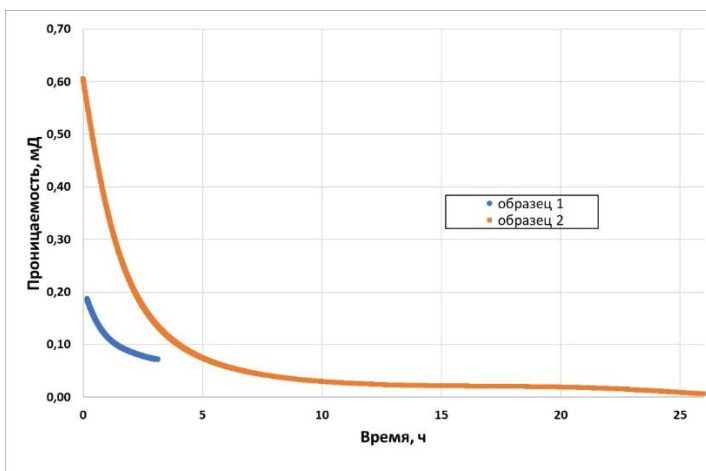


Рисунок 3. Изменение проницаемости системы «образец – глинистая корка» при различной длительности проведения эксперимента.

В ходе эксперимента, описанного в исследовании [Евменова и др., 2023б], были получены следующие результаты:

- 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 рисунке 3 виден второй перегиб кривой зависимости проницаемости корки от времени. Этот перегиб может быть 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. Петрофизические свойства корки имели проницаемость 0,06 мД, толщину 3 мм, пористость– 80% [Евменова и др., 2022]. Результаты представлены на рисунке 4.

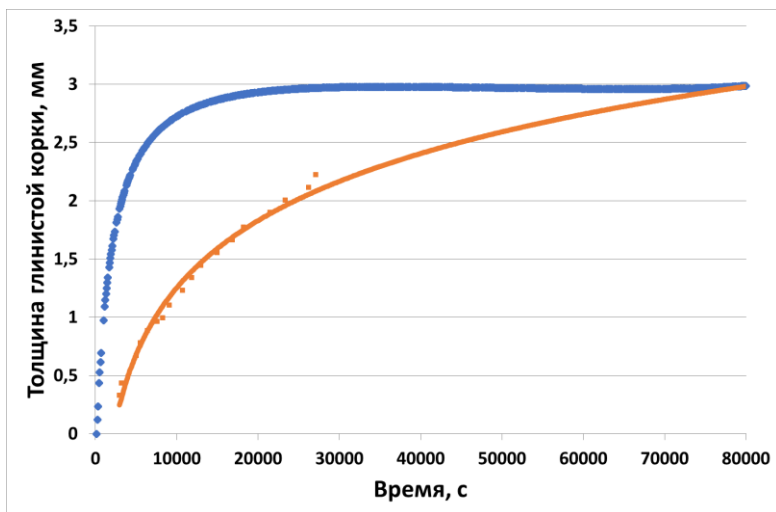


Рисунок 4. Изменение толщины глинистой корки. Синий – расчетное по итоговой толщине глинистой корки, оранжевый – замеры толщиномером.

Таким образом, результаты исследований демонстрируют, что в дальнейших интерпретациях практических данных ГИС необходимо учитывать неоднородное строение глинистой корки по проницаемости и пористости.

Результаты лабораторного эксперимента, проведенного с целью установления наличия зоны кольтматации, описаны в работе [Евменова и др., 2023б]. Одной из задач эксперимента было определение наличия зоны кольтматации, т. е. выявление, насколько изменится проницаемость образцов после фильтрации через них бурового раствора. Исследования проводились на спектрометре ядерного магнитного резонанса МСТ-05. В результате зона кольтматации не была обнаружена. Наличие зоны кольтматации удалось установить по данным лабораторного эксперимента при расчете проницаемости кольтмированного образца.

На основании анализа полученных материалов предложен следующий алгоритм учета параметров глинистой корки при построении многофизичной модели пласта по данным ГИС, геолого-технологических исследований (ГТИ) и результатам исследования керна (рис 3.3.9), описанный в работе [Евменова и др., 2022]:

- Провести экспериментальные работы по формированию глинистой корки в условиях, близких к пластовым, на образцах керна с фильтрационно-емкостными свойствами, характерными для исследуемого

пласта, с использованием оригинального бурового раствора или его аналогов;

- На основе данных эксперимента рассчитать пористость и проницаемость глинистой корки;

- При интерпретации данных ГИС на основе многофизической модели пласта применять полученные значения из базы данных параметров глинистой корки.

Далее в главе приведены результаты интерпретации данных комплекса ГИС с учетом влияния глинистой корки на формирование геоэлектрических свойств зоны проникновения.

Фильтрационно-емкостные свойства, описанные в главе 2, были получены при следующих параметрах глинистой корки, оцененных по ее толщине и средней проницаемости пласта: проницаемость – $1 \cdot 10^{-3}$ мД, пористость – 20% [Макаров А.И., 2010].

Для работ на Тевлинско-Рускинском 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. В скважине Рускинского месторождения глинистый буровой раствор с УЭС 2 Ом·м. Все сведения получены из журнала бурения.

Для интерпретации данных ГИС использованы следующие параметры: для скважины 133 Тевлинско-Рускинского месторождения и скважины 1 Рускинского месторождения проницаемость глинистой корки составила $3 \cdot 10^{-3}$ мД, пористость – 73%. Для скважины 134 Тевлинско-Рускинского месторождения проницаемость глинистой корки составила $2 \cdot 10^{-4}$ мД, пористость – 62%. Пластовое давление 29-31 МПа, относительное превышение давления в скважине над пластовым давлением 2%, что соответствует перепаду давления 4.5 атмосфер. Полученные ФЕС представлены в таблице 3 на рисунках 5 и 6.

Таблица.3. Фильтрационно-емкостные 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	16 ± 1	16,5 ± 0.1	75 ± 2	64 ± 2	61.5 ± 0.1
133 (Тевлинско-Русскинское месторождение)	19 ± 1	20 ± 1	19.8 ± 0.1	75 ± 2	78 ± 2	76 ± 0.1
1 (Русскинское месторождение)	17 ± 1	19 ± 1	19.3 ± 0.1	90 ± 2	93 ± 2	92.4 ± 0.1

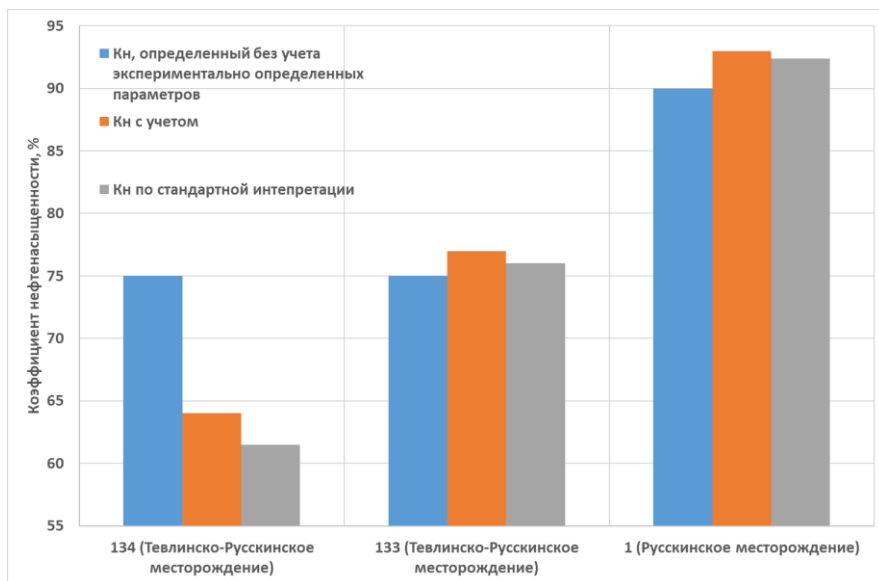


Рисунок. 5. Коэффициент нефтенасыщенности, рассчитанный с учетом и

без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки, а также по результатам стандартной интерпретации данных.

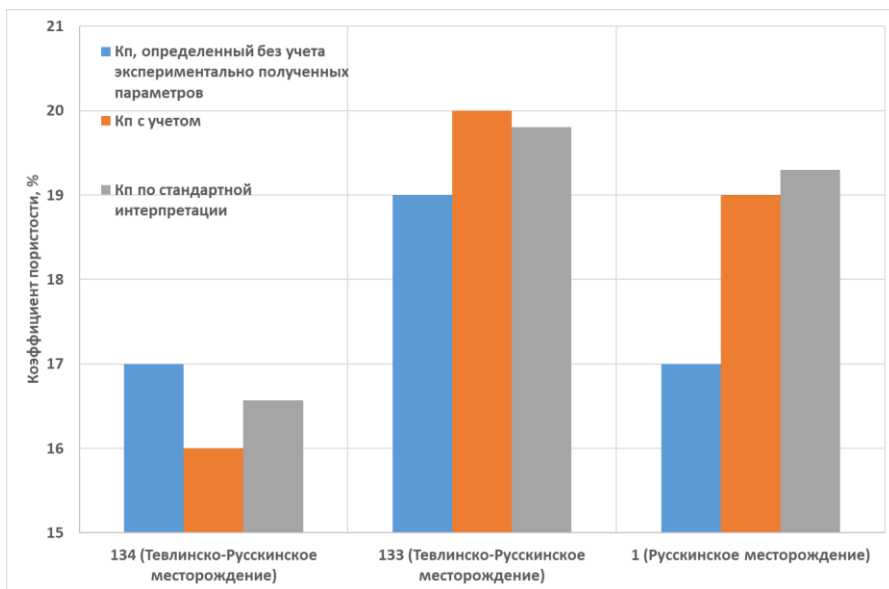


Рисунок. 6. Коэффициент пористости, рассчитанный с учетом и без учета экспериментально определенных параметров глинистой корки, а также по результатам стандартной интерпретации данных.

Для глинистого бурового раствора без учета экспериментально полученных параметров глинистой корки наблюдались заниженные значения нефтенасыщенности, которые были на 3-5% ниже расчетных, и заниженные на 1-2% значения пористости. Для полимер-карбонатного бурового раствора значения пористости были завышены на 1%, а нефтенасыщенность на 8%. Результаты сравнивались с заключением, данным компанией, проводившей ГИС на месторождениях.

Перед проведением интерпретации данных ГИС на основе многофизичной модели пласта рекомендуется проводить экспериментальные работы по определению параметров глинистой корки и учитывать их при определении параметров ФЕС для повышения достоверности их определения. 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 др.).

2. Сведения о керне из исследуемого пласта с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Минимальной достаточной информацией будет описание литологии и фильтрационно-емкостных 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 ФЕС.

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. Анализ выполнен на основе многофизичной модели пласта с использованием программного комплекса для моделирования фильтрации и солепереноса. При этом было использовано предположение об изменении напряженно-деформированного состояния среды, а зависимость между параметрами глинистой корки, характеристиками продуктивного пласта и бурового раствора не учитывалась. Интерпретация проводилась в рамках одномерной модели коллектора.

Выполнена обработка данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических характеристик глинистой корки, таких как пористость, проницаемость и толщина. Эксперимент проводился в условиях непрерывной циркуляции бурового раствора на керне из пласта ЮС₂. Проанализирована их зависимость от свойств пласта, типа бурового раствора, давления и скорости циркуляции фильтрующейся 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;

- Полимерные растворы характеризуются значительным уменьшением проницаемости за счет образования зоны кольматации. Эффективная проницаемость составляет менее 0.001 мД, а эффективная толщина корки достигает 3 мм. Для полимер-карбонатного раствора NaCl эта толщина варьирует от 2 до 3.8 мм, а для биополимер-карбонатного раствора KCl составляет до 1 мм. Для натриевого раствора характерна более рыхлая и неоднородная корка, для калиевого более однородная и плотная;

- Раствор на нефтяной основе характеризуется неоднородной коркой со средней толщиной 2.5 мм, средней проницаемостью 0.02 мД и средней пористостью 80%;

- Глинистому буровому раствору свойственна более высокая по сравнению с полимерными растворами проницаемость 0.008 мД, толщина 1.5-3 мм и меньшее падение проницаемости образца по сравнению с полимерными растворами и растворами на нефтяной основе, что связано с образованием зоны кольматации;

- С увеличением проницаемости образца наблюдается также увеличение толщины образованной глинистой корки, что особенно ярко наблюдается при использовании глинистого бурового раствора.

Определены итоговые значения 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, включая величины давления и скорости циркуляции фильтрующей жидкости. База данных включает коллекцию образцов, извлеченных из коллектора ЮС₂ Тевлинско-Русскинского месторождения. Сформулированы методические приемы для обработки и интерпретации данных лабораторного эксперимента по определению петрофизических свойств глинистой корки. Установлено, что у образцов с относительно высокой первоначальной проницаемостью формируется зона кольматации, которая приводит к уменьшению проницаемости, особенно заметной при повторных экспериментах. В результате измерений толщины глинистой корки в ходе эксперимента и обработки полученных данных показано, что глинистая корка имеет неоднородную структуру.

Результаты измерений использованы для интерпретации данных ГИС на интервале нефтяного коллектора ЮС₂ Тевлинско-Русскинского и Русскинского месторождений. Показано, что учет экспериментально определенных петрофизических свойств глинистой корки многофизичной модели пласта, таких как пористость и проницаемость, значительно повышает достоверность оценки фильтрационно-емкостных свойств

коллектора, включая его пористость и проницаемость. Полученные результаты были сопоставлены с заключением нефтяной компании.

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. На описанной в диссертации установке были проведены экспериментальные работы с использованием образцов керна и бурового раствора, полученных от заказчика. Результаты успешно применяются 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*].

Разработанную методику можно применять для испытаний различных образцов бурового раствора, что позволит проводить сценарные расчеты и выбор оптимальных композиций буровых жидкостей и технологий первичного вскрытия продуктивных интервалов. Для этого необходимо создать обширную базу данных содержащую экспериментально определенные петрофизические свойства глинистой корки для различных типов бурового раствора, а также для керна с различной литологией и фильтрационно-емкостными свойствами. Таким образом, данное исследование имеет большое практическое значение для нефтяной отрасли.

В дальнейшем планируется проведение измерений при более высоких температурах и применить методику на образцах со смешанным насыщением, включая комбинации нефть и вода, нефть и газ, а также нефть и газ в воде. Кроме того, в дальнейшем предусмотрена возможность измерения удельного электрического сопротивления и определения фазовой проницаемости в процессе вытеснения насыщающей жидкости буровым раствором.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в рецензируемых научных журналах из перечня ВАК

1. **Евменова Д.М.** Экспериментальное исследование образования глинистой корки на образцах песчаника с низкой проницаемостью / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых – № 5 – С. 47-54 – 2023.
2. **Евменова Д.М.** Экспериментальное исследование глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, Н.В. Юркевич, И.Н. Ельцов // Каротажник – том 3 – № 309 – С.

100-108 – 2021.

3. **Евменова (Павлова) Д.М.** Геоэлектрические, гидродинамические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики и численного моделирования / **Д.М. Павлова**, К.В. Сухорукова, Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов // Каротажник – № 4 (286) – С. 36-46 – 2018.

Публикации в других научных изданиях

4. Лощева З.А. Программный комплекс построения многофизических моделей пластов для разных сценариев их первичного вскрытия: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2024612356 от 31.01.2024 / З.А. Лощева, М.Ш. Магдеев, И.А. Гайсин, И.И. Ганиев, И.Н. Ельцов, Л.А. Назаров, Г.В. Нестерова, **Д.М. Евменова**, Л.А. Назарова, А.Ю. Соболев, М.Н. Петров.
5. Лощева З.А. База данных параметров глинистой корки, определенных экспериментально для образцов из коллекции ПАО "Татнефть": Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2024620409 от 25.01.2024 / З.А. Лощева, М.Ш. Магдеев, И.А. Гайсин, И.И. Ганиев, И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, Н.А. Голиков, **Д.М. Евменова**.
6. Лощева З.А. База данных цифровых моделей пластов и сценариев их первичного вскрытия: Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2024620640 от 08.02.2024 / З.А. Лощева, М.Ш. Магдеев, И.А. Гайсин, И.И., Ганиев, И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, А.Ю. Соболев, Н.А. Голиков, **Д.М. Евменова**, М.Н. Петров.
7. Голиков Н.А. База параметров глинистой корки, определенных экспериментально в ИНГГ СО РАН. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2023624864 от 21.12.2023 / Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, **Д.М. Евменова**.
8. **Евменова Д.М.** Экспериментальное исследование толщины глинистой корки в процессе ее формирования / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов // Геомодель 2023: 10-я Международная конференция Геонауки: время перемен, время перспектив: Сборник материалов конференции (г. Санкт-Петербург, Россия, 17-20 апреля 2023 г.) – ООО "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ" – М. – С. 150-153 – 2023.
9. Голиков Н.А. Результаты численного моделирования роста неоднородной глинистой корки / Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов, **Д.М. Евменова** // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - XIX Международный научный конгресс. Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки

месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 8 т. (г. Новосибирск, 17-19 мая 2023 г.) – СГУГиТ – Новосибирск – том Т. 2 – № 3 – С. 77-83 – 2023.

10. **Евменова Д.М.** Экспериментальное исследование формирования глинистой корки и ее характеристик на кернах юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "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.) – ИНГГ СО РАН – Новосибирск – том Т. 2 – № 2 – С. 61-67 – 2022.
11. **Евменова Д.М.** Разработка установки для моделирования процесса образования глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "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.) – ИНГГ СО РАН – Новосибирск – С. 393-400 – 2020.
12. **Евменова Д.М.** Экспериментальное изучение параметров глинистой корки на примере юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Евменова** // Всероссийская молодежная геологическая конференция памяти В.А. Глебовицкого: Сборник тезисов докладов – Изд-во ВВМ – СПб. – С. 390-393 – 2020.
13. **Евменова Д.М.** Учет параметров глинистой корки при интерпретации геоэлектрических каротажей скважин на примере Юрского нефтесборника / **Д.М. Евменова**, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов // EAGE. Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources (Saint Petersburg, Russia, 6-9 April 2020) – СПб. – С. 1-6 – 2020.
14. **Евменова Д.М.** Роль глинистой корки в процессе формирования зоны проникновения в околоскважинном пространстве на примере юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Евменова** // Трофимовские чтения - 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. (Новосибирск, 7-12 октября 2019 г.) – Новосибирск – С. 256-258 – 2019.
15. **Евменова Д.М.** Влияние глинистой корки на результат интерпретации данных скважинной геоэлектрики на примере юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Евменова** // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: Материалы девятнадцатой Всероссийской конференции (стационар "Денисова пещера", Россия, Алтайский край, п. Солонешное, 22-28 июля

2019 г.) – Изд-во ИНГГ СО РАН – Новосибирск – С. 89-90 – 2019.

16. **Евменова (Павлова) Д.М.** Геоэлектрические, гидродинамические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики и численного моделирования / **Д.М. Павлова** // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума 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.): В 2-х т. – Изд-во Томского политехнического ун-та – Томск – том Т. 1 – С. 430-431 – 2018.
17. **Евменова (Павлова) Д.М.** Интерпретация данных скважинной геоэлектрики на основе единой многофизической модели пласта на примере юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Павлова**, И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 6 т. – СГУГиТ – Новосибирск – том Т. 4 – С. 53-60 – 2018.
18. **Евменова (Павлова) Д.М.** Интерпретация данных скважинной геоэлектрики с учетом гидродинамических параметров на примере юрского нефтяного коллектора / **Д.М. Павлова** // 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 – Изд-во Томского политехнического ун-та – Томск – том Т. 1 – С. 395-396 – 2017.
19. **Евменова (Павлова) Д.М.** Электрофизические, гидрофизические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики [Электронный ресурс] / **Д.М. Павлова**, И.Н. Ельцов // Геомодель 2017: 19-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 11-14 сентября 2017 г.): Тезисы докладов – Геленджик – 438-440с. – 2017.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 0,9. Тираж 100. **Зак. № 151**

ИНГГ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3