# МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

## Чикина Наталья Николаевна

Критерии оценки качества карбонатных флюидоупоров и перспективы нефтегазоносности отложений верхнего девона Оренбургской области

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук Лебедев Михаил Валентинович

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
введение	4
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ И	A
ПОКРЫШЕК В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКО	Й
ОБЛАСТИ	11
1.1. Общие сведения об объекте	11
1.1.1. Геолого-геофизическая изученность	11
1.1.2. Стратиграфия	16
1.1.3. Тектоника	21
1.1.4. История геологического развития региона в позднем девоне	25
1.1.5. Нефтегазоносность	28
1.2. Методические вопросы исследования резервуаров и покрышек	31
1.2.1. Методика и результаты корреляции	31
1.2.2. Аналитическая основа для выделения и типизации покрышек	36
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 1:	46
ГЛАВА 2. РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ГРР НА КАРБОНАТНЫЕ	
ОТЛОЖЕНИЯ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ	48
2.1. Результаты реализации Программы ГРР	48
2.2. Анализ причин неуспешности поискового бурения на карбонатный комплекс вер	хнего
девона	55
ГЛАВА 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ	59
3.1. Результаты литологической типизации пород флюидоупоров по данным керна	59
3.2. Условия формирования и основные особенности покрышек верхнего девона	75
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3:	92
ГЛАВА 4. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС И	
ГЕОМЕХАНИЧЕКОГО МОДЕЛИРОВНИЯ	93
4.1. Комплекс ГИС, условия проведения каротажа и качество исследований	93
4.2. Выделение коллекторов и оценка их параметров	95
4.2.1. Выделение коллекторов	96
4.2.2. Оценка коэффициента пористости	96
4.2.3. Определение характера насыщения коллекторов	98
4.2.4. Оценка коэффициента нефтенасыщенности	98
4.2.5. Оценка коэффициента проницаемости	98

4.3. Типизация пород флюидоупоров по данным ГИС	99
4.4. Обоснование количественных критериев выделения истинных фюидоупоров	поданным
ГИС	104
4.5. Прогноз качества флюидоупоров по результатам геомеханического моделиро	вания
4.5.1. Методика исследований	114
4.5.2. Анализ исходных данных, расчет статических упругих модулей, расче	ет
вертикального напряжения и порового давления	116
4.5.3. Распространение упругих свойств по данным сейсморазведки	119
4.5.4. Расчет напряжений и контрастов на границе пластов	120
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4:	126
ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ	
ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ	128
5.1. Методика оценки перспектив нефтегазоносности	128
5.2. Результаты оценки перспектив нефтегазоносности	129
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 5:	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	145
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	146
СПИСОК РИСУНКОВ	157
СПИСОК ТАБЛИЦ	161

#### **ВВЕДЕНИЕ**

**Объектом исследований** являются продуктивные карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области.

**Предметом исследований** является наличие, распространение и экранирующие свойства покрышек в объекте исследования.

## Актуальность

Высокие перспективы нефтеносности фаменских отложений Оренбургской области подтверждаются открытием целого ряда значительных по запасам месторождений. Получение качественных данных сейсморазведки 3D позволило не только подготовить к бурению ряд перспективных объектов, открыть новые месторождения, но и внести ясность в строение карбонатной толщи в региональном плане.

Вместе с тем, в ряде скважин, пробуренных в сводах доказанных надрифовых структур, фаменские пласты оказались непродуктивными. Одной из возможных причин неуспешности бурения является низкое качество покрышки. Понимание закономерностей распространения и прогноз качества флюидоупоров представляется актуальной задачей, решение которой поможет снять неопределенности при заложении новых поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также повысить эффективность бурения.

Важным инструментом для оценки перспектив нефтегазоносности выступают карты вероятности геологической успешности, построение которых откроет возможности целенаправленного поиска нефтяных залежей в фаменских пластах не только на уже открытых месторождениях в карбоне, но и на вновь приобретаемых лицензионных участках.

Таким образом, тема диссертационного исследования является весьма актуальной.

## Степень разработанности

Существенный вклад в изучение качества пород-флюидоупоров внесли научные труды Б.В. Филиппова, Г.Э. Прозоровича, В.Д. Ильина, А.М. Хитрова, П.Т. Савинкина, В.И. Пороскуна, А.А. Ханина, П. Тейлора, Д. Смита и др.

Благодаря работам этих исследователей, начиная с 70-х годов прошлого столетия, была обоснована теория трехслойного строения природных резервуаров, даны определения истинной и ложных покрышек, предложены методические подходы к выделению флюидоупоров на основе комплексного анализа данных керна и ГИС для прогноза нефтегазоносности локальных объектов, обеспечивающих высокую эффективность выявления ловушек нефти и газа.

Однако результаты этих работ не могут быть применены в явном виде для оценки качества карбонатных верхнедевонских покрышек Оренбургской области, так как необходимы количественные критерии выделения покрышек, обоснованные специально для изучаемых

отложений и особенностей разреза с учетом полного объема данных керна и комплекса ГИС. С другой стороны, необходимо применять комплексный подход с привлечением всего спектра как существующих, уже апробированных, методик, так и новых подходов с привлечением сейсмических данных и геомеханического моделирования. Для фаменских резервуаров Оренбургской области такие исследования ранее не выполнялись.

#### Цель и задачи исследования

Целью работы является повышение достоверности прогноза покрышек и оценка перспектив нефтегазоносности при поисках залежей нефти в карбонатных отложениях фаменского яруса Оренбургской области. Для достижения цели решались следующие задачи:

- 1. Анализ существующего опыта изучения флюидоупоров.
- 2. Детальная стратификация продуктивных пластов и покрышек фаменского интервала в пределах Оренбургской области по опорным скважинам.
- 3. Изучение качества покрышек по данным керна и ГИС на уже открытых месторождениях, где нефтеносность фаменских пластов доказана результатами испытаний.
- 4. Проведение комплексных лабораторных исследований керна, специально отобранного из фаменских покрышек. Анализ результатов лабораторных исследований нового (102 обр. из 19 скв.), исторического (151 обр.) керна из покрышек и седиментологических исследований (342 м керна). Типизация покрышек по данным керна.
- 5. Интерпретация данных ГИС по 252 скважинам в интервале фаменских коллекторов и покрышек. Типизация пород-покрышек по данным ГИС в опорных скважинах на основе литотипов, выделенных по данным керна.
- 6. Разработка комплекса критериев для оценки качества флюидоупоров по данным керна и ГИС, их апробация в опорных скважинах.
- 7. Оценка качества флюидоупоров на основе результатов геомеханического моделирования с использованием данных керна, ГИС и сейсморазведки 3D.
- 8. Построение комплексных карт оценки качества покрышки, коллектора и рисков по покрышке, коллектору, а также карт вероятности геологической успешности (CRS) в интервале фаменских пластов 3л<sub>1</sub>, 3л<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub>. Определение перспектив нефтегазоносности объектов.

#### Научная новизна результатов исследования

1. Впервые на основе новых результатов реализации специальной Программы ГРР АО «Оренбургнефть», ориентированной на доизучение верхнедевонского карбонатного комплекса Оренбургской области, выполнен анализ причин неуспешности поискового бурения в интервале фаменского яруса, который показал, что основным фактором риска является наличие флюидоупора.

- 2. Впервые, на основе новых данных керна, специально отобранного из интервалов карбонатных покрышек верхнего девона, выполнена типизация фаменских флюидоупоров Оренбургской области, восстановлены условия осадконакопления покрышек и построены седиментационные модели их формирования.
- 3. Предложен новый комплекс критериев оценки качества карбонатных флюидоупоров по данным керна, ГИС для отложений верхнего девона Оренбургской области. Впервые в комплекс критериев оценки включен геомеханический критерий.
- 4. Впервые проведено картирование благоприятных зон распространения карбонатных верхнедевонских флюидоупоров на основе результатов геомеханического моделирования с использованием данных керна, ГИС и 3D-сейсморазведки.
- 5. Впервые по новым данным построены карты вероятности геологической успешности для резервуаров и покрышек верхнего девона Оренбургской области, позволившие оценить перспективы нефтегазоносности фаменских отложений.

#### Теоретическая и практическая значимость результатов

Теоретическая значимость проведенного исследования заключается, во-первых, в типизации фаменских флюидоупоров Оренбургской области, проведенной на основе специально отобранного для решения данной задачи керна, во-вторых, в разработке комплекса критериев оценки качества карбонатных покрышек. Данные результаты могут быть использованы как в соседних районах Восточно-Европейской платформы, так и в других регионах с аналогичным строением продуктивных комплексов.

Практическую значимость полученных результатов отражают следующие положения:

- 1. Повышены степень достоверности прогноза покрышек и коллекторов в карбонатном девоне Оренбургской области, что привело к росту эффективности геологоразведочных работ при поисках новых фаменских залежей углеводородов;
- 2. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего девона Оренбургской области.
- 3. На основании полученных научных результатов проведены исследования и выданы рекомендации для поисков новых залежей нефти в фаменских отложениях южного борта Муханово-Ероховского прогиба, на территории сопредельной Самарской области.

#### Методы исследования и фактический материал

Основным методом исследования являлся комплексный анализ данных керна, ГИС, результатов испытаний скважин, геомеханического моделирования, целью которого было получение количественных параметров, характеризующих свойства флюидоупоров в объекте

исследования. Исходным фактическим материалом для решения поставленной в диссертации задачи послужили результаты:

- 1. лабораторных и седиментологических исследований керна, отобранного из покрышек карбонатных отложений верхнего девона в период 2008-2018гг.;
- 2. интерпретации геофизических исследований скважин, в том числе данных кроссдипольного широкополосного акустического каротажа, промыслово-геофизических исследований, испытаний скважин, данных геолого-технических исследований и анализ отчетов по бурению. База данных проекта включала материалы по 252 поисковым, разведочным и эксплуатационным скважинам;
  - 3. геологической корреляции;
- 4. анализа палеогеографических и структурных карт фаменских отложений в пределах Оренбургской области;
- 5. интерпретации данных сейсморазведки 3D (376.3 км<sup>2</sup>) по Восточно-Толкаевскому и Новомалаховскому кубу, структурные карты по основным отражающим горизонтам, результаты инверсионных преобразований.

#### Защищаемые положения

- 1. Наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в отложениях верхнего девона Оренбурской области. Второстепенные факторы риска отсутствие резервуара и отсутствие структуры.
- 2. *По данным керна* в составе фаменских флюидоупоров выделено шесть основных литотипов ЛТ1-ЛТ6, имеющих различные экранирующие свойста, которые улучшаются от литотипа ЛТ6 к литотипу ЛТ1. Литотип ЛТ6 относится к ложным покрышкам. Главные факторы, улучшающие экранирующие свойства покрышек наличие значительной примеси глинистого материала, микритового карбонатного цемента, сульфатизация. Отрицательное влияние на свойства покрышек оказали постдиагенетические процессы перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, образование литогенетических трещин, стилолитизация, фенестровая пористость.
- 3. Сформулированные **по** данным **ГИС** и геомеханического моделирования количественные критерии позволяют надежно выделять преимущественно глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатные покрышки и оценивать их качество.
- 4. В соответствии с построенными картами рисков наиболее перспективными для поисков залежей нефти в фаменских пластах являются Южно-Татарский свод и Большекинельский вал. Перспективными также являются центральная часть Восточно-Оренбургского сводового поднятия, восточная часть Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций, а также, частично, Бобровско-Покровский вал.

#### Степень достоверности результатов определяется:

- 1. Использованием специально отобранной коллекции образцов кернового материала, исследуемой в одном из ведущих аналитических центров страны по сертифицированным методикам.
- 2. Применением расширенного специального комплекса ГИС, записанного ведущими мировыми компаниями «Schlumberger», «Baker Hughes» в ходе выполнения работы по интерпретации данных каротажа с применением современного программного обеспечения «Techlog», «Petrel» компании «Schlumberger», а также программное обеспечение других сервисных компаний.
  - 3. Использованием многократно апробированных методик интерпретации данных ГИС.
- 4. Результаты исследований автора легли в основу подготовки программ ГРР ПАО «НК «Роснефть» на территории Оренбургской области на 2018-2022 гг. К настоящему времени часть программы успешно реализована:
- а). По результатам программы ГРР открыты фаменские залежи на уже известных месторождениях: Сорочинско-Никольском, Красном, Тананыкском, Долговском, Баклановском, Ананьевском, Западно-Куштакском, Горном, Западно-Петропавловском, Северо-Красноярском, Новокудринском, Ольховском месторождениях.
- б). Открыты новые месторождения: Западно-Долговское, Новосибирское, Случайное, Новокозловское.

#### Апробация работы

Результаты работы прошли успешную апробацию на следующих конференциях и совещаниях: техническая конференция SPE «Петрофизика XXI век: навстречу новым вызовам» (2016г.); 19-ая научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2017» (2017г.); совещания ПАО «НК «Роснефть» «Жигулевские чтения» по вопросам региональной геологии и разработки месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (г. Самара, 2017-2018гг.); технологический форум корпоративных научно-исследовательских и проектных институтов ПАО «НК «Роснефть» по петрофизике, лабораторным исследованиям керна и пластовых флюидов (2019r.);Всероссийском литологическом совещании «Геология рифов» (2020г.). Основные результаты диссертации были апробированы на научно-технических советах (НТС) Недропользователя АО «Оренбургнефть» (2016, 2018-2020г.г.).

#### Научная специальность, которой соответствует диссертация

Содержание диссертации полностью соответствует паспорту научной специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-

минералогические науки), по которой она рекомендуется к защите, т.к. получены новые научные результаты, соответствующие направлениям исследований в части следующих пунктов: п. 1: «Условия образования месторождений нефти и газа»: геология нефтяных и газовых месторождений, типы месторождений, их классификация; резервуары нефти и газа, коллекторы и покрышки; п. 2: «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений»: методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, современные методы поисков и разведки месторождений нефти и газа.

## Полнота изложения материалов диссертации в опубликованных работах

Научные результаты изложены в 10 научных публикациях на тему диссертации, из которых: 4 статьи - в журналах, входящих в пречень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК РФ, 1 статья – в журнале, индексируемом в базе данных RSCI, 1 статья – в журнале, индексируемом в международной базе данных Scopus, с достаточной полнотой.

Общий объем опубликованных работ составил 5,53 п.л. (авторских -4,15 п.л.).

#### Личный вклад автора

Диссертация является логическим завершением исследований автора в рамках научноисследовательских работ Управления ГРР «Новых проектов и Восточной Сибири» ООО «Тюменский нефтяной научный центр», выполненных на территории Оренбургской и Самарской областей.

В процессе выполнения диссертационной работы автором лично выполнены:

- изучение геологического строения и нефтегазоносности отложений на территории Оренбургской области путем комплексного анализа данных сейсморазведки, поисковоразведочного бурения, данных ГИС (100%);
- сбор, подготовка, систематизация геолого-геофизической информации по 112 месторождениям и площадям (100%);
- отбор образцов керна, составивших фактическую базу исследования (102 обр.), планирование комплексной программы исследований керна, привязка данных керна к каротажу по 19 скважинам, анализ полученных результатов (253 обр., 342 м керна) (85%);
- анализ причин неуспешности поискового бурения на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области (70%);
- интерпретация данных ГИС по 252 скважинам, выработка критериев оценки качества флюидоупоров в объекте исследования по данным керна и ГИС (90%);
  - типизация флюидоупоров по данным керна и ГИС (90%);
- петрофизическое обоснование инверсии куба сейсмических данных в пределах Новомалаховского лицензионного участка (100%);

- анализ результатов геомеханического моделирования качества покрышек и оценка эффективности их прогноза (80%);
- построение карт распространения и качества фаменских коллекторов и покрышек, а также карт вероятности геологической успешности по пластам  $3\pi_1$ ,  $3\pi_2$ ,  $Д\varphi_1$ ,  $Д\varphi_2$  и оценка перспектив нефтегазоносности (70%).

## Структура работы

Диссертация состоит из введения, 5-х глав, заключения, содержит 161 страницу, в том числе 83 рисунка и 18 таблиц. Список литературы включает 160 наименований.

#### Благодарности

Автор выражает признательность своему научному руководителю д.г.-м.н. М.В. Лебедеву за неизменное внимание, тактичное отношение, ценные замечания, консультации и высокопрофессиональное руководство при подготовке и защите диссертации.

Автор выражает благодарность руководству ООО «ТННЦ» за помощь в завершении работы и опубликовании ее результатов, а также глубокую благодарность своим коллегам А.П. Вилесову, Е.В. Астафьеву, И.И. Храповой, О.П. Волкову, В.А. Шакирову, Л.А. Лузиной, Р.Ф. Меликову, Н.А. Павлюкову, в ходе совместных исследований, с которыми родилась и развивалась эта работа.

Особую благодарность автор выражает своему непосредственному Руководителю к.г.-м.н. Юрию Ивановичу Никитину за многолетнее руководство научными исследованиями, за переданный опыт в ходе совместной работы, за поддержку при реализации идей исследований и в процессе подготовки диссертации.

# Глава 1. ОБЩИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ И ПОКРЫШЕК В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В настоящей главе:

- Приведены общие сведения о геолого-геофизической изученности, тектонике,
   геологическом строении и нефтегазоносности верхнего девона Оренбургской области;
- Рассмотрены методические вопросы по корреляции скважин и исследованиям свойств резервуаров и покрышек в верхнедевонском комплексе.

#### 1.1. Общие сведения об объекте

В данном подразделе приведены данные по геолого-геофизической изученности, стратиграфии, тектонике и общие сведения по нефтегазоносности объекта исследования.

## 1.1.1. Геолого-геофизическая изученность

Начало геологоразведочных работ на нефть и газ в Оренбургской области относится к 1932 г., когда в Предуральском краевом прогибе впервые в регионе было поставлено структурное и разведочное бурение [95]. В дальнейшем геологоразведочные работы переместились в северозападные районы области, где в 1937 г. был получен первый в Оренбуржье промышленный приток нефти — в верхнепермских отложениях было открыто Бугурусланское месторождение [80].

Первые нефтяные залежи в девонских отложениях были обнаружены в 1952 г. на Султангуловско-Заглядинском и в 1956 году на Ефремо-Зыковском месторождениях. Впоследствии выяснилось, что эти залежи принадлежат крупной зоне нефтегазонакопления, контролируемой Большекинельским валом. Разведка и ввод в эксплуатацию в 50-х годах прошлого столетия нефтяных месторождений, расположенных в пределах западной части этого вала, положили начало развитию в Оренбургской области нефтедобывающей промышленности.

До середины пятидесятых годов прошлого столетия в пределах северных и центральных районов области основным методом картирования перспективных поднятий являлось структурное бурение на верхнепермские и нижнепермские реперные горизонты. Структурное бурение комплексировалось с электроразведкой методом ВЭЗ, и в 1960-ых годах - с сейсморазведкой МОВ. В результате было обнаружено значительное количество месторождений УВ, включая наиболее крупные месторождения Большекинельского и Бобровско-Покровского валов. Разведка открытых месторождений осуществлялась практически только бурением, поэтому его эффективность оставалась невысокой — много разведочных скважин было ликвидировано по геологическим причинам.

Начиная со второй половины шестидесятых годов прошлого века, по мере смещения основных объёмов геологоразведочных работ в центральные и южные районы области, роль

сейсморазведки увеличилась. На юге Оренбургской области, где развита мощная соленосная толща кунгура, параметрические и поисковые скважины закладывались исключительно на основе структурных построений, выполненных по данным сейсморазведки МОВ.

В первой половине шестидесятых годов в пределах западной прибортовой зоны Предуральского краевого прогиба в процессе поиска нижнепермских одиночных рифовых построек применялся комплекс гравиразведки, электроразведки и сейсморазведки методом регулируемого направленного приема сейсмических волн (РНП). В 70-х годах была внедрена сейсморазведка МОГТ, первоначально с применением аналоговой, а с начала восьмидесятых годов — с цифровой регистрацией сейсмических колебаний. Это позволяло картировать с различной степенью достоверности не только нижнекаменноугольные, но и девонские горизонты. За это время в фамене были открыты залежи нефти на Самодуровском и Пономаревском месторождениях. Эти открытия были случайными, но они показали, что отложения верхнего девона на рассматриваемой территории представляют собой поисковый интерес.

В 80-х годах годовой объём сейсморазведки МОГТ 2D в Оренбургской области в среднем превышал 10 тыс. пог. км. К настоящему времени территория западной части Оренбургской области, за исключением Предуральского краевого прогиба, практически полностью покрыта поисковой сейсморазведкой МОГТ 2D (Рисунок 1.1) со средней плотностью профилей 1.4-1.9 пог. км/км². Около 50% нефтегазоносных земель изучено детальной сейсморазведкой МОГТ с плотностью профилей свыше 2,0 пог. км/км². В результате проведенных работ до 1995 года в фаменских пластах была открыта 31 залежь нефти на 9 месторождениях (Боголюбовское, Врезовское, Кодяковское, Смоляное, Школьное, Самодуровское, Спасское, Красное, Краснонивское).

В начале 90-х годов прекратилось государственное финансирование ГРР, что привело к резкому уменьшению годовых объёмов сейсморазведки 2D до 2-4 тыс. пог. км и менее. До 2001 года произошло только два открытия в заволжских отложениях на Барсуковском и Врезовском месторождениях, что, по-видимому, связано с уменьшением объёмов поискового и разведочного бурения.

В это же время для детализации строения разрабатываемых месторождений, а также, начиная с 2004 г., для выявления перспективных структур и доразведки месторождений начала применяться сейсморазведка 3D (Рисунок 1.1). Проведение сейсморазведки 3D в качестве геологоразведочного метода привело к резкому повышению эффективности бурения поисковых и разведочных скважин, к обнаружению в старых нефтедобывающих районах новых значительных скоплений нефти.

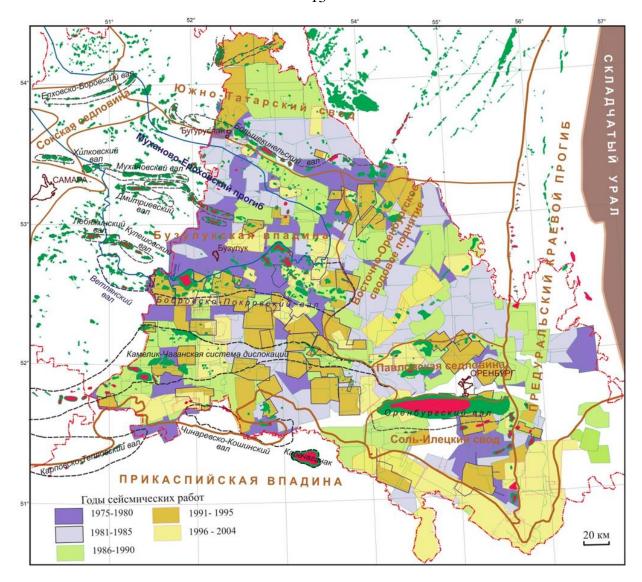


Рисунок 1.1. Изученность Оренбургской области сейсморазведкой МОГТ 2D [118]

После 2004 г. 3D сейсморазведка — единственный метод подготовки перспективных объектов к поисковому бурению. Изученность территории Оренбургской области сейсморазведочными работами 3D приведена на рисунке 1.2.

На рисунке 1.3 представлена динамика изменения объемов сейморазведки 2D и 3D в период 1980-2018 гг.

Кроме того, на исследуемой территории выполнялись региональные сейсморазведочные работы МОГТ, основной объем которых сосредоточен в южной части области (Рисунок 1.2).

В комплексе с бурением параметрических скважин глубиной 5-7 км региональная сейсморазведка уточнила тектоническое строение зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской впадины и Предуральского краевого прогиба [80].

В пределах Оренбургской области, к западу от складчатого Урала, пробурено более 4 тыс. параметрических, поисковых и разведочных скважин, большая часть которых расположена в

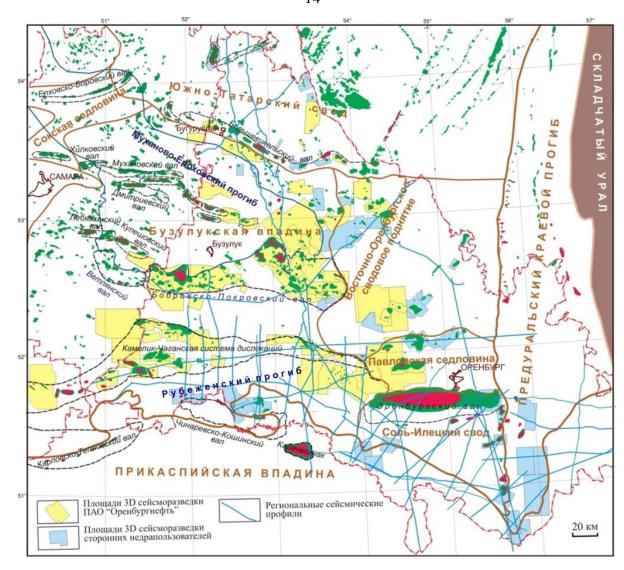


Рисунок 1.2. Изученность Оренбургской области сейсморазведкой 3D и региональными сейсмическими профилями [118]

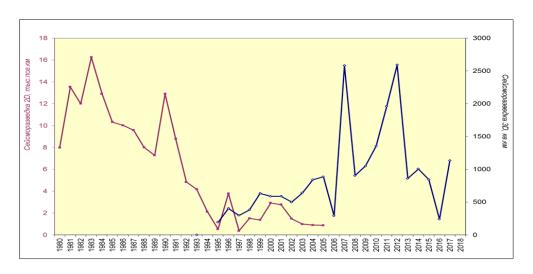


Рисунок 1.3. Динамика изменения объемов сейсморазедки 2D (бордовый график), 3D (синий график)

пределах валов и систем положительных тектонических дислокаций, контролирующих зоны нефтегазонакопления. Слабо изученными бурением остаются южные районы глубокого залегания каменноугольных и девонских горизонтов — Рубежинский прогиб, юг Соль-Илецкого свода, Предуральский краевой прогиб и Прикаспийская впадина.

На рисунке 1.4 показана плотность размещения скважин, вскрывших девонские отложения. Скважины сконцентрированы преимущественно в зонах, связанных с тектоническими структурами, верхнефранскими рифами и песчаными телами верхнефранско-нижнефаменской колганской толщи.

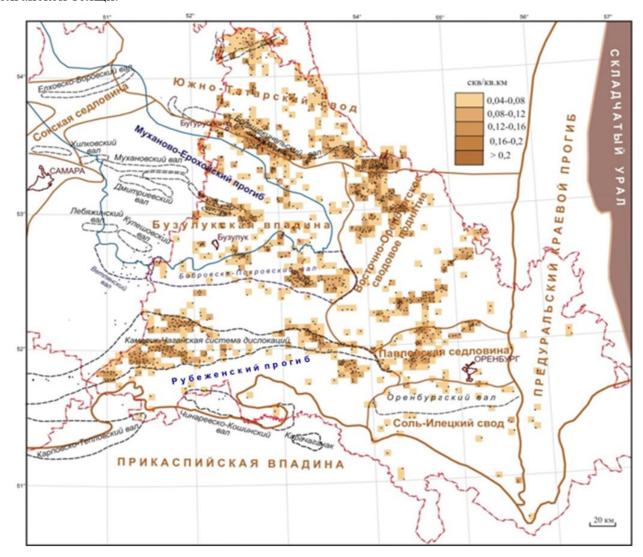


Рисунок 1.4. Плотность размещения параметрических, поисковых и разведочных скважин, вскрывших девонские отложения [118]

Большая часть фаменских залежей в пределах Оренбургской области была открыта сравнительно недавно, основное бурение велось с целью вскрытия и изучения структурных ловушек карбона. Из анализа истории открытий можно сделать вывод, что пласты имеют геологически сложное строение и, несмотря на количество открытых залежей, остаются малоизученными.

## 1.1.2. Стратиграфия

В геологическом разрезе изучаемой территории выделяются два структурно-формационных этажа: породы кристаллического фундамента архей-ранне-среднепротерозойского возраста и породы осадочного чехла палеозойского, мезозойского и кайнозойского (четвертичного) возрастов [90, 84, 50, 94, 98].

Сведения о литологии горизонтов, их возрастной привязке и толщинах, а также о выявленных продуктивных пластах приведены на сводном геолого-геофизическом разрезе Рисунок 1.5), составленном на основе данных по скв. 314 Герасимовского месторождения, вскрывшей кристаллический фундамент (забой 3938 м).

Ниже приведено краткое описание стратиграфии осадочного чехла.

## Кристаллический фундамент

## Архей+нижний-средний протерозой – AR+PR

Породы кристаллического фундамента представлены биотитовыми гранито-гнейсами с крупно- и грубозернистой гранобластовой структурой, полосчатой текстурой, обусловленной чередованием серых, темно-, светло-серых и розовато-красных полос. Над гранито-гнейсами вскрыты габбро-диабазы темно-серые, мелко-, среднекристаллические, массивные, с офитовой, пойкилоофитовой и долеритовой структурой. В верхней части комплекса присутствует маломощная латерально не выдержанная кора выветривания.

Вскрытая толщина фундамента составила от 11 до 24 м.

#### Осадочный чехол

## Палеозойская группа – PZ

## Девонская система – D

Отложения осадочного чехла залегают с большим стратиграфическим несогласием непосредственно на размытой поверхности фундамента. Осадочный чехол представлен терригенно-карбонатными отложениями общей толщиной до 4000 м. Его большую часть составляет палеозойская группа, формирование которой происходило практически непрерывно с конца раннего девона по вятское время поздней перми.

#### Hижний $omden-D_1$

## Эмский ярус **D**1ет

Отложения эмского яруса представлены терригенно-карбонатными породами. Развиты в бортовой зоне Прикаспийской синеклизы, в южной части Восточно-Оренбургского сводового поднятия и в Предуральском краевом прогибе. На территории Оренбургского вала отложения нижнего девона отсутствуют в результате их размыва.

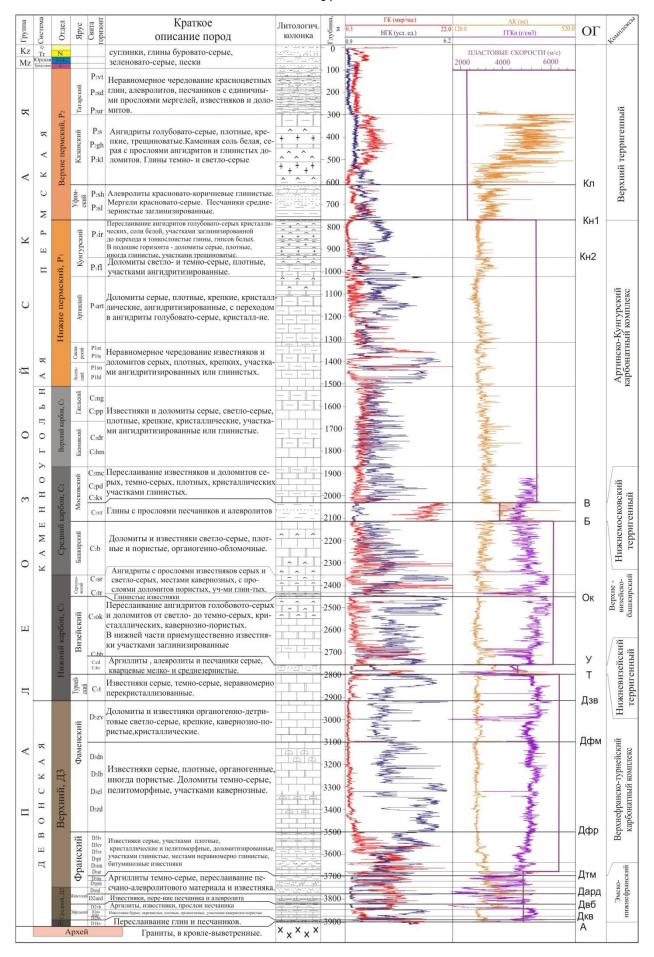


Рисунок 1.5. Сводный геолого-геофизический разрез [128]

#### Cредний отдел $-D_2$

Представлен эйфельским и живетским ярусами.

## Эйфельский ярус – D<sub>2</sub>ef

Бийский горизонт (D2bs) сложен алевритово-глинистыми и гравийно-песчаными породами. Афонинский надгоризонт (D2af) подразделяется на два горизонта: клинцовский (D2kl) и мосоловский (D2ms). Первый из них образован алеврито-аргиллитовыми породами, второй - карбонатными отложениями.

## Живетский ярус – D2zv

Представлен в объеме *старооскольского надгоризонта* (D2st), включающего воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты.

Воробьевский горизонт (D2vb) и ардатовский горизонт (D2ard) представлены карбонатнотерригенными отложениями. Муллинский горизонт (D2ml) - неоднородным переслаиванием известняков, мергелей, аргиллитов.

Толщина среднего отдела девона изменяется в интервале 175-195 м.

## Верхний отдел $-D_3$

Верхнедевонские отложения представлены франским и фаменским ярусами.

## Франский ярус – D<sub>3</sub>f

В составе франского яруса выделяются нижний, средний и верхний подъярусы.

#### Нижнефранский подъярус – $D_3f_1$

В состав нижнефранского подъяруса входят пашийский и тиманский горизонты.

Пашийский горизонт (D3ps) на изучаемой территории формировался в мелководноморских условиях, сложен переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников (20-30%). Толщина горизонта – около 50 м.

*Тиманский горизонт (D3tm)* представлен, в основном, известняками и аргиллитами, отличается довольно сложным строением. Толщина горизонта — около 10 м.

#### Среднефранский подъярус – D<sub>3</sub>f<sub>2</sub>

Включает отложения саргаевского и доманикового горизонтов.

Саргаевский горизонт  $D_3sr$  сложен известняками темно-серыми, глинистыми, плотными. Толщина горизонта -5-6 м.

В области, соответствующей глубоководной части палеобассейна,  $\partial$ оманиковый горизонт  $D_3dm$  представлен депрессионными глинисто-кремнисто-карбонатными породами темносерыми, почти черными, плотными, крепкими. В пределах карбонатных платформ развиты известняки светло-серые, органогенные, органогенно-детритовые часто доломитизированные. Встречаются прослои глинистых известняков и аргиллитов.

Толщина среднефранского подъяруса изменяется в интервале 30-35 м.

## Верхнефранский подъярус – $D_3f_3$

Представлен в объеме донского надгоризонта (D3dn), в который входят мендымский (D3mn), воронежский (D3vr), евлановский (D3ev) и ливенский (D3lv) горизонты. Отложения верхнефранского подъяруса сформировались в относительно глубоководном палеобассейне, внутри которого существовала обширная мелководная карбонатная платформа и росли многочисленные одиночные бассейновые строматопорово-коралловые рифы. На юге области, вблизи Оренбургского вала, отложения имеют преимущественно терригенный состав, образуя мощную (до 300 м) карбонатно-терригенную колганскую толщу. Депрессионные осадки представлены темноцветными глинистыми известняками и аргиллитами мощностью 60-80 м.

*Мендымский горизонт (D3mn)* представлен известняками темно-серыми почти черными, мелкокристаллическими, перекристаллизованными, прослоями пелитоморфными, плотными, крепкими, участками глинистыми. Толщина составляет 21-49 м.

Воронежский (D3vr), евлановский (D3ev), ливенский (D3lv) горизонты сложены известняками массивными, тонкокристаллическими, окремнелыми, нередко глинистыми. Толщина донского надгоризонта -79-155 м.

## $\Phi$ аменский ярус $-D_3$ fm

Фаменский ярус расчленяется на *нижний*, *средний* и *верхний* подъярусы – D3fm1, D3fm2, D3fm3.

Отложения фаменского яруса распространены практически на всей территории. Область частичного и полного отсутствия отложений располагается в центральной части Соль-Илецкого сводового поднятия и в Предуральском прогибе. В районах частичного отсутствия фаменских отложений заволжские или среднефвиенские отложения залегают на разных стратигрфических подразделениях — от муллинского горизонта среднего девона до нижнего девона, ордовика, рифея.

*Нижнефаменский подъярус* сложен известняками светло- и темно-серыми, разнокристаллическими, плотными, крепкими, с прослоями доломитов.

*Среднефаменский подъярус* представлен известняками от светло- до темно-серых, буровато-серыми, мелкокристаллическими, плотными, крепкими.

Суммарная толщина нижнего и среднего подъярусов фаменского яруса – 355 м.

Верхнефаменский подъярус представлен в объеме заволжского надгоризонта (D3zv), образованного известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми и фораминиферосгустковыми, пористыми, слоистыми.

Толщина верхнего подъяруса фаменского яруса – 160 м.

Максимальные толщины осадков фаменского яруса (550-580 м) наблюдаются в пределах южной бортовой зоны МЕП [14]. Здесь развита рифовая система, состоящая из нижнефаменского

и среднефаменского барьерных рифов, и определяющая особенности геологического строения всего стратона. Эти особенности более подробно описываются в последующих главах диссертации.

## Каменноугольная система - С

Представлена в объеме нижнего (турнейский, визейский, серпуховской ярусы), среднего (башкирский, московский ярусы) и верхнего (касимовский, гжельский ярусы) отделов.

Косьвинско-радаевско-бобриковские отложения имеют терригенный и терригеннокарбонатный, преимущественно глинистый состав. Состав остальных ярусов карбона приемущественно сульфатно-карбонатный (известняки, доломиты и ангидриты) с преобладанием карбонатных пород.

Толщина отложений карбона составляет 798-1416 м.

## Пермская система - Р

Выделяется в объеме нижнего (*ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский*), среднего (*уфимский и казанский ярусы*) и верхнего отделов (*татарский ярус*).

Формирование ассельско-сакмаро-артинских отложений происходило в мелководных условиях. Представлены известняками и доломитами тонко- и мелкозернистыми, также присутствуют прослои сульфатов (10-35%).

 $Кунгурский ярус - P_1kg$  представлен толщей галогенно-карбонатных пород. Нижняя часть ярусов сложена доломитами с прослоями ангидритов, общей толщиной — до 100 м. Выше разрез сложен гидрохимическими осадками, представленными переслаиванием пластов каменной соли с пачками ангидритов (иреньский горизонт). Суммарная толщина каменной соли -105 м.

В кровле иреньского горизонта отмечается пачка ангидритов, толщина – до 50 м.

Толщина яруса изменяется в пределах 195-276 м.

Уфимский ярус  $(P_{1}u)$  представлен красноцветными песчано-глинисто-сульфатными породами, сформированными в континентальных обстановках седиментации. Это фации временных водоемов, конусов выноса.

*Казанский ярус* сложен морскими преимущественно карбонатными отложениями – известняками с подчиненными прослоями доломитов и мергелей. В его составе встречаются ангидриты, каменная соль и редкие прослои песчаников.

В тамарский ярус входят отложения, представленные чередованием глин, алевролитов, песчаников с единичными прослоями мергелей, известняков и доломитов. В составе уржумского горизонта присутствует сульфатизация.

Толщина пермских отложений составляет – 703-1112 м м.

#### Мезозойская группа – Mz

В отложениях этой группы выделяются: нижний отдел триасовой системы, нижний и средний отделы юрской системы.

Отложения триасовой системы выходят на дневную поверхность и представлены в объеме ветлужского яруса. Сложены они пестроцветными песками, песчаниками, глинами с линзами и прослоями конгломератов.

Юрские отложения сохранились на наиболее приподнятых участках рельефа. Литологически эти отложения представлены переслаиванием глин, песчаников, песков, реже алевролитов и конгломератов. Толщина юрских осадков достигает 187 м.

## Кайнозойская группа – Кг

## Четвертичная система – Q

Отложения широко развиты на площади и представлены глинами известковистыми, суглинками и современными аллювиальными отложениями, перекрываемыми растительнопочвенным слоем. Толщина четвертичных образований достигает 8-20 м.

#### 1.1.3. Тектоника

Западные районы Оренбургской области, где расположены все известные в регионе месторождения нефти и газа, относятся к восточной окраине Восточно-Европейской платформы и южному окончанию Предуральского краевого прогиба [10, 32]. Восток области находится в пределах складчатого Урала. Платформенная часть Оренбургской области представлена юговосточными структурными элементами Волго-Камской антеклизы и крайней северо-восточной окраиной Прикаспийской впадины. (Рисунок 1.6) [34, 37].

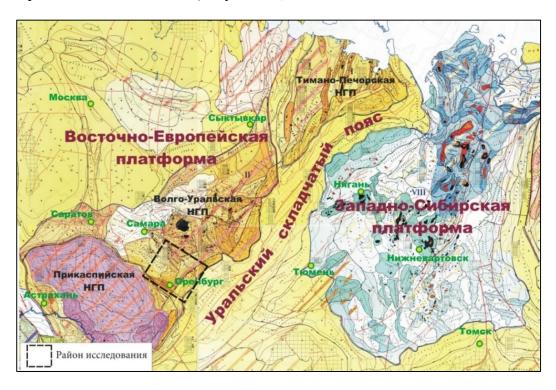


Рисунок 1.6. Нефтегазоносные провинции восточной части Восточно-Европейской платформы [66, 34]

Район исследования характеризуется весьма сложным тектоническим строением протерозойских комплексов, которое уже достаточно подробно описано, например, в [51, 52, 65, 66, 34, 37]. Настоящий раздел посвящен описанию тектонического строения осадочного чехла, которое определялось сочетанием как собственно тектонических, так и седиментационных факторов. Данному вопросу посвящен целый ряд статей и фундаментальных работ [51, 95, 80, 104], ставших основой дальнейшего изложения.

Характерной особенностью строения юго-востока Восточно-Европейской платформы является несоответствие между рельефом поверхности кристаллического фундамента и структурными планами горизонтов осадочного чехла.

Одним из основных геоструктурных элементов I порядка в осадочном чехле является Бузулукская впадина (Рисунок 1.7), контролирующая главный нефтегазоносный бассейн Самарской и Оренбургской областей. Впадина наложена на восточную часть Жигулёвско-Оренбургского массива кристаллического фундамента, по горизонтам девона и карбона представляет собой обширный, открывающийся в Прикаспийскую впадину структурный залив, практически отсутствующий по горизонтам перми и выше по разрезу.

С запада Бузулукская впадина ограничена Жигулёвским (Самарская область) и Пугачёвским (Саратовская область) сводами [69]. Северная граница впадины проводится по южному крылу Большекинельского вала (БК), который образовался в результате инверсии южного борта верхнепротерозойского Серноводско-Абдулинского авлакогена. Восточным ограничением Бузулукской впадины является расположенное над западным бортом Калтасинского авлакогена Восточно-Оренбургское валообразное поднятие (Рисунок 1.7). Формирование Пугачёвского свода, инверсия южного борта Серноводско-Абдулинского авлакогена и Калтасинского авлакогена относится к позднефранско-раннефаменскому времени [33].

Бузулукская впадина на севере граничит с южным склоном Южно-Татарского свода, для которого в Оренбургской области характерно моноклинальное падение на юг горизонтов палеозоя, осложнённое незначительными по размерам локальными поднятиями.

Вдоль крутого южного крыла Большекинельского вала протягивается цепочка сквозных во всём осадочном чехле локальных поднятий, амплитуды которых вверх по разрезу уменьшаются от 40-70 м (девон) до 12-30 м (карбон, пермь).

Небольшие смещения сводов поднятий связаны с наличием рифовых построек в верхнефранско-фаменском интервале разреза [80, 95, 99, 100].

В строении северной части Бузулукской впадины главную роль играет внутриформационный Муханово-Ероховский прогиб (МЕП) (Рисунок 1.7) — позднедевонско-турнейская некомпенсированная осадконакоплением депрессия, выполненная турнейскими и

нижневизейскими терригенными осадками [59]. С юга прогиб ограничен Бобровско-Покровским валом (БП) (Рисунок 1.7).

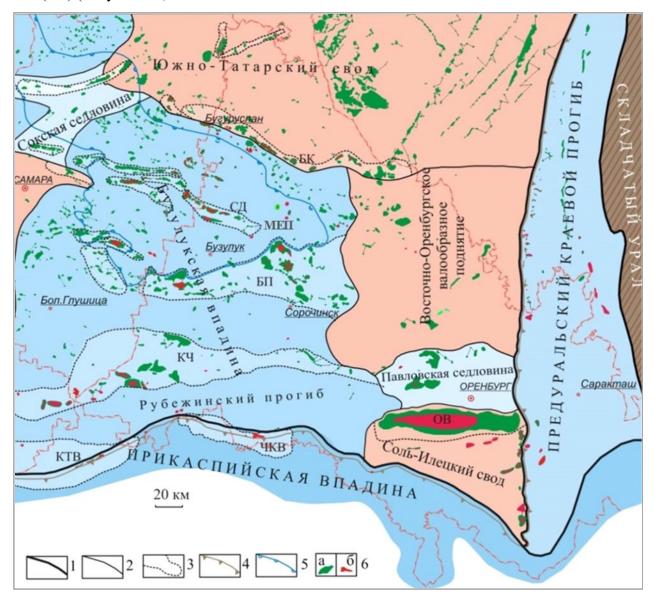


Рисунок 1.7. Карта тектонического районирования Оренбургской области [139]

Границы геоструктур: 1 — надпорядковых; 2 — І порядка; 3 — ІІ порядка; 4 — нижнепермские бортовые уступы Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба; 5 — заволжский бортовой уступ Муханово-Ероховского прогиба; 6 — месторождения: а —нефтяные; б — газовые. Структуры ІІ порядка: БК — Большекинельский вал; СД — Самарские дислокации; БП — Бобровско-Покровский вал; КЧ — Камелик-Чаганская система дислокаций; ОВ — Оренбургский вал; ЧКВ — Чинаревско-Кошинский вал; КТВ - Карповско-Тёпловский вал.

Бобровско-Покровский вал выделяется только в отложениях верхнего девона, карбона и перми. Он представляет собой вытянутую в субширотном направлении зону с множеством локальных поднятий, с юга ограниченную монотонной моноклиналью. Северное крыло вала контролируется уступом верхнефаменского (заволжского) борта Муханово-Ероховского прогиба и сопровождающей уступ каменноугольной флексурой. Большинство поднятий Бобровско-Покровского вала не прослеживается в нижележащих отложениях терригенного комплекса

девона: их природа связывается с морфологическими выступами фаменских барьерных рифов, либо с верхнефранскими и фаменскими локальными рифовыми постройками, развитыми в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба. По поверхности кристаллического фундамента и горизонтам терригенного комплекса девона под Бобровско-Покровским валом зафиксирована наклонённая на юг моноклиналь [128, 159].

В строении вала принимают участие нижнефаменский и среднефаменский барьерные рифы, которые определяют структуру верхнедевонских и вышележащих горизонтов [14, 70]. По генезису и морфологии выделяются две основные группы локальных структур [69].

К первой группе относятся поднятия, контролируемые среднефаменским барьерным рифом, расположенные вдоль бортового уступа Муханово-Ероховского прогиба. Их северные крылья в разрезе карбона совпадают с флексурой дифференциального уплотнения над бассейновым склоном барьерного рифа, южные — с тектоническим региональным наклоном слоёв на юг. Прибортовые структуры морфологически относительно резко выражены: они имеют более крутые северные крылья (до 1°30') и амплитуду по кровле турнейского яруса нижнего карбона до 30-40 м. Размеры поднятий в плане определяются морфологией бортового уступа Муханово-Ероховского прогиба: выступы борта внутрь прогиба контролируют наиболее крупные поднятия (Покровское, Савельевское, Герасимовское) [159, 69].

Южнее прибортовых структур расположены многочисленные локальные поднятия, образующие вторую морфогенетическую группу (Рисунок 1.7). Многие из них связаны с нижнефаменским барьерным рифом, а также, видимо, со среднефаменскими шельфовыми одиночными органогенными постройками (patch-reefs). Некоторые структуры оконтуриваются и по девонским, и по каменноугольным горизонтам - являются либо тектоническими, либо комбинированными. Структуры второй морфогенетической группы характеризуются меньшими по сравнению с прибортовыми поднятиями размерами и амплитудой (20-30 м).

К югу от Бобровско-Покровского вала в южном направлении простирается региональная моноклиналь северного обрамления Прикаспийской впадины. На расстоянии 25-45 км от вала отложения терригенного комплекса девона осложнены субширотной Камелик-Чаганской системой тектонических дислокаций (Рисунок 1.7). В палеоплане Камелик-Чаганская система дислокаций представляет собой сформировавшуюся в среднем-позднем фране региональную приподнятую зону, которая с севера ограничена линией взбросов (Гаршинский, Акъярский, Землянский), протягивающейся на расстоянии более 200 км от Павловской седловины на востоке до самарской территории на западе. Амплитуда взбросов изменяется от 20 до 200 м. При переходе через разломы в пределы системы дислокаций мощность верхнефранских отложений сокращается от 100-140 м до 50-90 м [95].

С юга Камелик-Чаганская система дислокаций ограничена наиболее погруженной частью Бузулукской впадины - Южно-Бузулукской тектонической ступенью, соответствующей в девонско-нижнекаменноугольных отложениях Рубежинскому прогибу [69].

Южный борт прогиба совпадает с крыльями Карповско-Тепловского и Чинаревско-Кошинского валов. В восточном направлении Рубеженский прогиб теряет морфологическую выраженность и через Павловскую седловину соединяется с Предуральским краевым прогибом. В верхнедевонско-турнейском интервале разреза Рубежинскому прогибу соответствуют Погодаевско-Остафьевская (на западе) и Ташлинская (на востоке) некомпенсированные осадконакоплением впадины. По горизонтам среднего карбона и перми Рубежинскому прогибу соответствует наклонённая на юг моноклиналь (Рисунок 1.7).

В сводовых частях валов девонские отложения глубоко эродированы — заволжские карбонаты несогласно залегают на различных горизонтах среднего девона и на верхнепротерозойских отложениях [66].

#### 1.1.4. История геологического развития региона в позднем девоне

Территория Оренбургской области в девонское время принадлежала восточной окраине Восточно-Европейского континента, в пределах которой тектогенез и условия осадконакопления были тесно связаны с особенностями развития Уральского океана [66]. Начало закрытия Уральского океана относится к концу раннего девона [37]. С этим событием по времени совпало начало эвстатического подъёма относительного уровня (ОУМ) Мирового океана, вызвавшего устойчивую трансгрессию моря на континенты, включая Еврамерику [122].

В среднефранское время ОУМ достиг высокого уровня - всю восточную окраину Восточно-Европейского континента охватил глубоководный доманиковый бассейн. В нем накопились битуминозные осадки доманика — главной нефтепроизводящей толщи Волго-Уральской провинции [36]. Устойчивый эвстатический подъём ОУМ продолжался практически до начала фамена, поэтому на большей части территории Оренбургской области на протяжении франского века продолжал существовать относительно глубоководный бассейн, в котором были условия, благоприятные для роста одиночных рифов [70].

В среднем фране – раннем фамене, в процессе закрытия Уральского океана, двигавшийся с востока Мугоджарский микроконтинент был затянут в зону поглощения океанической коры – под Магнитогорскую островную дугу. Коллизия микроконтинента с дугой привела к образованию в океане, вблизи континентальной окраины, покрытой глубоководным морем, горной страны. На континенте возникли напряжения сжатия и проявилась раннегерцинская фаза тектогенеза, начало которой относится к концу семилукского времени [37, 66]. Режим общего сжатия на окраине континента вызвал инверсию древних континентальных рифтов. Над

рифейскими Калтасинским и ордовикским Урало-Сакмарским рифтами образовалась обширная приподнятая зона, реликтами которой в настоящее время являются Соль-Илецкий, Южно-Татарский своды, Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, Павловская седловина. Одновременно образовалось множество контролируемых разломами тектонических валов и систем дислокаций. В пределах наложившихся на континентальный глубоководный палеобассейн положительных структур I и II порядка появились отмели, благоприятные для заложения и роста рифовых построек. Все группы одиночных бассейновых органогенных построек, обнаруженные по данным сейсморазведки и бурения в Оренбургской области, связаны с раннегерцинскими тектоническими палеоподнятиями.

В результате раннегерцинского тектогенеза вдоль континентальной окраины на региональной приподнятой зоне сформировались островные суши - зоны глубокого размыва девонских и додевонских отложений [66]. В пределах Оренбургского вала турнейские и заволжские карбонаты с угловым несогласием залегают на поверхности глубоко эродированных ордовикских отложений.

К палеосуще с севера примыкает хорошо изученная по данным бурения и сейсморазведки крупная семилукско-нижнефаменская карбонатно-терригенная колганская толща, сложенная преимущественно переотложенными продуктами размыва [68]. Зона раннегерцинского глубокого размыва осадков продолжается на восток и северо-восток от Оренбургского вала, где на неё наложены позднегерцинские Предуральский краевой прогиб и передовые складки Урала. Переотложенные терригенные отложения должны существовать вдоль всего протяжения региональной зоны размыва девонских комплексов [2].

В раннем фамене интенсивность подъёма ОУМ снизилась, и на склонах раннегерцинских сводовых поднятий получили развитие глинисто-карбонатные и карбонатные платформы, проградационно заполнившие бассейн. Тектонические движения и размыв осадков вдоль окраины континента продолжались до раннего фамена включительно.

В средне-позднефаменское время островные суши постепенно исчезли, за исключением отдельных небольших площадей. На фоне небольшой скорости подъёма ОУМ фаменские карбонатные палеошельфы регрессивно заполнили среднепозднефранский глубоководный палеобассейн (Рисунок 1.8).

К заволжскому времени в пределах Волго-Уральской провинции в виде реликта бывшего обширного глубоководного бассейна остались лишь прогибы Камско-Кинельской системы, включая Муханово-Ероховский прогиб [5]. Вдоль южного борта прогиба, на краях раннефаменского и среднефаменского мелководных карбонатных шельфов получили развитие барьерные рифы.

Верхнедевонские органогенные постройки играют главенствующую, структурообразующую роль при формировании ловушек. При этом формирование фаменских залежей контролировалось, в основном, структурами облекания [67, 73, 74].

С конца франского века до среднего фамена включительно седиментация карбонатных осадков в мелководно-шельфовых условиях юго-восточной части Волго-Уральской НГП протекала под влиянием глинистого материала, который поступал с существовавших на востоке и юге островных палеосуш, связанных с раннегерцинскими региональными Соль-Илецким и Предуральским палеоподнятиями (Рисунок 1.8) [71]. Это послужило важной предпосылкой для образования в фаменской карбонатной толще глинисто-карбонатных покрышек. По мере удаления от зон размыва, в западном направлении, поступление глинистого материала снижалось и затем полностью исчезало.

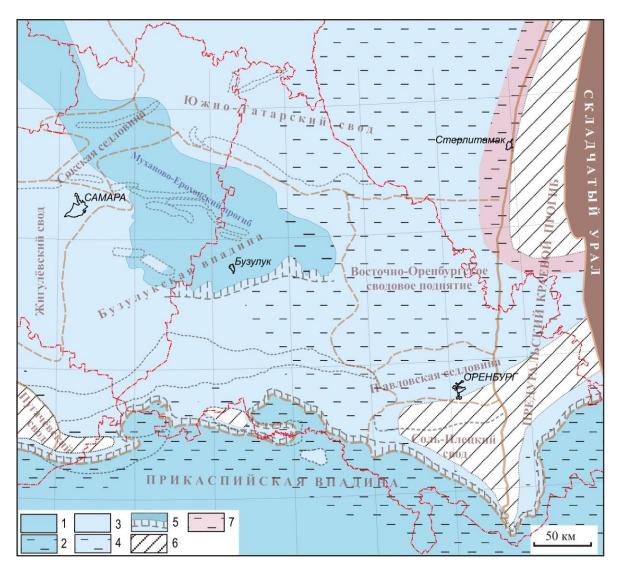


Рисунок 1.8. Палеогеографическая карта среднефаменского времени ( $D_3 fm_2$ ) [71, 72]

<sup>1</sup> — глубоководный бассейн; 2 — глубоководный бассейн с влиянием терригенной седиментации; 3 — мелководные карбонатные шельфы; 4 — карбонатные шельфы с виянием терригенной седиментации; 5 — карбонатные шельфы; 6 — суша; 7 — прибрежно-морская равнина с терригенно-карбонатным осадконакоплением.

## 1.1.5. Нефтегазоносность

Оренбургская область является одним из основных по запасам и добыче районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В территориальном и тектоническом плане месторождения распространены повсеместно [111]. На рисунке 1.9 светло-коричневым цветом показаны месторождения, открытые на территории Оренбургской области, а зеленым цветом — залежи нефти в интервале фаменского яруса, стоящие на балансе в ФБУ ГКЗ.

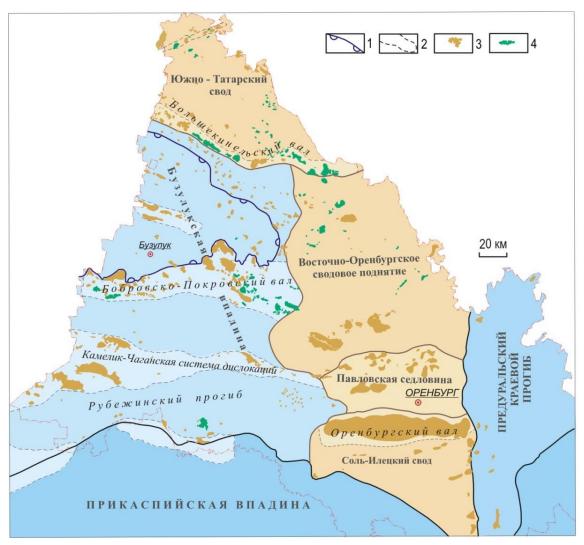


Рисунок 1.9. Обзорно-тектоническая карта Оренбургской области [111]

1 — заволжский борт Муханово-Ероховского прогиба; 2 — структурные элементы II порядка; 3 — месторождения УВ; 4 — месторождения с нефтяными залежами в фаменских пластах.

В пределах изучаемой территории в фаменских пластах на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» АО «Оренбургнефть» по настоящее время открыто 46 месторождений и 148 залежей нефти. Их распределение по основным тектоническим элементам и продуктивным пластам показано на рисунке 1.10. Основные запасы нефти сосредоточены на территории Бобровско-Покровского вала (БПВ). Далее по степени уменьшения объема запасов следуют

Большекинельский вал (БКВ), Восточно-Оренбургское сводовое поднятие (ВОСП), Южно-Татарский свод (ЮТС).

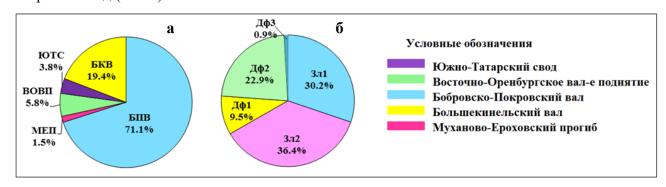


Рисунок 1.10. Территориальное и стратиграфическое распределение НИЗ нефти по основным тектническим элементам (a) и пластам (б) в фаменском комплексе [111]

Месторождения, как правило, многопластовые, преобладают ловушки антиклинального типа. Залежи по типу пластовые, массивные, иногда тектонически или литологически экранированные [111]. Ловушки контролируются локальными тектоническими поднятиями или структурами облекания и дифференциального уплотнения над верхнефранско-фаменскими органогенными постройками. Фаменские продуктивные пласты (Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub>) развиты в толще мелководно-шельфовых карбонатных пород с широким развитием коллекторов и значительной латеральной изменчивостью покрышек [22, 70, 111]. Наиболее продуктивными являются пласты Зл<sub>2</sub> и Зл<sub>1</sub> заволжского надгоризонта (Рисунок 1.10). Далее, по уменьшению степени значимости следуют пласты Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>3</sub>. Литологически все пласты представлены известняками, доломитами, их переходными разностями с различным количеством глинистой составляющей и незначительной ангидритизацией. Тип коллектора порово-каверновый, порово-каверново-трещинный.

Как показывает анализ распределения существующих франско-фаменских залежей по времени выявления (Таблица 1.1), практически постоянно происходили открытия залежей и постановка на государственный учёт новых запасов нефти. Хаотичность распределения открытий по годам показывает, что долгое время они носили случайный характер. Низкое качество комплекса ГИС не позволяло выделить перспективные интервалы при бурении глубоких скважин, а сама карбонатная толща фамена не являлась объектом поиска. Многие залежи, в последствие, были установлены по результатам переинтерпретации ГИС и перфорации пластов в ранее пробуренных скважинах [75, 78]. Новый импульс поисковые работы на карбонатный девон получили в 2010 году, когда АО «Оренбургнефть» приняло Программу ГРР, ориентированную на изучение верхнедевонского продуктивного комплекса на территории основных зон нефтегазонакопления: ЮТС, БКВ, ВОСП и БПВ. Полученные в ходе ее реализации геологические результаты стали основой настоящего диссертационного исследования [128].

Таблица 1.1. Динамика открытия залежей по годам и месторождениям на 31.12.2019 г.

Год открытия	Тананыкское	иалаховское, Новомалаховский ЛУ(Новокозловская, Случайная	Вост-Малаховское	Кодяковское	Ольховское	Боголюбовское, Новобоголюбовское	Ананьевское	Вост-Толкаевское	Ивановское	Сорочинско- Никольское	Врезовское	Олимпийское	Алябьевское	Романовское	Самодуровское	Тарханское	Ефремово- Зыковское	Спасское	Алексеевское	Долговское, Зап- Долговское	Баклановское	Горное	Новокудринское	Северо- Красноярское	Ивановское
1955																T1	T1 Зл1 Дф								
1957																<b>52</b>	ДΨ		Б2						
1959													Д1												
1961															T1				T1					T1	
1963																								Б2	
1965									E	52, T1, O6					Б2										
	Б2, T1	T1								03, 02					Д0+Д1 <mark>Дф2</mark>										
1969																				Б2, Т1, Т2					
1971			T2																	01	Б2				T1
1973	T2																								
1975			T2	T2, T1	до									Д3, Д0+1							А3				
1977					T1	T1																04			
1979										T2															
1981					Д3, Д4, Д5							ДЗ									T1				
1983										\$	<mark>3л1, Т</mark> 2, Т1														
1985															3л2				Дф2-1, 3л2						
1987									Б2, T1						3л1			Т1 Дф2							Б2
1989				Дф1																					
1991				3л1, 3л2 Б2														Б2							
1993						Дф2																			
1995																									
1997																					T2				
1999																									
2001				Д4							Дф2														
2003				Д5-1													3л2								
2005							Т1 Д3, Д4									3л1	Б2	3л1							
2007					Д7	3л1, 3л2								Дф2											
2009							Б2																		
2011					Б2	Дф1	T2	3л2, Б2			3л2									O1, O4a	T1				
2013		3л1, 3л2	3л1, 3л2		3л1							3л2 Д	Дф2 Б2												
2015	3л1						3л1		Дф2	3л2															Дф2 Д3-2,Д7
2017		3л1, 3л2				3л1, 3л2				3л1										3л1, 3л2	A5	3л1, 3л2	3л2, Дф2	3л1,3л2,	
2019						Дф1, Дф2				3л1, 3л2										3л1, 3л2 Оз	3л2			Дф1,Дф2	



## 1.2. Методические вопросы исследования резервуаров и покрышек

## 1.2.1. Методика и результаты корреляции

Корреляция отложений франско-фаменского яруса проводилась многими исследователями, однако, сложный характер залегания стратиграфических подразделений, отсутствие во многих из них региональных реперов, недостаточная фаунистическая обоснованность, отсутствие стратотипов и опорных разрезов явились причинами неоднозначного проведения границ и многовариантности результатов корреляции [94].

Основой при выполнении корреляции основных стратиграфических подразделений среднефранско-фаменской карбонатной толщи являлись: «Унифицированная стратиграфическая схема архея, протерозоя и палеозоя», составленная на основе «Решения Межведомственного совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы» [90] и с учётом изменений, принятых постановлениями МСК и его постоянных комиссий в 1997-2002гг. и решения Бюро МСК от 08.04.2005 г., результаты биостратиграфического анализа керна, а также данные ГИС и керна по скважинам, равномерно расположенным на территории Оренбургской области.

Палеогеографические условия седиментации каждого горизонта определялись на основе заключений по петрографическому и литолого-фациальному анализу керна в комплексе с анализом изменения толщин и промыслово-геофизических характеристик пород. При этом учитывались региональные закономерности (тенденции) изменения разреза в седиментационном бассейне [1, 95].

Критерием выбора скважин являлись: наиболее полная охарактеризованность методами ГИС, керновыми исследованиями и испытаниями. Корреляция выполнена по 252 скважинам, по ним же была проведена детальная интерпретация данных ГИС в интервале пластов фаменского яруса и анализ качества флюидоупоров. Схема расположения линий профилей представлена на рисунке 1.11.

Корреляция разрезов выполнялась в два этапа. На первом этапе проводилась региональная корреляция одновозрастных отложений, вскрытых скважинами на соседних площадях или месторождениях. В сопоставлениях участвовали разрезы отдельных скважин, которые можно признать в качестве типовых.

На втором этапе выполнялась детальная корреляция, при которой сопоставлялись потенциально-перспективные пласты и их покрышки с целью изучения их фациальной изменчивости, выявления зон с качественными покрышками и характера их распространения по площади.

Задача корреляции разрезов скважин включала:

- корреляцию границ, соответствующих основным стратиграфическим подразделениям франско-фаменского-турнейского времени;
  - корреляция границ потенциальных покрышек.

В качестве основных маркирующих реперов выбраны: тиманский горизонт и глинистокарбонатная пачка, залегающая на границе девона и карбона, которая стратиграфически включена в приподошвенную часть упино-малевских отложений.

В качестве дополнительных границ использовались поверхности с устойчивыми, в пределах области построений, геофизическими характеристиками. За границы горизонтов и пластов принимались стратиграфические поверхности, которые прослеживаются независимо от наличия или отсутствия коллектора в той или иной части интервала. При детализации достоверно определить границы пластов не всегда представлялось возможным, поэтому в ряде случаев пласты выделены условно, исходя из предполагаемой толщины. Стратиграфическая подошва вышележащего интервала (горизонта, пачки) совпадает с кровлей нижележащего интервала, независимо от наличия между коллекторами интервалов глинистой перемычки или плотных пород и их толщин. Таким образом, при выполнении корреляции были прослежены следующие границы, соответствующие основным стратиграфическим подразделениям (Таблица 1.2) [94].

При корреляции скважин учитывались разбивки стратиграфических горизонтов, ранее принятые при подсчетах запасов месторождений, входящих в состав рассматриваемого участка, а также к анализу привлекались данные седиментологических исследований, выполненные в Центре исследования керна и пластовых флюидов ООО «ТННЦ».

При выполнении корреляции в качестве основных методов использовались: метод естественной радиоактивности (ГК), нейтронные методы (НГК, НКТ), методы сопротивления (ПЗ, БК) и кавернометрия (КВ). Пример схем корреляций отложений верхнего девона представлен на рисунках 1.12, 1.13 [86, 158].

В результате корреляции, выполненной специалистами ООО «ТННЦ» Астафьевым Е.В., Чикиной Н.Н., Шакировым В.А, Миропольцевым К.Ф, еще раз подтверждено, что на изучаемой территории отложения фаменского яруса распространены на всей территории Оренбургской области. Его мощность колеблется в широких пределах от 38 до 478 метров для нижне среднефаменского времени и, от 45 до 330 м для верхнефаменской части разреза. В ряде районов отмечаются локальные изменения мощностей за счет наличия биогермных тел.

Таким образом, в результате выполненной корреляции была создана стратиграфическая основа для дальнейших исследований.

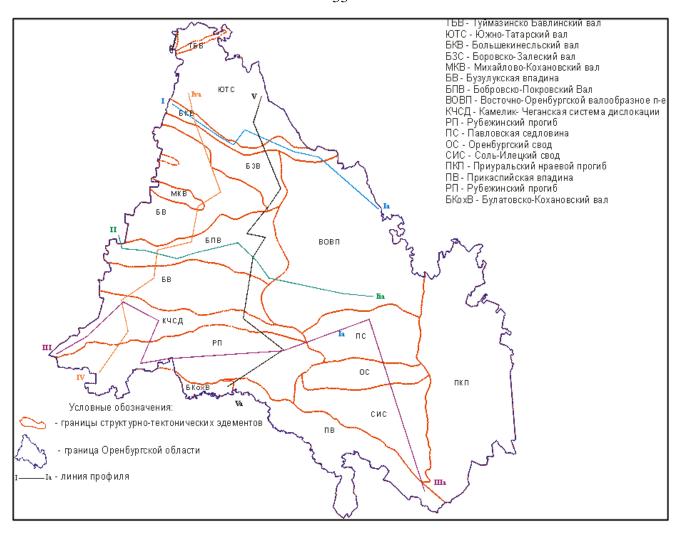


Рисунок 1.11. Обзорная карта Оренбургской области с границами структурнотектонических элементов и линиями профилей [159]

Таблица 1.2. Стратиграфические подразделения

Ярус	Подьярус	Горизонт (кровля)	Индекс					
	~ "	Саргаевский	D3sr					
Франский	Средний (D3f <sub>2</sub> )	Доманиковый (Семилукский)	D3dm					
(D3f)	(2012)	Мендымский	D3mn					
	Верхний	Воронежский	D3vr					
	$(D3f_3)$	Евлано-Ливенский	D3ev-lv					
	Нижний (D3fm <sub>1)</sub>	(D3fm <sub>1)</sub> Елецкий, Задонский, Волгоградский						
		Лебедянский	D3lb					
Фаменский	Средний	Данковский	D3dn					
(D3fm)	(D3fm <sub>2</sub> )	Павловский	D3pl					
	Верхний	Озерский	D3oz					
	(D3fm <sub>3</sub> )	Хованско-Зиганский	D3hv-zg					

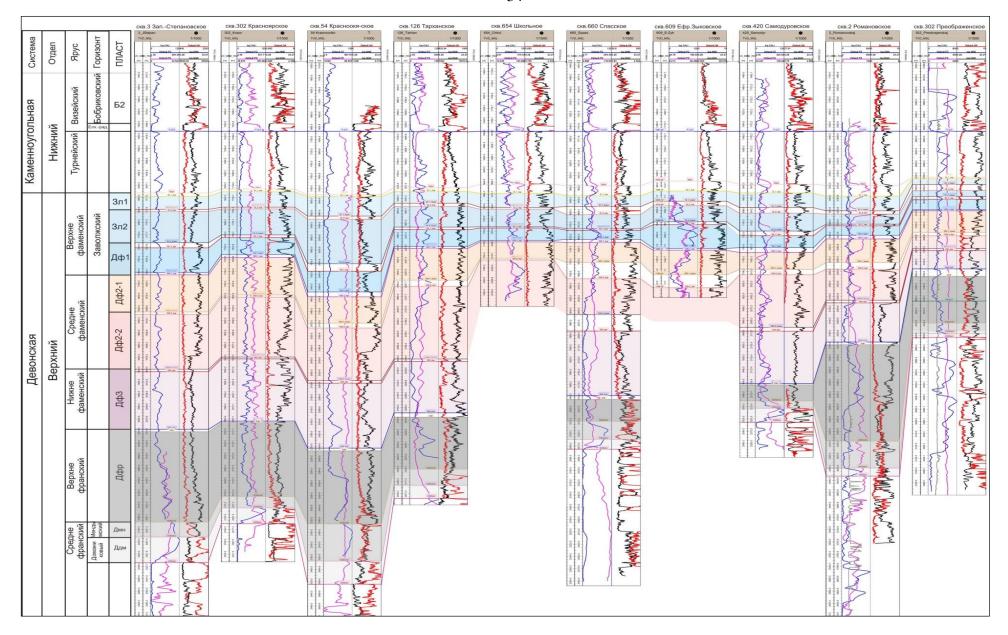


Рисунок 1.12. Схема сопоставления франско-фаменских отложений по линии I-Ia [159]

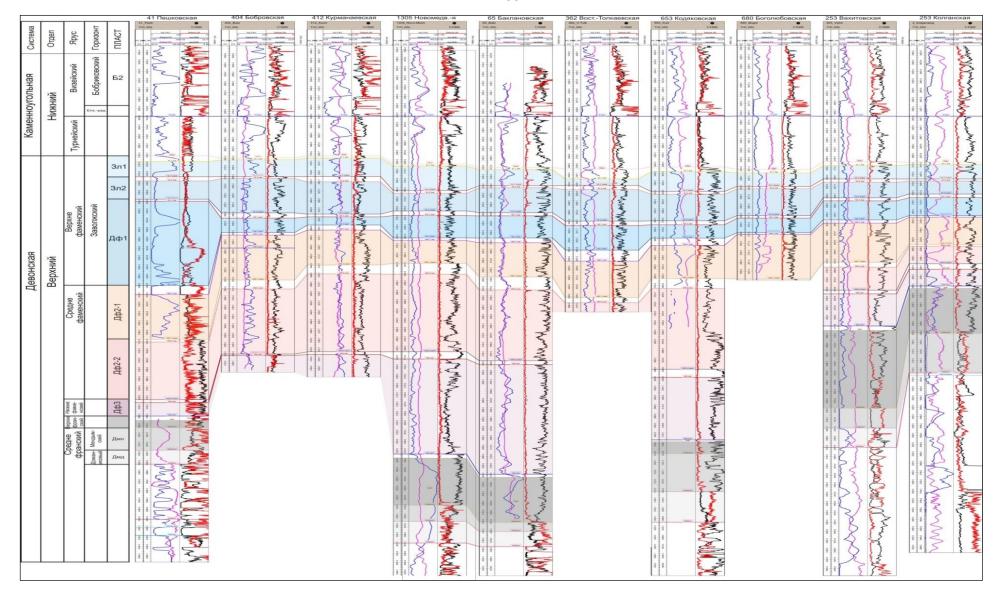


Рисунок 1.13. Схема сопоставления франско-фаменских отложений по линии II-IIa [159]

#### 1.2.2. Аналитическая основа для выделения и типизации покрышек

Ревизия наличия керна и лабораторных исследований из межпластовых перемычек фаменского яруса  $\Pi K_3 \pi_1$ ,  $\Pi K_3 \pi_2$ ,  $\Pi K_4 \pi_1$ ,  $\Pi K_4 \pi_2$ ,  $\Pi K_4 \pi_3$  поисково-разведочных работ на нефть и газ в Оренбургской области, в основном, изучаются породы-коллекторы продуктивных горизонтов. Остальные породы, в том числе перекрывающие продуктивные горизонты, почти не изучены.

Так, по 12 скважинам, расположенным на территории трех тектонических районов Оренбургской области: Бобровско-Покровский вал (БПВ), Восточно-Оренбургское сводовое поднятие (ВОСП), Южно-Татарский свод (ЮТС), в интервале флюидоупоров имелись только макроописания керна и лабораторные исследования фильтрационно-емкостных свойств пород, выполненные в период до 2015г. Исследования проводились в разных лабораториях: ЦИК ООО «ТННЦ», ООО "СамраНИПИнефть", АО "Гипровостокнефть" и включали определение: коэффициента пористости на стандартных экстрагированных образцах (151 опр.), проницаемости по гелию (148 опр.) и Клинкенбергу (135 опр.), общей и минералогической плотности (145 опр.) и общей карбонатности (99 опр.). Освещенность керновыми исследованиями по скважинам и пластам была крайне низкая. В результате анализа полученной информации был сделан вывод, что имеющегося количества образцов и видов лабораторных исследований явно недостаточно для изучения качества покрышек [23, 49].

На основе собранной информации в целях детального изучения качества фаменских флюидоупоров в 2016-2017 годах была составлена и реализована программа проведения дополнительных комплексных лабораторных исследований по скважинам, находящимся на хранении в ЦИК ООО «ТННЦ». В рамках этой программы из интервалов фаменских покрышек было отобрано и комплексно изучено 102 образца керна (Рисунки 1.14, 1.15). Все лабораторные исследования проводились в соответствии с установленными в РФ СТО, РД, ГОСТ [24, 25, 53, 54, 55, 91].

Седиментологические и литолого-минералогические исследования керна по площади распределены неравномерно. Наибольшее количество изученных скважин расположено в пределах Бобровско-Покровского вала (Рисунок 1.16а), наиболее полно охарактеризован и изучен керном флюидоупор ПК\_Зл<sub>2</sub> (Рисунок 1.16б). Значительно слабее изучены флюидоупоры ПК\_Дф<sub>2-1</sub> и ПК\_Зл<sub>1</sub>, единичные данные получены по покрышкам ПК\_Дф<sub>1</sub> и ПК\_Дф<sub>2-2</sub>. В первую очередь это связано с неравномерным распределением интервалов отбора керна по разрезу. Покрышка ПК\_Зл<sub>2</sub> чаще всего представлена непрерывными отборами керна на всю ее толщину. Остальные покрышки охарактеризованы керном лишь частично.

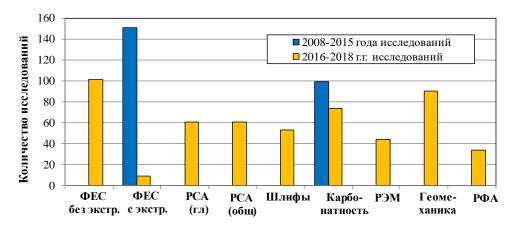


Рисунок 1.14. Статистика видов и количества лабораторных исследований

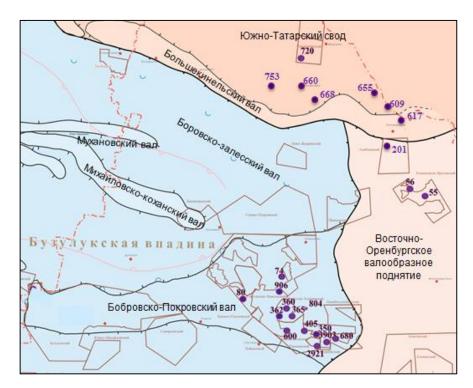


Рисунок 1.15. Схема расположения скважин с керном в интервале фаменских флюидоупоров находящихся на хранении в OOO «ТННЦ»

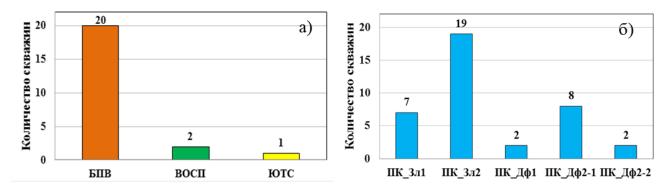


Рисунок 1.16. Распределение седиментологических и литолого-минералогических исследований флюидоупоров фаменской карбонатной толщи: (а) - по структурным элементам, (б) - интервалам покрышек. (БПВ – Бобровско-Покровский вал, ВОСП – Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, ЮТС – Южно-Татарский свод, ПК – покрышка) [72]

Данные по охарактеризованности скважин керном, объему и видам лабораторных исследований в интервале фаменских покрышек представлены в таблицах 1.3-1.5.

Таблица 1.3. Охарактеризованность скважин керном в интервале покрышек

			Интерва	л отбора	I	, a,	,		т ЛЙ
Номер п/п	Площадь	Скважина	Кровля, м	Подошва м			Покрышка	Кол-во образцов	Структурно- тектонический элемент
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Родниковско-Врезовская	55	2282.0	2291.0	9.0	8.9	ПК_Зл <sub>2</sub>	6	ВОСП
	Родниковско-Врезовская	55	2282.0	2291.0	9.0	8.9	ПК_Зл <sub>2</sub>	8	ВОСП
	Родниковско-Врезовская	55	2344.3	2355.3	11.0	10.8	ПК_Дф2-1	6	ВОСП
2	Родниковско-Врезовская	56	2168.0	2186.0	18.0	17.5	ПК_ Зл1	2	ВОСП
	Родниковско-Врезовская	56	2301.0	2319.0	18.0	17.3	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	6	ВОСП
3	Ивановская	201	2241.0	2250.0	9.0	9.0	ПК_Зл <sub>1</sub>	6	ВОСП
4	Вост-Толкаевская	365	2741.0	2759.0	18.0	16.8	ПК_Зл <sub>1</sub>	5	БПВ
	Вост-Толкаевская	365	2823.0	2841.0	18.0	16.5	ПК_Дф1	5	БПВ
	Вост-Толкаевская	365	2823.0	2841.0	18.0	16.5	ПК_Дф1	7	БПВ
	Вост-Толкаевская	365	2897.0	2906.0	9.0	8.6	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	5	БПВ
5	Ефремово-Зыковская	609	1888.0	1894.0	6.0	2.9	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	1	ЮТС
	Ефремово-Зыковская	609	1894.0	1900.0	6.0	2.1	ПК_Дф2-1	4	ЮТС
6	Ефремово-Зыковская	617	1830.0	1837.0	7.0	6.8	ПК_Зл2	5	ЮТС
7	Кузькинская	655	1931.0	1939.0	8.0	2.7	ПК_Дф <sub>2-2</sub>	5	ЮТС
8	Кузькинская	660	1930.0	1938.0	8.0	4.1	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	5	ЮТС
9	Кузькинская	668	1905.0	1913.0	8.0	3.6	ПК_Зл1	5	ЮТС
	Кузькинская	668	1930.0	1938.0	8.0	3.6	ПК_Зл2	5	ЮТС
	Кузькинская	668	1972.0	1980.0	8.0	3.0	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	5	ЮТС
10	Боголюбовская	680	2647.5	2657.0	9.5	9.1	ПК_Зл <sub>2</sub>	6	БПВ
	Боголюбовская	680	2702.1	2720.1	18.0	17.6	ПК_Дф1	5	БПВ
	Боголюбовская	680	2702.1	2720.1	18.0	17.6	ПК_Дф1	9	БПВ
	Боголюбовская	680	2767.0	2776.0	9.0	8.8	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	17	БПВ
	Боголюбовская	680	2776.0	2794.0	18.0	17.6	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	5	БПВ
	Боголюбовская	680	2776.0	2794.0	18.0	17.6	ПК_ Дф <sub>2-1</sub>	33	БПВ
11	Краснонивская	720	1989.0	2007.0	18.0	18.0	ПК_ Дф <sub>2-2</sub>	6	ЮТС
	Краснонивская	720	1989.0	2007.0	18.0	18.0	ПК_Дф <sub>2-2</sub>	17	ЮТС
12	Новофёдоровская	753	1644.0	1647.0	3.0	23.0	ПК_Зл1	6	ЮТС
	Новофёдоровская	753	1757.0	1775.0	18.0	18.0	ПК_Дф <sub>2-2</sub>	6	ЮТС
13	Покровско-Сорочинская	80	2933.0	2951.0	18.0	16.4	ПК_Дф <sub>2-1</sub>	6	БПВ
14	Восточно-Малаховская	350	2820.0	2829.0	9.0	8.8	ПК_Зл2	2	БПВ
15	Восточно-Толкаевская	360	2805.0	2819.5	14.5	13.1	ПК_Зл2	11	БПВ
16	Восточно-Толкаевская	362	2772.0	2790.0	18.0	17.2	ПК_Зл <sub>1</sub>	20	БПВ
17	Восточно-Малаховская	405	2642.0	2654.0	12.0	11.3	ПК_Зл <sub>2</sub>	1	БПВ
	Восточно-Малаховская	405	2654.0	2678.0	24.0	22.6	ПК_Зл2	5	БПВ
18	Восточно-Малаховская	600	2775.0	2785.0	10.0	9.5	ПК_Зл2	6	БПВ
19	Сорочинско-Никольская	906	2517.0	2535.0	18.0	16.7	ПК_Зл <sub>1</sub>	3	БПВ
	итого:				386	342		253	

Таблица 1.4. Объем дополнительных исследований керна в интервале покрышек, выполненных в 2016-2017 годах в ООО «ТННЦ»

		Объем и виды исследований керна в покрышках							
Индекс покрышки	Кол-во скважин	ФЕС без экс- тракции.	PCA (гл)	РСА (общ)	Шлифы	Карбо- натность	РЭМ	РФА	Геомеха- ника
ПК_Зл <sub>1</sub>	7	22	15	15	14	17	12	8	26
ПК_Зл2	9	16	14	14	12	23	10	16	15
ПК_Дф1	2	10	6	6	6	7	4	3	10
ПК_Дф2	11	54	26	26	21	27	18	7	48
	29	102	61	61	53	74	44	34	90

Таблица 1.5. Охарактеризованность флюидоупоров седиментологическими исследованиями

Площадь/	No aven	Тектон.			Флюидоуг	юр	
месторождение	№ скв.	зона	ПК_Зл1	ПК_Зл2	ПК_Дф1	ПК_Дф2-1	ПК_Дф2-2
1	2	3	4	5	6	7	8
Алябьевская	7	ВОСП				+	
/Боголюбовское	680	БПВ-В			+	+	
Бузулукская	426	БПВ-3		+			
/В-Малаховское	405	БПВ-В		+			
/В-Толкаевское	360	БПВ-В		+		+	
/В-Толкаевское	362	БПВ-В		+			
/В-Толкаевское	365	БПВ-В	+	+	+	+	
/Кодяковское	3903	БПВ-В	+	+			
/Кодяковское	3922	БПВ-В		+			
/Кодяковское	3950	БПВ-В		+			
/Кодяковское	3953	БПВ-В	+	+			
Краснонивская	720	ЮТС					+
/Малаховское	600	БПВ-В		+			
/Малаховское	601	БПВ-В	+	+			
Н-Малаховская	350	БПВ-В	+	+		+	
П-Сорочинская	71	БПВ-В		+			
П-Сорочинская	74	БПВ-В		+			
П-Сорочинская	75	БПВ-В	+	+			+
П-Сорочинская	79	БПВ-В		+			
П-Сорочинская	80	БПВ-В				+	
/Рашкинское	2921	БПВ-В		+			
/РоднВрезовское	55	ВОСП		+		+	
/РоднВрезовское	56	ВОСП				+	
/СорНикольское	906	БПВ-В	+	+			
Всег	0:		7	19	2	8	2

После разметки образцов на исследования проводилось изготовление цилиндрических образцов на станке для выбуривания СММ-200 производства Core Laboratories Instruments (США) с использованием маловязкого гидравлического масла ВМГЗ. Обрезка, торцовка и

шлифовка проводилась на «сухую» с использованием отрезного шлифовального станка TRIMSAW Core Laboratories Instruments (США). Вся механическая обработка кернового материала, поступающего на определение фильтрационно-емкостных свойств, производилась согласно [24]. В дальнейшем отобранный материал (образцы) передавались для исследования согласно технологической последовательности.

Перед проведением лабораторных исследований на образцах горных пород проводилось экстрагирование в растворителе (спиртобензольной смеси) с целью очистки порового пространства пород от находящихся в нем углеводородов. Сначала образцы проходили предварительную холодную очистку, далее экстрагировались в аппаратах Сокслета методом горячей экстракции до полной отмывки углеводородов, после этого проводилось обессоливание керна дистиллированной водой, а для глинистых образцов для обессоливания использовался ацетон. Все образцы сушились до постоянного веса в сушильных шкафах при температуре 105°С (глинистые породы сушились при 70°С) и поступали в лабораторию для определения фильтрационно-емкостных свойств [11, 62, 63].

Комплекс проведенных исследований включал следующие виды работ (Таблица 1.6):

- Литолого-минералогические исследования;
- Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- Специальные петрофизические исследования.

Таблица 1.6. Программа работ по изучению литолого-минералогических особенностей и прочностных характеристик покрышек верхнего девона

№ п\п	Наименование и виды исследований, работ	Ед. изм.	Объем				
1	2	3	4				
	1. Литологические исследования						
	1.1 Литологические исследования керна						
1.1.1	Отбор и детальное литологическое описание образцов керна	Обр.	102				
1.1.2	Детальное послойное литологическое описание керна	1 м	30				
1.1.3	Детальное седиментологическое описание керна с выделением литофаций и анализом условий осадконакопления	1 м	30				
1.1.4	Построение детальной седиментологической колонки с выделением литофаций в масштабе 1:50	1 м	30				
	1.2 Изучение минерального состава пород						
1.2.1	Определение минерального состава пелитовой фракции методом рентгенофазового анализа (PCA)	Обр.	61				
1.2.2	Определение общего минерального состава методом рентгенофазового анализа (РСА)	Обр.	61				
1.2.3	Определение карбонатности объемным методом с раздельной оценкой содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка	Обр.	74				
1.2.4	Изготовление окрашенных шлифов (стандартного размера)	Шлиф	44				
1.2.5	Детальное изучение и полное литологическое описание пород в петрографических шлифах стандартного размера с выдачей количественных характеристик с фотографированием	Шлиф	53				

<b>№</b>	Наименование и виды исследований, работ	Ед. изм.	Объем					
<u>п\п</u> 1	2	3	4					
1.2.6	Изучение морфологических особенностей и структуры порового пространства методом растровой электронной микроскопии	Обр.	44					
1.2.7	Определение общего минерального состава пелитовой фракции методом рентгенофазового анализа	Обр.	34					
	2. Фильтрационно-емкостные свойства пород							
2	.1 Фильтрационно-емкостные свойства пород на цилиндр. обр-ах D=30	мм, атм. у	сл.					
2.1.1	Определение открытой пористости насыщением жидкостью (керосин)	Обр.	102					
2.1.2	Определение открытой пористости газоволюметрическим методом	Обр.	102					
2.1.3	Определение проницаемости по газу в атмосферных условиях	Обр.	102					
2.1.4	Определение объемной плотности (расчет)	Обр.	102					
2.1.5	Определение минералогической плотности (расчет)	Обр.	102					
	3. Петрофизические исследования, атмосферные и пластовые условия							
	3.1 Специальные петрофизические исследования							
3.1.1	Определение деформационно-прочностных свойств пород при объемном сжатии статическим и динамическим методами в термобарических условиях (одностадийный режим)	Обр.	40					
3.1.2	Определение деформационно-прочностных свойств пород при объемном сжатии статическим и динамическим методами в термобарических условиях (многостадийный режим)	Обр.	20					
3.1.3	Построение паспорта прочности по результатам прочностных свойств (одноосное сжатие, одноосное растяжение, объемное сжатие)	Пас-порт	20					
3.1.4	Определение предела прочности породы на сжатие (одноосное)	Обр.	20					
3.1.5	Определение предела прочности породы на растяжение (одноосное)	Обр.	20					

В 2018 году были проведены специальные исследования по *определению давления прорыва газа* на 16 образцах (по 4 образца из каждого флюидоупора). Сущность метода заключалась в измерении минимального давления, при котором через насыщенный образец из породы-покрышки начинается движение газа [103]. Измерения проводились на стандартных цилиндрических образцах со 100% насыщением флюидом (керосин, нефть).

На первом этапе 100% насыщенный образец помещался в резиновую манжету, которая устанавливалась в вертикально стоящий кернодержатель установки, далее создавались условия для проведения эксперимента - давление обжима, пластовое давление и при необходимости температура.

После избавления от воздуха в поровой линии установки образец в кернодержателе приводился в стартовое состояние (горное давление (Ргор) равно эффективному давлению (Рэф), при поровом давлении (Рпор) равным нулю и при пластовой температуре (Тпл)). Для полной стабилизации образца проводилась выдержка начальных условий около 6 часов. Следующим этапом являлось переключение поровой линии с флюида на газ и ступенчатое увеличение пластового давления при условии, что Ргор оставалось равным Рэф. Шаг каждой ступени брался по аналогии с рекомендациями А.А. Ханина для определения групп карбонатно-глинистых пород

по экранирующей способности [23, 102, 103]. Каждая группа была поделена дополнительно еще на две ступени для более точного определения давления прорыва газа (Таблица 1.7)

После достижения заданного давления на входе в образец на каждой ступени проводилась двенадцатичасовая выдержка. В случае, если прорыв газа не был зафиксирован, проводился переход на следующую ступень. После фиксации газа в ловушке, записывалось давление прорыва для каждого образца, и производилась разгрузка установки.

Давление на входе в образец, № ступени Экранирующая способность Атм/МПа  $\leq 0.5/0.05$ Низкая 2 15/1.52 Пониженная 3 30/3.04 4 42/4.26 Средняя 5 55/5.57 6 67/6.79 Высокая 7 80/8.11 8 100/10.13 Весьма высокая

Таблица 1.7. Ступени давления на входе в образец при проведении эксперимента

Результаты исследований образцов керна из фаменских покрышек показывают, что давление прорыва по газу изменяется от 0.2 до 6.7 МПа за время замера от 810 до 15090 секунд. Наилучшие изолирующие свойства имеет покрышка ПК\_3л<sub>2</sub>, где давление прорыва по газу в образцах находится в диапазоне 1.5-6.7 МПа при времени прорыва от 4640 до 15090 секунд. Вероятно, это объясняется наличием в образцах покрышки ПК\_3л<sub>2</sub> значительного количества глинистой составляющей, отсутствием трещин.

 $\geq$ 120/12.16

Самое низкое давление прорыва по газу в образцах покрышек  $\Pi K_3 \pi_1$  и  $\Pi K_4 \Phi_2$  - 0.2-3 МПа, представленных известняками плотными, слабоглинистыми, иногда с присутствием трещин и стилолитов, значительно ухудшающих их флюидоупорные свойства (низкий класс флюидоупоров (Таблица 1.8).

Образцу 14400/12В (ПК\_Дф<sub>1</sub>), охарактеризованному как известняк плотный с микрокристаллическим цементом, соответствует давление прорыва по газу 3 МПа. Для чистых плотных карбонатных покрышек такого типа, которые более подробно будут рассмотрены в главе 3, возможно приобретение изолирующих свойств, связанных с быстрой литификацией и кристаллизацией карбонатного осадка. К сожалению, давление прорыва по керосину удалось замерить лишь на одном образце №36382-08 (ПК\_Дф<sub>1</sub>), оно составило 5.5 МПа, что соответствует средней экранирующей способности образца в интервале покрышки в соответствие с классификацией пород А.А. Ханина (Таблица 1.8) [102]. В результате проведенных исследований можно сделать вывод, что все исследуемые образцы из фаменских

покрышек, представленные мергелями, глинистыми известняками, плотными карбонатными породами, по экранирующим свойствам относятся к низкому и среднему классу флюидоупоров.

Классы		Максималь- ный размер пор, мкм	Проница- емость по газу, мД	Давление прорыва через смоченную керосином породу, МПа	Характеристика пород
жий	Ι	< 0.01	10 -6	12	Соли, гипсы, ангидриты, высокодисперсные пластинчатые
Высокий	II	0.05	10 -5	8	монтмориллонитовые, смешанно- слойные глины
Средн.	III	0.3	10 -4	5.5	Глины, аргиллиты каолинит- гидрослюдистые
Низкий	IV	2	10 -3	3.0	Глины, аргиллиты алевритистые, песчанистые, известковистые,
Низ	V	10	10 -2	0.5	плотные известняки, магматические породы

Таблица 1.8. Классификация пород флюидоупоров по А.А. Ханину [103]

Эксперименты по определению **геомеханических характеристик** карбонатных покрышек фаменского яруса выполнялись в соответствии с действующими нормативными документами ГОСТ, ЛНД по исследованию керна ПАО «НК «Роснефть», СТО ООО «ТННЦ». Всего было изготовлено и исследовано 112 образцов, с последующим их фотодокументированием [82]. Все опыты выполнялись на насыщенных (керосином) образцах керна, с соблюдением термобарических условий пластов.

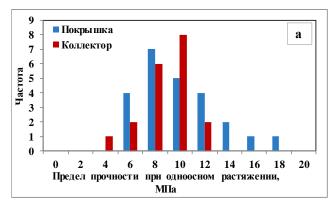
Геомеханические исследования свойств пород включали:

- Определение пределов прочности пород при одноосном растяжении (бразильский тест
   24 обр.) и сжатии (24 обр.);
- Определение деформационно-прочностных свойств пород при объемном растяжении и сжатии статическим и динамическим методами в термобарических условиях при одностадийном (44 опр.) и многостадийном режимах (20 опр.);
  - Построение паспортов прочности пород (20 шт).

Прочностные свойства при одноосном растяжении определялись в соответствии с [26] на образцах, вырезанных с горизонтальной ориентацией, а при одноосном и объемном сжатии [27] — с вертикальной ориентацией относительно оси керна. Образцы представлены преимущественно известняками от тонкопористых до кавернозных, глинистыми известняками и глинистыми доломитами. Открытая пористость образцов в интервале покрышек изменяется от 0.1 % до 4.3 %. Минералогическая плотность известняков составила 2.66-2.74 г/см<sup>3</sup> (среднее 2.70 г/см<sup>3</sup>), доломитов 2.83-2.84 г/см<sup>3</sup>.

Гистограммы распределения пределов прочности при одноосном растяжении и одноосном сжатии приведены на рисунке 1.17 (a, б). Предел прочности при одноосном

растяжении для коллекторов меняется в диапазоне 3.1-10.8 МПа (среднее 8.0 МПа), для покрышек 5.3-17.8 МПа (среднее 9.1 МПа). Предел прочности при одноосном сжатии для коллекторов составил 2.5-8.0 МПа (среднее 4.8 МПа), для покрышек 9.3-20.2 МПа (среднее 13.5 МПа). Предел прочности при объемном сжатии для покрышек составил 23.1-43.8 МПа при среднем значении 31.8 МПа.



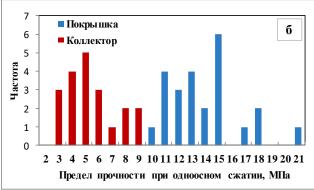
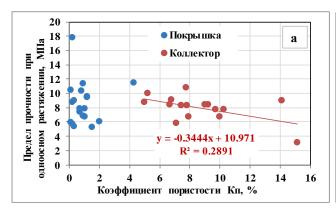


Рисунок 1.17. Гистограмма распределения пределов прочности: при одноосном растяжении (а) и одноосном сжатии (б)

На рисунке 1.18 (а, б) сопоставлены значения пределов прочности с коэффициентом пористости.



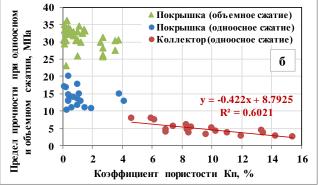
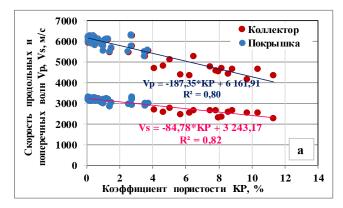


Рисунок 1.18. Сопоставление предела прочности при одноосном растяжении (а), одноосном и объемном сжатии (б) с пористостью

Пределы прочности при одноосном растяжении для коллекторов и покрышек характеризуются близкими значениями (Рисунок 1.18а). Предел прочности при одноосном сжатии для коллекторов имеет связь с коэффициентом пористости (Рисунок 1.18б). Значения пределов прочности при одноосном и объемном сжатии для покрышек имеют более высокие значения, чем для коллекторов, разница в среднем составляет 9 и 27 МПа соответственно. Зависимость предела прочности от коэффициента пористости для покрышек не наблюдается.

По результатам акустических исследований керна в коллекторах и покрышках проведено сопоставление скоростей продольных и поперечных волн с коэффициентом пористости и установлены корреляционные зависимости между ними (Рисунок 1.19а). Скорости упругих

волн для покрышек имеют более высокие значения. Лабораторные определения скоростей упругих волн выполнены на частоте 1 МГц, что значительно превышает скорости акустических волн в скважине. На высоких частотах породы более жесткие, чем на низких частотах. Поэтому по акустическому каротажу скорости имеют более низкие значения. Однако соотношения между скоростями остаются одинаковыми. Связь между скоростями поперечных и продольных волн, установленную в лабораторных условиях, можно использовать для расчета интервального времени пробега поперечной волны в скважинах (Рисунок 1.19б).



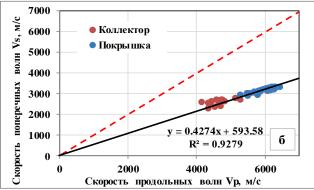
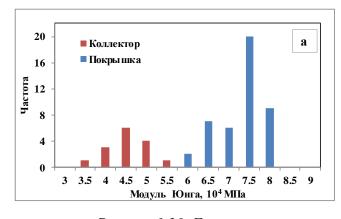


Рисунок 1.19. Сопоставление скоростей продольных и поперечных волн с пористостью (a) и скорости поперечной волны со скоростью продольной волны (б)

По полученным значениям скоростей продольных и поперечных волн, объемной плотности образцов рассчитаны значения динамических модулей Юнга (Ед) и коэффициентов Пуассона ( $v_{\rm д}$ .) [20]. Значения динамических модулей Юнга для коллекторов меняются в диапазоне 32.4-52.7 ГПа (среднее 42.6 ГПа), а для покрышек 57.2-77.9 ГПа (среднее 71.9 ГПа). Коэффициент Пуассона для коллекторов находится в пределах 0.20-0.33 (среднее 0.28), для покрышки 0.28-0.33 (среднее 0.31). Гистограммы распределения динамических модулей Юнга и коэффициентов Пуассона приведены на рисунке 1.20 (а, б).



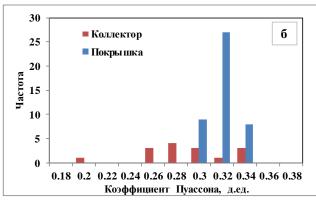
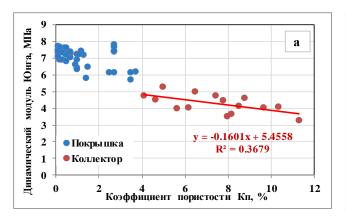


Рисунок 1.20. Гистограммы распределения динамических модулей Юнга (a) и коэффициентов Пуассона (б)

На рисунках 1.21 (а, б) представлены сопоставления коэффициента пористости от динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона для покрышек и коллекторов.



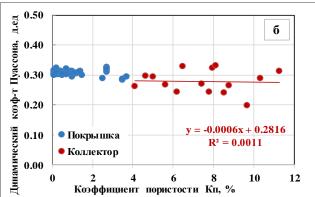


Рисунок 1.21. Сопоставление динамических модулей Юнга с коэффициентом пористости (а) и коэффициентов Пуассона с коэффициентом пористости (б)

На сопоставлении видно, что покрышки обладают более высокими значениями динамического модуля Юнга по сравнению с коллекторами в отличие от коэффициента Пуассона, диапазон изменения значений которого практически не отличается как для покрышек, так и для коллектоов.

Сопоставление динамического модуля Юнга с пористостью выявило для коллекторов слабую зависимость — уровень корреляции равен 0.37 (Рисунок 1.21а). Зависимости коэффициента пористости от коэффициента Пуассона для коллекторов не наблюдается (Рисунок 1.21б).

### Выводы к главе 1:

Верхний девон на изучаемой территории представлен, в основном, карбонатными и терригенно-карбонатными породами франского и фаменского возраста. Одним из основных геоструктурных элементов I порядка в осадочном чехле является Бузулукская впадина, контролирующая главный нефтегазоносный бассейн Самарской и Оренбургской областей. В строении северной части Бузулукской впадины главную роль играет внутриформационный Муханово-Ероховский прогиб позднедевонско-турнейская некомпенсированная осадконакоплением депрессия, выполненная турнейскими и нижневизейскими терригенными толщами. Муханово-Ероховский прогиб с юга ограничен Бобровско-Покровским валом, обусловленным, в основном, формированием нижнефаменского и среднефаменского барьерных рифов, которые определили структуру верхнедевонских и вышележащих горизонтов. Как показывает анализ исторических данных, начиная с середины 50-х годов прошлого столетия, в отложениях верхнего девона практически постоянно происходили открытия залежей и постановка на государственный учёт новых запасов нефти. Долгое время ГИС, открытия случайный Ограниченный носили характер. комплекс низкая охарактеризованность данными керна не позволяли выделить перспективные интервалы при бурении глубоких скважин, а сама карбонатная толща фамена не являлась объектом поиска.

- 2. В результате детальной корреляции по 252 скважинам были выделены и прослежены границы стратиграфических горизонтов, соответствующих основным стратиграфическим подразделениям франско-фаменского-турнейского времени, а также проведена корреляция границ потенциальных покрышек. Критерием выбора скважин для корреляции являлись: наиболее полная охарактеризованность методами ГИС, керновыми исследованиями и испытаниями. Выполненная корреляция стала стратиграфической основой для дальнейших исследований.
- 3. Флюидоупоры фаменских отложений охарактеризованы керном неравномерно как по площади, так и по разрезу. Установлено, что имеющегося количества образцов и видов лабораторных исследований недостаточно для изучения качества покрышек. В 2016-2018 годах при непосредственном участии автора была составлена и реализована программа проведения дополнительных комплексных лабораторных исследований. Из интервалов фаменских покрышек было специально отобрано и изучено 102 образца керна из 19 скважин, получены новые качественные данные о литолого-минералогическом составе, распределению ФЕС, геомеханических свойствах покрышек. На основе седиментологических исследований керна проведено изучение условий осадконакопления фаменских отложений и, в том числе, покрышек. Появление новых данных легло в основу типизации флюидоупоров по данным керна и ГИС и позволило дать более детальный прогноз качества флюидоупоров в слабо охарактеризованных керном районах Оренбургской области.
- 4. В результате проведения специальных исследований по определению давления прорыва газа было установлено, что фаменские покрышки по экранирующим свойствам, в соответствии с классификацией А.А. Ханина, относятся приемущественно к низкому и среднему классу флюидоупоров.
- 5. По результатам определений деформационно-прочностных свойств коллекторов и покрышек установлено:
- Диапазон изменения предела прочности при одноосном растяжении для коллекторов и покрышек примерно одинаковый;
- Предел прочности при одноосном сжатии для покрышек превышает предел прочности для коллекторов в среднем на 9 МПа;
- Предел прочности для покрышек при объемном сжатии в среднем в 3 раза превышает предел прочности при одноосном сжатии;
- Результаты акустических определений показали, что скорости упругих волн в покрышках выше, чем в коллекторах;
- Динамические модули Юнга в покрышке характеризуются более высокими значениями и в 1.5-1.8 раза превышают аналогичные значения в коллекторе.

# Глава 2. РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ГРР НА КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В настоящей главе последовательно рассмотрены следующие взаимосвязанные вопросы: результаты реализации программы ГРР АО «Оренбугнефть» и анализ причин неуспешности поискового бурения на продуктивные отложения верхнего девона.

### 2.1. Результаты реализации Программы ГРР

Реализация Программы геологоразведочных работ (ГРР) АО «Оренбургнефть», ориентированной на верхнедевонский карбонатный комплекс, привела к существенному увеличению объема сейсморазведочных работ 3D. Получение качественных сейсмогеологических моделей строения участков позволило подготовить к бурению ряд перспективных объектов и открыть новые нефтяные месторождения (Новобузулукское, Восточно-Малаховское, Восточно-Толкаевское, Восточно-Боголюбовское, Западный Восточный купола Красного, Новосибирское, Случайное, Краснонивское и др.). Существенный углеводородный потенциал фамена был разведан в результате бурения поисковых скважин при относительно небольших затратах путем зарезки боковых стволов и углубления эксплуатационных скважин с каменноугольных на верхнедевонские продуктивные пласты в пределах разрабатываемых месторождений.

Выполнение значительных объемов трехмерной сейсморазведки и бурения позволило внести ясность в понимание строения карбонатной толщи верхнего девона, а также разобраться в факторах риска поискового бурения на эти отложения.

В Оренбургской области первые открытия залежей нефти в фаменских отложениях относятся к середине 50-х годов прошлого века: в 1955г. на Ефремо-Зыковской структуре Большекинельского вала была установлена промышленная нефтеносность среднефаменского пласта Дф2. В дальнейшем доразведка Ефремо-Зыковского месторождения привела к обнаружению нефтяных залежей в пластах заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса: Зл1 (1978г.) и Зл2 (2003г.). До 2010 г. открытия в фаменском интервале разреза осуществлялись, в основном, попутно, в процессе поискового и разведочного бурения на терригенный комплекс девона в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Большекинельского вала (Новофёдоровское, Школьное, Спасское, Ефремо-Зыковское, Самодуровское, Тарханское месторождения), Бобровско-Покровского вала (Смоляное, Боголюбовское), Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП) (Врезовское, Богдановское) [32, 68].

В 2010 г. началась реализация программы поисков залежей нефти в верхнедевонском карбонатном комплексе, которая охватывала все основные зоны нефтегазонакопления на ЮТС, Большекинельском валу, ВОСП и Бобровско-Покровском валу. В результате целенаправленного изучения фаменских пластов были открыты 101 залежь нефти, из которых наибольшее

количество (79) связаны с пластами заволжского надгоризонта, остальные приходятся на нижнесреднефаменские отложения. Наибольшее количество открытий было сделано в период 2017-2020гг (Рисунок 2.1).

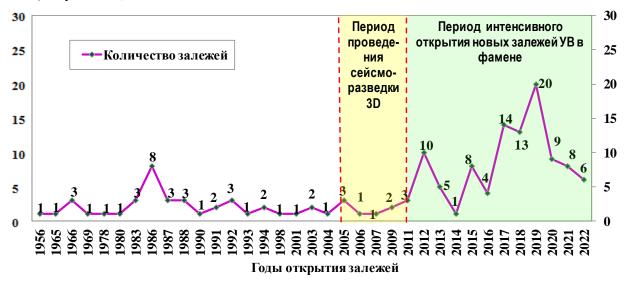


Рисунок 2.1. Количество залежей в интервале фаменского яруса, поставленных на баланс в период 1956-2022гг. [112]

Большинство выявленных залежей приурочены к структурам облекания и дифференциального уплотнения над верхнефранско-нижнефаменскими и фаменскими органогенными постройками, которые в пределах Оренбургской области играют заметную структурообразующую роль при формировании ловушек УВ [32, 68, 70, 73, 74, 110, 114].

На рисунке 2.2 показана принципиальная схема формирования надрифовых структур, образовавшихся в перекрывающей рифы толще терригенных и карбонатных осадков в результате их дифференциального уплотнения.

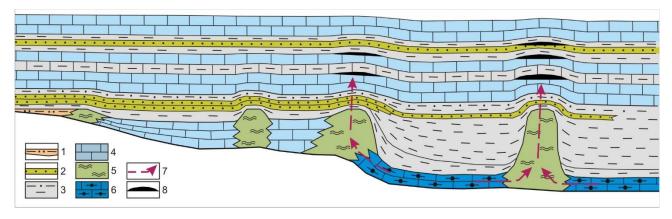


Рисунок 2.2. Принципиальная схема формирования залежей нефти в структурах дифференциального уплотнения над верхнефаменскими органогенными постройками

1 — отложения прибрежно-морской равнины; 2 — песчано-алевритовые отложения; 3 — алевролиты, аргиллиты; 4 — мелководно-шельфовые слоистые карбонаты; 5 — рифы; 6 — относительно глубоководные осадки доманикового типа; 7 — миграция УВ; 8 — нефтяные залежи [112]

В процессе миграции углеводородов из нефтематеринской доманиковой толщи при наличии коллекторов и надежных покрышек в надрифовых структурах происходило образование залежей нефти.

Большинство открытий в фаменском интервале разреза приурочено к Бобровско-Покровскому валу южного борта Муханово-Ероховского прогиба (Рисунок 2.3). Здесь сосредоточен основной объём разведанных в фамене запасов нефти, главным образом, в пластах заволжского надгоризонта [114].

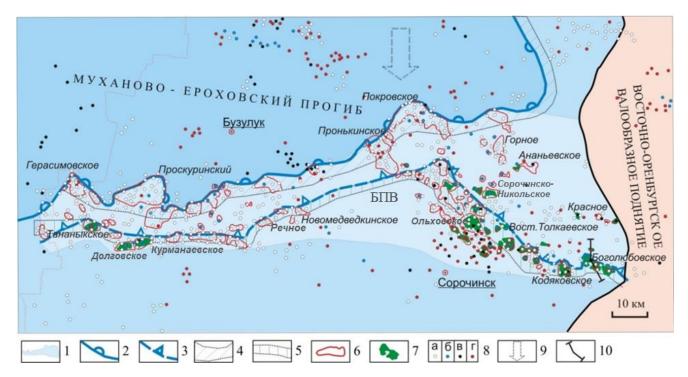


Рисунок 2.3. Бобровско-Покровский вал (выкопировка из структурно-тектонич. карты) [139]

1 - Бобровско-Покровский вал; 2 — заволжский бортовой уступ Муханово-Ероховского прогиба; 3 — прогнозный бортовой уступ нижнефаменского барьерного рифа; 4 — среднефаменский барьерный риф; 5 — нижнефаменский барьерный риф; 6 — контуры нефтяных залежей в карбоне; 7 — нефтяные залежи в фамене; 8 — поисковые и разведочные скважины с забоями: а — в турне; б — в карбонатном девоне; в — в терригенном девоне; г — в додевонских образованиях; 9 — направление регионального наклона отложений девона и карбона; 10 — линия геологического разреза.

Первые открытия в результате углубления эксплуатационных скважин были получены на Тананыкском (2013г., пласт  $3\pi_{1-1}$ ), Долговском (2015г.  $3\pi_{1-1}$ ,  $3\pi_2$ ) месторождениях [110, 114]. В дальнейшем продуктивность заволжских, а также среднефаменских пластов была установлена в процессе бурения поисковых, разведочных скважин, зарезки боковых стволов на Восточно-Толкаевском месторождении, а также на Новольвовском, Вознесенском, Восточно-Петропавловском, Северо-Вознесенском и Бородиновском куполах Сорочинско-Никольского месторождения. В 2019г. на Западно-Долговском месторождении в заволжском надгоризонте были открыты 4 продуктивных пласта ( $3\pi_{1-0}$ ,  $3\pi_{1-1}$ ,  $3\pi_{1-2}$ ,  $3\pi_2$ ), из которых были получены притоки нефти с дебитами до  $252 \text{ м}^3$ /сут.

С Бобровско-Покровским валом связана гигантская зона нефтенакопления, в которой сосредоточено 45% разведанных запасов нефти Оренбургской области (без учёта Оренбургского месторождения). Подавляющий объём этих запасов сосредоточен в карбонатных и терригенных пластах карбона; залежи контролируются локальными поднятиями и в большинстве относятся к антиклинальному типу. Постседиментационный инверсионный региональный наклон южного борта Муханово-Ероховского прогиба явился решающим фактором формирования вдоль крутого заволжского бортового уступа, над бассейновым склоном среднефаменского барьерного рифа, крупных тектоно-седиментационных поднятий, которые выделяются только в отложениях верхнего девона и карбона — по горизонтам терригенного девона под валом наблюдается наклонённая на юг моноклиналь [70].

Прибортовые поднятия контролируют в разрезе карбона половину НИЗ нефти, разведанных в пределах Бобровско-Покровского вала (Герасимовское, Бобровское, Новобузулукское, Пронькинское, Покровское месторождения) (Рисунок 2.3). Характерна многоэтажность месторождений: на отдельных из них в стратиграфическом диапазоне от турнейского яруса нижнего карбона до московского яруса среднего карбона обнаружено более 10 промышленно нефтеносных пластов.

Долгое время в зоне прибортовых поднятий Бобровско-Покровского вала, за исключением Воробьевского месторождения, бурение проводилось, главным образом, до турнейских отложений включительно. Единичные скважины, пробуренные на нефтяных месторождениях со вскрытием терригенного девона и кристаллического фундамента, не выявили продуктивности верхнедевонского карбонатного комплекса. В 2007-2009 гг. западная часть вала (Бузулукский участок) на площади 1790 км² была изучена 3D сейсморазведкой. На основе её результатов со вскрытием девонских отложений и кристаллического фундамента были пробурены 12 поисковых скважин. В отложениях карбона было открыто среднее по запасам прибортовое Новобузулукское нефтяное месторождение, девонские пласты во всех скважинах оказались непродуктивными. Всего было проведено 14 испытаний среднефаменских и 8 заволжских пластов: только в двух случаях были отмечены нефтепроявления, в остальных интервалах были получены пластовая вода или отсутствие притока. На таких крупных месторождениях, как Бобровское, Герасимовское, Покровское, отсутствуют залежи и в нижней части турнейского яруса (пласт Т2), или открыты залежи незначительных размеров. Это может быть косвенным доказательством того, что покрышки над заволжскими пластами в этой зоне развиты только локально [114].

Южнее прибортовых тектоно-седиментационных структур протягивается вторая линия меньших по размерам локальных поднятий, большинство из которых контролируется бассейновым склоном инверсионно наклоненного нижнефаменского барьерного рифа (Рисунок 2.3). С надрифовыми поднятиями в отложениях нижнего карбона связаны значительные запасы

нефти. Исключением являются тектонические поднятия Ольховского инверсионного вала над небольшим протерозойским грабеном, где мелкие залежи распределены в широком стратиграфическом диапазоне от среднего девона до нижнего карбона. Все открытия в фаменских пластах на Бобровско-Покровском вале связаны со второй линией локальных поднятий.

Успешные результаты на Речном, Тананыкском, Долговском месторождениях явились доказательством промышленной нефтеносности отложений верхнего девона в пределах западной (Бузулукской) части вала. На его востоке значительные запасы нефти разведаны в фаменских пластах на Кодяковском, Восточно-Малаховском, Боголюбовском, Сорочинско-Никольском месторождениях, где они контролируются бескорневыми поднятиями над нижнефаменским барьерным рифом (Рисунок 2.4).

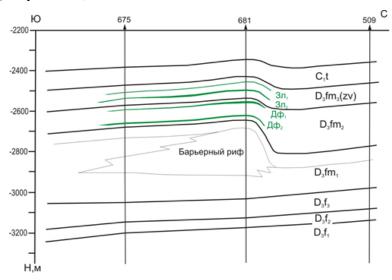


Рисунок 2.4. Схематический геологический разрез Боголюбовского месторождения [112, 139]

В пределах этой зоны барьерный риф имеет субширотное простирание, поперёк регионального наклона территории в сторону Прикаспийской впадины (Рисунок 2.3). В этих условиях в надрифовых отложениях сформировалось тектоно-седиментационные (комбинированные) локальные поднятия: их северные крылья совпадают с флексурой дифференциального уплотнения над крутым бассейновым склоном барьерного рифа, южные крылья образованы региональным наклоном. По длинной оси ловушки контролируются ундуляциями гребня барьерного рифа [59, 60, 70].

Залежи пластовые, массивные, иногда тектонически или литологически экранированные. Основные продуктивные пласты  $3\pi_1$ ,  $3\pi_2$ ,  $Д\varphi_1$ ,  $Д\varphi_2$  представлены известняками, доломитами, их переходными разностями с различным количеством глинистой составляющей. Тип коллектора порово-каверновый, порово-каверново-трещинный [110].

В пределах Боголюбовского месторождения (Рисунок 2.4) коллекторы барьерного рифа обводнены – непосредственно на нем залегают мелководно-шельфовые отложения с высокими

ФЕС. Эти отложения объединены в самый нижний продуктивный пласт месторождения — Дф<sub>2</sub>. Всего в надрифовом интервале разреза разведаны и разрабатываются 4 нефтяные залежи, связанные с карбонатными пластами  $3\pi_1$ ,  $3\pi_2$  заволжского надгоризонта и Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub> среднефаменского подъяруса. Продуктивные пласты сложены органогенно-обломочными, органогенными, кристаллическими известняками с пористостью 6.5-18.2%, проницаемостью 6 - 105.8 мД. Залежи пластовые сводовые, покрышкой являются плотные, глинистые известняки мощностью 5-25 метров.

В пределах Южно-Татарского свода и Восточно-Оренбургского сводового поднятия главным объектом разведки долгое время оставался терригенный комплекс девона. На моноклинальном склоне ЮТС из-за отсутствия локальных структур промышленных залежей нефти и газа в терригенном девоне обнаружить не удалось. При этом были открыты несколько месторождений с залежами нефти в фаменских, турнейских и бобриковских отложениях (Новофёдоровское, Спасское, Школьное, Яковлевское, Часовское, Клёновское). Был сделан вывод о принадлежности залежей к структурам облекаиия биогермных тел, и поисковое бурение было переориентировано с терригенного девона на верхнедевонско-турнейский комплекс [32].

В пределах ВОСП в результате бурения большого количества поисковых скважин удалось обнаружить несколько литологически ограниченных залежей нефти в песчаниках пашийского, ардатовского и воробьевского горизонтов девона без наличия локальных тектонических структур [48]. На Родниковском и Романовском месторождениях эти залежи внесли заметный вклад в развитие нефтедобычи, остальные оказались незначительными. Попутно были обнаружены залежи в фаменско-нижнекаменноугольном интервале разреза на Врезовском и Богдановском месторождениях, предположительно контролируемых одиночными верхнедевонскими рифами. Половина запасов нефти наиболее крупного Врезовского месторождения оказалось в фаменских пластах Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>2-1</sub>. Дальнейшее развитие поискового бурения на данном направлении из-за низкой достоверности сейсмических данных не привело к положительному результату, и ГРР на терригенный девон были прекращены.

В 2011-2012гг. в пределах ЮТС, на принадлежащих АО «Оренбургнефть» Новофёдоровском и Краснонивском лицензионных участках, на площади 250 км<sup>2</sup> была проведена 3D сейсморазведка. В результате была закартирована большая группа верхнедевонских одиночных рифов и надрифовых поднятий. Из 10 поисковых скважин, пробуренных на новых объектах, 9 оказались успешными: была установлена промышленная нефтеносность фаменских, турнейских и бобриковских отложений. В фаменских пластах 3л<sub>1</sub>, Дф<sub>2-1</sub>, Дф<sub>2-2</sub> на Краснонивском месторождении открыто 6 залежей, на Новофёдоровском – 10 [57].

В позднефранское время территория ЮТС и ВОСП была охвачена относительно глубоководным басссейном доманикового типа, в котором существовали условия благоприятные для развития высокоамплитудных одиночных рифов. В раннем фамене глубоководные условия осадконакопления сменились мелководно-шельфовыми и часть бассейновых верхнефранских рифов оказались надстроенной одиночными шельфовыми постройками. Рифы хорошо отображаются в сейсмическом волновом поле, все фаменские и нижнекаменноугольные залежи нефти контролируются надрифовыми структурами диференциального уплотнения [68]. Сами микробиальные постройки непродуктивны из-за низких ФЕС и отсутствия над ними покрышек.

В ранне-среднефаменское время карбонатное осадконакопление на палеошельфе ЮТС и ВОСП протекало под влиянием поступавшего с востока и юго-востока глинистого материала. Это способствовало формированию в карбонатном разрезе глинисто-карбонатных покрышек и, как следствие, промышленной нефтеносности надрифовых фаменских пластов. Степень глинистости разреза уменьшается с востока на запад, соответственно в этом направлении уменьшается количество покрышек и продуктивных пластов. Вблизи восточной границы Оренбургской области, на Школьном, Новофёдоровском, Краснонивском и других месторождениях наряду с нижнекаменноугольными продуктивны пласты заволжского надгоризонта (Зл1) и среднего фамена (Дф1, Дф2-1, Дф2-2). Вблизи западной границы области, на Саврушинском, Западно-Степановском месторождениях промышленно нефтеносны только турнейские и бобриковские пласты.

Ограничивающий ЮТС с юга Большекинельский вал контролирует старую крупную зону нефтегазонакопления, в пределах которой пластовые сводовые ловушки УВ контролируются приразломными тектоническими поднятиями. Основной объем запасов нефти был сосредоточен в пашийских, фаменских и нижнекаменноугольных терригенных и карбонатных резервуарах. В настоящее время запасы истощены, основные залежи вала находятся на заключительных этапах последней стадии разработки.

Структурные планы фаменских и каменноугольных горизонтов осложнены влиянием верхнефранских одиночных рифов, которые участвуют в строении нефтяных залежей, особенно на Северо-Красноярском, Ефремо-Зыковском и Измайловском месторождениях. Основными объектами доразведки разрабатываемых месторождений Большекинельского вала являются фаменские пласты, промышленная нефтеносность которых установлена на Пономарёвском (пласт Дф2), Ефремо-Зыковском (Зл1, Зл2, Дф2), Тарханском (Зл1), Султангулово-Заглядинском (Дф1) месторождениях [112].

# 2.2. Анализ причин неуспешности поискового бурения на карбонатный комплекс верхнего девона

Реализация принятой в 2010 г. АО «Оренбургнефть» специальной Программы ГРР на верхнедевонский карбонатный комплекс способствовала повышению эффективности геологоразведочных работ. Вместе с тем, в ряде скважин, пробуренных в сводах доказанных надрифовых структур, фаменские пласты оказались непродуктивными. Необходим анализ причин неуспешности, который должен послужить основой для определения критических факторов прогноза нефтегазоносности.

В 2016 г. на куполе Y Бобровско-Покровского вала при испытании в открытом стволе разведочной скважины 3Y заволжских пластов  $3л_1$ ,  $3л_2$  была получена нефть. В дальнейшем на этом же куполе при бурении боковых стволов продуктивность была подтверждена, и залежь введена в разработку (Рисунок 2.5).

В эксплуатационной скважине 2X, расположенной в центре соседнего купола X, практически на тех же абсолютных отметках, что и в разведочной скважине 3Y, по данным интерпретации ГИС пласт  $3n_2$  был оценен как водонасыщенный. Эксплуатационная скважина была пробурена в купол доказанной структуры: в вышележащих пластах  $6x_2$  и  $6x_1$  по результатам испытаний были открыты залежи  $6x_2$  и  $6x_3$  купол доказанной структуры: в вышележащих пластах  $6x_3$  и  $6x_4$  по результатам испытаний были открыты залежи  $6x_3$  купол доказанной структуры:

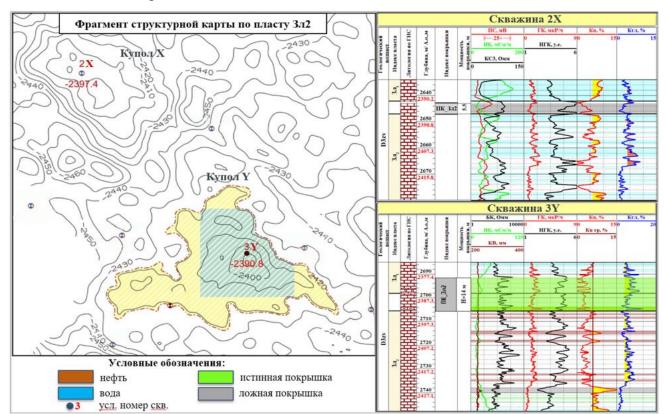


Рисунок 2.5. Пример невыдержанности покрышки пласта  $3л_2$  на месторождении Бобровско-Покровского вала [112]

Как известно, наличие углеводородов в рассматриваемой части геологического пространства определяется благоприятным сочетанием следующих факторов [83]:

- 1. Существование резервуара (фактор P1) (вероятность наличия фаций, обладающих благоприятными коллекторскими свойствами, а также сохранности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате постседиментационных преобразований).
  - 2. Существование ловушки углеводородов (Р2):
    - существование замкнутого контура или структуры (Р2а);
    - существование флюидоупора (P2b).
  - 3. Заполнение ловушки углеводородами (Р3):
    - наличие и зрелость нефтематеринской толщи (РЗа);
    - наличие благоприятных условий для миграции УВ в ловушки (Р3b).
  - 4. Сохранность залежи (Р4) (наличие постаккумуляционных процессов).

Рассмотрим с этих позиций результаты бурения неуспешной скважины 2X. Как видно на рисунке 2.5, водонасыщенные коллекторы в пласте  $3\pi_2$  присутствуют, значит фактор P1 не является критическим.

Существование замкнутого контура для купола X доказано по вышележащим отложениям, в которых содержатся залежи нефти антиклинального типа. Поскольку ловушка является надрифовой структурой, то вниз по разрезу она должна быть более контрастной. Следовательно, фактор Р2а не является критическим.

Рассматриваемые успешная 3Y и неуспешная 2X скважины существенно отличаются по характеристикам флюидоупора над пластом 3л<sub>2</sub>. В успешной скважине покрышка представлена 14-метровым пластом глинистых карбонатов, что отражено в характерных пиках на кривых ГК и повышенными значениями коэффициента глинистости Кгл. В неуспешной скважине на месте покрышки залегает неоднородный низкорадиоактивный пласт карбонатов с минимальными значениями глинистости, удельным электрическим сопротивлением 79-90 Омм. Следовательно, фактор P2b является критическим.

Поскольку соседний с куполом X купол Y является продуктивным, то наличие для рассматриваемых отложений зрелой нефтематеринской толщи можно считать доказанным — фактор P3a не является критическим. То же самое с высокой долей вероятности можно утверждать и по поводу возможности миграции углеводородов — фактор P3b также не является критическим.

Проведение сейсморазведки 3D не выявило заметных разрывных нарушений в пределах купола X - выше пласта  $3n_2$  имеются залежи УВ. Следовательно, фактор сохранности залежи Р4 в данном случае также не является критическим.

В целом, выполненный анализ показывает, что неуспех бурения эксплуатационной скважины в пределах купола X на пласт  $3 n_2$  скорее всего связан с отсутствием над ним флюидоупора.

На рисунке 2.6 приведены данные по успешности бурения скважин в рамках программы ГРР на отложения карбонатного комплекса девона, начиная с 2010 г. Всего было пробурено 90 скважин и вскрыт 101 продуктивный объект. Количество успешных скважин от общего их количества составило 61.1%. Успешность по объектам составила 49.3%.



Рисунок 2.6. Количество успешных и неуспешных: скважин (а), объектов (б) в интервале фаменских пластов  $3л_1$ ,  $3л_2$ ,  $\mathcal{A}\phi_1$ ,  $\mathcal{A}\phi_2$  в период с 2010 по 2022 год [112]

Наибольшее количество успешных открытий приходится на пласты  $3n_1$ ,  $3n_2$  (Рисунок 2.7).

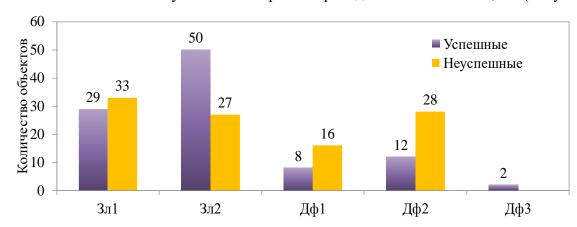


Рисунок 2.7. Гистограмма количества успешных и неуспешных объектов с разбивкой на пласты [112]

Из приведенной на рисунке 2.8 гистограммы следует, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области. Второстепенные факторы риска - это отсутствие резервуара и отсутствие структуры. Полученные выводы рекомендуется учитывать при подготовке новых объектов для поискового бурения и вероятностной оценке их ресурсов с учетом рисков.



Рисунок 2.8. Гистограмма распределения причин неуспешности по пластам и скважинам в интервале фаменских отложений [112]

### Выводы к главе 2:

- 1. Принятие в 2010 г. АО «Оренбургнефть» специальной Программы ГРР, ориентированной на изучение верхнедевонского карбонатного комплекса, способствовало повышению эффективности геологоразведочных работ, обнаружению в старых нефтедобывающих районах новых значительных скоплений нефти. Всего в пределах Оренбургской области в фаменских отложениях открыто 147 залежей нефти на 46 месторождениях; 101 залежь открыта в рамках реализации специальной Программы ГРР. Основной объем разведанных запасов приурочен к Бобровско-Покровскому валу, к пластам 3л<sub>2</sub> и 3л<sub>1</sub> заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса.
- 2. Большинство выявленных в фаменском интервале разреза залежей контролируется структурами дифференциального уплотнения над верхнефранскими верхнефранскофаменскими, фаменскими органогенными постройками, которые в пределах Оренбургской области играют заметную структурообразующую роль при формировании ловушек углеводородов.
- 3. Анализ причин неуспешности поискового бурения на продуктивные отложения карбонатного комплекса девона показал, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в резервуарах фаменского возраста Оренбургской области. Второстепенные факторы риска это отсутствие резервуара и структуры. Полученные выводы рекомендуется учитывать при подготовке новых объектов для поискового бурения и вероятностной оценке их ресурсов с учетом рисков.

Таким образом, в настоящей главе обосновано **первое защищаемое положение** диссертации.

## Глава 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ

Настоящая глава посвящена результатам литолого-фациального анализа покрышек в отложениях верхнего девона.

В первой ее части раскрыт один из основных результатов работы - описание литотипов, слагающих покрышки на основе керновых данных. Впервые результаты интерпретации новых керновых данных были представлены автором на конференции «Геомодель-2017» [Чикина и др., 2017]. Результаты выделения и исследования литотипов в покрышках верхнего девона приведены в статьях [Шакиров и др., 2017], [Чикина и др., 2019].

Вторая часть главы посвящена реконструкции условий формирования покрышек [Шакиров и др., 2018], [Никитин и др., 2023].

### 3.1. Результаты литологической типизации пород флюидоупоров по данным керна

Проведение специальных комплексных петрографических, литолого-минералогических и седиментологических исследований керна, отобранного из фаменских флюидоупоров, позволило заложить основу для понимания литологического и минерального состава, фациальных особенностей их формирования, характера распространения, мощности, степени однородности, прочностных характеристик покрышек. Результаты этой работы легли в основу обоснования критериев оценки качества верхнедевонских покрышек, разработанных на основе анализа данных керна и ГИС.

По вещественному составу, литолого-минералогическим и петрографическим признакам в интервалах потенциальных флюидоупоров верхнего девона выделено 6 основных литотипов (Рисунок 3.1):

- Литотип 1 мергели известковистые (глины -50-75%, кальцита более 25%);
- $\underline{\mathit{Литотип}\ 2}$  известняки глинистые, желваковые, плотные кальцита до 75%, глинистого материала более 25%;
- <u>Литоти 3</u> известняки чистые с плотной микритовой матрицей содержание кальцита более 90%;
- $\underline{\mathit{Литотип 4}}$  доломиты глинистые, известковистые доломита более 50%, кальцита до 20%, глинистого материала до 25%;
- $\underline{\mathit{Литотип}\ 5}$  известняки доломитизированные (слабо сульфатизированные) кальцита до 60%, доломита до 30%, глинистого материала и сульфатов менее 10%;
  - *Литотип 6* известняки пористо-кавернозные, трещиноватые кальцита более 75%.

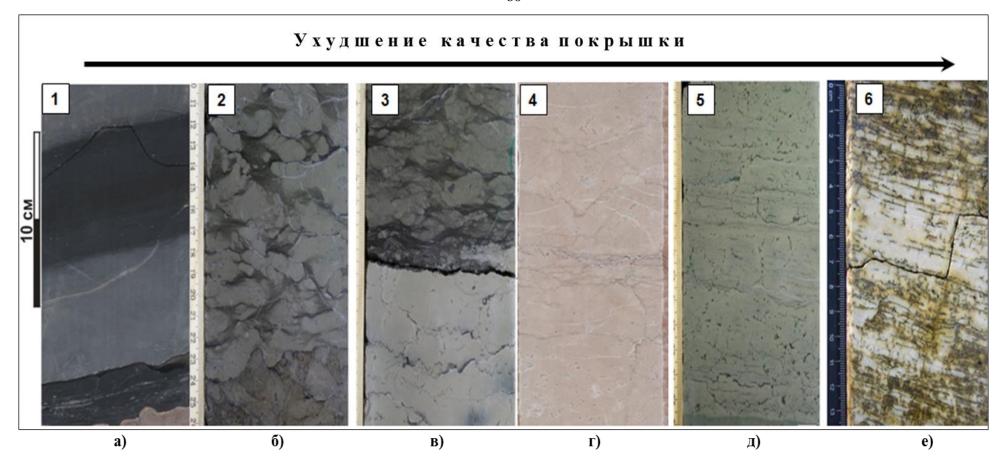


Рисунок 3.1. Фото литологических типов пород фаменских флюидоупоров: литотип 1- (a); литотип 2- (b); литотип 3- (b); литотип 4- (c); литотип 5- (d); литотип 6- (e)

Лучшие породы-флюидоупоры в рассматриваемом интервале разреза — мергели известковистые литотипа ЛТ1 и известняки глинистые литотипа ЛТ2. Литотипы ЛТ3 и ЛТ4, с точки зрения экранирующих свойств, можно рассматривать как промежуточные. Худшими свойствами обладают флюидоупоры литотипа ЛТ5, представленные известняками доломитизированными с небольшим количеством глинистого материала. Известняки пористокавернозные, трещиноватые литотипа ЛТ6, которые по своим свойствам приближены к низкопроницаемым коллекторам, часто формируют ложную покрышку и не являются флюидоупорами.

Рассмотрим более подробно характеристики и особенности каждого литотипа.

**Литотии 1** мергель известковистый изучен по образцам №2376/16 (скв.3903 Кодяковское м-е), №2387/16, №2388/16 (скв. 405 В-Малаховское м-е), №2403/16 (скв. 2921 Рашкинское м-е). Из-за разрушения и растрескивания образцов при выпиливании, к сожалению, не удалось изготовить достаточное количество образцов. Большинство исследований проводилось на кусочках керна.

По результатам определения общей карбонатности объемным методом среднее содержание кальцита (25-50%), доломита и нерастворимого осадка (50-75%) по этим образцам пород приведено на рисунке 3.2a [55]. По данным рентгеноструктурного анализа глинистой компоненты (РСАгл) [39] глинистые минералы в мергелях представлены группами гидрослюд (58%) и смешано-слойных образований гидрослюда-монтмориллонитового ряда (42%) (Рисунок 3.26).

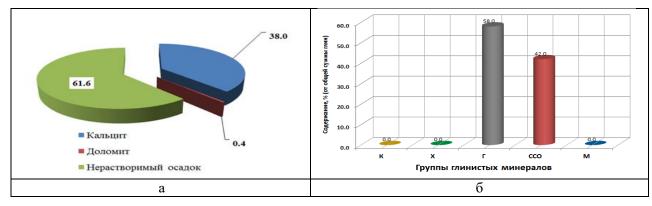


Рисунок 3.2. Среднее содержание (литотип 1): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в общей сумме глин для покрышки ПК 3л<sub>2</sub> по результатам РСАгл (б)

По результатам петрографического описания [39] (обр. 2376) известковые мергели сложены скрытокристаллической массой карбонатного (около 35%) и глинистого материала (около 40%) с неравномерным распределением. Текстура породы желваковая, с микротрещинами компакции, залеченными кремнистым материалом (опалом). Высокое содержание пирита — до 7%

(микроглобулярные включения). Глинистый материал пелитовый, преимущественно иллитового состава. Кремнистый материал (до 15%) представлен изотропным опалом: имеет неравномерное распределение в виде неправильной формы агрегатов. Кроме этого, встречаются единичные обломки кварца мелкоалевритовой размерности. В межкристаллическом пространстве неравномерно распределено бурое органическое вещество. Встречаются редкие биокласты - иглокожие, перекристаллизованные обломки зеленых водорослей, а также трудноопределимый водорослевый шлам.

Развернутую информацию о строении мергелей дают результаты исследований растровым электронным микроскопом (РЭМ) [39] (Рисунок 3.3). Основными компонентами в породе являются карбонатный и глинистый, реже кремнистый материал. Глинистая составляющая в виде микрочешуйчатых агрегатов иллитового состава значительно преобладает. Карбонатная составляющая наблюдается в основном, в виде линзовидных скоплений гипидиоморфных кристаллов кальцита, с четкими границами, размером 1400х1000 мкм, реже в виде отдельных кристаллов микритового размера. Кремнистый материал наблюдается, в основном, в виде неиндивидуализированных образований пелитоморфной размерности. Текстура породы микрослоистая, обусловлена субпараллельной ориентировкой органического вещества. Повсеместно встречаются частые глобулярные стяжения и отдельные кристаллы пирита. Кроме этого, в виде линзочек и пленок наблюдается высокоуглеродистое органическое вещество. Поры нано- и микроразмерности, редкие, межагрегатные, диаметром до 1-1,5 мкм.

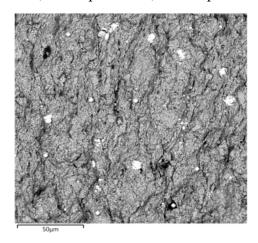


Рисунок 3.3. Мергель (литотип 1): фотография с растрового электронного микроскопа - матрица породы сложена агрегатной смесью пелитоморфного кальцита и иллита. Образец №2376/16, покрышка ПК 3л<sub>2</sub>, скв. 3903 Кодяковского месторождения

Известковые мергели, чаще всего встречающиеся в покрышке ПК\_Зл<sub>2</sub>, по результатам седиментологического анализа отнесены к фации глубокой сублиторали. Их накопление происходило на этапе максимально высокого относительного уровня моря во времена хованской трансгрессии. Высокое содержание глинистых минералов группы ССО обеспечивает наилучшие флюидоизолирующие свойства покрышек, где встречается этот литотип.

**Литотип** 2 — известняки глинистые, по данным определения общей карбонатности объемным методом содержание кальцита в них может достигать до 75%, а остальной объем представлен глинистыми минералами - более 25% (Рисунок 3.4a) [55].

Доминирующим глинистым минералом литотипа 2 во всех покрышках является гидрослюда, что установлено по данным РСАгл. Ее содержание от общей суммы глинистых минералов в покрышках изменяется от 38 до 52%. Также в составе глинистых минералов выделены группы смешанно-слойных образований гидрослюда-монтморилонитового ряда - до 48%, каолинит, хлорит и монтмориллонит - до 1% (Рисунок 3.46).

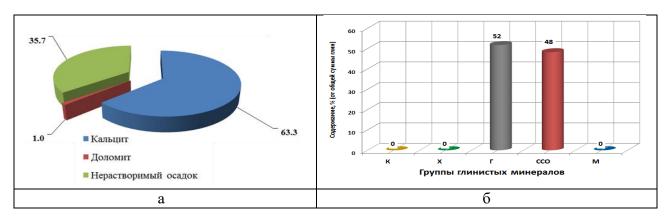


Рисунок 3.4. Среднее содержание (литотип 2): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)

По данным исследований керна литотип 2 карбонатных пород покрышек, как и литотип 1, является одним из наиболее качественных флюидоупоров. Породы литотипа 2 плотные, коэффициент пористости не превышает 1.2%, проницаемость - 0.01 мД. Объемная и минералогическая плотности практически одинаковы, разница между ними составляет 0.02 г/см3, что близко к уровню погрешности определения. Увеличение объема глинистой компоненты в составе литотипа связано с привносом терригенно-глинистого материала от источника сноса.

Петрографический анализ показал [39], что глинистые известняки имеют структуру мадстоун и мадстоун-вакстоун: микритовый кальцитовый материал преобладает, и его доля в составе литотипов 1, 2 изменяется от 25 до 90 % (из-за пятнистого распределения) (Рисунок 3.5) [96]. Породы послойно обогащены разнозернистым биокластовым материалом, неправильно слоистые (желваково слоистые), с частыми прожилками и парастилолитовыми швами, заполненными глинистым материалом и органическим веществом, пятнами с кремнистоглинистым цементом. Глинистый материал встречается в породах в виде протяженных волнистых прожилков и парастилолитов, кроме того, он может быть распределен в межкристаллическом пространстве в виде пелитовых скоплений.

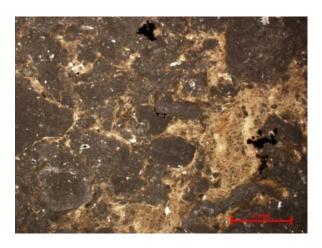


Рисунок 3.5. Известняк глинистый (литотип 2) мелкожелваковый, микритмикрокристаллический с биокластами, со структурой мадстоун-вакстоун, с обильным кремнисто-глинистым цементом. Образец № 2375/16, покрышка ПК\_Зл₂. Фото шлифа, без анализатора (увеличение 25)

Изучение глинистых известняков методом РЭМ (Рисунок 3.6а, б), показало, что основная масса породы представлена глинистым, кремнистым и карбонатным материалом с неравномерным распределением. Кроме глинистых минералов в породах этого литотипа установлено содержание пирита до 1% и кварца до 2.0%. Кремнистый материал представлен в виде образований пелитоморфной размерности. Пирит встречается в виде микроглобулей размером до 50 мкм и кристаллически-зернистых скоплений в межкристаллическом пространстве, часто приурочен к прожилкам органического вещества и распределен неравномерно. Кварц представлен редкими включениями халцедона, замещающими отдельные скелетные элементы. Кроме этого, часто встречается высокоуглеродистое органическое вещество в виде пленок толщиной до 35 мкм и кристаллы полевых шпатов. Поры немногочисленные, межмикроагрегатные, сечением до 1.5 мкм (нано- и микропоры).

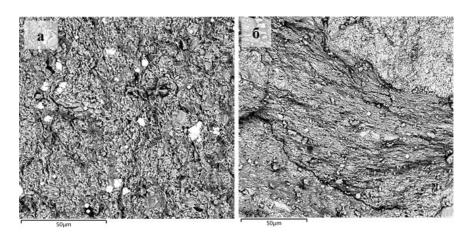


Рисунок 3.6. Глинистый известняк (литотип 2): фотография с РЭМ - микритовая масса кальцита содержит многочисленные чешуйчатые включения иллита, образец №2360/16, покрышка ПК\_Зл<sub>2</sub> (а); образец №2364/16, покрышка ПК\_Дф<sub>2-1</sub> (б) скважина 680, Боголюбовское месторождение

По результатам седиментологического анализа все образцы литотипа 2 отнесены к фации глубокой сублиторали. Накопление осадков происходило на этапе максимально высокого относительного уровня моря.

**Литотии** 3 — представляет собой тонкозернистый известняк с плотной микрокристаллической кальцитовой матрицей (Рисунок 3.7а). По результатам определения общей карбонатности объемным методом содержание кальцита составляет более 90% с незначительной долей доломита 0.5-2%. Нерастворимый осадок, в состав которого входят глины и пирит составляет менее 2-2.5% [55]. Результаты рентгеноструктурного анализа минерального состава породы (РСАобщ) дают сходные показатели по минеральному составу пород [39].

В составе нерастворимого осадка выделены глины, кварц и пирит, но их содержание очень низкое. В пяти образцах методом РСАгл удалось выделить и определить групповой состав глинистых минералов (Рисунок 3.76). Следует отметить появление в одном из образцов каолинита, а в двух — хлорита. Преобладающим глинистым минералом в литотипе 3 является гидрослюда: ее содержание от общей суммы глинистых минералов в среднем составляет 51 %.

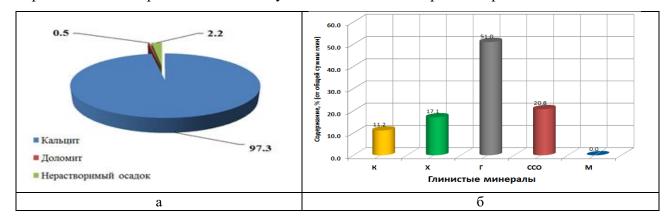


Рисунок 3.7. Среднее содержание (литотип 3): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в общей сумме глин, по результатам РСАгл (б)

Коэффициент пористости в образцах литотипа 3 варьируется от 0.05 до 6.3%, значение коэффициента проницаемости изменяется от 0.001-2.18 мД. Единичные образцы керна с Кп до 6.3% могут свидетельствовать о вторичных изменениях матрицы, а именно процессе выщелачивания, образовании мелких изолированных каверн или трещин. Наличие трещиноватости повлияло на проницаемость, максимальное значение которой достигает 2.18 мД. В целом, при сопоставлении средних значений объемной и минералогической плотности разница составляет 0.03 г/см3. Литотип 3 характеризуется повышенной плотностью. Несмотря на присутствие мелких каверн и трещин, средняя пористость составляет 1.1 %, а проницаемость - 0.07 мД. Данный тип пород при условии отсутствия каверн и трещин может быть надежным флюидоупором.

По результатам петрографических исследований для пород литотипа 3 характерно высокое содержание в структуре микритового цемента. Зерна в таких известняках представлены разнообразными биокластами и целыми скелетами кораллов, брахиопод, раковинами фораминифер и др. В соответствии со структурной классификацией карбонатных пород Р. Данхэма известняки по структурному типу отнесены к сферово-пелоидным мадстоунам-вакстоунам (забарьерная лагуна), сложенным, преимущественно, микритовым кальцитом (матрикс до 75 %), в котором неравномерно распределены неупорядоченные фенестры и зерна (Рисунок 3.8а). По матриксу неравномерно развита перекристаллизация. Общее содержание кальцитового цемента 70-85%. В матрице неравномерно распределены слабо упорядоченные фенестры полностью залеченные блоковым кальцитовым цементом. Прослеживаются нечеткие ходы роющего бентоса. Порода практически на 100% сложена кальцитом. Короткие литогенетические трещины, отходящие от фенестр, залеченныя яснокристаллическим кальцитом.

По результатам изучения образцов методом РЭМ получены сходные с петрографией характеристики (Рисунок 3.86). На снимках хорошо видно преобладание в структуре породы плотной микритовой кальцитовой массы и отсутствие пор.

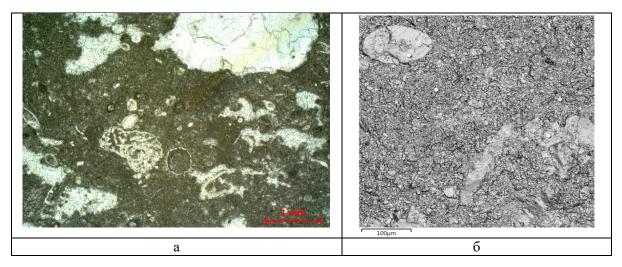


Рисунок 3.8. Известняк микритовый (литотип 3): фото шлифа без анализатора (увеличение 25) - известняк с разнозернистыми биокластами, неправильными фенестрами залеченными блоковым кальцитовым цементом, плотный (а); фотография РЭМ - плотный микритмикрокристаллический известняк лагуны (б). Образец № 20616/16, покрышка ПК\_Дф<sub>2-1</sub>, скв. № 55 Родниковско-Врезовского месторождения

При седиментологическом анализе большая часть образцов литотипа 3 была отнесена к фации забарьерной лагуны. Комплекс органических остатков включает микритизированные фрагменты зеленых и сине-зеленых водорослей нитчатой, трубчатой и сферической формы, однокамерные фораминиферы, редкие раковинки и отдельные створки остракод. Согласно фациальным реконструкциям породы литотипа 3 с микритовым цементом сформировались

преимущественно в условиях спокойной придонной гидродинамики мелководной сублиторали и лагуны [96].

**Литотии 4** по вещественному составу (РСАмин) представлен, преимущественно, доломитами: содержание кристаллов доломита в породах может составлять более 50%, содержание кальцита до 20% и глинистых минералов до 25-30% (Рисунок 3.9a) [55].

Изучение пород методом РСАгл [39] показало, что глинистые доломиты литотипа 4 имеют сходный с глинистыми известняками 2-го литотипа состав, где доминирующим глинистым минералом во всех покрышках является гидрослюда (Рисунок 3.96).

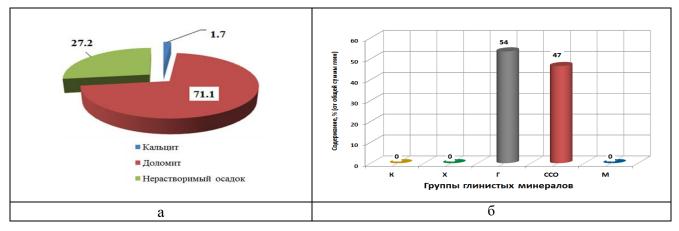


Рисунок 3.9. Доломит известковистый, глинистый (литотип 4): среднее содержание кальцита, доломита и нерастворимого осадка по результатам определения общей карбонатности (а); глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)

Согласно лабораторным исследованиям керна пористость по некоторым образцам литотипа 4 может достигать до 6.5%, т.е. в разрезе плотной перемычки могут присутствовать доломиты с межкристаллическими порами и пустотами выщелачивания. Разница между объемной и минералогической плотностью в среднем составляет 0.11 г/см<sup>3</sup>, это может указывать на достаточно большой объем пустот. При этом проницаемость варьируется в небольшом диапазоне 0.01 – 0.21 мД, при среднем значении 0.06 мД. Глинистые минералы, которые присутствуют в виде прожилков и поровых цементов ухудшают проницаемость такой покрышки. Экранирующие свойства глинистых доломитов могут усиливаться при увеличении в них доли глинистой составляющей.

Петрографический анализ показал, что глинистый материал составляет около 10% породы, в нем присутствует пирит (до 1%) и органическое вещество (до 1%). Доломит представлен кристаллами от микро- до средней размерности; частично участками сохранился первичный кальцит — темный, микритовой размерности (первичный матрикс). В глинистом материале встречаются редкие полуокатанные обломки кварца и полевых шпатов алевритовой, реже мелкопсаммитовой размерности (чаще приурочены к глинистым прожилкам растворения).

Открытых пор в породах практически нет. Выделены единичные реликтовые биокласты - трудноразличимые иглокожие и обломки створок раковин (Рисунок 3.10а).

Применение РЭМ позволило детально рассмотреть соотношение глинистого материала и доломита (Рисунок 3.10б). Пространство между кристаллами доломита заполнено микрочешуйчатым глинистым материалом иллитового состава, а также микроагрегатной смесью микритового кальцита и иллита с фрамбоидами пирита. Породы плотные, поры и микропоры не выделяются.

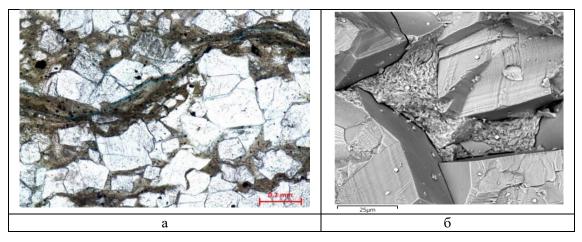


Рисунок 3.10 Доломит глинистый известковистый плотный (литотип 4): фото шлифа без анализатора (увеличение 100) - глинистый материал заполняет все межкристаллическое пространство (а); снимок РЭМ - доломит глинистый (б). Образец №2367/16, покрышка ПК Дф<sub>2-1</sub>, скв. 680 Боголюбовского месторождения

Состав реликтов биокластов и глинистых минералов позволяет предположить, что глинистые доломиты первично были представлены глинистыми известняками, накопленными в условиях сублиторали. Последующие изменения в условиях изолированной лагуны, процессы уплотнения и преобразования глинистых минералов с высвобождением ионов магния привели к образованию вторичных доломитов.

**Литотип** 5 - представлен известняком доломитистым до доломитового с сульфатным и редким блоковым спаритовым цементами, слабо глинистым. Сульфаты представлены гипсом и ангидритом, заполняют фенестровые полости, полностью запечатывая их. В карбонатной матрице также содержится определенное количество микритового кальцита.

По результатам определения общей карбонатности породы содержание кальцита может составлять 60% и более, доломита менее 30%. Содержание глинистых минералов менее 10%, они в ассоциации с бурым органическим веществом заполняют редкие стилолиты (Рисунок 3.11a) [55].

Методом РСАгл удалось установить групповой состав глинистых минералов в породах литотипа 5 (Рисунок 3.116). Доминирующим глинистым минералом является гидрослюда, также установлено значительное количество хлорита - до 47%, что гораздо выше, чем в литотипе 3.

Процессы доломитизации повлияли на увеличение порового объема. Коэффициент пористости по керну достигает 6.3%, при среднем значении около 4.0%, коэффициент проницаемости изменяется от 0.01 до 2.12 мД при среднем значении 0.25 мД. Разница в объемных и минералогических плотностных характеристиках составляет 0.1 г/см3. По керну зафиксированы трещины и мелкие каверны, наибольшая встречаемость данного типа пород отмечена в заволжском надгоризонте.

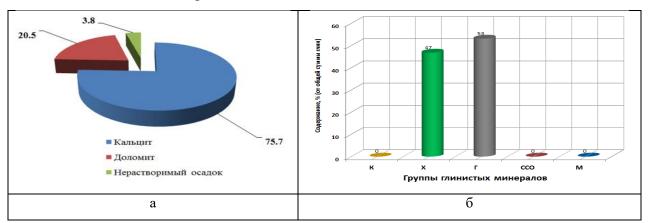


Рисунок 3.11. Известняк доломитистый, слабо глинистый (литотип 5): среднее содержание кальцита, доломита и нерастворимого осадка по результатам определения общей карбонатности (а); содержание глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)

При петрографическом описании породы [39] получена следующая характеристика (Рисунок 3.12а): известняк доломитистый, с частыми сферами и пелоидами, редкими биокластами, со структурой вакстоун, с обильным матриксом (до 40%), тонкомикрокристаллическим цементом перекристаллизации, с фенестрами, залеченными блоковым спаритовым цементом, плотный. Фенестры неправильные, неупорядоченные. Доля доломита – около 10%. Доломитовый цемент замещения от тонкой до средней размерности, имеет неравномерное распределение – замещает отдельные фенестры и неравномерно рассеян по микритовому матриксу.

Биокласты включают обедненный лагунный комплекс органических остатков: кальцисферы, редкие остатки сифоновых зеленых водорослей, спорангии харовых водорослей, обломки створок остракод. Структура пород по Р. Данхему — пакстоун, вакстоун и микробиальный баундстоун. Данные породы в качестве покрышки характеризуются не лучшими свойствами, ее надежность усиливается за счет непрерывной толщины плотной перемычки [96].

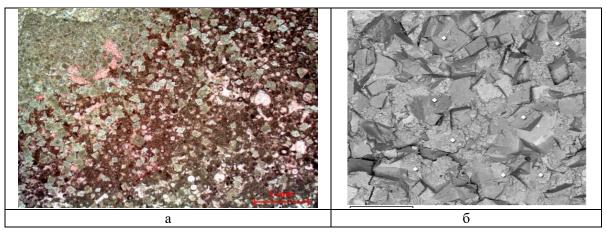


Рисунок 3.12. Известняк доломитистый (литотип 5): фото шлифа без анализатора, (увеличение 25) - известняк с обильным матриксом и тонко-микрокристаллическим цементом перекристаллизации, с фенестрами, залеченными блоковым кальцитовым цементом. Образец № 20643/16, покрышка ПК\_Дф<sub>2-1</sub>, скв. 365 Восточно-Толкаевское мест. (а); фото РЭМ с идиоморфными кристаллами вторичного доломита, включенными в плотную микритовую кальцитовую матрицу. Образец №2358/16, покрышка ПК  $3л_2$ , скв. 680 Боголюбовское мест. (б)

Результаты проведения рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) определяют наличие в образце 2358/16 глинистых минералов в весовой доле более 3%. Подробная характеристика литотипа полученная методом РЭМ (Рисунок 3.12б) показывает, что основная масса практически полностью представлена плотно упакованными кристаллами кальцита микритовой и микрокристаллической размерности. Глинистый материал редкий, хаотично заполняет пространство между кристаллами в виде микроагрегатов и пленок иллитового состава. В породе наблюдаются частые включения и скопления ромбоэдрических кристаллов доломита (около 40% всей площади), тонко- и мелкокристаллического размера. Наблюдаются редкие скопления и пленки высокоуглеродистого битуминозного вещества, толщиной до 90 мкм. Пирит встречается в виде отдельных кристаллов и скоплений, размером до 16 мкм. Поры редкие межкристаллические, размером до 1 мкм (нанопоры), изолированные.

Седиментологический анализ показывает, что осадки, сформировавшие литотип 5, накапливались преимущественно в условиях мелководной сублиторали со спокойной гидродинамикой, реже глубокой сублиторали, на этапе хованской трансгрессии. Доломитизация, которая наблюдается в этих породах, вызвана эпидиагенетическим уплотнением (компакцией) и трансформацией глинистых минералов, отдающих ионы магния, необходимые для образования доломита.

Отдельно следует остановиться на *литотипе* 6. Изучение вещественного состава лабораторными методами установило, что известняки, входящие в состав этого литотипа, химически чистые. Так, по результатам определения карбонатности, содержание кальцита составляет более 75%, примесью является доломит – от 0.8 до 10 %, нерастворимый остаток присутствует в количестве менее 1% (Рисунке 3.13а) [55].

По данным РСАобщ в известняках ПК\_Зл<sub>2</sub> присутствует незначительная примесь кварца (до 1%). Глинистый материал выделен методом РСАгл в трех образцах, среди групп глинистых минералов на рисунке 3.136 видно, что в составе литотипа 6 преобладают гидрослюды. Коэффициент пористости по керну изменяется от 1.3 до 10.8% при среднем значении около 3.7%, проницаемость находится в диапазоне от 0.01 до 20.1 мД при среднем значении 2.32 мД, что значительно превышает средние показания пористости и проницаемости в других литотипах.

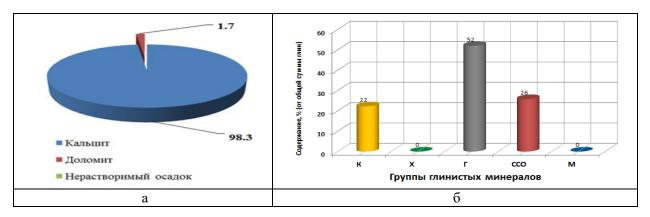


Рисунок 3.13. Известняк (литотип 6): среднее содержание кальцита и доломита по результатам определения общей карбонатности (а); содержание глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)

На рисунке 3.14а, б представлено фото шлифа и фото РЭМ образцов керна литотипа 6.

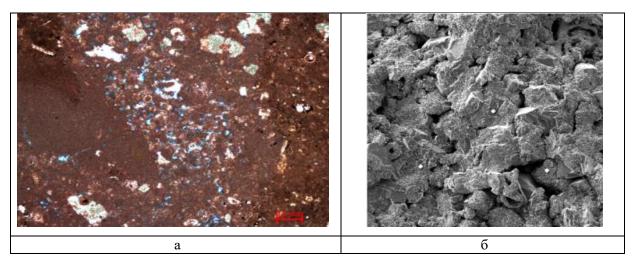


Рисунок 3.14. Известняк с тонкой межзерновой пористостью (литотип 6): фото шлифа без анализатора (увеличение 25) - известняк разнозернистый, биокластово-пелоидный с крупными интракластами, с включенем кристаллов доломита, с тонко-микрокристаллическим цементом перекристаллизации. Образец № 36496-08, покрышка ПК\_Дф<sub>2-1</sub>, скв. № 680 Боголюбовское месторождение (а); фото РЭМ известняка с включением кристаллов доломита. Образец № 36479-08, покрышка ПК\_Дф<sub>2</sub>, скв. 680 Боголюбовское месторождение (б)

Петрографическая характеристика: известняк доломитистый, с частыми сферами и пелоидами, редкими биокластами, со структурой вакстоун, с обильным матриксом (до 40%),

тонко-микрокристаллическим цементом перекристаллизации, с фенестрами, залеченными блоковым спаритовым цементом, плотный. Фенестры неправильные, неупорядоченные.

Породы литотипа 6 следует отнести к низкопроницаемым коллекторам, где пустотное пространство представлено порами, мелкими кавернами и микротрещинами. В.Д. Ильиным [40] для таких пачек, участвующих в строении покрышек, было введено понятие ложная покрышка. Наличие этого типа пород в разрезе перемычек усложняет геологическое строение и снижает флюидоупорные свойства экранов [113].

Анализ лабораторных исследований образцов керна из покрышек на рисунке 3.15 (а, б, в, г) и в таблице 3.1, показал, что флюидоупоры фаменского возраста имеют сложный литологический состав и различный диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств. Отсутствие связей параметров ФЕС покрышек обусловлено узким пределом изменения их параметров.

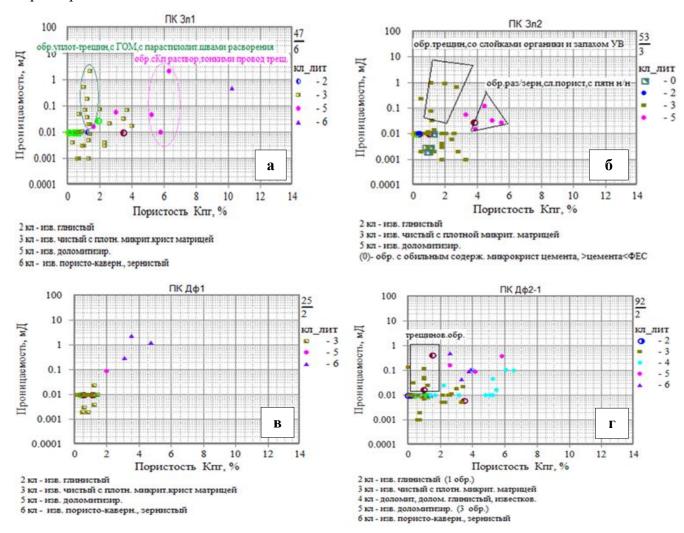


Рисунок 3.15. Зависимости Кп-Кпр по данным керна для покрышек пластов:  $\Pi K_3 \pi_1$  (а),  $\Pi K_3 \pi_2$  (б),  $\Pi K_4 \pi_1$  (в),  $\Pi K_4 \pi_2$  (г) с учетом литотипизации

На свойства покрышек оказали влияние постдиагенетические процессы преобразования – микритизация, перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, образование

литогенетических трещин, стилолитизация, фенестровая пористость. Наблюдается зависимость литотипов ЛТ1-ЛТ6 от литологического состава, текстурных особенностей, связанных с их генезисом и минеральным составом, типом цемента, наличием вторичных изменений, трещин. Постседиментационные процессы, определяющие образование пор и каверн, несомненно, ухудшают флюидоупорные свойства, но степень влияния трещин на экранирующую способность покрышек значительно выше.

Степень экранирующей способности (Таблица 3.1) оценивалась на основе специальных лабораторных исследований по определению давления прорыва газа, результаты которых подробно описаны в глава 1.2.2. По экранирующей способности исследуемые образцы относятся к флюидоупорам низкого (0.2-0.3 МПа), пониженного – (1.5-3 МПа) и среднего (4.2-5.5 МПа) качества. Причем самое высокое давление прорыва (6.7 Мпа) зафиксировано только для одного образца мергеля литотипа ЛТ1, который был отнесен к флюидоупорам высокого качества.

Для практического применения выделенной литотипизации пород важно знать территориальное распределение групп покрышек. Принять за основу лишь керновые исследования будет некорректно в виду низкой охарактеризованности фаменских отложений керновыми исследованиями. Более того, отбор керна в плотных перемычках производился ограниченно и неравномерно по площади и по разрезу.

В завершение можно отметить, что в работах А.М. Нигматзяновой 2022г. [64] также были изучены покрышки верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и выделены зоны распространения и отсутствия флюидоупоров на Башкирском и Южно-Татарском палеошельфах, где авторами было выделено три литотипа: литотип А - известняки сильноглинистые (до глин известковых) зеленовато-серые, серые, горизонтально-слоистые; литотип Б - известняки пелитоморфные, пелитоморфно-шламовые, с многочисленными тончайшими субгоризонтальными глинистыми прожилками; литотип В - известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. В работах А.О. Вязовкиной 2019г. [16, 17] изучались флюидоупоры рифогенных построек франско-фаменского возраста в пределах Муханово-Ероховского прогиба. Выделенные разными исследователями литотипы покрышек были изучены для пород разных территорий, имеют свои свои особенности и отличительные признаки.

Таблица 3.1. Литолого-петрофизическая характеристика пород-флюидоупоров по керну [6, 8, 113]

					Керновые исследо	вания						
Литотип	Группа	Карбонатность  ■ Кальцит  ■ Доломит  ■ Нераств. осадок	Фото шлифов	РЭМ	Описание литотипов в интервале флюидоупоров	Кол- во обр.	Пористость, от - до (среднее)	Прониц., от - до (среднее) мД	Плотн.об., от - до (среднее) г/ см3	Плот.мин., от - до (среднее) г/ см3	Наличие пор, каверн, трещин	Экрани- рующая способность
1	Глинистые	61.6			Мергели, аргиллиты известковистые - гл. материала до 75%, кальцита более 25%	4	0.05-1.3 (0.8)	0.003-0.06 (0.01)	2.61-2.71 (2.65)	2.69-2.71 (2.70)	Нет	Высокая, Средняя
2	Глинисто- карбонатные	35.7 63.3			Известняки глинистые, плотные - кальцита до 75%, гл. материала более 25%	11	0.01-1.2 (0.6)	0.01-0.01 (0.01)	2.61-2.71 (2.67)	2.69-2.72 (2.71)	Нет	Средняя
3	Карбонатные	97.3		•	Известняки с плотной микритовой матрицей - кальцита более 90%	180	0.05-6.3 (1.1)	0.001-2.18 (0.07)	2.54-2.73 (2.68)	2.67-2.73 (2.70)	Встречаются трещины	Пониженная
4	Карбонатно- глинистые	27.2			Доломиты, доломиты глинистые/известковистые - доломита более 50%, кальцита до 20%, гл. материала до 25%	16	0.39-6.52 (3.31)	0.01-1.21 (0.06)	2.62-2.8 (2.71)	2.74-2.85 (2.82)	Встречаются каверны и трещины	Средняя
5	Карбонатные	3.8			Известняки доломитизированные (слабо сульфат-ые) - кальцита 60%, доломита до 30%, гл. материала менее 10%	15	1.1-6.3 (4.0)	0.01-2.12 (0.25)	2.53-2.82 (2.62)	2.70-2.84 (2.74)	Встречаются поры, трещины, каверны	Средняя, пониженная
6	Карбонатные	98.3			Известняки пористо- кавернозные, трещиноватые - кальцита более 75%	14	1.3-10.8 (4.4)	0.01-20.1 (3.34)	2.42-2.79 (2.60)	2.70-2.71 (2.71)	Значительное количество (ложная покрышка)	Низкая

### 3.2. Условия формирования и основные особенности покрышек верхнего девона

Для углубленного понимания условий формирования каждого флюидоупора на основе изучения кернового материала были разработаны концептуальные седиментационные модели [72], при построении которых использовались палеогеографические карты позднедевонского времени с целью оценки региональных особенностей фаменского осадконакопления [71]. Построение концептуальных моделей выполнялось на основе детального седиментологического анализа 342 метров распиленных колонок керна из 19 скважин. Выделение слоев осуществлялось на основе послойного описания керна, которое детализировалось в соответствии со сложностью разреза. Для каждого слоя определялась структура и текстура породы, максимально полно диагностировались остатки организмов и ихнотипы. Кроме этого, выполнялась диагностика вторичных изменений, в том числе признаков уплотнения.

Для реконструкции палеогеографических условий в пределах описываемого региона использовались материалы по эвстатическим колебаниям относительного уровня моря (ОУМ) в пределах Русской плиты [119]. Основные этапы и событийные уровни формирования фаменской карбонатной толщи (пластов и пачек-флюидоупоров) на территории Оренбургской области выделены и описаны в работах [14, 72, 113], а также в таблице 3.2.

Колебания ОУМ оказали большое влияние на зональность распространения и качество карбонатных покрышек. В результате седиментологических исследований было установлено, что образование потенциальных пород-флюидоупоров, контролировалось, в первую очередь, седиментационным фактором. Формирование фаменских флюидоупоров приурочено, в основном, к этапам максимального подъема ОУМ с накоплением карбонатных микритовых и глинисто-карбонатных осадков в условиях спокойной придонной гидродинамики относительно глубокой сублиторали (на этапах трансгрессивных максимумов) и низкоэнергетических глинисто-карбонатных приливно-отливных равнин. Из-за неровностей рельефа морского дна наиболее приподнятые в палеоплане участки, приуроченные к структурам облекания крупных франских органогенных построек, по всей видимости, даже в периоды максимальной трансгрессии не были перекрыты илистыми осадками, а малоамплитудные объекты, наоборот, в момент затопления могли перекрываться осадками с глинистой оставляющей. Их мощность, литологический состав и физические свойства очень изменчивы по площади [76, 114].

Таблица 3.2. Схема и основные события формирования фаменской карбонатной толщи [14, 72]. Кривая эвстатических колебаний относительного уровня моря (ОУМ) по [Alekseev et al. [119]

	Стратиграфия					дексы		Основные этапы и событиные уровни			
Система	Отдел	Apyc	Подъярус	Горизонт Пласт Покрышка		Этап	События	Эвстатическая кривая колебания уровня моря (ОУМ) 0 — > 200			
Карбон	Нажний	Турне		Малевский, гумеровский С1ml Зиганский D3zg		ПК_3л1	Рубеж позднего фамена и раннего турне	Пезднефаменская глобальная регрессия и глобальное вымирание (Хангенбергский экологический кризис). Формирование элювиальных горизонтов (в т.ч. глинисто-карбонатных). Малевская тренсгрессия, накопление микритовых известняков глубокой сублиторали.			
			ний	Хованский	3л <sub>1</sub>		Позднехованское, зиганское время	Накопление зернистых известняков в условиях мелководья и микритовых известняков в условиях открытой сублиторали забарьерной зоны.			
			верхний	D3hv		ПК_Зл₂	Раннехованское время	Максимум хованской трансгрессии, накопление микритовых глинисто- карбонатных осадков глубокой сублиторали	T		
				Озерский D3oz	Зл <sub>2</sub>		Озерское время	Начало позднефаменской трансгрессии, накопление мелководных зернистых осадков.			
				Плавский D3pl		ПК_Дф1	Позднеплавское время	Начало регрессии на границе средне-позднефаменского этапа. Накопление меоководных карбонатных осадков			
Ви	) III	ий			Дф1		Плавское время	Плавское повышение ОУМ и формирование на БПВ среднефаменской системы барьерных рифов			
Девонская	рхни	<b>Берхнии</b> Фаменский  средний	ний	Оптуховский		ПК_Дф <sub>2-1</sub>	Позднеоптуховское время	Максимум оптуховской трансгрессии, накопление микритовых глинисто-карбонатных осадков глубокой сублиторали.			
Дев	Be		сред	D3opt	Дф <sub>2-1</sub>		Оптуховское время	Начало оптуховской трансгрессии, накопление меоководных карбонатных осадков.			
				Лебедянский		ПК_Дф <sub>2-2</sub>	Позднелебедянское время	Формирование "лебедянско-оптуховской пачки" в условиях крайнего мелководья при высоком стоянии ОУМ			
				D3lb	Дф <sub>2-2</sub>		Лебедянское время	Начало лебедянского цикла седиментации. Формирование осадков мелководной сублиторали.	<u></u>		
			Ĭ	Елецкий D3el		ПК_Дф3	Елецкое время	Начало регрессии на границе нижне-среднефаменского этапа. Накопление мелководных карбонатных осадков.			
			нижний	Задонский D3zd	Дф3		Задонское время	Значительный подъем ОУМ и формирование раннефаменской системы барьерных рифов микробиальной бентоносной карбонатной фабрикой.	$\mathcal{T}$		
			H	Волгоградский D3vl				Глобальное падение уровня моря. Франские рифы и карбонатные платформы оказались выше уровня моря.	T		

# Флюидоупоры ПК\_Дф2-2, ПК\_Дф2-1

В среднефаменском интервале разреза выделяются два потенциальных экрана: ПК\_Дф<sub>2-2</sub> – в лебедянском горизонтие и ПК\_Дф<sub>2-1</sub> – в оптуховском. Кратковременная трансгрессивная фаза на рубеже раннего и среднего фамена сменялась регрессией. В период лебедянско-оптуховского цикла осадконакопления резких продолжительных изменений кривой ОУМ не отмечалось (Таблица 3.2). Отложения формировались в условиях относительно стабильного уровня моря при ограниченном пространстве аккомодации. В восточной части Оренбургской области под воздействием приливно-отливных процессов сформировалась карбонатная пачка с тонкослоистыми глинистыми прослоями. По литологическому описанию известняки светло серые, плотные, слабо сульфатизированные, могут присутствовать трещины и каверны [132, 133, 134].

Флюидоупор ПК\_Д $\phi_{2-2}$  на изучаемой площади имеет невыдержанный характер, но может рассматриваться как потенциальная покрышка, так как преимущественно, в восточной части области установлены залежи нефти, удерживаемые этим флюидоупором (Рисунок 1.10).

Фильтрационно емкостные свойства покрышки ПК\_Д $\phi_{2-2}$  изучены по керну скважин: 720 Краснонивская, 655 Кузькинская, 753 Новофедоровская. Пористость по керну изменяется в пределах 0.1-10.8%, проницаемость 0.0001-4.67 мД (Таблица 3.3).

Петрофизический параметр	Число опр-ий	Мин. значение	Макс. значение
Открытая пористость по гелию, %	34	0.1	10.8
Открытая пористость по воде, %	-	-	-
Открытая пористость по керосину, %	12	0.1	6.1
Проницаемость по Клинкенбергу, мД	34	0.0001	4.67
Водоудерживающая способность, %	4	37.2	80.9
Мин. плотность по газу, г/см <sup>3</sup>	34	2.69	2.83
Мин. плотность по воде, г/см <sup>3</sup>	-	-	-
Мин плотность по керосину г/см <sup>3</sup>	12	2.70	2.71

Таблица 3.3. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки  $\Pi K\_ \mathcal{I} \phi_{2-2}$ 

Геолого-геофизическая характеристика покрышек пластов Д $\phi_{2-1}$ , Д $\phi_{2-2}$  показана на рисунке 3.16.

Флюидоупор ПК\_Д $\phi_{2-1}$  формировался на позднеоптуховском этапе, где осадконакопление происходило в пиковый этап повышения ОУМ. Высокий уровень моря способствовал отложению илистых осадков на пониженных участках и формированию слоистых пачек из глинистых известняков, известняков, доломитов и их разностей. Перемычка ПК\_Д $\phi_{2-1}$ , состоящая из плотных известняков с глинистой компонентой в виде поровых цементов с прожилками или прослоями может быть достаточно надежной покрышкой.

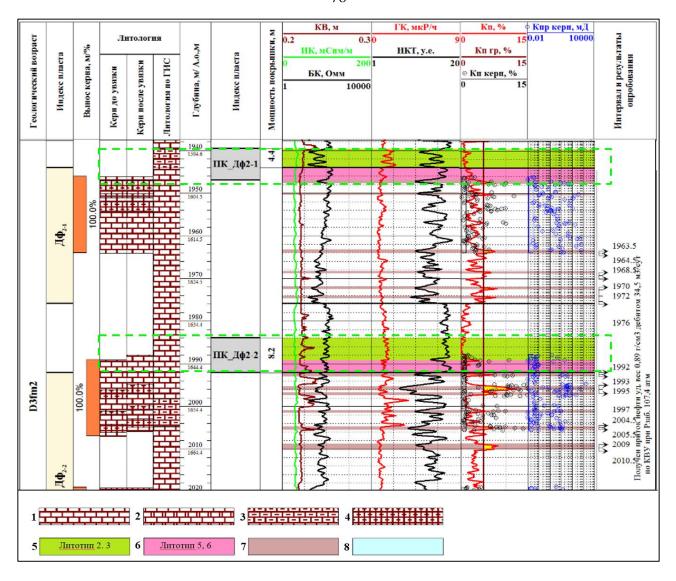


Рисунок 3.16. Геолого-геофизическая характеристика покрышки  $\Pi K_{\perp} Д \phi_2$  по скважине 720 Краснонивского месторождения

1 — известняк, 2 — известняк доломитизированный, 3 — известняк глинистый, 4 — известняк нефтенасыщенный, 5 — истинная покрышка, 6 ложная покрышка, 7 — нефть, 8 — вода

ФЕС покрышки ПК\_Дф<sub>2-1</sub> изучены по керну скважин: 680 Боголюбовская, 365 Восточно-Толкаевская, 609 Ефремо-Зыковская, 660 и 668 Кузькинские, 80 Покровско-Сорочинская, 55 и 56 Родниковско-Врезовские. Пористость по керну изменяется в пределах 0.01-6.5%, проницаемость 0.001-0.52 мД (Таблица 3.4).

Таблица 3.4. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки  $\Pi K \ \, \mathcal{I} \phi_{2-1}$ 

Петрофизический параметр	Число опр-ий	Мин. значение	Макс. значение
Открытая пористость по гелию, %	93	0.01	6.5
Открытая пористость по воде, %	17	0.42	7.7
Открытая пористость по керосину, %	30	0.47	3.5
Проницаемость по Клинкенбергу, мД	92	0.001	0.52
Водоудерживающая способность, %	1	62	62
Мин. плотность по газу, г/см <sup>3</sup>	93	2.67	2.85
Мин. плотность по воде, $r/cm^3$	-	-	-
Мин. плотность по керосину, г/см <sup>3</sup>	30	2.70	2.71

На основе седиментологического анализа керна, изучения шлифов и анализа палегеографических карт была построена концептуальная седиментационная модель флюидоупора ПК\_Дф<sub>2-1</sub> (Рисунок 3.17) [14].

Плотные карбонатные породы, представленные известняками, реже вторичными доломитами и слабоглинистые/глинистые породы покрышки  $\Pi K_{\perp} \Delta \varphi_{2-1}$  «лебедянско-оптуховской пачки» сформированы в условиях ритмичной смены нескольких фациальных обстановок (Рисунки 3.27, 3.28):

- крайне мелководных фаций частично открытой забарьерной лагуны на стадиях кратковременных трансгрессий,
- изолированной забарьерной лагуны в условиях мелководной сублиторали со спокойной гидродинамикой
  - -литорали/приливно-отливных равнин маршей и элювиальных горизонтов.

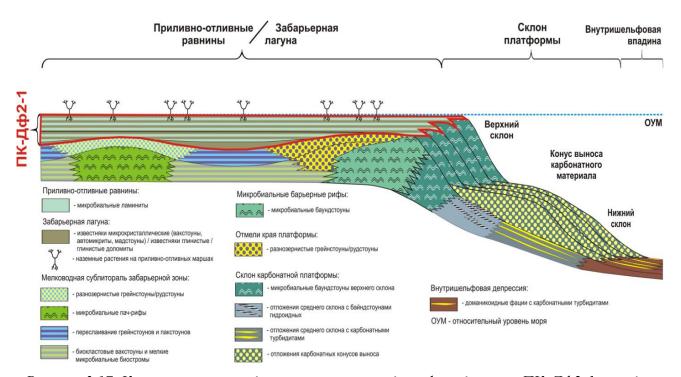


Рисунок 3.17. Концептуальная седиментационная модель флюидоупора ПК\_Дф2-1 в пределах БПВ – южного борта Муханово-Ероховского прогиба [14, 72]

В пределах ВОСП и восточной части БПВ (скважин Алябьевской, Родниковско-Врезовской, Рашкинской площадей, Боголюбовского и Кодяковского месторождений) для пород покрышки ПК\_Дф<sub>2-1</sub> характерна неравномерная глинистость в виде прожилков, пленок облекания кристаллов, неоднородного распределения в микритовом материале, прослоев глинистых известняков и доломитов.

В основании парасиквенсов в маломощных слоях плотных глинистых известняков частично открытой или изолированной забарьерной лагуны (Рисунок 3.18) могут встречаться

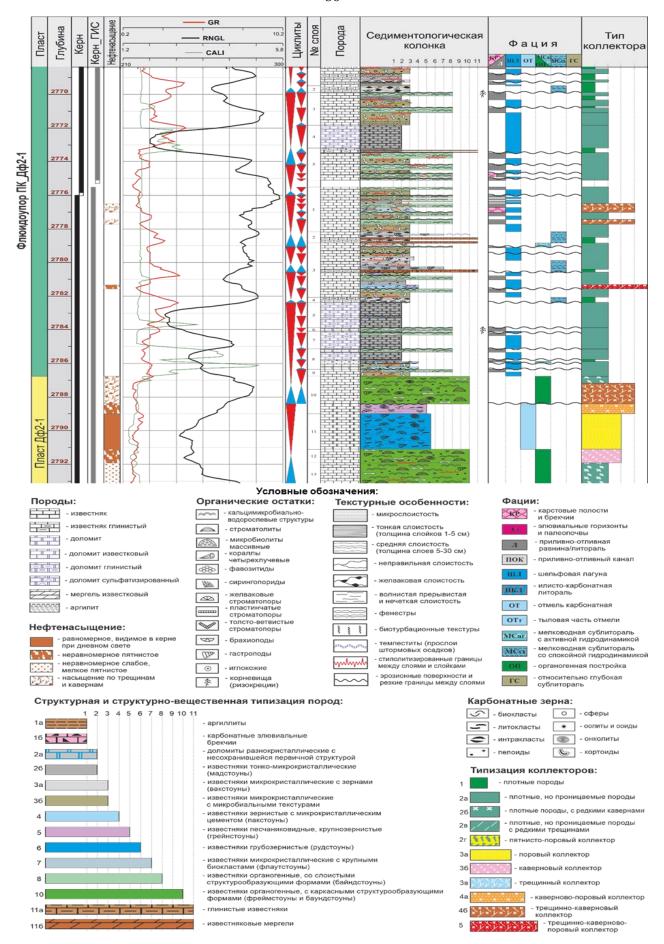


Рисунок 3.18. Седиментационный разрез флюидоупора ПК\_Дф<sub>2-1</sub> скв. 680 Боголюбовская (восточная часть Бобровско-Покровского вала) [72]

редкие остатки нормально морских организмов — брахиопод и иглокожих, иногда строматопороидей. Далее, выше по разрезу, микрокристаллические известняки изолированной лагуны сложены кальцитовым материалом микритовой размерности с редкими неправильными фенестрами, залеченными кальцитом.

Как правило, эти породы плотные, с частыми глинистыми пленками по стилолитам. Органические остатки в них крайне однообразны, представлены кальцисферами, остракодами и мелкими гастроподами. Иногда в последовательности изолированной лагуны встречаются слабопористые прослои лагунных сферово-пелоидных пакстоунов и пакстоунов-вакстоунов. Отмечено развитие по лагунным мадстоунам вторичных глинистых микрокристаллических доломитов. Завершают разрез как парасиквенсов, так и высокочастотных циклитов микробиальные ламиты — плотные микрокристаллические известняки с тонкими пленками глинистого материала по частым тонким стилолитизированным поверхностям наслоения.

На ВОСП в разрезе флюидоупора особенно часто встречаются глинистые микрокристаллические известняки *приливно-отпивных маршей* с остатками тонких корневищ высших растений и маломощные прослои глинисто-карбонатного элювия (горизонты палеопочв) (Рисунок 3.19). Толщины парасиквенсов в покрышке ПК\_Дф<sub>2-1</sub> изменяются в пределах 1.5-4.0 м; высокочастотных циклитов — 0.2-1.5 м. Общая толщина сложно построенного флюидоупора достигает 30 и более метров.

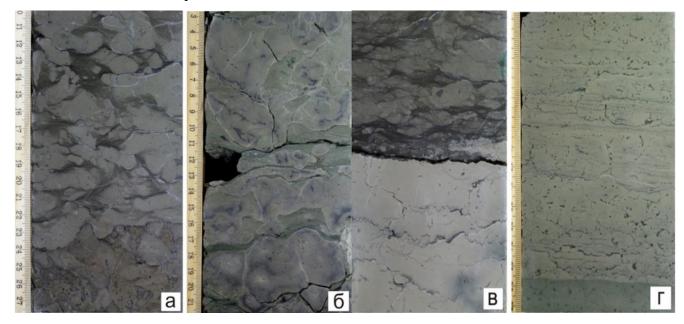


Рисунок 3.19. Породы флюидоупора ПК Дф2-1, скв. 7 Алябьевская.

Фотографии вертикальных срезов керна: налегание глинистых желваково-слоистых вакстоунов частично открытой забарьерной лагуны на эродированную кровлю нижележащего циклита (а); глинистые известняки элювиального горизонта (б); граница циклитов, внизу — плотные мадстоуны изолированной лагуны, вверху — глинистые желваковые вакстоуны частично открытой забарьерной лагуны (в); плотные стилолитизированные микробиальные байндстоуны литорали с фенестрами, залеченными кальцитом (г)

Глинистость ПК\_Дф<sub>2-1</sub> в восточной части района (ВОСП и крайне-восточные районы БПВ) проявляется и в её каротажной характеристике: снизу-вверх по разрезу наблюдаются ритмичные повышения значений ГК. Источником глинистого материала были участки палеосуши раннегерцинских Соль-Илецкого и Предуральского палеоподнятий, находившихся на юге и востоке территории (Рисунки 1.9, 3.18) [113, 132, 133, 134].

В западной части района исследований (скважины Ново-Малаховской, Восточно-Толкаевской, Покровско-Сорочинской, Сорочинско-Никольской и других площадей) глинистость флюидоупора ПК\_Дф<sub>2-1</sub> снижается и практически исчезает, хотя сохраняется ее крайне мелководный генезис, преобладание фаций лагуны и литорали (Рисунки 1.9, 2.3).

# Флюидоупор ПК Дф1

Плавский этап седиментации практически на всем протяжении сопровождается высоким положением ОУМ, в условиях нормальной регрессии формируются карбонатные породы пласта Дф<sub>1</sub>. Резкая смена режима осадконакопления на границе плавского и озерского времени отрицательно сказалась на экранирующих свойствах флюидоупора ПК\_Дф<sub>1</sub>. Кровля среднего фамена, особенно на повышенных участках, подвергалась эрозии и карстованию. Процессы поверхностного и подповерхностного карста сформировали коллекторы, над которыми нет надежных покрышек (Таблица 3.2). По литологическому описанию здесь установлены известняки и слабоглинистые известняки плотные, тонко- и микрокристалические, могут присутствовать мелкие трещинки, изолированные поры и каверны [132, 133, 134].

ФЕС флюидоупора ПК\_Д $\phi_1$  изучены по керну скважин: 680 Боголюбовская, 365 Восточно-Толкаевская. Пористость достигает 4.8%, проницаемость по газу — 2.41 мД (Таблица 3.5). По керну в разрезе перемычки встречаются проницаемые прослои. Рассматриваемую пачку ПК\_Д $\phi_1$  можно с высокой долей уверенности охарактеризовать как флюидоупор низкого качества.

Таблица 3.5. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки  $\Pi K\_Д \phi_1$ 

Петрофизический параметр	Число опр-ий	Мин. значение	Макс. значение
Открытая пористость по гелию, %	25	0.2	4.8
Открытая пористость по воде, %	8	0.5	2.5
Открытая пористость по керосину, %	9	0.6	1.1
Проницаемость по Клинкенбергу, мД	25	0.005	2.41
Водоудерживающая способность, %	-	-	-
Мин. плотность по газу, г/см <sup>3</sup>	25	2.68	2.90
Мин. плотность по воде, г/см <sup>3</sup>	5	2.90	2.90
Мин. плотность по керосину, $\Gamma/\text{см}^3$	9	2.69	2.70

Тем не менее, при определенных условиях, когда однородность флюидоупора не нарушена и толщина плотной перемычки достаточная, в пласте могут встречаться залежи нефти. Геолого-геофизическая характеристика в интервале покрышки пласта Дф<sub>1</sub> представлена на рисунке 3.20.

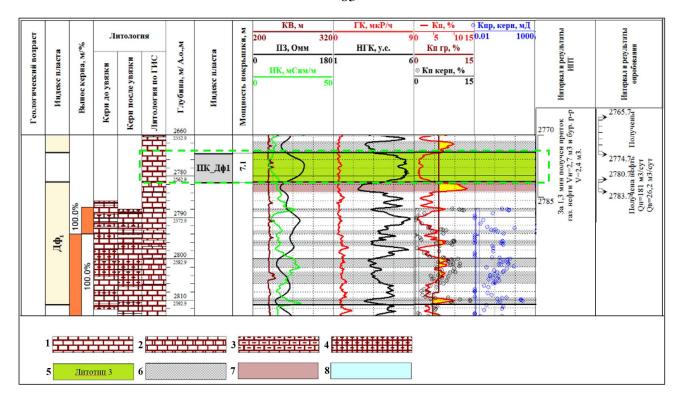


Рисунок 3.20. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК\_Дф<sub>1</sub> по скважине 681 Боголюбовского месторождения

1 — известняк, 2 — известняк доломитизированный, 3 — известняк глинистый, 4 — известняк нефтенасыщенный, 5 — истинная покрышка, 6 — нефть+вода, 7 — нефть, 8 — вода

Флюидоупор ПК\_Д $\phi_1$  очень слабо представлен керном, седиментологический анализ в этом интервале выполнен на незначительном количестве скважин. Ввиду ограниченности отобранного керна из интервала покрышки пласта Д $\phi_1$  концептуальную седиментационную модель ее формирования выполнить не удалось.

Преобладающим типом пород в ПК\_Дф<sub>1</sub> являются микрокристаллические известняки, сформированные в условиях *изолированной забарьерной лагуны* — вакстоуны (автомикриты), с неправильными фенестрами и маломощными прослоями ламинарных микробиалитов. Эти породы стилолитизированы, по зрелым крупнозубчатым стилолитам часто развиты трещины деформации — вертикальные, протяженностью от первых сантиметров до первых десятков сантиметров. В лагунных известняках по фенестрам встречаются разнообразные включения ангидрита. Органические остатки представлены остракодами, кальцисферами и гастроподами. Подчиненное значение в пачке играют небольшие слои микробиальных баундстоунов с плотной матрицей, по ним так же встречаются стилолитовые микротрещины. Единичные слои образуют сферово-пелоидные вакстоуны-пакстоуны с обильным микритовым материалом между зернами.

Если прослеживать цикличность седиментации, то плотная пачка, выделяемая как флюидораздел между пластами  $3n_2$  и Д $\phi_1$ , формирует верхнюю часть циклита третьего порядка и соответствует его регрессивному максимуму.

Выше на нее ложатся кавернозные микробиалиты следующего этапа седиментации, а подстилают — породы регрессивной последовательности, включающие органогенные и зернистые известняки забарьерной лагуны (микробиальные массивные баундстоуны, разнозернистые грейнстоуны и пакстоуны).

На рисунке 3.21 приведен типичный разрез флюидоупора ПК\_Дф<sub>1</sub> из разреза скважины 680 Боголюбовская. Толщина флюидоупора в данном случае не превышает 5 м. Он сложен сульфатизиованными пелитоморфными и микритовыми известняками лагуны.

Повышенные значения кривых нейтронного, плотностного каротажей и удельного электрического сопротивления (УЭС), отражающих плотность матрицы пород, говорят о преобладании в структуре пород микрокристаллического материала с максимально плотной упаковкой кристаллов микритовой и наноразмерности.

На некоторых месторождениях, таких как: Краснонивское, Новофедоровское, Султангуло-Загядинское, Барсуковское, Сладковско-Заречное, Боголюбовское, Балейкинское, карбонатные покрышки такого строения удерживают залежи углеводородов.

Покрышка ПК\_Д $\phi_1$ , в отличие от покрышки ПК\_Д $\phi_{2-1}$ , имеет небольшую мощность (обычно 5-10 м) и формирует наименее надежный флюидоупор в интервале фаменского яруса, так как в ее составе практически нет глинистого материала и довольно часто встречаются микротрещины деформации уплотнения (по стилолитам).

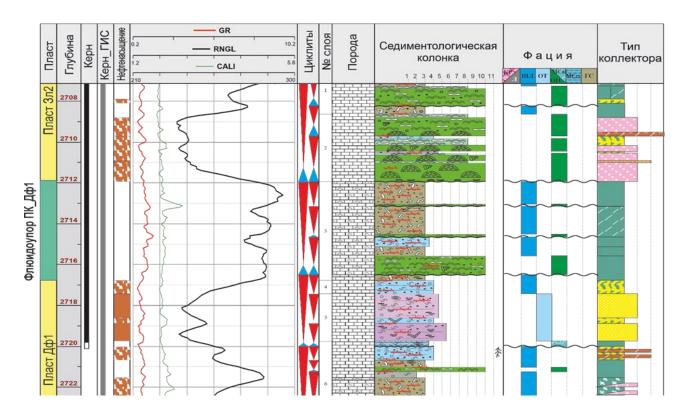


Рисунок 3.21. Седиментационный разрез флюидоупора  $\Pi K_{\perp} \mathcal{A} \phi_1$  в скв. 680 Боголюбовская. (см. условные обозначения на рисунке 3.28) [72]

# Флюидоупор ПК Зл2

Осадки озерского горизонта куда стратиграфически относится пласт  $3л_2$  на протяжении всего времени накапливались при относительно невысоком уровне моря, в условиях слабой трансгрессии (Таблица 3.2). Мелководные условия озерского времени способствовали образованию зернистых карбонатных осадков с межзерновой пористостью, а волновые и приливно-отливные процессы осуществляли привнос и равномерное распределение тонких глинистых фракций в объеме пород. Этим объясняется относительно повышенная радиоактивность отложений озерского горизонта.

Образование флюидоупора ПК\_Зл<sub>2</sub> происходило в раннехованское время во время значительной *региональной трансгрессии*. Трансгрессивный цикл обеспечил накопление глинисто-карбонатных осадков потенциального флюидоупора в спокойноводных условиях *глубокой сублиторали* ниже базиса нормальных волн, что благоприятно отразилось на выдержанности покрышки [119]. Литологически породы покрышки представлены пелитоморфными и микритовыми известняками, отмечается повышенное содержание глин. В покрышках низкого качества встречаются слабопористые породы и редкие микротрещины.

ФЕС флюидоупора ПК\_Зл<sub>2</sub> изучены по разрезам скважин: 680 Боголюбовская, 350, 405, 600 Восточно-Малаховская, 360 Восточно-Толкаевская, 617 Ефремо-Зыковская, 668 Кузькинская, 55 Родниковско-Врезовская. Пористость по керну изменяется в пределах 0.13-5.5%, проницаемость по газу 0.001-0.97 мД.

Таблица 3.6. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки ПК 3л2

Петрофизический параметр	Число опр-ий	Мин. значение	Макс. значение
Открытая пористость по гелию, %	53	0.13	5.5
Открытая пористость по воде, %	28	0.16	4.8
Открытая пористость по керосину, %	5	0.5	4.1
Проницаемость по Клинкенбергу, мД	53	0.001	0.97
Водоудерживающая способность, %	4	87.2	97
Мин. плотность по газу, г/см <sup>3</sup>	53	2.67	2.76
Мин. плотность по воде, г/см <sup>3</sup>	12	2.70	2.75
Мин. плотность по керосину, г/см <sup>3</sup>	5	2.70	2.71

Флюидоупор ПК $_3$ л $_2$  характеризуется выдержанностью по литологическому составу и может занимать достаточно большие территории по площади. Важной составляющей в строении этой покрышки являются маломощные прослои глинистых известняков и известковых мергелей (Рисунок 3.22).

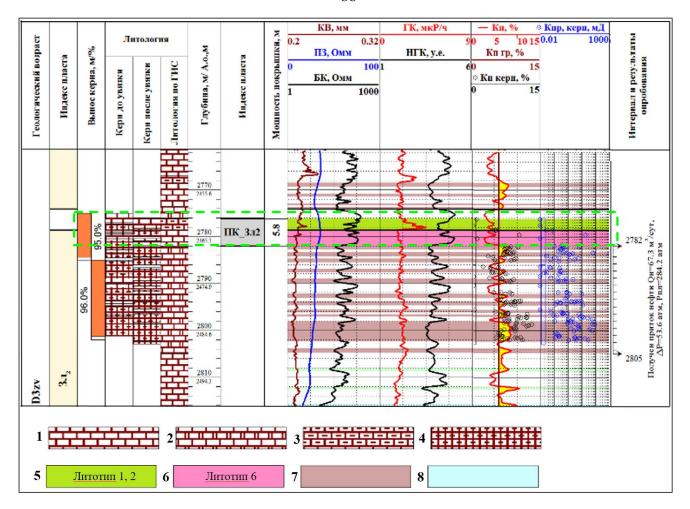


Рисунок 3.22. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК\_Зл<sub>2</sub> по скважине 600 Малаховского месторождения

1 — известняк, 2 — известняк доломитизированный, 3 — известняк глинистый, 4 — известняк нефтенасыщенный, 5 — истинная покрышка, 6 — ложная покрышка, 7 — нефть, 8 — вода

В озерское время верхнефаменские осадки накапливались в условиях слабой трансгрессии, отложения этого возраста отсутствуют в бортовой зоне и представлены регрессивной мелководной последовательностью зернистых известняков мелководной сублиторали. Эти отложения входят в состав верхней части пласта  $3n_2$  (Рисунок 3.23, Таблица 3.2) [72].

Хованский этап седиментации ознаменовался значительной трансгрессией и накоплением карбонатных илистых осадков как в условиях сублиторали открытой карбонатной платформы, так и в зоне ее Бобровско-Покровского борта [14, 132, 133, 134].

Кроме этого, на этапе максимума затопления в забарьерной зоне накопились глинистые известняки (мадстоуны и вакстоуны), известняковые мергели (до перехода в микрослоистые известковые аргиллиты) относительно глубокой сублиторали, входящие в состав флюидоупора ПК\_3л<sub>2</sub> (Рисунок 3.24, 3.25).

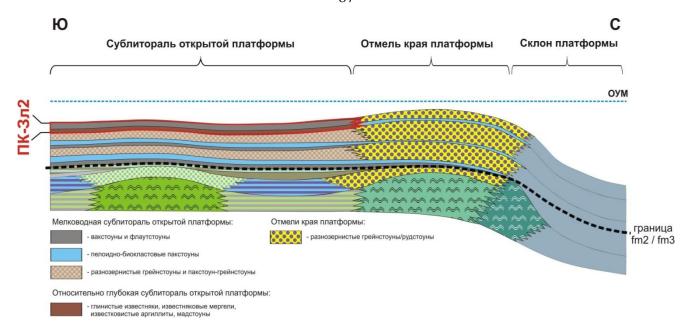


Рисунок 3.23. Концептуальная седиментационная модель формирования покрышки ПК\_3л<sub>2</sub> в пределах территории БПВ – южного борта Муханово-Ероховского прогиба [72]

В его состав, кроме указанных пород, входят узловато-слоистые известняки с глинистыми прожилками (фация мелководной сублиторали со спокойной придонной гидродинамикой), неправильно-слоистые микрокристаллические известняки с разнообразными остатками нормально морских организмов – криноидей, брахиопод, кораллов. По структуре – это вакстоуны и флаутстоуны. В разных структурных типах известняков неравномерно развита биотурбация, определены ихнотипы Talassinoides и Zoophycos.

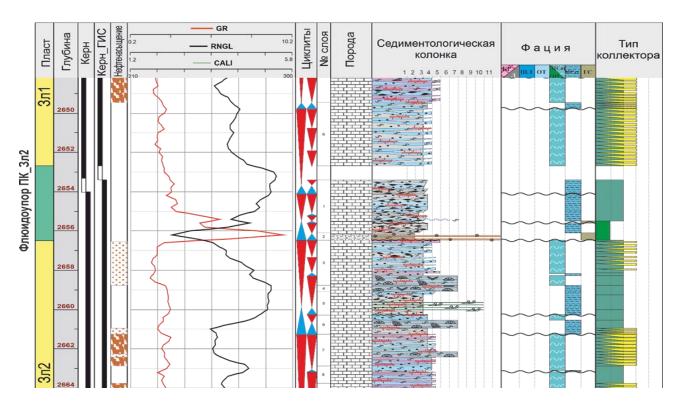


Рисунок 3.24. Седиментационный разрез флюидоупора ПК\_3л<sub>2</sub> в скв. 405 Восточно-Малаховская (восточная часть БПВ) (условные обозначения см. на рисунке 3.28) [72]

Так как флюидоупор  $\Pi$ К $_{2}$ Зл $_{2}$  сформировался на этапе трансгрессии, он хорошо прослеживается на большой территории и относительно выдержан по толщине. Глинистые породы максимума затопления дают по радиоактивному каротажу аномалию  $\Gamma$ К, которая играет роль хорошего репера. Общая толщина флюидоупора изменяется от 0.8-1 до 25 м.

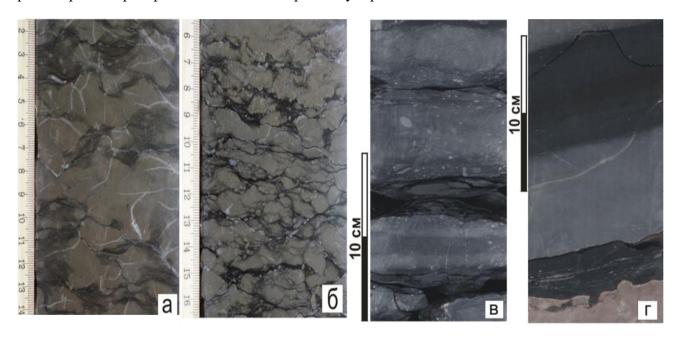


Рисунок 3.25. Породы флюидоупора ПК\_Зл<sub>2</sub>: известняки со структурой вакстоун, узловатослоистые, с прожилками глинисто-карбонатного материала, скв. 360 Восточно-Толкаевская (а, б); ритмичное переслаивание известняков микрокристаллических (мадстоунов) и известковых аргиллитов, скв. 2921 Рашкинская (в); переслаивание известковых мергелей и микрокристаллических известняков (мадстоунов), скв. 600 Малаховская (г). Фотографии вертикальных срезов керна

## Флюидоупор ПК Зл1

На последнем этапе фаменского века — позднехованско-зиганском формируются породы пласта  $3\pi_1$  и, частично, флюидоупора  $\Pi K_3\pi_1$ . Флюидоупором для пласта  $3\pi_1$  служит так же карбонатно-глинистая пачка, сформировавшаяся в подошве нижнетурнейского подъяруса на этапе малевского повышения ОУМ (Таблица 3.2). Глинисто-карбонатную покрышку  $\Pi K_3\pi_1$  можно отнести к регионально развитой, распространенной в большей части нефтегазоносной провинции. Причиной локальных ухудшений ее флюидоупорных свойств является сложный рельеф фаменского комплекса, гипсометрически повышенные участки которого подверглись интенсивному карстованию на рубеже фамена и турне (этап глобального снижения ОУМ) [14].

На рисунке 3.26 представлена геолого-геофизичская характеристика в интервале покрышки пласта  $3\pi_1$ .

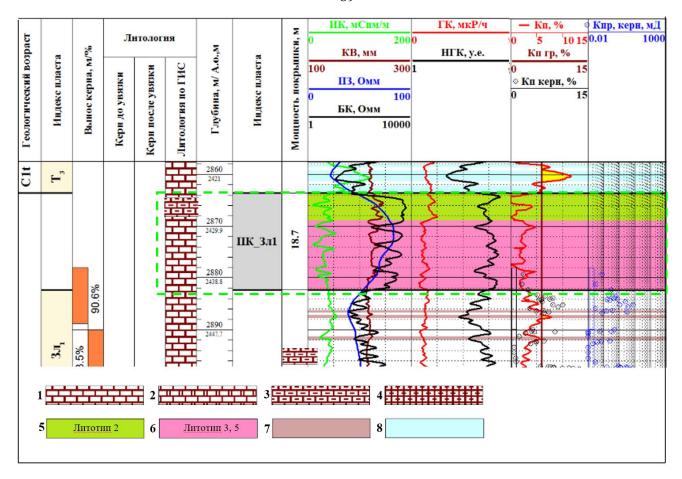


Рисунок 3.26. Геолого-геофизическая характеристика покрышки  $\Pi K_3 \pi_1$  по скважине 601 Малаховского месторождения

1 — известняк, 2 — известняк доломитизированный, 3 — известняк глинистый, 4 — известняк нефтенасыщенный, 5 — истинная покрышка, 6 ложная покрышка, 7 — нефть, 8 — вода

Покрышка ПК\_Зл<sub>1</sub> изучена по керну скважин: 362, 365 Восточно-Толкаевские, 201 Ивановская, 668 Кузькинская, 753 Новофедоровская, 56 Родниковско-Врезовская, 906 Сорочинско-Никольская. Пористость по керну пород покрышки ПК\_Зл<sub>1</sub> варьируется в пределах 0.1-10.2%, проницаемость — 0.01-2.18 мД (Таблица 3.7). Особенностью данного флюидоупора является его расположение на стыке двух геологических систем (девон — карбон) и неравномерное проявление в разрезе глобальных событий этого значительного рубежа палеозоя — Хангенбергского биосферного кризиса.

Tаблица 3.7. Фильтрационно-емкостные, плотностные свойства образцов керна  $\Pi K$   $3\pi_1$ 

Петрофизический параметр	Число опр-ий	Мин. значение	Макс. значение
Открытая пористость по гелию, %	47	0.1	10.2
Открытая пористость по воде, %	13	0.6	9.8
Открытая пористость по керосину, %	20	0.4	4.0
Проницаемость по Клинкенбергу, мД	47	0.001	2.18
Водоудерживающая способность, %	10	50.7	97
Мин. плотность по газу, г/см <sup>3</sup>	41	2.69	2.72
Мин. плотность по воде, г/см <sup>3</sup>	10	2.68	2.69
Мин. плотность по керосину, г/см <sup>3</sup>	20	2.70	2.71

Флюидоупор ПК\_Зл<sub>1</sub> литологически представлен плотными известняками (вакстоуны/флаутстоуны) *умеренно-глубокой и мелководной сублиторали* со спокойной придонной гидродинамикой, ограниченной от Муханово-Ероховской впадины барьерными отмелями карбонатных песков. Матрица пород сложена микрокристаллами кальцита. По неправильной слоистости неравномерно встречаются прожилки глинистого материала. В плотную микрокристаллическую кальцитовую массу включены биокласты и скелеты кораллов и брахипод; встречаются строматопороидеи (Рисунок 3.27) [14, 72].



Рисунок 3.27. Концептуальная седиментационная модель флюидоупора  $\Pi K_3 \pi_1$  в пределах  $E\Pi B$  — южного борта Муханово-Ероховского прогиба [72]

На Бобровско-Покровском валу, в направлении Муханово-Ероховского прогиба (Рисунок 1.8), микрокристаллические известняки практически полностью замещаются разнозернистыми пористыми известняками со структурой рудстоун-грейнстоун, сформированными в условиях отмелей. Именно поэтому на Бобровско-Покровском валу вдоль борта прогиба пласты  $3л_1$  и  $3л_2$  не являются продуктивными, т.к. не имеют флюидоупора.

Как уже отмечалось, к кровле фамена приурочен стратиграфический перерыв, который проявляется в разрезах маломощными элювиальными горизонтами (или горизонтами палеопочв), сложенными глинисто-карбонатными породами и карбонатными породами с примесями глинистого материала. В забарьерной зоне БПВ элювиальные горизонты развиты неравномерно, лоскутно. Это может быть связано как с крайней изменчивостью площадного развития элювия, так и его последующим размывом в раннетурнейское время [132, 133, 134].

На Южно-Татарском своде, в условиях более длительного стратиграфического перерыва, элювиальные горизонты в кровле фамена развиты значительно полнее. Они сформировались не

только в забарьерной зоне, но и на Большекинельском валу (Рисунок 1.10). Породы в них представлены брекчированными известняками с многочисленными прожилками глинистого материала и литифицированными корневищами высших растений (Рисунки 3.28, 3.29).

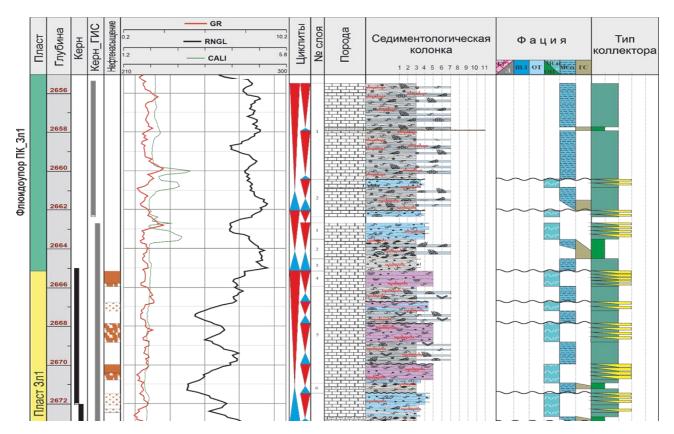


Рисунок 3.28. Седиментационный разрез флюидоупора ПК\_3л1 в скв. 3903 Кодяковская (восточная часть БПВ) (условные обозначения см. на рисунке 3.28)

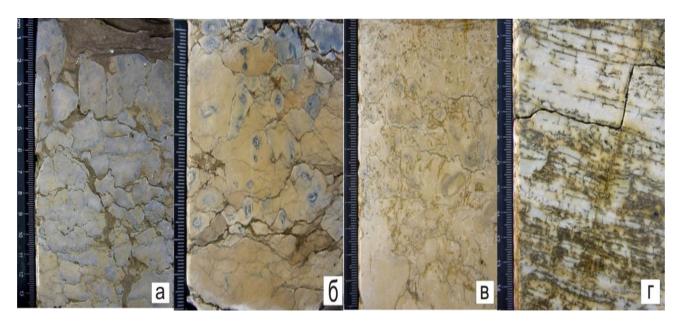


Рисунок 3.29. Породы флюидоупора ПК\_Зл<sub>1</sub> в разрезе скв. 1 Школьная: известняки плотные микрокристаллические, брекчированные, с прожилками и включениями глинистого материала (а, б); известняки микротрещиноватые, микрокристаллические, с неравномерной стилолитизацией и нефтенасыщением по трещинам (в, г). Фотографии вертикальных срезов керна

Развитие процессов формирования элювия было сопряжено с подповерхностным карстом: в разрезе ПК\_Зл<sub>1</sub> в комплексе с глинистыми элювиальными горизонтами присутствуют прослои микротрещиноватых известняков с характерной хаотичной сеткой элювиальных микротрещин.

Такое соседство является причиной крайне изменчивого поведения пачки флюидоупора  $\Pi K_3 \pi_1$  как покрышки на площади региона: в одних случаях она работает как экран над залежами пласта  $3\pi_1$ , в других случаях, при недостаточной глинистости пород и развитии густой сетки элювиальных трещин, теряет свойства флюидоупора.

#### Выводы к главе 3:

- 1. В результате изучения кернового материала в составе фаменских флюидоупоров выделено шесть основных литотипов ЛТ1-ЛТ6, имеющих различные экранирующие свойства, которые улучшаются от литотипа ЛТ6 к литотипу ЛТ1. Литотип 6 относится к ложным покрышкам.
- 2. По литологической характеристике все изучаемые флюидоупоры карбонатные, глинисто-карбонатные и глинистые. В структуре пород преобладает микрокристаллический (пелитоморфный) кальцит, мелко- и тонкокристаллический доломит. Глинистые минералы встречаются, преимущественно, в виде включений между кристаллами, пленок и прожилков. По степени однородности покрышки фамена преимущественно неоднородные.
- 3. Восточная часть Оренбургской области на протяжении франско-фаменского этапа находилась под активным влиянием Соль-Илецкого свода, основного источника терригенного и глинистого материала. Изменения в режиме морского осадконакопления, указывающие на колебания глубины бассейна, можно проследить и прокоррелировать на большей части изучаемой территории.
- 4. Формирование флюидоупоров ПК\_Зл<sub>1</sub>, ПК\_Зл<sub>2</sub>, ПК\_Дф<sub>1</sub>, ПК\_Дф<sub>2-1</sub>, ПК\_Дф<sub>2-2</sub> происходило при седиментации в условиях спокойной гидродинамики, чаще всего связанных с повышениями относительного уровня моря или образованием изолированной лагуны. Зоны ухудшенных свойств флюидоупоров формировались в периоды падения относительного уровня моря над палеоподнятиями вследствие воздействия вторичных процессов. Седиментационный фактор является главным в формировании флюидоупоров карбонатной толщи фамена.
- 5. Факторы, улучшающие экранирующие свойства покрышек это наличие значительной примеси глинистого материала, наличие микритового карбонатного цемента, сульфатизация. Отрицательное влияние на свойства покрышек оказали постдиагенетические процессы преобразования перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, образование литогенетических трещин, стилолитизация, фенестровая пористость.

Таким образом, в настоящей главе обосновано *второе защищаемое положение* диссертации.

# Глава 4. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС И ГЕОМЕХАНИЧЕКОГО МОДЕЛИРОВНИЯ

В главе 4 рассматривается широкий спектр вопросов:

- полнота и качество комплекса ГИС;
- выделение коллекторов, оценка их пористости и характера насыщения;
- типизация покрышек по данным геофизических исследований скважин на основе литотипов, выделенных по данным керна и обоснование количественных критериев выделения истинных флюидоупоров;
  - прогноз качества флюидоупоров по результатам геомеханического моделирования.

Впервые количественные критерии выделения покрышек в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области были сформулированы автором в статье [Чикина и др., 2017]. Дальнейшее развитие данной темы приведено в статье [Шакиров и др, 2018]. Ее авторами были предложены критерии выделения литотипов в покрышках по параметрам dIгк, dIнк, учет степени монолитности и минимальной толщины покрышки.

Впоследствии в статьях [Нигмадзянова и др., 2022], [Колоколова и др., 2020], [Колоколова, Данилова, 2020] для трех выделенных литотипов покрышек также были предложены критерии их выделения по данным ГИС. В качестве параметров использовались dJrk, dJhk, DTP, УЭС.

В результате собственных исследований соискатель предложила новый значительно расширенный список критериев выделения истинных покрышек в объекте исследования [Чикина, 2024]:

- а) выделение литотипов покрышек по граничным параметрам dJнк и dJгк;
- б) по парамерам Јнк/Јгк, граничному значению глинистости (Кгл), псевдохрупкости (ВRIT), газопоказаниям, порстости (Кп), данным кросс-дипольного АКШ;
  - в) с учетом геомеханического критерия;
  - г) по параметру неоднородности Ксо;
  - д) по критической толщине покрышек.

При этом граничные значения критериев – «а», «г», «д» были уточнены, а критерий «в» – введен впервые. Обоснование предложенных критериев приведено ниже.

# 4.1. Комплекс ГИС, условия проведения каротажа и качество исследований

Поскольку причиной неуспеха бурения на верхнедевонские отложения может быть не только отсутствие покрышек, но и отсутствие коллекторов, то в ходе исследований были выполнены работы по оценке коллекторских свойств и параметров ГИС в интервалах продуктивных и перспективных пластов. По результам этой оценки при построении карт

развития коллекторов были обозначены низкопроницаемые зоны, и зоны улучшенных коллекторских свойств.

Геофизические исследования скважин выполнялись в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах», а также согласно действующему в отрасли РД [92].

За основу был принят обязательный комплекс методов, разработанный для поисковоразведочных и эксплуатационных скважин платформенной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Комплексная интерпретация материалов ГИС проведена по 252 скважинам в интервалах продуктивных и перспективных пластов верхнего девона Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2-1</sub>, Дф<sub>2-2</sub> и их покрышек. Интерпретация проводилась по скважинам, равномерно расположенным на территории Оренбургской области, в которых был представлен наиболее полный комплекс ГИС, керновые исследования, испытания. Всего охарактеризовано 112 месторождений и площадей. Обработка и интерпретация данных ГИС по скважинам осуществлялась с использованием программных комплексов «ГеоПоиск» и «Techlog».

Общие исследования были выполнены во всех скважинах по всему разрезу в масштабе глубин 1:500 и включают в себя стандартный каротаж, гамма (ГК) и нейтронный-гамма (НГК) каротажи, кавернометрию, резистивиметрию и инклинометрию. Общие исследования позволили провести геологическое расчленение, осуществить корреляцию выдержанных реперов и отдельных толщ, уточнить строение комплексов пород.

Детальные геофизические исследования скважин проводились в интервалах продуктивных и перспективных отложений и были разделены на основные и дополнительные.

К основным детальным исследованиям относятся электрические методы: метод потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрия (КВ), боковое электрическое зондирование (БЭЗ) градиент зондами, микрозондирование (МКЗ), микробоковой каротаж (МБК), резистивиметрия (Рез), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК); радиоактивные методы: гамма (ГК) и нейтронный-гамма (НГК) каротажи; акустический каротаж (АК), гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКп), спекторометрия естественного гамма излучения (СГК).

Дополнительные детальные исследования включали: кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж АКШ, выполненный компанией Shlumberger в скважинах: 79 Покровско-Сорочинская, 906 Сорочинско-Никольская, 55 Врезовская, 347, 348 Восточно-Малаховских, 362 Восточно-Толкаевская, 74 Покровско-Сорочинская, 350 Восточно-Малаховская; спектральный гамма-каротаж, выполненый в 19 скважинах; импульсный нейтронный каротаж — в 22 скважинах; микроимиджеры (FMI - Shlumberger) - в 12 скважинах, нейтронный камма-каротаж

спектрометрический НГКс - в 12 скважинах, ядерно-магнитный каротаж (CMR) - в 28 скважинах.

Недостатком имеющегося комплекса ГИС является невыполнение в скважинах акустического и гамма-гамма плотностного каротажа, специальных методов ГИС — пластовых микроимиджеров и кросс-дипольного акустического каротажа. Отсутствие этих методов в карбонатном разрезе со сложным екостным пространством приводит к снижению информативности ГИС при интерпретации [29]. Качество материалов ГИС практически во всех скважинах хорошее и удовлетворительное. Основная часть материалов пригодна для количественных определений.

Бурение скважин и проведение геофизических исследований в интервале фаменских отложений проводилось на глинистых и полимерных растворах со следующими характеристиками: плотность 1.08 - 1.24 г/см<sup>3</sup>, вязкость 30.0 - 63.0 с, водоотдача 3.5 - 8.0 см<sup>3</sup>/30мин, удельное электрическое сопротивление 0.06 - 1.6 Ом·м. Вскрытие исследуемых отложений, осуществлялось долотом диаметром: 190 и 215.9 мм.

Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу, сильно минерализованы. По данным химического анализа проб минерализация пластовых вод составляет C=240-280 г/л NaCl, удельный вес составляет 1.131÷1.157 г/см.

Для достоверного определения расчётных параметров по данным ГИС, для исходных кривых была применена методика нормализации каротажа. Кривые радиоактивного каротажа нормировались по методу двух опорных пластов. В качестве опорных были выбраны интервалы плотных известняков и размытых глин. Данные акустического каротажа нормировались на основании значений интервального времени в свободной колонне, также акустический и плотностной каротажи нормировались относительно плотного непроницаемого пласта — известняка или доломита в интервале записи каротажа.

Объём полученной геофизической информации в комплексе с данными испытаний, керна, ГТИ позволил составить представление о геологическом строении пластов и их покрышек, выделить эффективные толщины коллекторов, определить характер их насыщения и оценить пористость, проницаемость и нефтенасыщенность.

# 4.2. Выделение коллекторов и оценка их параметров

В карбонатных пластах фаменского яруса  $3л_1$ ,  $3л_2$ ,  $Д\varphi_1$ ,  $Д\varphi_2$  преобладает поровый, поровокаверновый, а также трещинно-каверново-поровый типы коллекторов. По данным описания керна и шлифов трещинная составляющая чаще всего отмечается в пласте  $Д\varphi_2$ .

# 4.2.1. Выделение коллекторов

При выделении коллекторов и определении эффективных толщин использовались прямые методы, основанные на анализе данных: опробования пластов в открытом стволе и колонне, описания керна и шлифов, данных ГТИ (скорость проходки совместно с нагрузкой на долото, газопоказаний, нефтепроявлений по шламу), качественных геофизических признаках проникновения фильтрата бурового раствора в пласт [101, 117].

В случае отсутствия прямых признаков коллекторов, использовались косвенные количественные критерии, соответствующие границе «коллектор-неколлектор», которые были получены по данным керна путем построения связей "керн-керн" [42].

Граничные значения параметров были приняты в соответствии с подсчетами запасов по месторождениям района работ [42, 61, 130, 131, 135, 137, 138, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 160].

### 4.2.2. Оценка коэффициента пористости

Определение коэффициента пористости в скважинах с расширенным комплексом ГИС проводилось как по отдельным методам ГИС (НГК, АК, ГГКп), так и по их комплексу (АК-НГК, ГГКп-НГК). В скважинах, где был проведен ограниченный комплекс ГИС, пористость расчитывалась по методу НГК, который в достаточной степени компенсирует влияние скважинных условий и представлен в большинстве скважин.

Определение пористости карбонатных пластов по методу НГК проведено по апробированной методике ВНИИЯГГ [56] с использованием зависимостей двойного разностного параметра от пористости Kn=f(dJhk). За опорный пласт с минимальной пористостью принимались показания НГК в карбонатных породах тульского горизонта ( $Jhk_max$ ). В качестве опорного пласта с максимальной пористостью принимались показания НГК в интервале размытых глин бобриковского горизонта ( $Jhk_min$ ). Для изучаемых пластов с интенсивностью Jhk расчет двойного разностного параметра проводился по формуле 4.1:

$$dJ$$
нк = ( $J$ нк min) / ( $J$ нк max -  $J$ нк min), (4.1)

При наличии в пластах глинистого материала в значения пористости по НГК вводилась поправка, учитывающая глинистость по формуле 4.2 [35, 42]:

$$K_{\Pi} = W_{\Sigma}^{-} K_{\Gamma \Pi} * W_{CB},$$
д.ед., (4.2)

где  $K_{\text{гл}}$  - объемная глинистость,  $W_{\text{св}}$ -содержание связанной воды (в глинистом материале карбонатных пластов принималась равной  $0.20~\text{m}^3/\text{m}^3$  по аналогии с Бобровским месторождением). Величина объемной глинистости определялась по формуле 4.3:

$$K_{\Gamma\Pi} = C_{\Gamma\Pi} * (1 - K_{\Pi}),$$
 (4.3)

Весовая глинистость  $C_{r\pi}$  определялась по палетке Ларионова В.В. [47] для палеозойских отложений Волго-Уральской провинции и центральных районов России, с использованием двойного разностного параметра  $\Delta J_{r\kappa}$  по формуле 4.4:

$$C_{\Gamma\Pi} = ((1.9 - (3.61 - 3.6 \text{ dJ}_{\Gamma K})^{0.5})/1.8) * C_{\Gamma\Pi.Makc}.$$
 (4.4)

где dJгк - двойной разностный параметр ГК, расчитанный по формуле 4.5:

$$dJr\kappa = (Jr\kappa - Jr\kappa \min) / (Jr\kappa \max - Jr\kappa \min), \tag{4.5}$$

где Јгк - интенсивность  $\gamma$ - излучения исследуемого пласта; Јгк\_ min - интенсивность  $\gamma$ - излучения в опорном пласте с нулевой глинистостью; Јгк\_ max - интенсивность  $\gamma$ - излучения в опорном пласте глин. В качестве опорного глинистого пласта использовались глины бобриковского горизонта, содержание глинистой фракции (Сгл\_max), в которых принято равным 0.8 д.ед.

Поправка за влияние минерального состава пород вводилась в случае, если выделенный интервал по литотипу не являлся "известняком", а был представлен известняком доломитизированными или доломитом. Поправка в Кп<sup>НК</sup> за минеральный состав доломитов применялась по данным Резванова Р.А. и представлена уравнением 4.6 [88]:

$$\Delta \text{Kn.дол} = -0.269 * \text{Kn}^2 + 0.257 * \text{Kn}^{-0.001}$$
 (4.6)

Для определения пористости по акустическому каротажу использовалось уравнение среднего времени, которое для пород мономинерального состава имеет вид (4.7) [81]:

$$KπAK = (ΔTπ-ΔTcκ)/(ΔTж-ΔTcκ),$$
 (4.7)

где  $\Delta$ Тп,  $\Delta$ Тск,  $\Delta$ Тж - значение интервального времени продольной волны в коллекторе, в скелете породы ( $\Delta$ Тизв=155 мкс/м,  $\Delta$ Тдол=142 мкс/м), жидкости, насыщающей поровое пространство ( $\Delta$ Тж=540-560 мкс/м) соответственно. При Кгл > 10% из значений Кп<sup>AK</sup> вычиталась поправка за глинистость  $\Delta$ Кп.гл, которая рассчитывалась по формуле 4.8 [81]:

$$\Delta K_{\Pi}^{\Gamma\Pi} = K_{\Gamma\Pi} * (\Delta t_{\Gamma\Pi} - \Delta t_{cK}) / (\Delta t_{K} - \Delta t_{cK})$$

$$(4.8)$$

При расчете пористости по методу ГГКп применялось уравнение (4.9) [81]:

$$K_{\Pi} = (\sigma_{\text{ck}} - \sigma_{\text{o6}}) / (\sigma_{\text{ck}} - \sigma_{\text{w}}), \tag{4.9}$$

где  $\sigma_{ck}$  – плотность скелета -  $\sigma_{пол}$ =2.87 г/см<sup>3</sup>,  $\sigma_{изв}$ =2.71 г/см<sup>3</sup>.

Литологическая идентификация пластов по данным ГИС в интервале карбонатных отложений осуществлялась на основе комплексных палеток НГК-ГГКп, НГК-АК с учётом расчётного значения коэффициента глинистости и литологического описания керна и шлама. В разрезе были выделены известняки, известняки доломитизированные, доломиты, их глинистые разности, а также мергели и глины.

В качестве основного был использован метод оценки коэффициента пористости по комплексу НГК-ГГКп, затем, при отсутствии записи плотностного каротажа использовался

комплекс методов НГК-АК и, в случае отсутствия записи плотностного и акустического каротажа, пористость принималась по методу НГК. Такой подход дает возможность количественно оценить составляющие пористости (при сложном строении порового пространства), а также более достоверно произвести оценку Кп.

## 4.2.3. Определение характера насыщения коллекторов

При оценке характера насыщенности пластов-коллекторов учитывались результаты испытания пластов на приток, данные описания керна и шлама, повышенные газопоказания при бурении скважин, интервалы поглощения фильтрата бурового раствора, результаты ГДК/ОПК. [31, 42].

Нефтенасыщенные пласты характеризуются более высокими значениями кажущихся сопротивлений по сравнению с сопротивлениями водонасыщенных пластов, однако анализ полученных значений рп по скважинам показал, что значения УЭСп в одиночных маломощных и, как правило, водонасыщенных коллекторах часто завышены за счёт экранных влияний плотных высокоомных прослоев и повышающего проникновения бурового раствора. Характер насыщения в таких коллекторах оценивался, исходя из геологических обобщений по площади, т.е. по положению прослоя относительно водонефтяного контакта или по результатам испытаний. Из-за большой доли неопределенности граничных значений УЭС для оценки характера насыщения карбонатных коллекторов дополнительно на качественном уровне привлекалась методика нормализации НГК-БК, где основным критерием служит расхождение кривых БК и НГК в нефтенасыщенных коллекторах при совмещении их по однозначно водонасыщенным коллекторам [7, 42, 117].

### 4.2.4. Оценка коэффициента нефтенасыщенности

Определение коэффициента нефтенасыщенности проводилось по результатам определения УЭС образцов керна при 100 % и текущем водонасыщении по стандартной методике с использованием связей Рп=f(Кп) и Рн=f(Кв), принятым в соотвествии с подсчётами запасов месторождений [30, 42, 61, 131, 135, 137, 138, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 137160]. На этих месторождениях продуктивные пласты верхнего девона в различные годы были поставлены на баланс в ФБУ ГКЗ. Значения удельного электрического сопротивления пластовой воды приняты в соответствии с результатами лабораторных исследований химического состава пластовых вод.

#### 4.2.5. Оценка коэффициента проницаемости

Для расчёта коэффициента проницаемости использовался статистический метод оценки величины Кпр через взаимосвязь керновых данных этого параметра с величиной коэффициента

пористости  $K\pi$ = $f(K\pi p)$  с использованием уравнений, обоснованных в отчетах по подсчетам запасов месторождений [42, 61, 130, 131, 135, 137, 138, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 160].

# 4.3. Типизация пород флюидоупоров по данным ГИС

Качество флюидоупоров по данным ГИС оценивалось с применением комплексного подхода – типизации пород по данным каротажа на основе литотипов, установленных по данным комплексных лабораторных и седиментологических исследований кернового материала.

На достоверность прогноза типов и качества покрышек по данным каротажа скважин большое влияние оказывает полнота проведенного в скважинах комплекса ГИС. Полный комплекс ГИС, включающий акустический и плотностной каротажи, проведен в 35,7% скважин. Комплекс ГИС по 26,3% скважин, помимо стандартного каротажа, содержит только плотностной или только акустический каротажи. Скважины с ограниченным комплексом ГИС составляют 38%. В связи с различной охарактеризованностью скважин методами ГИС, радиоактивный каротаж, проведенный в 100% скважин, принят за основу при интерпретации и оценке качества покрышек по всем скважинам района работ. Методы акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажей использовались как дополнительные. Наиболее полно охаракеризованы комплексом ГИС и данными керновых исследований скважины, расположенные в пределах Бобровско-Покровского вала (Рисунок 4.1).

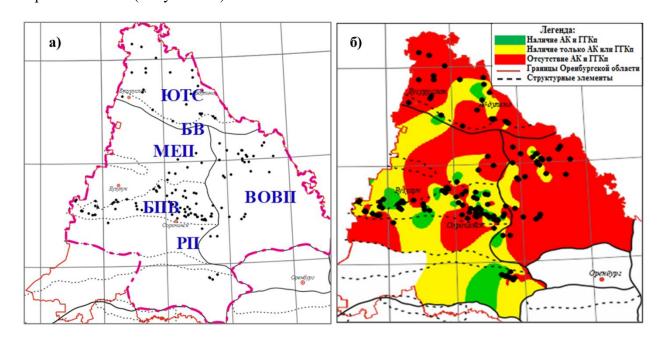


Рисунок 4.1 Полнота (а) и охарактеризованность (б) скважин комплексом ГИС

Методически прогноз вещественного состава на основе результатов ГИС выполнялся в несколько этапов. В начале исследования проводилась привязка данных керна к каротажу и

детальная геолого-геофизическая интерпретация в интервале фаменских коллекторов и покрышек по 252 скважинам, равномерно расположенным на изучаемой территории. Далее проведена литотипизация по данным керна из 19 скважин, в результате которой выделено шесть основных литотипов в зависимости от вещественного состава и ФЕС (Глава 3.1).

На втором этапе для каждого литотипа, выделенного по данным керна, построены гистограммы: показаний акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажей, относительных параметров гамма (ГК) и нейтронного (НК) каротажей - (dJгк и dJнк), коэффициентов пористости (Кп) и глинистости (Кгл), отношения показаний нейтронного каротажа (НК, усл. ед.) к гамма-каротажу (ГК, мкР/час) – (Jнгк/Jгк), показаний удельного электрического сопротивления (УЭС), и определен диапазон их изменения (Рисунок 4.2). Такой выбор методов и параметров обусловлен результатами анализа мирового и регионального опыта при исследовании свойств покрышек.

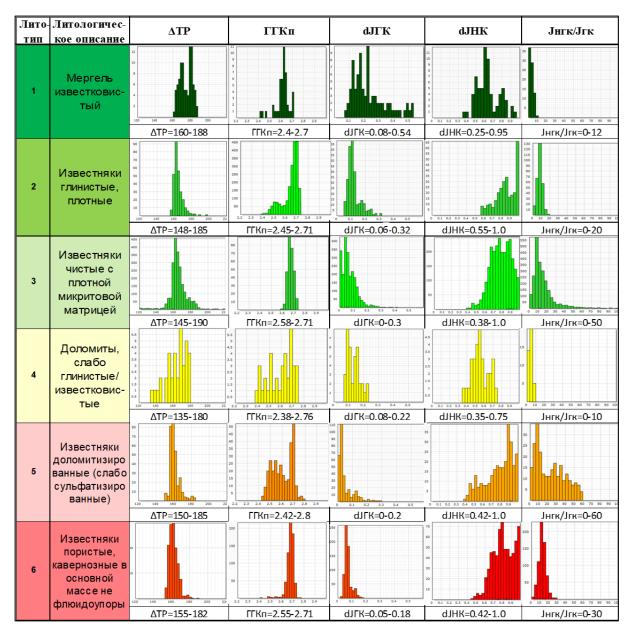


Рисунок 4.2. Гистограммы распределения показаний методов и параметров геофизических исследований скважин для литотипов, выделенных по данным керна [109]

Поскольку фаменские покрышки изучены керном фрагментарно по разрезу и неравномерно по площади исследования, то для восстановления их вещественного состава применена технология нейросстевого моделирования на основе использования полученных диапазонов изменения параметров ГИС (Рисунок 4.3). Нейросстевое моделирование проводилось с помощью специального модуля Ipsom ПО «Techlog», в основе которого лежит кластеризация со слоем Коханена. Найден наиболее удобный алгоритм построения многомерной взаимосвязи между керновыми и каротажными данными. Задача размещения входных данных по кластерам состояла в том, чтобы близкие значения различных параметров ГИС оказались в одной категории (литотипе). Сначала проведено обучение нейронной сети на скважинах, в которых по данным керна 19 скважин выделены литотипы покрышек ЛТ1-ЛТ6, а потом эти литотипы распространены на скважины, в которых имелись только каротажные данные, что позволило восстановить состав пород-покрышек и их литотипы в скважинах, не охарактеризованных керном.

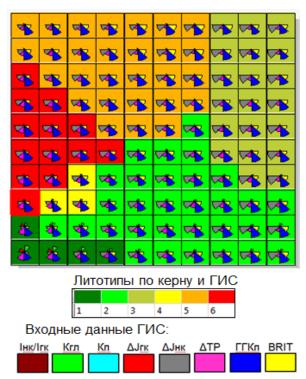


Рисунок 4.3. Самоорганизующаяся карта Коханена

Установлено, что наиболее информативными при выделении литотипов в покрышках являются следующие параметры: Jнк/Jгк, dJгк и dJнк, Кгл и Кп.

Такой подход можно использовать для типизации пород по скважинам, которые расположены на удалении от уже известных месторождений, в которых нет испытаний и данных керна. Однако необходимо учитывать, что для проведения такой работы в скважинах должен быть выполнен представительный комплекс ГИС. Чем меньшим количеством каротажных данных охарактеризован разрез, тем меньшая достоверность будет достигнута при литотипизации флюидоупоров.

На рисунке 4.4 видно, что литотипы, выделенные по данным керна, согласуются с литотипами, выделенными по данным ГИС с использованием нейронных сетей.

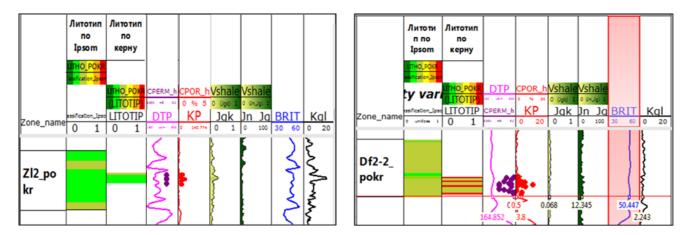


Рисунок 4.4. Пример типизации покрышек по данным ГИС на основе литотипов, выделенных по данным керна

На рисунке 4.5 представлено сопоставление параметров dJгк и dJнк, которое стало основой для выделения типов покрышек в разрезе по данным ГИС и помогло установить граничные значения двойных разностных параметров dJгк и dJнк для каждого литотипа покрышек [21, 111, 115].

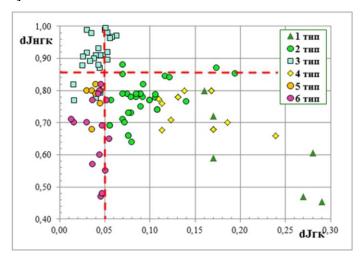


Рисунок 4.5. Сопоставление параметров dJгк и dJнк в интервале покрышек на основе литотипов, выделенных по керну [109]

Установлено, что фаменские покрышки имеют сложное строение и чаще всего представляют собой сочетание различных литотипов. Литологический состав потенциальных покрышек также весьма разнообразен, в разрезе встречаются вариации и сочетания типов покрышек [72].

Основные встречаемые типы покрышек [66, 109]:

- ПК 1 (ЛТ1) преимущественно глинистые породы;
- ПК 2 (ЛТ2+ЛТ1) чередование глинистых карбонатов и глинистых пород;

- ПК 3 (ЛТ3+ЛТ5+ЛТ6) чистые карбонатные породы;
- ПК 4 (ЛТ4+ЛТ2+ЛТ1) глинистые карбонатные породы;
- ПК 5 (ЛТ5+ЛТ2+ЛТ4) чередование чистых и глинистых карбонатов

Из таблицы 4.1 видно, что глинистые покрышки типа ПК1 (ЛТ1) и глинисто-карбонатные покрышки типа ПК2 (ЛТ2+ЛТ1), ПК4 (ЛТ4+ЛТ2+ЛТ1) представлены преимущественно глинистыми породами, чередованием глинистых карбонатов и глинистых пород. Характеризуются по каротажу значениями dJгк>0.05-0.15 и dJнк < 0.8, являются качественными флюидоупорами. Типы карбонатных покрышек ПК5 (ЛТ5+ЛТ3+ЛТ4) и ПК6 (при dJгк<0.05 и dJнк<0.86) относятся к флюидоупорам низкого и среднего качества. Характеризуются низкой глинистостью, средней и высокой карбонатностью, часто имеют трещины и мелкие каверны.

Интерес представляют карбонатные покрышки типа ПКЗ (ЛТЗ+ЛТ5+ЛТ6), породы которых имеют значения dJгк<0.05 и dJнк>0.86 (Рисунок 4.6, Таблица 4.1). По данным РСА они представлены неглинистыми плотными известняками с карбонатным микритовым цементом. При отсутствии керновых данных очень сложно по результатам ГИС определить качество такой покрышки. В случае неоднородной покрышки преобладание литотипа ЛТЗ увеличивает вероятность появления качественного флюидоупора. На Боголюбовском и Тананыкском месторождениях Оренбургской области, покрышки такого типа удерживают залежи углеводородов высотой около 30-40 м.

Таблица 4.1. Критерии выделения типов покрышек по данным ГИС [72, 109]

Xapa	ктеристи	Критерии по геофизическим параметрам			
Характерис- тика покрышек	Лито- тип по керну	Литологическое описание покрышек	Тип по ГИС	∆Јгк	∆Јнк, УЭС
Глинистые	ЛТ1	Мергели известковистые (глин до 75%, кальцита более 25%)	ПК1	>0.15	∆Јнк <0.80
Глинисто-	ЛТ2	Известняки глинистые, желваковые, плотные (кальцита до 75%, глин более 25%)	ПК2	>0.05	0.64<∆Јнк<0.86
карбонат- ные	ЛТ4	Доломиты глинистые, известковистые (доломита более 50%, кальцита до 20%, глин до 25%)	ПК4	>0.1	ΔЈнк <0.80
	ЛТ3	Известняки чистые с плотной микритовой матрицей (кальцита более 90%)	ПК3	< 0.05	∆Јнк >0.86, УЭС>100 Омм
Карбонат- ные	ЛТ5	Известняки доломитизированные, слабо сульфатизированные (кальцита до 60%, доломита до 30%, глин менее 10%)	ПК5	<0.05	0.68<ДЈнк<0.86
	ЛТ6	Известняки пористо-кавернозные, трещинноватые, кальцита более 75%. (ложная покрышка).	ПК6	<0.05	ΔЈнк <0.86

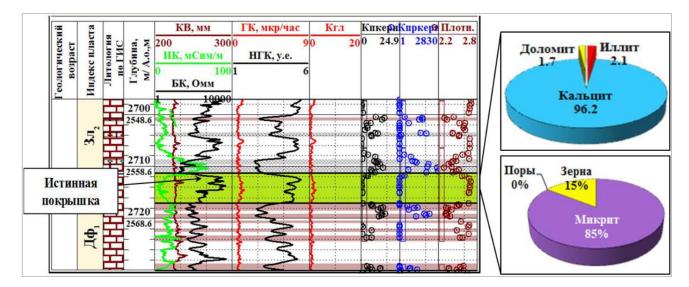


Рисунок 4.6. Характеристика данных ГИС и минеральный состав карбонатной покрышки типа ПК3 по данным рентгеноструктурного анализа и описания шлифов керна, скв. 680 Боголюбовского месторождения [109, 111]

Установлено, что наличие микритового цемента в покрышке типа ПКЗ приводит к повышению удельного электрического сопротивления (УЭС), поэтому для нее принят дополнительный критерий – УЭС>100 Омм (Рисунки 4.6, 4.7).

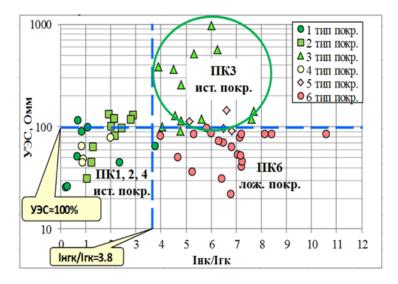


Рисунок 4.7. Сопоставление УЭС и параметра Јнгк/Јгк для разных типов покрышек [109]

# 4.4. Обоснование количественных критериев выделения истинных фюидоупоров по данным ГИС

Как отмечал Г.Э. Прозорович [87], к изучению флюидоупоров необходимо применять комплексный подход. Прогноз оптимальных соотношений свойств покрышек и пластоврезервуаров проводится только на стадии детальных поисков, когда уже накоплен большой статистический материал для выявления продуктивных и водоносных пластов.

Теория трехслойного строения природных резервуаров появилась в 70-х годах прошлого столетия благодаря работам Б.В. Филипова (1967) [97], В.Д. Ильина (1982) [40, 41], А.М. Хитрова [46], П.Т. Савинкина [105, 106], В.И. Пороскуна [18], А.А. Ханина, П. Тейлора, Д. Смита и др. Ее суть заключается в том, что в слабопроницаемых толщах пород над коллекторами выделяются флюидоупоры и промежуточные по своим свойствам пласты — промежуточные комплексы (как было предложено Б.В. Филиповым) [97]. Позднее, В.Д. Ильиным, было введено понятие истинная (ИП) и ложная покрышки (ЛП), которые были использованы автором в этой работе [41]. Ложные покрышки не являются препятствием для миграции углеводородов и могут нести признаки нефтегазонасыщенности [3, 4, 12, 13, 89, 106, 116].

Пример трехслойного строения резервуара показан на рисунке 4.8, где по описанию керна истинная покрышка (см. рисунок 4.8, зеленый цвет) в кровельной части представлена серым пелитоморфным известняком с многочисленными включениями и прожилками глинистого материала (покрышка типа ПК2). В подошве слоя расположен прослой мергеля 30 см (покрышка типа ПК1), который по данным ГИС характеризуется повышенными значениями интенсивности на кривой гамма-каротажа, низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств: Кп=0.4-1.3%, Кпр=0.01 мД. Качество такой покрышки подтверждается получением фонтанного притока нефти в результате испытания пласта  $3n_2$  заволжского надгоризонта.

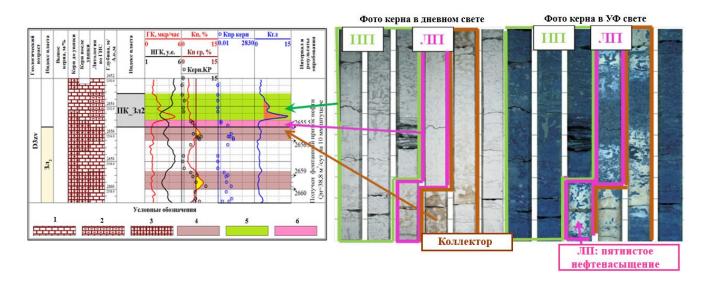


Рисунок 4.8. Пример трехслойного строения резервуара по данным керна и ГИС 1 - известняк; 2 - известняк глинистый; 3 - известняк доломитизированный; 4 - нефть; 5 - истинная покрышка; 6 - ложная покрышка

Между истинной покрышкой и коллектором пласта  $3л_2$  расположен интервал ложной покрышки (см. рисунок 4.8, розовый цвет), представленный известняком, участками трещиноватым, с мелкоамплитудными стилолитами, очень тонкими, заполненными глинистоорганическим материалом или кальцитом (покрышка типа ПК6). По фото и описанию керна

отмечаются признаки нефтенасыщенности. Коэффициент пористости и проницаемости по данным керна выше, чем в истинной покрышке (Кп = 3.9-4.6 %, Кпр = 0.03-0.3 мД). По физическим свойствам этот интервал мог бы быть непроницаемым для углеводородов, но текстурные особенности — наличие трещин, стилолитов делают его флюидопроводящим, не способным экранировать залежи углеводородов.

Осложняющим фактором качественной оценки флюидоупорных свойств, является достаточно резкое фациальное замещение по латерали одних типов покрышек на другие, поэтому необходимое условие отнесения пласта к истинным покрышкам - его коррелируемость во всех скважинах региона (межрезервуарные покрышки) или, в пределах отдельной площади, зоны, месторождения (внутрирезервуарные покрышки) [105].

Истинность покрышки, как пласта, контролирующего залежи углеводородов, определяется с помощью следующих приемов интерпретации материалов ГИС.

Одним из наиболее распространенных и простых способов является корреляция выделенных пластов-покрышек с показаниями газового каротажа. Покрышки, которым соответствуют нулевые или фоновые показания по газовому каротажу могут быть отнесены к истинным при этом должно учитываться их положение по отношению к пластам-коллекторам, продуктивность которых уже доказана результатами испытаний или прогнозируется по данным ГИС [45, 46, 105].

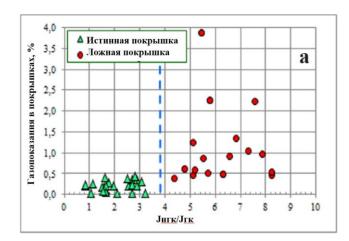
При сопоставлении газопоказаний в истинных и ложных покрышках в зависимости от литологического параметра - отношения показаний нейтронного к гамма-каротажу (Јнгк/Јгк) (Рисунок 4.9а) установлено, что истинные покрышки характеризуются низкими фоновыми газопоказаниями, в которых общий газ TG < 0.4% и средним значением параметра JHrk/Jrk < 3.8 (мин.=3.2, макс.=4.3). Наоборот, пласты ложных покрышек имеют повышенные и высокие значения газопоказаний TG > 0.4% и JHrk/Jrk ср>3.8.

Использование параметра Јнгк/Јгк, "чутко" реагирующего на литологическое изменение разреза, показало хорошие результаты. Единственное условие, при котором такой подход будет работать, это хорошее качество кривых радиоактивного каротажа, поэтому особое внимание уделялось оценке качества данных, и, в случае необходимости, их нормированию. При использовании отношения dJнк/dJгк контраст для истинной и ложной покрышек несколько меньший, но этот подход также был применен.

Параметр, который в значительной степени влияет на качество карбонатных покрышек – глинистость. По данным РСА глинистые минералы в фаменских покрышках представлены группами гидрослюд и смешанно-слойных образований гидрослюда-монтмориллонит-хлоритового ряда (Глава 3), что может обеспечивать выполнение ими роли надежных экранов вне связи с их мощностью [77, 105, 107].

Сопоставление коэффициента глинистости с параметром Јнгк/Јгк на рисунке 4.96 показывает, что увеличение глинистой компоненты улучшает изолирующие характеристики покрышек. При среднем значении параметра Јнгк/Јгк<3,8 в ИП наблюдается увеличение коэффициента глинистости с 4% и выше, тогда как в ЛП значение коэффициента глинистости минимально.

Исключение составляют карбонатные покрышки типа ПК3, представленные чистыми известняками (кальцита>90%), очень плотными, с микритовым цементом (цемента>85%) (см. рисунки 4.6, 4.7), для которых помимо газопоказаний, глинистости, параметра отношения Јнгк/Јгк необходимо использовать дополнительный критерий - УЭС>100 Омм.



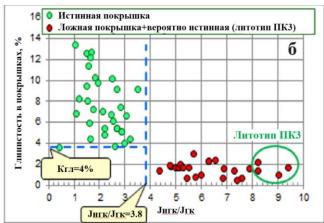


Рисунок 4.9. Сопоставление газопоказаний с параметром Јнгк/Јгк (а) и коэффициента глинистости с параметром Јнгк/Јгк (б) в покрышках с учетом результатов испытаний [109]

На рисунке 4.10 показан пример оценки качества покрышек по данным ГИС. В кровле пласта 3л2 в интервале 2814-2816.4 м - прослой ИП (см. рисунок 4.10, зеленый цвет) мощностью 2.4 м с низкими газопоказаниями до 0,07%, пониженными значениями параметра Јнгк/Јгк<3.8, наличием глинистой компоненты по данным гамма-каротажа, отсутствием проницаемости по данным кросс-дипольного акустического широкополосного каротажа.

Интервал 2816.4-2820 м мощностью 2.6 м, расположенный между подошвой ИП и кровлей нефтенасыщенного коллектора, можно охарактеризовать как ЛП (см. рис. 4.10, розовый цвет). Обладая ничтожно малой полезной емкостью, ЛП имеет проницаемые по волне Стоунли интервалы, повышенные газопоказания, низкие показания кривой ГК, высокие значения параметра Јнгк/Јгк>3.8.

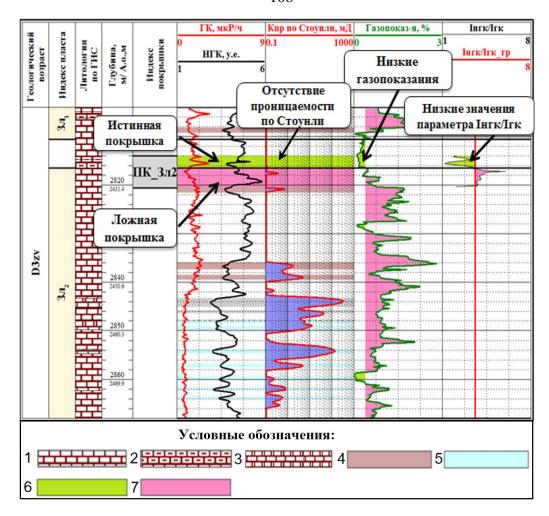


Рисунок 4.10. Планшет с оценкой качества покрышек по данным ГИС

1 — известняк, 2 — известняк глинистый, 3 — известняк доломитизированный, 4 нефть, 5 — вода, 6 — истинная покрышка, 7 — ложная покрышка [109]

Еще один критерий, который использовался для оценки качества флюидоупоров и определения их геомеханической прочности - хрупкость, т.е. способность породы к растрескиванию. Породы, обогащенные карбонатным материалом, являются более хрупкими, чем породы, содержащие глинистую компоненту. Наличие трещиноватости в породахфлюидоупорах значительно снижает их экранирующие свойства, поэтому именно механически ослабленные (хрупкие) породы будут относиться к ЛП или пласту-коллектору [11, 15, 109].

Для определения параметра хрупкости использовались данные кросс-дипольного широкополосного акустического и плотностного каротажей. Способ основан на расчете значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона, характеризующих упругие свойства пород. На основании откалиброванных механических параметров рассчитывалась половина суммы двойных разностных параметров коэффициента Пуассона и модуля Юнга, называемая динамическим индексом хрупкости или псевдохрупкостью пород (BRIT) по уравнению Ричарда Рикмана (4.10):

$$BRIT = \left(\frac{E - E - min}{E - max - E - min} + \frac{v - v - max}{v - min - v - max}\right)/2 \tag{4.10}$$

где BRIT – динамический индекс хрупкости или псевдохрупкость (%), Е и v – значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона, Emin, Emax и vmin, vmax – соответственно, минимальные и максимальные значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона в изучаемом разрезе.

На рисунке 4.11а представлено сопоставление коэффициента Пуассона и модуля Юнга с учетом параметра псевдохупкости, где видно, что чем выше значение модуля Юнга и ниже значения коэффициента Пуассона, тем более хрупкая порода. В результате сопоставления псевдохрупкости в покрышках и параметра отношения Јнгк/Јгк с учетом результатов испытаний скважин (Рисунок 4.11б), получено граничное значение псевдохрупкости, которое изменяется в диапазоне 47-49%. Интервалы с повышенными значениями хрупкости (> 50%), как правило, характеризуются густой сеткой мелких трещин, наличием техногенных нарушений, низкой емкостью и часто формируют ЛП [109, 111].

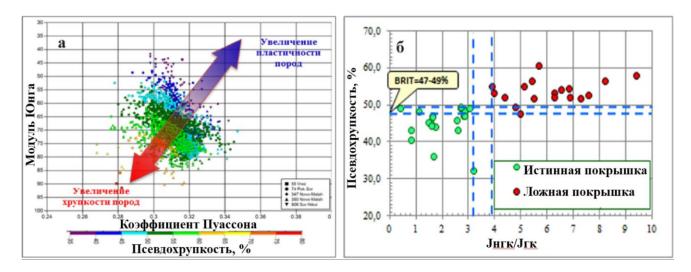


Рисунок 4.11. Сопоставление коэффициента Пуассона с модулем Юнга (а) (шифр – псевдохрупкость) и псевдохрупкости с параметром Јнгк/Јгк с учетом результатов испытаний скважин (б) [109]

В анализе участвовали успешные и неуспешные по результатам бурения и испытаний скважины, расположенные в купольной части структур.

Для оценки псевдохрупкости в скважинах с ограниченным комплексом ГИС получена регрессионная зависимость интервального времени пробега продольной волны от псевдохрупкости по скважинам с наличием данных кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (4.11) (Рисунок 4.12а).

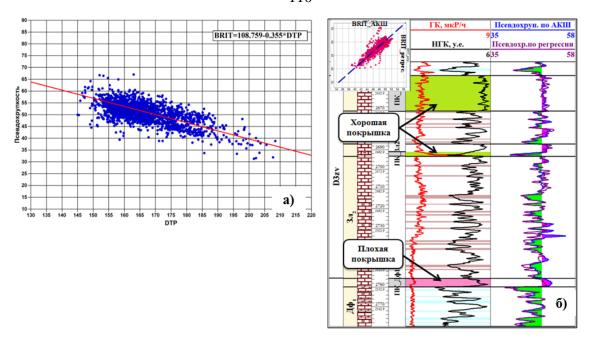


Рисунок 4.12. Сопоставление: интервального времени продольной волны (DTP) от псевдохрупкости (BRIT) по скважинам с данными кросс-дипольного АКШ (а); планшет ГИС с сопоставлением псевдохрупкости, расчитанной по АКШ и уравнению регрессии (б)

Сопоставление кривых псевдохрупкости (BRIT), рассчитанных, по регрессии (4.11) и по данным кросс-дипольного АКШ показывает удовлетворительную сходимость исходных и рассчитанных по регрессии кривых (Рисунок 4.126).

Согласно классификации Э.А. Бакирова [8, 9] фаменские флюидоупоры по литологическому составу могут быть как однородными, так и неоднородными, состоящими из пород различного литологического состава, смешанными и расслоенными. По площади распространения фаменские покрышки относятся к региональным (ПК\_ $3\pi_1$ ) и зональным (ПК\_ $3\pi_2$ , ПК\_ $3\pi_2$ , ПК\_ $3\pi_2$ , ПК\_ $3\pi_3$ , ПК\_ $3\pi_4$ , ПК\_ $3\pi_4$ , по соотношению с этажами нефтегазоносности – к внутриэтажным.

Чтобы оценить качество флюидоупора, необходимо выяснить процентное содержание в ней типов ПК1-6. Эта задача решалась путем расчета отношения толщины каждого типа ПК к общей толщине покрышки. В результате получалось соотношение типов ПК в процентах, которое в сумме равно 100% [158].

Если в объеме покрышки присутствует только определенный тип, то покрышка соответствует этому типу  $\Pi$ К.

Если в объеме покрышки встречаюся два типа ПК (пример: ПК1 >60%, а ПК3 <40%), то покрышка относится к ПК1. Если ПК1 <60%, а ПК3 >40%, то - к промежуточному варианту, т.е. ПК2.

Если в разрезе покрышки встречаются все три основных ПК (пример: ПК1 - 20%, ПК3 – 30%, ПК5 – 50%), то такая покрышка относится к ПК5. Если процентное соотношение ПК примерно равное, то - к промежуточному типу ПК4 [115].

Как показал анализ керна и результатов интерпретации ГИС, в составе покрышки могут присутствовать прослои, которые можно отнести к малоемким коллекторам. Такие прослои в покрышке могут чередоваться с плотными изолирующими прослоями, а также могут присутствовать в нижней части покрышки, в результате чего ловушка приобретает сложное трехслойнное строение (резервуар - ЛП - ИП).

По сути, присутствие малоемких коллекторов в разрезе покрышки нарушает ее монолитность, что однозначно ухудшает флюидоупорные качества. В этом случае не всегда можно достоверно определить перемычку, претендующую на роль покрышки. Принимая во внимание этот осложняющий фактор, использован параметр оценки степени однородности (Ксо) или монолитности покрышки, отражающий изменчивость характеристик покрышки по площади и разрезу из-за наличия разных типов пород, а также учитывающий неоднородность и особенности сочетания разных типов покрышек и малоемких коллекторов [11]. При уменьшении значений от 1 к 0 флюидоупорные свойства ПК ухудшаются до ложной покрышки [115]. Расчет Ксо производился по формуле 4.12:

$$Kco = 1 - (Hлп / Hoп), где$$
 (4.12)

Ксо — коэффициент степени однородности, Ноп - общая толщина покрышки, Нлп — толщина ложной покрышки.

Определение критического значения степени однородности покрышки проведено в скважинах, где существование или отсутствие покрышки подтверждено результатами испытаний (Рисунок 4.13, Таблица 4.2). Критическое или граничное значение Ксо приходится на уровень 0.2 - для глинистых покрышек, 0.3 — для глинисто-карбонатных и 0.43 - для карбонатных покрышек [111].

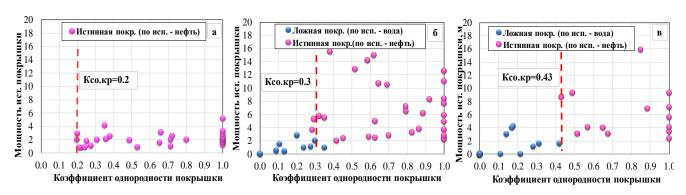


Рисунок 4.13. Сопоставление: коэффициента однородности покрышки (Ксо) и мощности истинной покрышки с учетом результатов испытаний для: глинистых (а), глинисто-карбонатных (б), карбонатных (в) покрышек [109]

На флюидоупорные характеристики покрышек влияют не только принадлежность к определенному типу, но и ее толщина. Можно считать установленным, что при однородном составе покрышки высота залежи находится в прямой зависимости от мощности покрышки, т.е. чем более мощная покрышка, тем полнее ловушка заполнена углеводородами [19]. Однако наличие выдержанной и достаточной толщины покрышки не всегда является обязательным условием ее качества. Большая кривизна замка складки может привести к разуплотнению покрышки в области максимальных перегибов, причем по геофизическим параметрам данную покрышку можно ошибочно отнести к качественной.

В ряде случаев покрышка или, точнее, полупокрышка при определенных критических значениях давления в залежи может стать проницаемой, а при снижении давления флюидоупорные свойства покрышки могут восстанавливаться. Таким образом, вопрос о минимальной мощности покрышки однозначного решения не имеет.

Сопоставления общей и истинной мощности покрышек (Рисунок 4.14, Таблица 4.2) от высоты залежей построены с учетом типизации флюидоупоров по литологическому составу. Для глинистых покрышек критическое значение мощности ИП составило 1,0 м, для глинисто-карбонатных — 2,1 м и карбонатных покрышек — 2,4 м [72, 109, 115]. Расчет мощности ИП проводился путем вычитания из общей толщины покрышки (Ноп) суммарной толщины малоемких или ложных прослоев покрышки (Нлп), т.е. Нип = Ноп — Нлп.

Таблица 4.2. Изменение высоты залежи в зависимости от мощности и типа истинной покрышки [109]

Тип покрышки	Мощность покрышки общая/истинная			Высота залежи			Степень однородности		Литологический состав покрышки		
	МИН	макс	сред.	МИН	макс.	сред	мин.	сред			
Глинистые	1.2/ 1.0	16.8/ 5.2	4.2/ 2.1	3.6	61.4	30	0.20	0.54	<b>ПК1.</b> Преобладают мергели, глинистые породы (глин. до 75%)		
Глинисто- карбонатные	2.3/2.1	40.8/ 18.9	14.4/ 8.4	4.9	60.0	24.3	0.30	0.69	ПК2. Чередование глинистых карбонатов и глинистых пород (глин до 50%) ПК4. Преобдладают глинистые карбонатные породы (глин < 25%)		
Карбонатные	2.4/ 2.4	20.2/	8.2/ 6.2	4.9	30.6	16.8	0.43	0.80	ПКЗ. Чистые плотные карбонаты (кальцита > 90%) ПК5. Чередование чистых и слабо глинистых карбонатов (глин < 8-10%, карбонаты < 90%)		

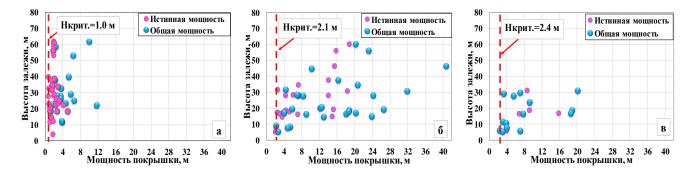


Рисунок 4.14. Сопоставление общей и истинной мощности покрышки от высоты залежи для: глинистых (а), глинисто-карбонатных (б), карбонатных (в) покрышек [109]

На сопоставлениях видно (Рисунок 4.14а), что в карбонатных и глинисто-карбонатных покрышках существует слабый тренд зависимости мощности покрышки от высоты залежи ( $R^2$ =0,16-0,19), а в глинистых покрышках зависимость для общей мощности покрышки практически отсутствует. В методическом руководстве ВНИГНИ, составленном в 1986 г. В.Д. Ильиным и др. авторами, написано: «Толщина покрышки является важным фактором, влияющим на качество покрышек, хотя корреляционной зависимости между толщинами покрышек и высотами залежей не существует». Таким образом, еще в 1980-е гг. исследователями, отмечено, что не всегда существует прямая зависимость мощности покрышки от высоты залежи.

Существуют скважины, где глинистая покрышка (Рисунок 4.14а), представленная мергелем мощностью 2 м, может удерживать залежи углеводородов до 50-60 м. Это прежде всего связано с минералогическим составом глинистой компоненты, однородностью покрышки. Еще одной причиной может служить недоуплотненность глин и высокие капиллярные давления, превышающие давление в пласте-коллекторе.

В глинисто-карбонатных покрышках (Рисунок 4.14б) другая ситуация. Чтобы удерживать залежи высотой 40-60 м, мощность покрышки должна составлять около 15-25 м, что гораздо больше, чем мощность чистой глинистой покрышки.

Карбонатные покрышки (Рисунок 4.14в) способны удерживать залежи меньшие по высоте. При мощности покрышек 15-20 м максимальная высота залежи составляет 30 м. Результаты экспериментов показали, что даже в тектонически активных зонах сохранение экранирующих свойств в глинистых пластах более вероятно, чем в чисто карбонатных, склонных к трещинообразованию.

При построении карт толщин ИП (Нип) фаменских залежей при толщине ИП меньше Нкр, покрышка принималась за ЛП [109, 111].

#### 4.5. Прогноз качества флюидоупоров по результатам геомеханического моделирования

По данным керна и ГИС установлено различие упругих параметров (Vp, Vs, модуля Юнга, плотности) в покрышке и коллекторе (см. рисунки 1.17-1.21). Это явилось предпосылкой к проведению геомеханического моделирования.

На основе специального анализа имеющейся геолого-геофизической информации, а также результатов лабораторных исследований керна на упруго-прочностные свойства был предложен новый подход с привлечением данных 3D сейсморазведки и геолого-геомеханического моделирования, который позволил на качественном уровне выполнить картирование благоприятных зон с точки зрения оценки качества покрышки и минимизировать риски поискового бурения. Представленная технология оценки качества покрышек впервые была применена на месторождениях АО «Оренбургнефть» ПАО «НК «Роснефть» [108].

#### 4.5.1. Методика исследований

Чтобы реализовать на практике возможности геомеханики для целей прогноза качества флюидоупоров, необходимо иметь геомеханическую модель, в которой помимо распределения свойств горных пород на основе данных ГИС и лабораторных исследований керна учитывается напряженное состояние пород [93].

Основными величинами, полностью характеризующими упругие свойства изотропной породы, являются: *модуль Юнга (Е)* - свойство породы сопротивляться растяжению или сжатию при упругой деформации, характеризующий жесткость породы; *коэффициент Пуассона (v)* - величина отношения деформации относительного поперечного сжатия к деформации при относительном продольном растяжении, зависит преимущественно от типа породы.

Горная порода снаружи испытывает влияние основных (нормальных) и сдвиговых напряжений. Основными напряжениями являются: вертикальное напряжение  $\sigma_{V_i}$  а также максимальное горизонтальное  $\sigma_{H}$  и минимальное горизонтальное  $\sigma_{h}$  напряжения.

Внутри пористого пространства породы содержится флюид, который оказывает воздействие на стенки пор и формирует эффективное напряжение, воздействующее на скелет горной породы. Разница основного напряжения и эффективного - есть поровое давление – Рр (Рисунок 4.15). Вертикальное напряжение, создаваемое весом вышележащих горных пород, рассчитывается методом интегрирования плотности с глубиной по данным плотностного каротажа. Поровое давление определяется по каротажу и гидродинамическим исследованиям (ГДИС), если они присутствуют. Горизонтальные напряжения являются функцией вертикального напряжения, порового давления, модуля Юнга, коэффициента Пуассона, константы Био и тектонических деформаций [121].

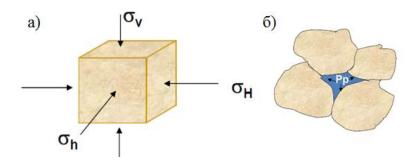


Рисунок 4.15. Направление основных напряжений — (a), схема воздействия порового давления — (6) [108]

Для оценки напряжённого состояния пород необходимо наличие следующих данных: скорости продольных и поперечных волн по результатам проведения кросс-дипольного широкополосного АК и данные сейсморазведки, гамма-каротаж, коэффициент пористости, плотность, глинистость, литологический состав пород, анизотропия свойств породы [38]. Ориентацию напряжений оценивают по комплексам кросс-дипольного АКШ, пластовых микроимиджеров, данным многорычажных ориентированных каверномеров. Геомеханическая модель калибруется на замеры поровых (пластовых) давлений, на давления разрыва и закрытия микротрещины ГРП, на данные из буровых отчётов и ГТИ. Также важную роль в калибровке играет механическое тестирование керна.

Основная идея предлагаемой методики заключается в расчете потенциальных природных напряженных барьеров путем комплексирования результатов геомеханического моделирования с пространственным анализом данных сейсморазведки (AVO-инверсия).

Такой подход уже был опробован на ряде месторождений в терригенных отложениях и опубликован в статьях, в соответствии с которыми напряженные барьеры можно вычислить несколькими способами:

- 1. Определение разности минимального горизонтального напряжения в перекрывающем и подлежащем слоях [127];
- 2. Через эффективные напряжения, где зоны пониженных значений характеризуют низкое качество покрышки и потенциальные пути миграции флюида [127];
- 3. Как разность давления флюида на заданной глубине с минимальным горизонтальным напряжением в предполагаемой покрышке [120].

Для фаменских карбонатных флюидоупоров впервые был адаптирован и апробирован подход 1 [127]. Основное предположение заключается в том, что в пласте-покрышке минимальное горизонтальное напряжение должно быть выше, чем в пласте-коллекторе. Наличие положительной разности напряжений (контраста) между покрышкой и залегающим под ней пластом-коллектором может интерпретироваться как высокая вероятность наличия качественной

покрышки, что означает минимальный риск утечек флюида через породы со сходн<del>ым</del>и напряжениями.

Для достижения поставленной цели был разработан поэтапный план работ, включающий выполнение следующих задач:

- 1. Проведение анализа исходной информации: данных расширенного комплекса ГИС (DTP, DTS, RHOB) на предмет количества, качества и полноты записи каротажа, геологической корреляции, интерпретации данных ГИС;
  - 2. Восстановление отсутствующих интервалов записи кривых по разрезу;
- 3. Анализ керновых исследований по петрофизике и геомеханике, построение предварительных корреляционных зависимостей для расчета упруго-прочностных свойств;
- 4. Оценка имеющейся информации для калибровки модели поровых давлений и горизонтальных напряжений, построение трендов уплотнения, расчет поровых давлений, вертикальных и горизонтальных напряжений для оценки контраста межпластовых границ вдоль ствола скважины;
- 5. Анализ результатов интерпретации данных сейсморазведки 3D, включая конвертированные в глубины результаты сейсмической AVO-инверсии данных 3D-сейсмики. На основе куба акустического импеданса проведение сопоставлений корреляционных зависимостей с геомеханическими параметрами для распространения упругих свойств в 3D;
- 6. Расчет горизонтальных напряжений по площади (псевдо-3D) и оценка контраста на границах между флюидоупором и пластом-коллектором;
- 7. Расчет величины напряженных барьеров по опорным скважинам и по площади. Проведение верификации модели по результатам петрофизического анализа на «слепых» скважинах.
- 8. Использование результатов расчетов напряжений и контраста перемычек в комплексе с оценкой качества покрышек по данным ГИС и керна для планирования точек заложения скважин.

# 4.5.2. Анализ исходных данных, расчет статических упругих модулей, расчет вертикального напряжения и порового давления

В результате анализа исходной информации было установлено, что наиболее приемлемым объектом, отвечающим требованиям для проведения геомеханического моделирования, является Новомалаховская площадь, расположенная в восточной части Бобровско-Покровского вала Оренбургской области. Скважины №347 и №348, расположенные в пределах этой площади были выбраны в качестве опорных, так как в них был проведен расширенный комплекс ГИС. В остальных скважинах прописан стандартный комплекс ГИС и для их привлечения в

геомеханическое моделирование потребовалось восстановление недостающих параметров на основе корреляционных зависимостей по опорным скважинам.

Значение градиента пластового давления изменяется от 0.99 до 1.11 г/см<sup>3</sup> (нормальное давление соответствует гидростатическому столбу жидкости весом 1.03 г/см<sup>3</sup>), что позволяет сделать предположение о наличии незначительного аномально высокого пластового давления в целевых интервалах пластов-коллекторов.

Калибровочная информация по напряженному состоянию (данные ГРП, MDT stress test, микроимиджеров) на площади отсутствует, что может вносить неопределенность в последующие расчеты контрастов напряжений межпластовых перемычек.

Анализ исходных данных по площади показал, что текущие исследования являются пригодными для расчета непрерывных профилей упругих свойств и напряжений на качественном уровне. Для количественного анализа требуется доизучение площади, и проведение расчетов напряженно-деформированного состояния массива пород с учетом разломов, трещиноватости и тектоники района с привлечением специализированного программного обеспечения.

Процесс геомеханического моделирования начинался с определения механических фаций по данным стандартных и специальных комплексов ГИС. Преобладание в разрезе фаменской толщи карбонатных пород затрудняло выделение механических типов пород акустическими методами, ввиду незначительных различий пород по пористости. Наиболее контрастные вариации профилей упругих свойств связаны с изменением в составе породы глинистой составляющей, которая хорошо проявляется в изменении модуля Юнга. Дополнительно для анализа привлекались результаты петрофизической интерпретации.

Расчеты геомеханических динамических свойств основываются на данных скоростей продольных и поперечных волн, а также плотности пород. Для расчета напряженного состояния использовались статические геомеханические параметры - результаты определения упругих и прочностных свойств по данным керновых исследований, выполненных в скважинах №365 и №405 Новомалаховской площади. В скважине № 348 Новомалаховской, которая была выбрана в качестве опорной, представлены только динамические исследования (акустика). Ввиду того, что выборка результатов исследования керна по площади не являлась представительной и не позволяла описать все механические фации пород-покрышек и коллекторов, то для расчета статических модулей были использованы единые корреляционные зависимости. На рисунке 4.16 представлено сопоставление статического и динамического модуля Юнга по данным керна.

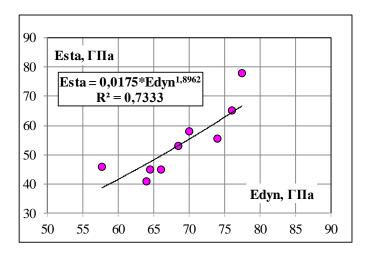


Рисунок 4.16. Сопоставление статического и динамического модуля Юнга по данным керна

На основе полученной зависимости были рассчитаны упругие свойства по опорным скважинам. Расчеты выполнены в изотропном варианте и не учитывают потенциально возможные эффекты, связанные с вертикальной (TIV) анизотропией глинистых пластов и горизонтальной (ТІН) анизотропией трещиноватых карбонатов ввиду отсутствия необходимых измерений и исследований (Рисунок 4.17а). Выполненные расчеты охватывают целевые интервалы исследований покрышек: кровля ПК\_Зл<sub>1</sub>- подошва ПК\_Дф<sub>2-1</sub>.

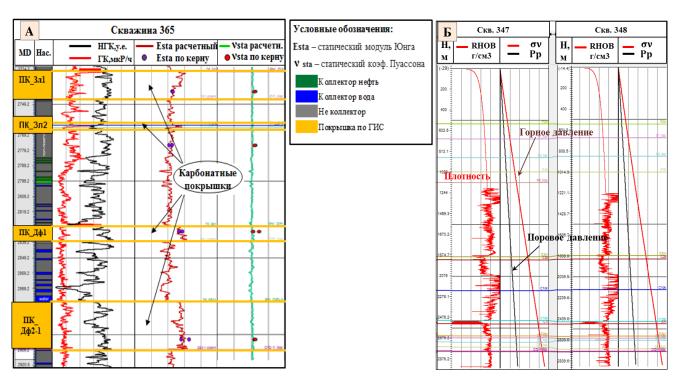


Рисунок 4.17. Сопоставление: расчетных профилей статических модуля Юнга и коэффициента Пуассона с данными керна (а); расчетные профили вертикального напряжения и порового давления (б) [108]

Для расчета вертикального напряжения в скважинах проводилось восстановление плотности (RHOB) до поверхности земли с учетом единого тренда уплотнения по скважинам (4.14) [20]:

Далее, на основе плотности рассчитывался вес горных пород - горное давление  $\sigma \nu$  по формуле 4.15:

$$\sigma v = g \int_0^z \rho dz \tag{4.15}$$

Поровое давление (Рр) в целевом интервале было задано с постоянным градиентом 1.1 г/см3 во всех опорных скважинах (Рисунок 4.176) [20].

#### 4.5.3. Распространение упругих свойств по данным сейсморазведки

Для учета латеральных особенностей разреза при распространении геомеханических параметров были использованы результаты сейсмической AVO-инверсии. При анализе результирующих кубов акустического импеданса (AI) выявлено, что он имеет корреляционную связь с импедансом, который рассчитан по данным ГИС: коэффициент корреляции по скважинам варьируется от 0.55 до 0.82.

Перед выполнением задачи распространения свойств в 3D модели на нескольких скважинах был проведен «слепой тест» для верификации и прогнозируемости свойств по данным сейсморазведки. Для этих целей из обучающей выборки были исключены две скважины №347 и №2921, находящиеся в южной части Новомалаховской площади. После чего выполнено распространение акустического импеданса в 3D по данным ГИС с учетом тренда по данным сейсморазведки. Сравнение полученных профилей прогнозного акустического импеданса с ГИС рассчитанными значениями данным «слепых» скважинах показало удовлетворительную сходимость в целевых интервалах пластов  $3\pi_1 - \mathcal{A}\phi_1$ . В интервале пласта Дф<sub>2-1</sub> по одной из скважин наблюдалось расхождение прогнозного профиля акустического импеданса с расчетным профилем из данных ГИС (Рисунок 4.18) [20].

Такая процедура позволила выполнить количественный анализ акустического импеданса, полученного из 3D сейсморазведки и оценить возможные неопределённости, которые могут возникнуть при распространении геомеханических свойств и расчете напряжений. В результате расчетов были получены кубы плотности, вертикального напряжения, порового давления и упругих параметров (модуля Юнга и коэффициента Пуассона).

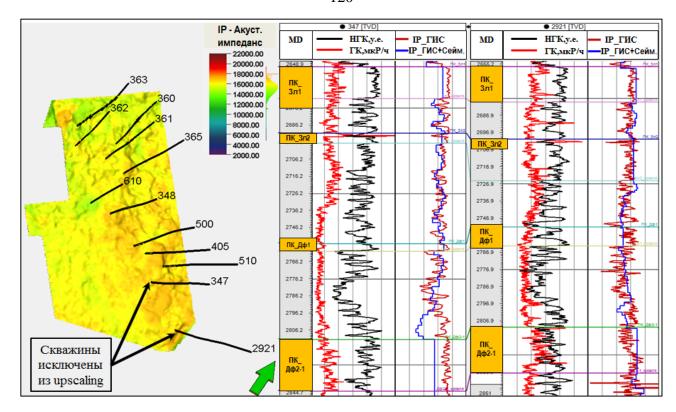


Рисунок 4.18. «Слепой тест» по скважинам Новомалаховской площади, распространение акустического импеданса IP из данных ГИС с учетом тренда по сейсморазведке [108]

#### 4.5.4. Расчет напряжений и контрастов на границе пластов

На основе рассчитанных кубов вертикального напряжения, порового давления, упругих свойств выполнялся расчет куба минимального горизонтального напряжения для изотропного случая по формуле 4.16 [20, 58, 79]:

$$\sigma_{h} = \frac{v}{1 - v} \sigma_{v} - \frac{v}{1 - v} \alpha P_{p} + \alpha P_{p} + \frac{E}{1 - v^{2}} E_{x} + \frac{vE}{1 - v^{2}} E_{y}$$
(4.16)

где  $\sigma_h$  — минимальное горизонтальное напряжение,  $\sigma_v$  — вертикальное напряжение (горное давление),  $P_p$  — поровое давление,  $\alpha$  - константа Био (принята равной 1), v- коэффициент Пуассона, E — модуль Юнга, Ex — тектоническая деформация в направлении  $\sigma_h$ , Ey — тектоническая деформация в направлении максимального горизонтального напряжения  $\sigma_{H}$ .

В связи с отсутствием калибровочной информации для магнитуды напряжений (количественных значений из данных ГРП, MDT stress-test, микро-имиджеров), значения тектонических деформаций Ех, Еу при расчете профиля напряжений задавались не нулевыми значениями [121, 123].

На основе результирующего куба напряжений псевдо-3D (Рисунок 4.19а) был рассчитан контраст напряжений между пластом-покрышкой и пластом-коллектором (Рисунок 4.19б, 4.20) и построены карты вероятности наличия покрышек в пределах исследуемой площади.

Методика расчета наличия потенциальных барьеров основывалась на разности минимального горизонтального напряжения между слоями покрышки и коллектора, а также на предположении о том, что в пласте-покрышке минимальное горизонтальное напряжение должно быть выше, чем в пласте-коллекторе. На рисунке 4.196 представлен разрез с расчетами контрастов на границе пластов, полученных из куба напряжений псевдо-3D по данным сейсмогеологического и геомеханического моделирования [123].

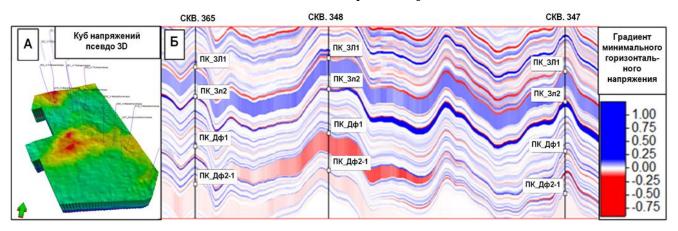


Рисунок 4.19. Результаты расчета в псевдо-3D: куб минимального горизонтального напряжения (а); разрез контрастов на границах пластов по данным сейсмогеологического и геомеханического моделирования (б) по скважинам Новомалаховской площади [108]

На разрезе отмечены кровли фаменских покрышек и видно, как изменяется градиент минимального горизонтального напряжения от минимального отрицательного значения (красный цвет) до максимального положительного значения (синий цвет).

В результате расчетов псевдо-3D напряжений и контрастов между пластами по всем скважинам площади были получены непрерывные профили потенциальных барьеров (Рисунок 4.20).

Результаты анализа качества покрышек с помощью расчета шаговых кривых напряженных барьеров были сопоставлены с оценкой качества флюидоупоров по данным керна и ГИС в каждой скважине. Таким образом, положительная разность напряжений (≥0.025), трактовалась как высокая вероятность наличия покрышки. Около нулевая разница напряжений (от -0.025 до 0.025) - неоднозначное качество покрышки и, наконец, отрицательное значение градиента напряжений (менее -0.025) - низкая вероятность наличия покрышки.

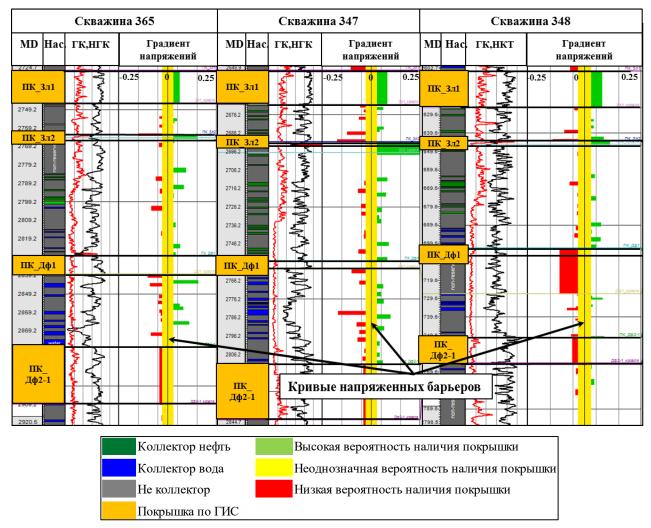


Рисунок 4.20. Пример сопоставления кривых напряженных барьеров и вероятности наличия флюидоупоров в опорных (скв.365, 348) и проверочных (скв.347) скважинах [108]

По результатам геомеханического моделирования в пределах Новомалаховской площади был выполнен прогноз качества карбонатных флюидоупоров фаменского яруса путем построения серии карт, которые в дальнейшем были использованы для оценки перспектив и выбора первоочередных объектов при обосновании заложения новых скважин (Рисунок 4.21).

Как Новомалаховского показывает площадной анализ участка наилучшими исследуемой площади характеризуются флюидоупорными свойствами на покрышки заволжского надгоризонта ПК  $3\pi_1$  и ПК  $3\pi_2$  (Рисунок 4.21a, б). Покрышки ПК  $\mathcal{A}$ ф и ПК  $\mathcal{A}$ ф  $2\pi_1$  и ПК  $\mathcal{A}$ ф  $2\pi_2$ по своим свойствам оцениваются как среднего и низкого качества. Покрышки низкого качества развиты, в основном, в центральной и южной частях участка и занимают достаточно большую территорию (Рисунок 4.21а, г). В этих частях отмечается неравномерное распространение геомеханических барьеров по площади исследований.

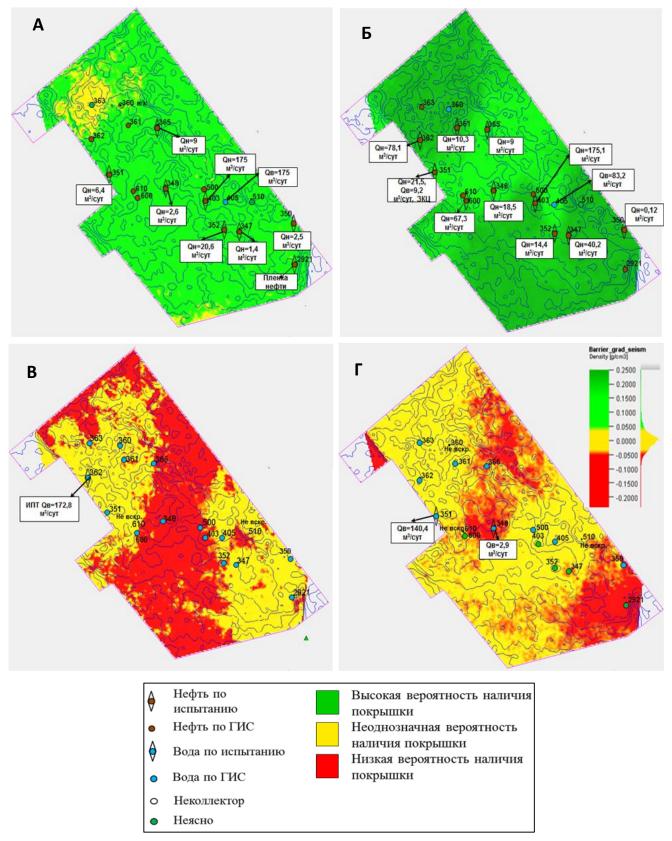


Рисунок 4.21. Карты вероятности наличия флюидоупоров по комплексным данным - сейсморазведка и ГИС: покрышка  $\Pi K_3 \pi_1$  (а), покрышка  $\Pi K_3 \pi_2$  (б), покрышка  $\Pi K_4 \pi_1$  (в), покрышка  $\Pi K_4 \pi_2$  (в). Новомалаховская площадь, Оренбургская область [108]

Площадная оценка качества флюидоупоров с помощью геомеханических расчетов по большей части скважин Новомалаховской площади не противоречит выводам, полученным в результате комплексного анализа геолого-геофизических данных и результатов испытаний в скважинах. Сопоставлене фактической и прогнозной оценки качества флюидоупоров составило 86%, что дает толчок к дальнейшему изучению данного вопроса и улучшению разработанного подхода по мере повышения качества и полноты исходной информации.

Для повышения точности прогноза необходимо проведение численного моделирования для учета возможных эффектов, связанных с наличием разломных и трещиноватых зон на основе анализа текстурных и геологических особенностей разреза, тектоники района работ. Обязательным условием для геомеханического моделирования является специализированной обработки данных АКШ с изучением свойств TIV- и ТІН-анизотропии, записи данных пластовых микроимиджеров во время бурения и при подъеме для оценки устойчивости пород во времени и оценки естественной трещиноватости и параметров залегания пластов. Проведение MDT «стресс-тестов» как в интервалах покрышек, так и вблизи пластапокрышки для количественной оценки контрастов напряжений поможет дать более точный прогноз их качества. Включение в программу бурения и строительства скважин отбора керна не только из целевых объектов коллектора, а также из интервалов покрышек и перемычек: 1) планирование не менее 5 паспортов прочности для одной механической фации из заданного стратиграфического интервала (5 образцов на 1 паспорт); 2) изучение свойств пород с выпиловкой образцов перпендикулярно, параллельно и под углом 45 градусов к напластованию в интервалах, где по данным АКШ есть TIV-анизотропия [108].

На рисунке 4.22 показаны результаты комплексной оценки качества фаменских флюидоупоров по данным керна и ГИС по скважине №347 Новомалаховской. Было установлено, что в этой скважине покрышки  $\Pi K_3 \pi_1$  и  $\Pi K_3 \pi_2$  можно отнести к качественным флюидоупорам, а покрышка над пластом Дф $_1$  отсутствует. Применение выработанных критериев оценки качества флюидоупоров, анализ данных керна и ГИС показал хорошую коррелируемость с результатами испытаний по скважине.

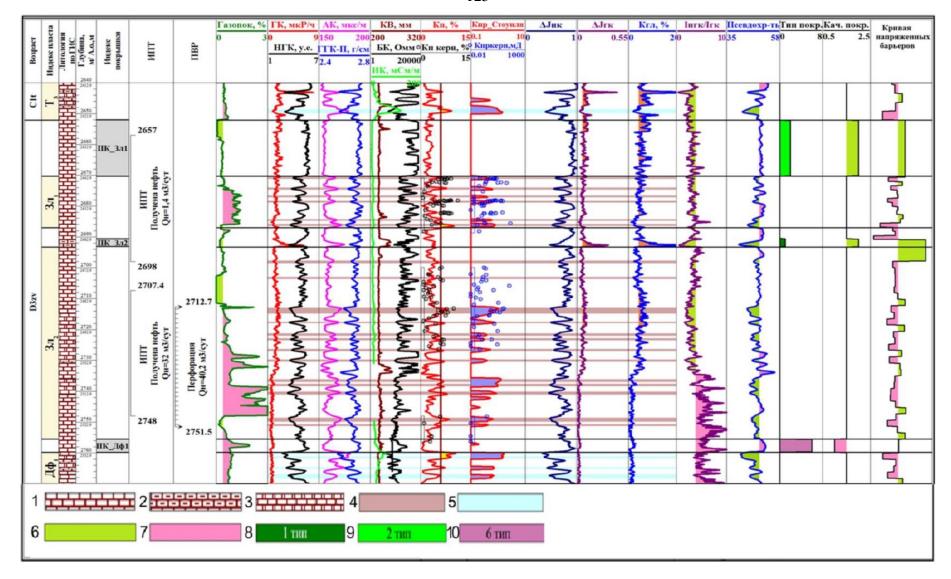


Рисунок 4.22. Планшет с комплексной интерпретацией данных ГИС и оценкой качества покрышек [109]

- известняк, 2 — известняк глинистый, 3 — известняк доломитизированный, 4 — нефть, 5 — вода, 6 — истинная покрышка, 7 — ложная покрышка, 8 — покрышка ЛТ1, 9 — покрышка ЛТ2, 10 — покрышка ЛТ6

#### Выволы к главе 4:

- 1. Причиной неуспеха бурения на верхнедевонские отложения может быть не только отсутствие покрышек, но и отсутствие коллекторов, в ходе исследований были выполнены работы по оценке параметров продуктивных пластов по 252 скважинам. При выделении коллекторов использовались как прямые методы, основанные на качественных геофизических признаках проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, так и количественные критерии, основанные на граничных значениях фильтрационно-ёмкостных свойств. Определение коэффициента пористости проводилось как по отдельным методам ГИС (АК, ГГКП, НГК), так и по их комплексу (АК-НГК, ГГКп-НГК). В скважинах, где был проведен ограниченный комплекс ГИС, пористость рассчитывалась по методу НГК. При оценке характера насыщенности пластов-коллекторов основное внимание уделялось методу сопротивлений, также учитывались результаты испытания пластов на приток, принятые на месторождениях уровни ВНК, нефтепроявления по данным керна и шлама, газопоказания.
- 2. Установлено, что выделение типов покрышек по данным ГИС может быть выполнено на основе алгоритма построения многомерной взаимосвязи между керновыми и каротажными данными. Решение было получено с помощью специального модуля Ірѕот ПО «Techlog», в основе которого лежит кластеризация с использованием нейронных сетей со слоем Коханена. Установлено, что наиболее информативными при выделении литотипов в покрышках являются следующие параметры: Јнк/Јгк, Кгл, Кп, dJгк, dJнк, BRIT.
- 3. По данным ГИС выделены *глинистые покрышки*: ПК1 (ЛТ1) преимущественно глинистые породы; *глинисто-карбонатные покрышки*: ПК2 (ЛТ2+ЛТ1) чередование глинистых карбонатов и глинистых пород, ПК4 (ЛТ4+ЛТ2+ЛТ1) глинистые карбонатные породы; *карбонатные покрышки*: ПК3 (ЛТ3+ЛТ5+ЛТ6) чистые карбонатные покрышки и ПК5 (ЛТ5+ЛТ2+ЛТ4) чередование чистых и глинистых карбонатов. Качество покрышек улучшается от ПК6 к ПК1.

Критерии выделения истинных флюидоупоров по данным ГИС и геомеханического моделирования:

- а) Параметр отношения показаний нейтронного и гамма каротажей Јнк/Јгк<3.8, коэффициент глинистости Кгл>4%, псевдохрупкость BRIT <47-49%, нулевые или фоновые значения газопоказаний, коэффициент пористости меньше граничного значения Кп<Кп\_гр, отсутствие проницаемости по волне Стоунли по данным АКШ;
- б) Положительный контраст минимальных горизонтальных напряжений на границе флюидоупора и коллектора основной геомеханический критерий;
- в) Доказанное критическое значение коэффициента однородности: для глинистых покрышек Kco=0.2, для карбонатно-глинистых Kco=0.3, для карбнатных Kco=0.43.

- г) Минимальные критичные толщины глинистых флюидоупоров (ПК1) -1 м, карбонатноглинистых (ПК2, ПК4) -2.1 м, карбонатных (ПК3, ПК5) -2.4 м.
- 4. Результаты геомеханического моделирования на примере Новомалаховской площади хорошо согласуются с прогнозами по результатам комплексного анализа по данным керна, ГИС, испытаний. Такой подход может использоваться при заложении скважин в процессе проведения геологоразведочных работ. В перспективе, более глубокая проработка данной технологии с учетом выданных рекомендаций позволит предложить методику, которую можно масштабировать на другие площади и лицензионные участки ПАО «НК «Роснефть» для снижения рисков поисково-разведочного бурения и оптимального заложения оценочных скважин.

Таким образом, в настоящей главе обосновано *третье защищаемое положение* диссертации.

# Глава 5. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Впервые, результаты картирования свойств покрышек в интервале верхнего девона Оренбургской области на основе материалов бурения приведены в 2018 году в статье Шакирова В.А. и др. авторов [115], где для покрышек пластов Дфр<sub>1</sub>, 3л<sub>2</sub>, 3л<sub>1</sub> были представлены следующие картографические материалы: карта распространения типов покрышек, карта монолитности покрышки, карта толщины покрышки, карта рисков по покрышке. В результате этой работы были выделены зоны надежного распространения покрышек и зоны их вероятного отсутствия.

Необходимо отметить, что представленные в статье материалы не поддаются однозначной интерпретации в плане прогноза нефтегазоносности, поскольку в приведенном наборе отсутствует карта рисков наличия коллектора – еще одного критического фактора контроля продуктивности рассматриваемых отложений.

В настоящей главе приведена авторская версия методики и результатов оценки перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего девона Оренбургской области [Чикина, 2025]. В отличие от предшествующего варианта в ней рассмотрены четыре пласта Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub> (средний фамен),  $3л_2$ ,  $3л_1$  (заволжский нагоризонт) и проведен полный анализ качества коллекторов и покрышек с построением карт риска.

#### 5.1. Методика оценки перспектив нефтегазоносности

Исследования проведены с использованием анализа (CRS mapping) — метода анализа рисков, или относительных значений вероятности для изучаемых интервалов зоны нефтегазонакопления путем составления карт вероятности геологической успешности (CRS) [28, 124, 125, 126].

Как было показано в главе 2, ключевыми факторами геологического риска для рассматриваемых отложений являются:

- наличие коллектора;
- наличие покрышки.

Для этих элементов нефтяной системы рассчитывались вероятности их распространения. Для прогноза вероятности распространения коллекторов строились карты мощности и качества коллектора (коэффициента пористости). Для прогноза вероятности распространения покрышек изучались палеогеографические карты среднефаменского (D3fm2) и заволжского времени (D3fm3), их литологический состав, степень неоднородности, мощность истинной покрышки. На основе палеогеографических карт средне и позднефаменского времени, выработанных критериев оценки качества флюидоупоров, качества коллекторов, были выполнены построения карт риска в интервале пластов Д $\phi_{2-1}$ , Д $\phi_1$ , З $\pi_2$ , З $\pi_1$  и покрышек верхнего девона (Рисунок 5.1-5.4). Методически карты вероятности геологической успешности (CRS) получены в результате объединения двух карт в одну:

- карт риска наличия и качества коллектора (зоны, где Нэф=0 и Кп<Кпгр отображались как зоны отсутствие коллектора);</li>
- карт риска наличия и качества покрышки (зоны, где Нип<Нкр [72] и зоны покрышки типа ПК6 (ложной) отображались как зоны отсутствия покрышек).

Участки на картах ранжировались следующим образом:

- высокая вероятность 0.61-1 (низкий риск) зеленый цвет;
- средняя вероятность 0.3-60 (средний риск) желтый цвет;
- низкая вероятность 0-0.29 (высокий риск) красный цвет.

Совмещение карт производилось по следующему принципу: если данная точка -

- на отдельных картах зеленая на композитной карте закрашивается зеленым;
- на отдельных картах имеется как зеленый, так и желтый цвет на композитной карте закрашивается желтым цветом;
- хоть на одной из полученных карт имеется красный цвет на композитной карте закрашивается красным.

Суммирование и отображение различных видов карт осуществлялось с использованием ArcGIS — Геофизичекой Информационной Системы (ГИС), которая позволяла строить и обновлять карты, работая сразу с несколькими вариантами геологической интерпретации. Для построения использовались данные по 242 скважинам. Такая карта является хорошим инструментом для анализа геологических условий осадочного бассейна и выбора наиболее перспективных участков для проведения поисково-разведочных работ.

#### 5.2. Результаты оценки перспектив нефтегазоносности

Региональный анализ качества резервуаров и покрышек выполнялся для продуктивных пластов Д $\varphi_2$ , Д $\varphi_1$  (средний фамен), З $\pi_2$ , З $\pi_1$  (заволжский нагоризонт), в которых сосредоточен значительный объём разведанных запасов УВ и которые остаются на фоне уже открытых залежей УВ перспективными объектами для поиска новых зон нефтегазонакопления.

Всего было построено четыре карты вероятности геологичекой успешности для фаменских пластов Д $\phi_2$ , Д $\phi_1$ , З $\pi_2$ , З $\pi_1$  и их флюидоупоров с использованием выработанных критериев оценки качества коллекторов и покрышек на основе качественного и количественного анализа. Карта каждого перспективного направления анализировалась. «Зеленые» участки, характеризующиеся низкой степенью риска, рассматривались как перспективные для проведения ГРР [28, 124, 126,

139]. В соответствии с построенными картами дано описание перспектив нефтегазоносности по каждому пласту.

Стоит учитывать, что риск нефтегазоносного бассейна, оцененный с использованием карт обстановок осадконакопления (палеогеграфические карты) и вероятности геологической успешности (CRS), не включает риск, связанный с ловушками. Иными словами, несмотря на то, что нефтегазоносный комплекс на карте обозначен «зеленым», есть места в пределах такого «зеленого», которые имеют средний или высокий риск на уровне отдельных поисковых объектов. Также необходимо при изучении какой-либо зоны или лицензионного участка и оценке перспектив их нефтегазоносности строить более детальные карты качества коллекторов и покрышек с привлечением всего фонда скважин, анализа результатов испытаний, данных керна оцениваемого участка на основе выработанных в настоящей работе критериев.

### Резервуар Зл1

Флюидоупором для отложений зиганского времени служат плотные известняки, сформировавшиеся в мелководных условиях со спокойной придонной гидродинамикой (Рисунок 5.1a). Значительную часть территории занимает покрышка, которая по своим характеристикам отнесена к типу ПК2 и ПК3. Флюидоупоры ПК4 и ПК5 в основном встречаются в западной части области в районе Камелик-Чеганской системы дислокаций, Мухано-Ероховском прогибе и самой восточной части ВОСП (Рисунок 5.16)

Чистая карбонатная пачка плотных известняков занимает значительную территорию Бобровско-Покровского вала. Неоднозначная ситуация создалась в восточной части БПВ. Наличие продуктивных пластов доказано на таких месторождениях как Боголюбовское, Кодяковское, Ананьевское, Зап-Куштакское, Восточно-Малаховское, Малаховское. Как правило, залежи незначительных размеров и с небольшими запасами. Залежи контролируются приемущественно покрышками ПК2, ПК4 исключения касаются Ананьевского и Зап-Куштакского месторождений, где покрышка представлена типами ПКЗ, ПК5. Важной особенностью данного района является присутствие низкого качества покрышки на территории Сорочинско-Никольского, Лугового Баклановского месторождений. седиментационному анализу в этой части пачка пород покрышки полностью замещается разнозернистыми отмельными рудстоунами-гренстоунами, которые, по сути, являются коллекторами. Это подтверждается результатами интерпретации ГИС, где покрышка в этой части весьма неоднородного качества. Залежи нефти в зиганском горизонте доказаны только в нижней части пласта Зл<sub>1</sub> (пласт Зл<sub>1-2</sub>) Сорочинско-Никольского месторождения, которые контролируются локальными покрышками и имеют крайне ограниченное распространение по площади (Рисунок 5.1б).

Оставшаяся территория Оренбургской области на границе девона и карбона перекрыта достаточно надежным флюидоуопором. Толщина покрышки от 2-х м и выше может способствовать формированию ловушки и промышленному скоплению нефти. Максимальная толщина до 18.9 м плотной перемычки отмечается на ВОСП в районе Врезовско-Родниковского участка. Так как территория в большей степени покрыта покрышками типа ПК2, ПК3 и ПК5, карта неоднородности оценена по Ксо граничному 0.2-0.3 (Рисунок 5.1г, 4.16).

Развитие коллекторов на изучаемой территории характеризуется изменчивостью, как по толщине, так и по свойствам. Значительные толщины фиксируются в зоне БПВ, что обусловлено формированием рифового барьерного комплекса. В этой же части отмечаются улучшенные коллекторские свойства, однако перспективы не высокие по причине отсутствия надежных покрышек (Рисунок 5.1д, е). По геофизическим данным над верхнефаменскими рифами толщина плотных перемычек может достигать 6-8 м, что вполне может быть надежной перемычкой. Именно высокоамплитудные структуры сыграли отрицательную роль в формировании покрышек. В прикупольных частях величина горизонтальных напряжений максимальна, это привело к образованию трещин вертикальной направленности. Причем система трещиноватости может охватывать несколько горизонтов, соединяя в одну гидродинамическую систему врехнефаменские и турнейские отложения. По этой же причине турнейские отложения на БПВ не везде продуктивны [85, 111, 115, 118].

Значительная территория субширотного простирания в южной части области охвачена низкопроницаемыми коллекторами. Как показывает седиментологический анализ в разрезе ПК Зл<sub>1</sub> могут присутствовать прослои микротрещиноватых известняков с характерной хаотичной микротрещиноватостью. Наличие подобных пород является причиной неоднозначного распространения качественных флюидоупоров, в ряде случаев покрышка будет служить надежным экраном, а в других экранирующие свойства будут снижаться. Флюидоупорные свойства могут улучшаться при повышении глинистой составляющей в разрезе покрышки (Рисунок 5.13).

Согласно карте рисков по коллектору, центральная и северо-восточная часть области отнесена к среднему риску (Рисунок 5.1ж). Лучшие флюидоупорные свойства отмечаются в северной и восточной части ЮТС, восточной и западной части БПВ, почти на всей территории ВОСП, здесь же отмечается наибольшая встречаемость и концентрация залежей нефти (Рисунок 5.1з). Если в целом рассматривать регион, то отложения можно отнести к перспективным, особенно это касается ЮТС, БКВ, ВОСП и БПВ (Рисунок 5.1и) [43, 129, 136, 139, 140, 141].

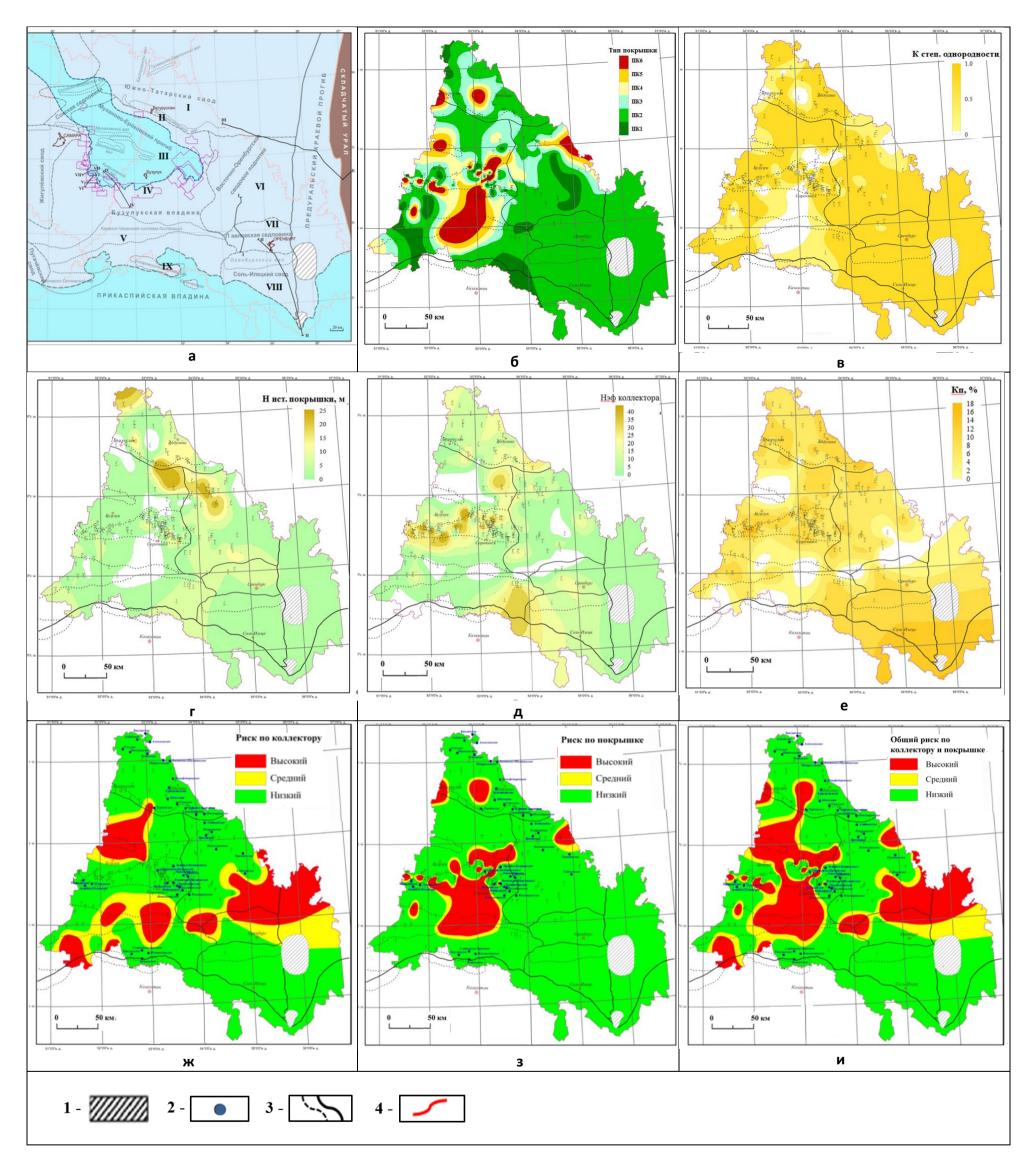


Рисунок 5.1. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности для пласта  $3n_1$  [139]

1 - зона отсутствия отложений, 2 - залежи, стоящие на гос. балансе в ФБУ ГКЗ, 3 - границы структурно-тектонических элементов, 4 - граница Оренбургской области. Основные структурно-тектонические элементы: I - Южно-Татарский свод, II - Большекинельский вал, III - Муханово-Ероховский прогиб, IV - Бобровско-Покровский вал, V - Камелик-Чеганская система дислокаций, VI - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, VII - Павловская седловина, VIII - Соль-Илецкий свод, IX - Булатовско-Кошинский вал. Карты по пласту  $3 \pi_2$ : а - палеогеографическая заволжского времени D3fm3, б - распространения типов покрышки, в - неоднородности покрышки, г - истинных толщин покрышки, д - Нэф коллектора, е - качества коллектора (Кп), ж - рисков по коллектору, з - рисков по покрышке, и - вероятности геологической успешности по коллектору и покрышке

## Резервуар Зл2

Накопление верхнефаменских осадков происходило на этапе слабой трансгрессии в озерское время и значительной трансгрессии в хованское время. Покрышка ПК Зл<sub>2</sub> залегает в основании хованского горизонта.

Флюидоразделом для пласта  $3n_2$  служат плотные известняки с прослоями мергелей, толщина последних, как правило, незначительная. Высокая продуктивность пласта  $3n_2$  обусловлена присутствием надежной покрышки. Ее роль выполняет пачка глинистых карбонатов в кровле горизонта. Покрышка характеризуется сложным литологическим строением, с преобладанием типов ПК1 и ПК2. Наибольшее распространение по площади (более 50%) получила покрышка ПК2.

Формирование покрышки происходило в условиях мелководного шельфа. Согласно палеогеографическим исследованиям относительно более глубоководная часть шельфа приходится на территорию МЕП, где можно встретить промежуточный тип покрышки ПК4 (Рисунок 5.1в), состоящий из карбонатов с повышенной глинистостью и небольших глинистых прослоев, возможно присутствие битуминизированных прослоев, что может повлиять ошибочно на оценку качества покрышки. Данный район отнесен к рискованным [115, 118]. Существенную роль в увеличении глинистой фракции в карбонатном разрезе могли сыграть приливно-отливные процессы, способствующие распространению пелитовых фракций на дальние расстояния.

Покрышки чисто карбонатные ПК3, ПК5 встречаются в районе Рубежинского прогиба, зоны КЧСД, центральной части Бобровско-Покровского вала в районе Новомедведкинского, Красногвардейского, Моргуновского и Воробьевского месторождений [115]. В этом же районе фиксируется нарушение однородности покрышки. Отмечается ухудшение однородности по северному краю борта МЕП (Рисунок 5.2в). Выдержанная покрышка следиться в субширотном направлении от Соль-Илецкого свода до территории МЕП, при этом захватывая восточную часть БПВ, что благоприятно отразилось на нефтенеосности в этом районе (Рисунок 5.2з).

Коллекторы распространены практически на всей территории области за исключением западной части МЕП. Наибольшая эффективная мощность коллекторов, а также наиболее качественные коллекторы расположены на территории БПВ, где Нэф достигает 42 метра, Кп варьирует в диапазоне 12-13% (Рисунок 5.2г, е). Карта рисков распространения коллектора практический на всей территории имеет низкий риск (Рисунок 5.2ж).

В целом флюидоупор ПК $_3$ л $_2$  считается достаточно надежным при соблюдении условия однородности покрышки и сохранении мощности истинной покрышки выше критичной (Таблица 4.5, Рисунки 4.16, 5.2и) [43, 85, 129, 139, 140, 141].

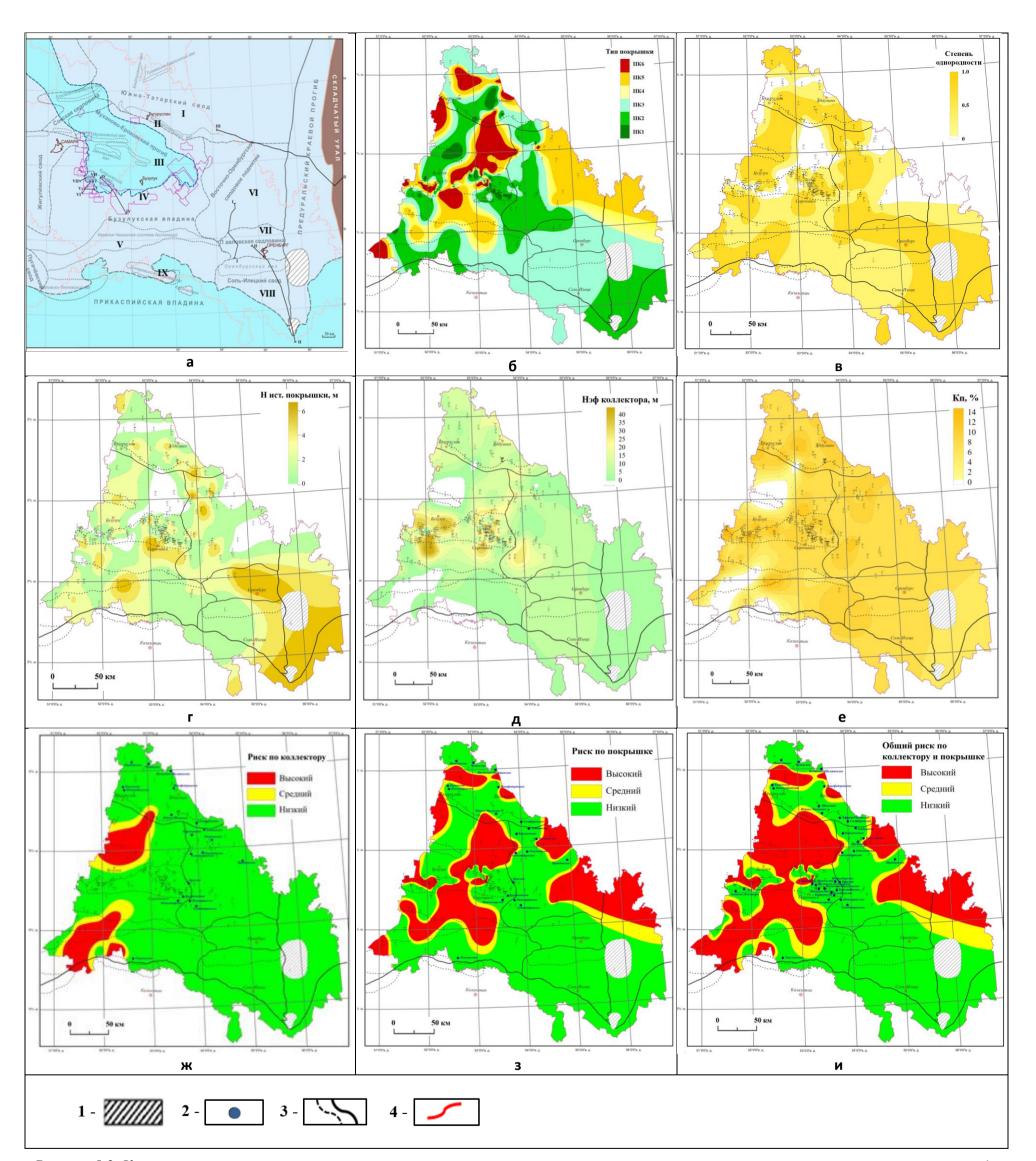


Рисунок 5.2. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности для пласта 3л<sub>2</sub> [139]

1 - зона отсутствия отложений, 2 - залежи, стоящие на гос. балансе в ФБУ ГКЗ, 3 - границы структурно-тектонических элементов, 4 - граница Оренбургской области. Основные структурно-тектонические элементы: І - Южно-Татарский свод, ІІ - Большекинельский вал, ІІІ - Муханово-Ероховский прогиб, ІV - Бобровско-Покровский вал, V - Камелик-Чеганская система дислокаций, VІ - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, VІІ - Павловская седловина, VІІІ - Соль-Илецкий свод, ІХ - Булатовско-Кошинский вал. Карты по пласту Зл<sub>2</sub>: а - палеогеографическая заволжского времени D3fm3, б - распространения типов покрышки, в - неоднородности покрышки, г - истинных толщин покрышки, д - Нэф коллектора, е - качества коллектора (Кп), ж - рисков по коллектору, з - рисков по покрышке, и - вероятности геологической успешности по коллектору и покрышке

# Резервуар Дф1

Покрышка  $\Pi K_{\perp} \Delta \phi_1$  представляет собой уплотненную карбонатную пачку, сформировавшуюся на рубеже среднего и позднего фамена при кратковременном снижении эвстатической кривой ОУМ.

Покрышка чаще слагается чистыми карбонатными отложениями типа ПК3, ПК5 и ПК6 и занимает значительную площадь в центральной и восточной частях области. Карбонатноглинистая покрышка типа ПК2 встречается преимущественно в западной части Оренбургской области. Незначительную площадь занимает глинисто-карбонатная покрышка ПК2, в центральной части МЕП (Рисунок 5.36).

Тем не менее, покрышка может быть достаточно надежной, при условии, что она непрерывная, т.е. в ее составе отсутствуют прослои малоемких коллекторов, а также толщина покрышки должна быть не менее 2.1 м (Рисунок 4.16, Таблица 4.5). Если эти условия выполняются, то при наличии структурных ловушек вполне могут быть перспективные зоны для поиска новых залежей. Доказанные залежи нефти встречаются в юго-восточной части БПВ на Боголюбовском месторождении, на севере ВОСП - Барсуковское месторождение и на востоке ЮТС Новофедеровское и Краснонивское месторождения.

В центральной части области отмечается нарушение монолитности плотной пачки, отнесенной к покрышке. На карте неоднородности, отчетливо наблюдается высокая степень нарушения монолитности покрышки на БПВ (Рисунок 5.3в). Наибольшая зона с высокой степенью неоднородности покрышки связана с Бобровско-Покровским валом, где в это время продолжали формироваться барьерные рифовые комплексы. Известняки биогермов представляют собой сложные типы коллекторов – кавернозные, трещиноватые и трещиноватокавернозные, которые могут быть ошибочно отнесены по данным ГИС к плотным породам. Пачки отмельных грейстоунов (карбонатные песчаники) формируют интервалы поровых коллекторов. Этот фактор не позволяет достоверно оценить флюидоупорные качества покрышки. Территорию БПВ в целом следует рассматривать как рискованную.

Часть территории Южно-Татарского свода покрывает покрышка низкого качества. Частичному карстованию могла подвергаться покрышка на ВОСП, Павловской седловине. Не высокого качества покрышка отмечается в пределах Рубежинского прогиба. Можно сделать вывод, что покрышка  $\Pi K_{\perp} Д \varphi_1$  на значительной территории характеризуется неоднородностью, что в целом позволяет отнести данный флюидоупор к невысокому качеству.

На карте толщин покрышек отмечается тенденция увеличения толщины в южном направлении. В центральной части Бобровского Покровского вала и территории ВОСП толщина покрышки ниже граничной (Рисунок 5.3г) [43, 85, 129, 139, 140, 141].

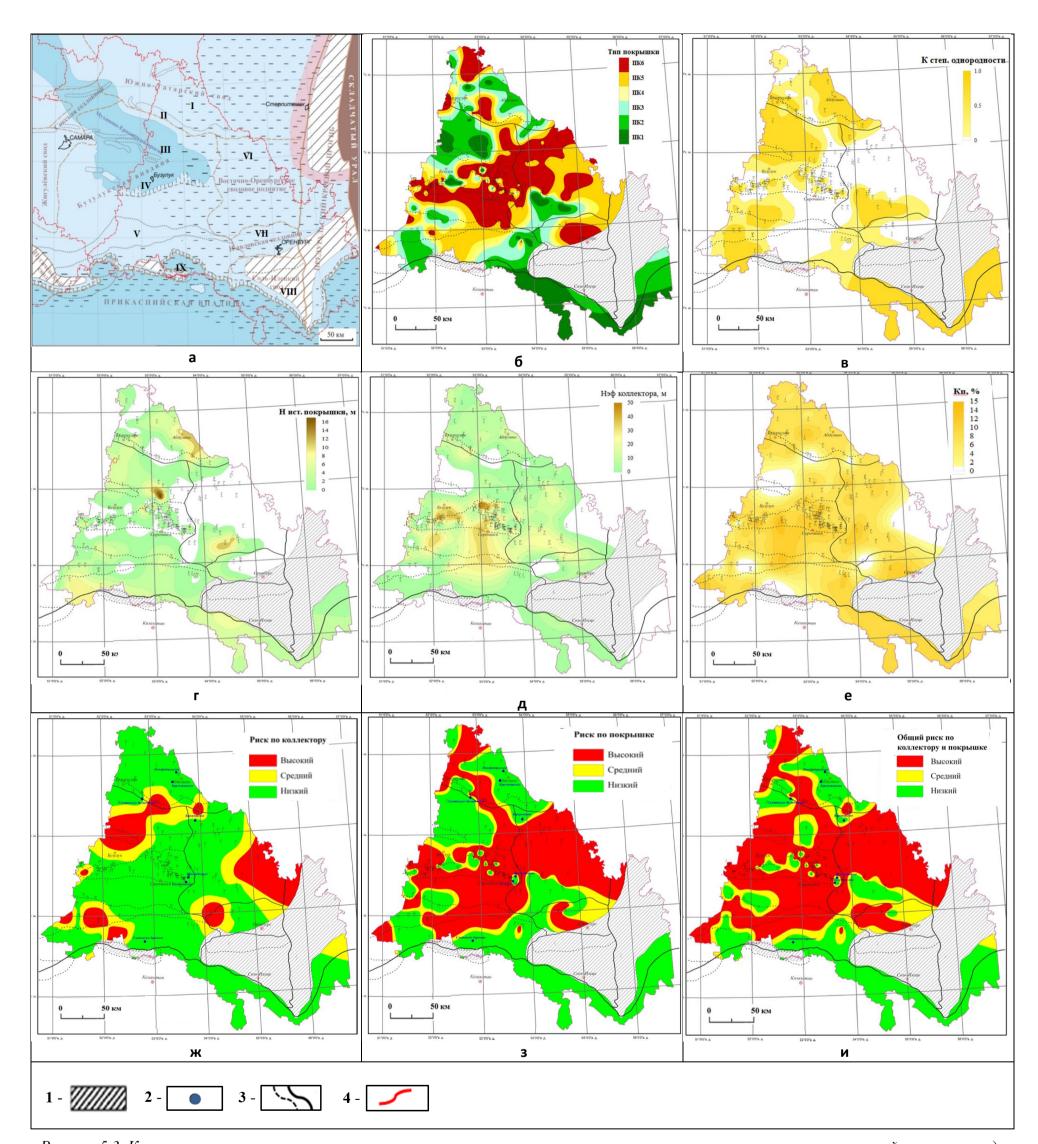


Рисунок 5.3. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности для пласта Дф<sub>1</sub> [139]

1 - зона отсутствия отложений, 2 - залежи, стоящие на гос. балансе в ФБУ ГКЗ, 3 - границы структурно-тектонических элементов, 4 - граница Оренбургской области. Основные структурно-тектонические элементы: I - Южно-Татарский свод, II - Большекинельский вал, III - Муханово-Ероховский прогиб, IV - Бобровско-Покровский вал, V - Камелик-Чеганская система дислокаций, VI - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, VII - Павловская седловина, VIII - Соль-Илецкий свод, IX - Булатовско-Кошинский вал. Карты по пласту  $3n_2$ : а - палеогеографическая заволжского времени D3fm3, б - распространения типов покрышки, в - неоднородности покрышки, г - истинных толщин покрышки, д - Нэф коллектора, е - качества коллектора (Кп), ж - рисков по коллектору, з - рисков по покрышке, и - вероятности геологической успешности по коллектору и покрышке

Коллекторы развиты практически повсеместно за исключением восточной части ВОСП и зоны МЕП. На территории Бобровско-Покровского вала отмечаются аномальные эффективные толщины до нескольких десятков метров, это область средне-верхнефаменских рифов. При проведении корреляции разреза в скважинах было принято решение учесть толщину рифов в стратиграфии плавско-озерского времени, где согласно седиментологическому анализу на данном этапе началось зарождение позднефаменских барьерных рифов (Рисунок 5.3д).

Толщина коллекторов в южном направлении увеличивается с 4-х до 16-18 м, в этом же направлении увеличивается стратиграфическая толщина изучаемого разреза. К настоящему времени все открытые залежи нефти в пластах Дф<sub>1</sub> расположены в пределах южного склона Татарского свода, Северного района Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского сводового поднятия. При этом только на семи месторождениях нефть получена из пласта Дф<sub>1</sub>.

Основные риски связаны в большей степени с низким качеством покрышки Дф<sub>1</sub> (Рисунок 5.33). Коллекторы с ухудшенными свойствами в основном встречаются в Рубежинском прогибе и вдоль восточной границы ВОСП и МЕП (Рисунок 5.3ж). Значительные риски отсутствия перспектив связаны с территорией МЕП. Почти весь БПВ, северная и центральная часть ВОСП является зоной повышенного риска. (Рисунок 7.12е). Оставшаяся территория - КЧСД и южная часть ВОСП, а также северная часть ЮТС отнесена к зоне со средними рисками. На этих территориях при наличии структур могут быть перспективы поиска новых объектов (Рисунок 7.12е). В целом по сочетанию всех параметров плавский разрез и покрышка ПК\_Дф<sub>1</sub> характеризуется не высокими перспективами [85, 118, 129, 139, 140, 141].

#### Покрышка ПК Дф2-1

Покрышка ПК\_Дф<sub>2-1</sub> стратиграфически приурочена к верхней части среднего фамена, именуемая как оптуховско-плавская, сформировалась при довольно значительном повышении относительного уровня моря. Для покрышки характерна фациальная изменчивость по латерали и по разрезу. Чистые карбонатные покрышки встречаются на Бобровско-Покровском валу и ЮТС, остальная территория перекрывается карбонатно-глинистыми или промежуточными флюидоупорами. В разрезе покрышек отмечается переслаивание плотных карбонатов, пород с повышенной глинистой составляющей с прослоями близкими к коллекторам. Небольшой участок глинисто-карбонатных покрышек по-прежнему фиксируется в районе Соль-Илецкого свода.

Плавский интервал среднего фамена завершается последним этапом активного формирования барьерных фаменских рифов, развитие которых продолжалось в заволжское время. Данные рифы, в последствии, и сыграли роль в образовании большого скопления нефти в структурах облекания и способствовали формированию таких месторождений как Бобровское,

Покровское и др. Однако, именно рифы на Бобровско-Покровском валу сыграли отрицательную роль. Литолого-седиментологическое описание представляет флюидораздел на границе между пластами Дф1 и Дф2-2 как органогенные и зернистые известняки. В пределах этой тектоно-седиментационной структуры в этапе плавского времени нет пород, претендующих на роль покрышек. Согласно керновым данным, потенциальная покрышка представляет собой сложные типы коллекторов, которые зачастую осложнены трещинами. Отсутствие залежей на этой территории подтверждает низкие свойства покрышек.

Коллекторы широко распространены. Отсутствие их установлено в осевой и внутренней бортовой зонах Муханово-Ероховского прогиба и в южной части ЮТС. Эффективные мощности пластов колеблются в широких пределах: пласт Дф<sub>2</sub> - от 11 до 55 м, Дф<sub>3</sub>- от 9 до 51 м. Средние значения пористости пород составляют в пласте Дф<sub>2</sub> 4-13.6%, проницаемость колеблется в пределах 10-418 мД (Рисунок 5.4e)

Значительную территорию занимают неоднородные покрышки, особенно это заметно на территории БПВ. Вероятно, здесь действовали процессы, возникающие под действием движения вод, вызванных морским течением на окраине мелководной платформы и внутренним бассейном МЕП, происходило вымывание легковесных еще не успевших литифицироваться отложений. Только в зоне ВОСП и юго-восточной части ЮТС можно наблюдать монолитную карбонатную и глинисто-карбонатную перемычку, которую, согласно типизации, можно отнести к типу покрышек ПК2, ПК4 (Рисунок 5.46, в). Толщина истиной покрышки может достигать 25 метров. Наименьшая толщина покрышки составляет от 2.4 до 4 метров и, не смотря на нарушение степени однородности, может быть надежным флюидоупором (Рисунок 5.4г). Примером может служить Красное и Боголюбовское месторождения, где открыты залежи нефти.

По пласту Д $\phi_{2-1}$  залежи нефти приурочены к восточной части БПВ, БКВ, ЮТС, а также северной и юго-восточной части ВОСП. В пласте Д $\phi_2$  открыто 20 залежей нефти, из них 13 – в пределах южного склона Южно-Татарского свода, 3 – на Восточно-Оренбургском сводовом поднятии, 4 – в северной части Бузулукской впадины. Качественные покрышки широко распространены в северной и восточной частях рассматриваемой территории (Рисунок 5.43) [118].

Обширная площадь с низкопроницаемыми коллекторами занимает западную часть таких тектоноэлементов как МЕП, южная часть ЮТС, северная бортовая часть БПВ (Рисунок 5.4ж). С учетом всех рисков, наименьшие перспективы обнаружения залежей связаны с МЕП БПВ и северо-восточной частью ЮТС. При наличии структурных ловушек поиск новых залежей следует осуществлять на территории ВОСП, восточная часть ЮТС, павловская седловина и КЧСД (Рисунок 5.4и) [43, 85, 129, 136, 139, 140, 141].

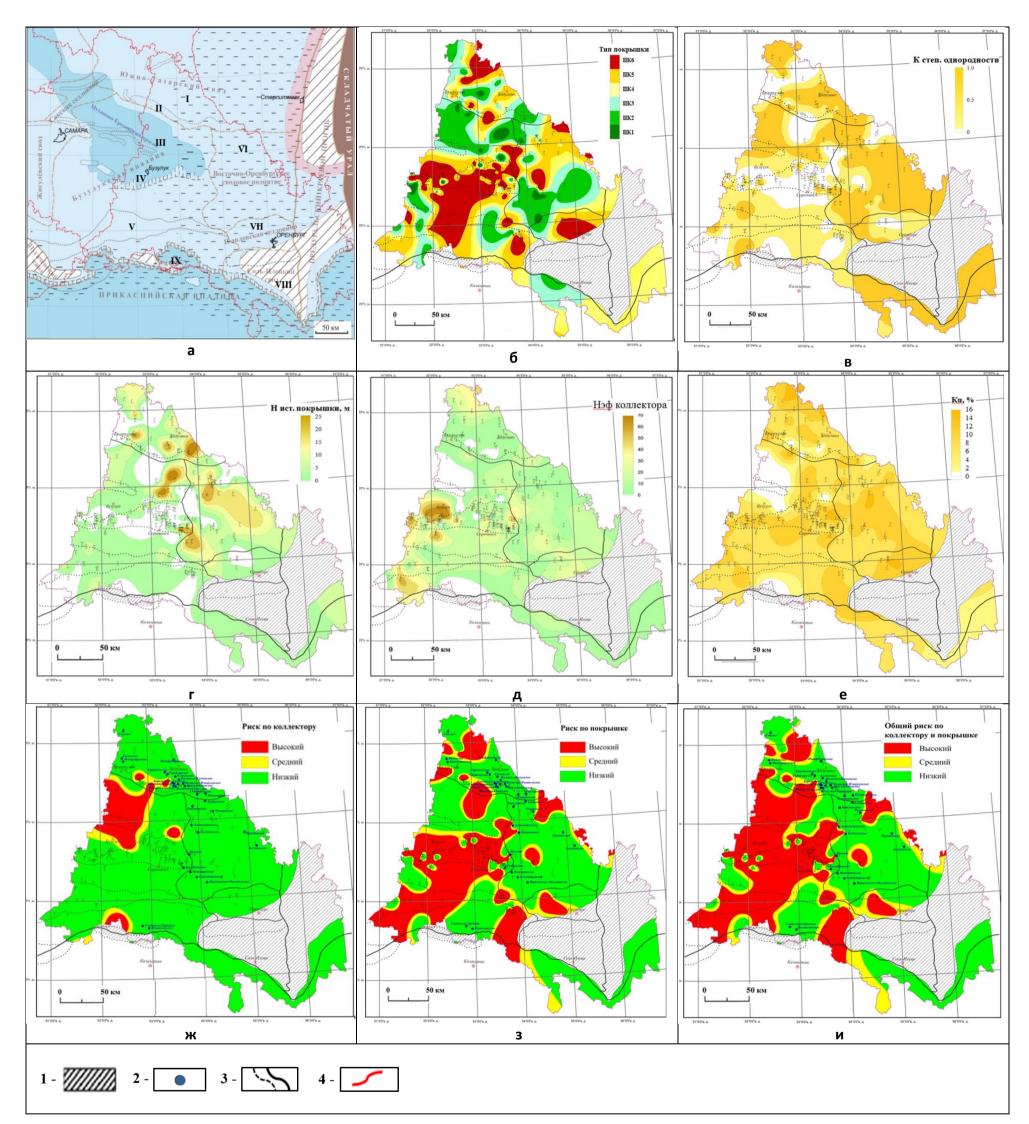


Рисунок 5.4. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности (CRS) для пласта  $\mathcal{I}$ ф<sub>2-1</sub> [139]

1 - зона отсутствия отложений, 2 - залежи, стоящие на гос. балансе в ФБУ ГКЗ, 3 - границы структурно-тектонических элементов, 4 - граница Оренбургской области. Основные структурно-тектонические элементы: I - Южно-Татарский свод, II - Большекинельский вал, III - Муханово-Ероховский прогиб, IV - Бобровско-Покровский вал, V - Камелик-Чеганская система дислокаций, VI - Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, VII - Павловская седловина, VIII - Соль-Илецкий свод, IX - Булатовско-Кошинский вал. Карты по пласту Зл₂: а - палеогеографическая заволжского времени D3fm3, б - распространения типов покрышки, в - неоднородности покрышки, г - истинных толщин покрышки, д - Нэф коллектора, е - качества коллектора (Кп), ж - рисков по коллектору, з - рисков по покрышке, и - вероятности геологической успешности по коллектору и покрышке.

Таблица 5.1. Сопоставление прогнозных карт вероятности наличия покрышек с результатами бурения скважин ПРБ и ЗБС

	G	ПК_3	 Вл <sub>1</sub>	ПК_3	5л <sub>2</sub>	ПК_Дф1		ПК_Д	[ф2		
Площадь	Скв.	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт		
	443	1	1	1	1	1	0	1	0		
Гутунганая	444	1	1	1	1	1	0		-		
Бузулукская	447	1	1	1	1	1	0	1	0		
	542	1	1	1	1	1	1	1	0		
	2310_2	1	1	1	1	1	1		-		
Бобровская	2115_2	1	1	1	1	1	1		-		
	2277_2	1	0	1	1	1	1		-		
Зап-Куштакское	957-2	1	1	1	1	-	-	-	-		
Новомалаховская	351	1	1	1	1	1	1	1	1		
	352	1	1	1	1	1	1	1	1		
	1	1	0	1	1	1	1	1	1		
Новобоголюбовская	3	1	0	1	1	1	1	1	1		
	5	1	0	1	1	1	1	1	1		
	81	1	0	1	0	1	1	1	1		
	85	1	1	1	1	1	1		_		
Покровско-	86	1	1	1	1	1	1	1	1		
Сорочинская	87	1	1	1	1	1	1	1	1		
	88	1	0	1	0	1	1	1	1		
	89	1	1	1	1	1	1	1	1		
	1609_3	1	1	1	1		-		-		
	1673_2	1	0	1	1		-		-		
Сорочинско-	323_2	1	0	1	0	1	1	1	1		
Никольская	1668	1	0	1	1		-		-		
	1568_2	1	0	1	1	1	1		-		
	4532_2	1	1	1	0		-		-		
Токская	148_3	1	0	1	0	1	1		-		
Ивановская	200	1	0	1	1	1	1	1	1		
	202	1	0	1	1	1	1	1	1		
Баклановская	708_2	1	1	1	1		-		-		
Горная	60_2	1	1	1	1	1	1		-		
10	89_2	1	0	1	0	1	1		- 22		
Количество скважин									32 107		
Количество объектов											
Количество объектов, подтверждивших качество покрышки											
Количество объектов с неподтвердившимся/неопределенным качеством покрышки % подтверждаемости прогноза покрышки											
% неподтверждаемости прогноза покрышки											
Условные обозначения:											
качественная покрышка											
неоднозначное качество покрышки											
отстугствие п											
пласт не вскрыт											

В таблице 5.1. представлено сопоставление качества покрышек ПК\_Зл<sub>1</sub>, ПК\_Зл<sub>2</sub>, ПК\_Дф<sub>1</sub>, ПК\_Дф<sub>2</sub> оцененное на основе карт рисков (прогноз) и результатов бурения и испытания скважин ПРБ и ЗБС в 2017-2022 годах (факт). Процент подтверждаемости прогноза покрышки составил 73.8%. В анализе участвовало 32 скважины, 107 объектов.

В заключение главы следует еще раз отметить, что распространение флюидоупоров в верхнедевонском комплексе в значительной мере регулируется условиями седиментации. Это отразилось на распределении залежей в разрезе фаменских отложений.

Очень важно на начальной стадии разведочных работ в бурящихся скважинах в независимости от их назначения отбирать керн не только в интервалах коллекторов, но и покрышек, а также проводить геофизические исследования расширенным комплексом ГИС. Целенаправленный поиск запасов нефти в фаменских пластах на месторождениях, где уже разрабатываются залежи карбона (забуривание боковых стволов, бурение новых эксплуатационных скважин, испытание пластов в скважинах ПРБ) открывает перспективы для восполнения ресурсной базы. Таким образом, методика оценки качества покрышек на основе их детального изучения по данным керна, ГИС, геомеханического моделирования вполне обоснованна и может применяться при построении карт риска при заложении новых скважин в процессе проведения геологоразведочных работ.

#### Выводы к главе 5:

- 1. Региональный анализ качества резервуаров и покрышек выполнялся для продуктивных пластов Д $\phi_2$ , Д $\phi_1$  (средний фамен),  $3\pi_2$ ,  $3\pi_1$  (заволжский нагоризонт), которые остаются перспективными объектами для поиска новых зон нефтегазонакопления.
- 2. Для указанных пластов был проведен анализ рисков (CRS mapping) или относительных значений вероятности для изучаемых интервалов ЗНГН путем составления карт вероятности геологической успешности (CRS). Построено четыре карты вероятности геологической успешности для средне-верхнефаменских (Д $\phi_2$ , Д $\phi_1$ , З $\pi_2$ , З $\pi_1$ ) интервалов разреза с использованием выработанных критериев наличия и качества покрышек. «Зеленые» участки, характеризующиеся низкой степенью риска, рассматриваюся как перспективные для проведения ГРР.
- 3. Сопоставление качества покрышек ПК\_Зл<sub>1</sub>, ПК\_Зл<sub>2</sub>, ПК\_Дф<sub>1</sub>, ПК\_Дф<sub>2</sub> оцененное на основе карт рисков (прогноз) и результатов бурения скважин ПРБ и ЗБС в 2017-2020 годах (факт с учетом результатов испытаний) показал высокий процент подтверждаемости прогноза покрышки 73.8%. В анализе участвовало 32 скважины, 107 объектов.
- 4. Фаменские флюидоупоры формировались при периодическом поступлении глинистого материала из области денудации в районе Соль-Илецкого и Предуральского палеоподнятий. Это

определило зональность распределения свойств покрышек: чем ближе область формирования к источнику сноса, тем выше их качество.

5. В соответствии с построенными картами рисков наиболее перспективными для поиска залежей нефти в фаменских пластах являются Южно-Татарский свод и Большекинельский вал. Проведение в их пределах сейсморазведки 3D позволило выявить большую группу верхнефранских и нижнефаменских рифов, контролирующих в среднефаменских, заволжских и нижнекаменноугольных пластах залежи нефти. Это подтвердило высокий ресурсный потенциал участков нераспределенного фонда недр, которые по результатам ГРР 1970-90 г.г. считались малоперспективными. Перспективными с точки зрения распространения коллекторов и покрышек в фаменском интервале разреза являются слабоизученные участки в пределах центральной части Восточно-Оренбургского поднятия, восточная часть Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций, а также, частично Бобровско-Покровский вал.

В пределах заволжского борта МЕП фаменские отложения бесперспективны, так как они представлены массивными заволжскими рифовыми карбонатами без наличия выдержанных по простиранию литологических экранов. Продуктивность надрифового разреза начинается с турнейских отложений, которые в пределах заволжского рифа содержат промышленные нефтяные залежи.

Таким образом, в настоящей главе обосновано *четвертое защищаемое положение* диссертации.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение комплексного подхода при оценке качества карбонатных флюидоупоров и коллекторов позволило повысить степень достоверности прогноза наиболее перспективных зон, эффективность разведочного и эксплуатационного бурения при поиске залежей углеводородов в отложениях верхнего девона Оренбургской области.

Основные результаты диссертации сводятся к следующему:

- 1. Анализ глубокого бурения на рифовые объекты в пределах территории работ показал, что залежи нефти в фамене приурочены, преимущественно, к надрифовым структурам дифференциального уплотнения.
- 2. Доказано, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов. Второстепенные факторы риска отсутствие резервуара и отсутствие структуры.
- 3. Установлено, что фаменские флюидоупоры формировались при периодическом поступлении глинистого материала из области денудации в районе Соль-Илецкого и Предуральского палеоподнятий. Это определило зональность распределения свойств покрышек. Зоны ухудшенных свойств флюидоупоров формировались в периоды падения относительного уровня моря над палеоподнятиями вследствие воздействия вторичных процессов. Седиментационный фактор является главным в формировании флюидоупоров.
- 4. Разработанные на основе новых и исторических данных керна и ГИС типизация и комплекс количественных критериев позволили оценить качество флюидоупоров. По керну выделены шесть литотипов ЛТ1-ЛТ6, имеющих различные экранирующие свойства. По данным ГИС выделены глинистые, глинисто-карбонатные, карбонатные покрышки и с помощью установленных критериев оценено их качество.
- 5. Впервые проведено картирование благоприятных зон распространения карбонатных верхнедевонских флюидоупоров на основе результатов геомеханического моделирования с использованием данных керна, ГИС и 3D-сейсморазведки.
- 6. По новым данным построены карты вероятности геологической успешности для резервуаров и покрышек верхнего девона Оренбургской области, позволившие оценить перспективы нефтегазоносности фаменских отложений. Установлено, что в фаменском наиболее перспективными являются Южно-Татарский интервале Большекинельский вал. Перспективы отмечаются на слабоизученных участках в пределах части Восточно-Оренбургского сводового поднятия, восточной центральной Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций, а также, частично, на Бобровско-Покровский валу.

В качестве следующего этапа развития изложенного в диссертации подхода к оценке качества флюидоупоров и прогнозу нефтегазоносности рекомендуется его применение при изучении карбонатных отложений со сходными условиями осадконакопления на территории соседних Самарской и Саратовской областей.

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АК – акустический каротаж;

АКШ – акустический каротаж широкополосный;

БК – боковой каротаж;

БКВ - Большекинельский вал;

БПВ – Бобровско-Покровский вал;

ВОСП - Восточно-Оренбургское Валообразное поднятие;

ГИС – промыслово-геофизические исследования скважин;

 $\Gamma K$  – гамма каротаж;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГРР – геологоразведочные работы;

ГТИ – геолого-технические исследования;

ИК - индукционный каротаж;

КВ – кавернометрия;

Кво - коэффициент остаточной водонасыщенности;

Кп – коэффициент пористости;

Кпр – коэффициент проницаемости;

КЧСД – Камелик-Чеганская система дислокации;

 $\Pi T$  – литотип;

ЛУ – лицензионный участок;

МЕП – Муханово-Ероховский прогиб;

МСК – Межведомственный стратиграфический комитет;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

ОУМ – относительный уровень Мирового океана;

ПС – Павловская седловина;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ПЗ – подсчёт запасов;

ПК – покрышка;

ПРБ – поисково-разведочное бурение;

РБ – Рубежинский прогиб;

РСА – рентгеноструктурный анализ;

РК – радиоактивный каротаж;

РФА – рентгено-флуоресцентный анализ;

РЭМ – растровый электронный микроскоп;

УВ – углеводороды;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства (породы);

ЮТС – Южно-Татарский свод;

AI – акустический импеданс;

BRIT – псевдохрупкость;

dJгк – относительный параметр ГК;

dJнк – относительный параметр НК;

DTP – акустический каротаж (продольной волны);

DTS - акустический каротаж (поперечной волны);

RHOВ – плотностной каротаж

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

#### Опубликованные источники

- 1. Алексеев, В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология» / В.П. Алексеев. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003 г. 147 с.
- 2. Алиев, М.М. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М. М. Алиев, Г. П. Батанова, Р. О. Хачатрян. М.: Недра, 1978. 216 с.
- 3. Аскольдов, О.В. Влияние ложной покрышки на нефтегазоностность пермских отложений Башкирско-оренбургского Приуралья / О.В. Аскольдов, В.Д. Ильин, Л.Н. Смирнов // Советская геология. 1982. №2.
- 4. Ахмедзянов, И.Ф. Флюидоупоры севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (на примере Хорверской впадины): автореф. дис. канд. геол.- минер. наук: 25.00.12 / Ахмедзянов Искандер Флюрович. М., 1993. 181 с.
- 5. Багманова, С.В. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломоец, М.П. Трифонова. Оренбург: Изд.- во ОГУ, 2019. 127 с.
- 6. Багринцева, К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-европейской и Сибирской платформ / К. И. Багринцева, А. Н. Дмитриевский, Р. А. Бочко. Москва; Санкт-Петербург: Иван Федоров, 2003. 264 с. ISBN: 5-85952-126-X.
- 7. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. М.: РГГУ, 1999. 312 с. ISBN: 5-7281-0263-8.
- 8. Бакиров, Э. А. Принципы выделения и классификация нефтегазоносных комплексов и покрышек / Э. А. Бакиров // Губкинские чтения. 1972. С. 124—171.
- 9. Бакиров, Э.А. Экранирующая способность глинистых покрышек и ее влияние на распределение газовых залежей на примере отдельных районов Каракумской платформы / Э.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, А.А. Ханин // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. − 1968. − № 2.
- 10. Белоусов, В.В. Основные вопросы геотектоники / В.В. Белоусов. М.: Госгеолтехиздат, 1963. 608 с.
- 11. Битнер, А.К. Методы исследования пород-коллекторов и флюидов учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. Красноярск: Изд.-во Сиб. федер. университет, 2018. 224 с.
- 12. Бочкарев, В.А. Строение, свойства и роль покрышки в формировании залежей нефти / В. А. Бочкарев // Геология нефти и газа. -2000. -№ 5. C. 32–38.
- 13. Бурлин, Ю. К. Природные резервуары нефти и газа / Ю.К. Бурлин. М.: Изд-во МГУ, 1975.-135 с.
- 14. Вилесов, А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса Бобровско-Покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) / А.П. Вилесов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 6. C. 4-12.
- 15. Шпильман, А.В. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.В. Шпильман [и др.]. М.: ФБУ ГКЗ, 2017. 26 с.
- 16. Вязовкина, А.О. Особенности геологического строения флюидоупоров рифогенных построек франско-фаменского возраста в пределах муханово-Ероховского прогиба / А.О. Вязовкина, В.В. Гусев // Геология, география и глобальная энергия. 2019. №4 С.45-59.

- 17. Вязовкина, А.О. Повышение эффективности геологоразведочных работ путем комплексного анализа геологических особенностей рифогенных залежей / А.О. Вязовкина // Экспозиция нефть газ.  $-2018. \mathbb{N} = 6. \mathbb{C}$ . 11-14.
- 18. Габриэльянц, Г.А. Методология поисков и разведки залежей нефти и газа / Г.А. Габриэльянц, В.И. Пороскун. М.: ВНИГНИ, 2023. 228c. ISBN: 978-5-900941-44-8
- 19. Галкин, В.И. Геология и геохимия нефти и газа: учеб. метод. пособие / 2-е изд., доп. и испр. / В.И. Галкин, О.Е. Кочнева. Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. университета, 2017.-181 с.
- 20. Гаршина, О.В. Геомеханическое моделирование как неотъемлемая часть комплексного подхода к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях / О.В. Гаршина, А.А. Предеин, П.И. Клыков, П.А. Хвощин, И.Л. Некрасова // Нефтепромысловое дело. − 2017. − № 5. − С. 28–33.
- 21. Гвоздева, А.В. Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области / А.В. Гвоздева, Э.А. Таратын // Геология нефти и газа. − 2018. № 5. C. 37–49.
- 22. Гилаев, Г. Г. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, Г.Д. Федорченко, В.А. Колесников, И.А. Кологреев // Нефтяное хозяйство. − 2013. − № 10. − С. 38–40.
- 23. Гильманов, Я.И. Новые подходы к изучению керна нефтематеринских пород. Отбор керна и ГТИ: презентация / Я.И. Гильманов // НАЦ РН им. В. И. Шпильмана. Ханты-Мансийск, 2015. Режим доступа: <a href="http://www.crru.ru/bazhenov/10\_03\_15">http://www.crru.ru/bazhenov/10\_03\_15</a> Gilma-nov issledovaniya\_BAK.pdf.
- 24. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985.
- 25. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидконасыщением свойств. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985.
- 26. ГОСТ 21153.3-85 Породы гоные. Методы определения предела прочности при одноосном растяжении. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985.
- 27. ГОСТ 28985-91 Породы гоные. Методы определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1991.
- 28. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска. Методы оценки риска. М.: Стандартинформ, 2012.
- 29. Дахкильгов, Т.Д. Геофизические исследования в скважинах / Т.Д. Дахкильгов, С.С. Итенберг. М.: Недра, 1982. 351 с.
- 30. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. М.: Недра, 1985. 310 с.
- 31. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения свойств горных пород / В.Н. Дахнов // Геология нефти и газа. 1958.- № 8.- C. 55-65.
- 32. Денцкевич, И.А. Перспективы поисковых работ в старых нефтедобывающих районах севера Оренбургской области / И.А. Денцкевич, А.П. Казыгашев, А.Г. Бедин, Г.А. Яхимович // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Научные труды. -1998. Вып. 1. С. 28-30.
- 33. Денцкевич, И.А. Основные этапы истории геотектонического развития в фанерозое юговосточной окраины Волго-Уральской антеклизы / И.А. Денцкевич // Геология и разработка

- нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Научные труды. 1987. Вып.1. C.18-22.
- 34. Дубинин, В.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ордовикских отложений Оренбургского вала / В.С. Дубинин [и др.] // Недра Поволжья и Прикаспия. 1994. Вып. 6. С. 9-16.
- 35. Запорожец, В. М. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / В. М. Запорожец [и др.]. М.: Недра, 1983. 591 с.
- 36. Зайдельсон, М.И. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций / М.И. Зайдельсон, Е.Я. Суровиков, Л.Л. Казьмин [и др.] //Геология нефти и газа. 1990. №5. С. 2-5.
- 37. Зоненшайн, Л.П. Тектоника литосферных плит территории СССР / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузьмин, Л.М. Натапов. М.: Недра, 1990. Кн.1. 328 с.
- 38. Ибраев, В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей: на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: автореф. дис. доктора техн. наук: 25.00.10 / Валерий Иванович Ибраев. М., 2006. 181 с.
- 39. Иванов, М.К. Петрофизические методы исследования кернового материала: учеб. пособие в 2 кн. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала / М. К. Иванов [и др.]. М.: Изд-во МГУ, 2008. 113 с.
- 40. Ильин, В.Д. Влияние ложных покрышек на степень заполненности структур газом на севере Западной Сибири / В.Д. Ильин, Н.Н. Немченко, Ю.Г. Такаев // Геология нефти и газа. 1983. №2. C. 18-21.
- 41. Ильин, В.Д. Формирование залежей углеводородов в трехслойном природном резервуаре / В.Д. Ильин, Л.Н. Смирнов, Ю.А. Спевак // Советская геология. 1982. Вып.7.
- 42. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. М.: Недра, 1984. 256 с.
- 43. Катаев, О.И. Актуальные вопросы поисков новых месторождений нефти в Волго-Уральской провинции / О.И. Катаев, И.А. Ларочкина, К.С. Рейтюхов // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 1. - С. 33-37.
- 44. Клубов, В.А. Перспективы нефтеносности Оренбургского участка Камско-Кинельской системы прогибов / В.А. Клубов, Н.Л. Шпильман // Нефтегазовая геология и геофизика. 1963. N 5. С. 32—44.
- 45. Колоколова, И.В. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов / И.В. Колоколова, М.Н. Попова // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №5. С. 26–33. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10096.
- 46. Колоколова, И.В. Планирование бурения на основе новых подходов к выделению и картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки / И.В. Колоколова, Е.М. Данилова, М.Н. Попова, А.М. Хитров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. − 2020. − №8. − С. 51–56.
  - 47. Ларионов, В.В. Радиометрия скважин / В.В. Ларионов. M.: Недра, 1969. 329 c.
- 48. Леонов, Г.В. Стратиграфическая ловушка пласта ДШ Родниковского месторождения типичная для моноклинали Восточно-Оренбургского выступа / Г.В. Леонов // Геология нефти и газа. 1979. Note 29. C. 21-25.
- 49. Лозуков, А.В. Комплексный подход к процессу отбора керна ключ к успеху! / А.В. Лозуков, А.Ф. Салимов // Бурение и нефть.  $N_{2}$ 4. 2016. Режим доступа: <a href="http://burneft.ru/archive/issues/2016-04/24">http://burneft.ru/archive/issues/2016-04/24</a>.

- 50. Макарова, С.П. Стратиграфия, литология и фации, характер насыщения додевонских и девонских отложений по новым площадям ОАО «Оренбургнефть»: отчет о НИР / Макарова С.П. Оренбург: ОАО «ОренбургНИПИнефть», 2000. 389 с.
- 51. Максимов, С.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П. Максимов [и др.]. М.: Недра, 1970. 801 с.
- 52. Масагутов, Р.Х. Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья / Р.Х. Масагутов. М.: Недра, 2002. 224 с.
- 53. МВИ 233.13.17.187/2010 Породы горные. Методика выполнения измерений коэффициента открытой пористости с использованием порозиметра UltraPoreTM300 фирмы «CoreLab Instruments», 2010.
- 54. МВИ 223.13.17.188/2010 Методика выполнения измерений коэффициента открытой пористости и коэффициента проницаемости с использованием анализа тора AP-608 фирмы «Coretest Systems Instruments», 2010.
- 55. МВИ 223.13.17.198/2010 Породы горные. Методика выполнения измерений массовых долей карбонатных соединений и нерастворимого минерального остатка с использованием установки Карбонатометр КМ-04 компании «Петросервис», 2010.
- 56. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК (с комплектом палеток) / Под ред. Я.Н. Басина, Ю.В. Тюкаева. М.: ВНИИЯГГ, 1979. 47 с.
- 57. Мирнов, Р.В. Особенности геологического строения Башкирского и Южно-Татарского палеошельфов, определившие закономерности распространения флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще / Р.В. Мирнов, Р.Д. Бакиров // Нефтяное хозяйство. 2021.  $N_{\rm P}$  6. С. 32—37.
- 58. Митяев, М.Ю. Расчет направлений осей максимальных напряжений по данным гидроразрыва пласта / М.Ю. Митяев, Б.В. Белозеров, С.В. Лукин // Нефтяное хозяйство. 2015.  $N_2$  8. С. 70—71.
- 59. Мирчинк, М.Ф. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков / М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян, Ф.И. Хатьянов. М.: Недра, 1974. 151с.
- 60. Мкртчян, О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья / О.М. Мкртчян. М.: Наука, 1964. 119 с.
- 61. Насонова, Н.В. Пересчёт запасов нефти и растворённого газа Кодяковского месторождения: отчет о НИР / Насонова Н.В., Филиппович Ю.В., Ванин В.А. [и др.]. Тюмень: ЗАО «ТННЦ», 2004. 1439 с.
- 62. Недоливко, Н.М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных породколлекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012-172 с.
- 63. Недоливко, Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие / Н.М. Недоливко. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. 163 с.
- 64. Нигматзянова, А.М. Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин / А.М. Нигматзянова, Р.В. Мирнов, Т.В. Бурикова, Р.Д. Бакиров, В.И. Шавалиев // Экспозиция Нефть Газ. -2022. -№ 2. C. 31-36. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-31-36.
- 65. Никитин, Ю.И. Влияние тектоники додевона на нефтегазоносность юга Волго-Уральской провинции / Ю.И. Никитин, С.В. Остапенко, Г.З. Валеев, В.И. Днистрянский, В.М.

- Черваков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2011. -№ 8. -c.23-28.
- 66. Никитин, Ю.И. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой Урала / Ю.И. Никитин, С.В. Остапенко // Нефтяное Хозяйство. 2008. №12. с.14-17.
- 67. Никитин, Ю.И. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область / Ю.И. Никитин, В.Б. Щеглов, Н.Н. Чикина // Недра Поволжья и Прикаспия. 2011. Вып. 68. С. 3-5.
- 68. Никитин, Ю.И. К вопросу оценки неразведанного углеводородного потенциала старых нефтедобывающих районов Оренбургской области / Ю.И. Никитин, В.А. Ткачёв, Р.Р. Нафиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. − 2022. − №8. − С. 51-55.
- 69. Никитин, Ю.И. Тектоника и нефтегазоносность отложений девона зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин / Ю.И. Никитин, Т.И. Фёдорова // Геология нефти и газа. -1988. №6. c.32-36.
- 70. Никитин, Ю.И. Поиск и изучение зон нефтенакопления, контролируемых рифами, на основе применения комплекса региональных критериев / Ю.И. Никитин // Нефтяное хозяйство. -2017. № 9. C. 64-69.
- 71. Никитин, Ю.И. Палеогеографические реконструкции позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений нефти / Ю.И. Никитин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2020.-N 8(344) C. 4-18. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-4-18.
- 72. Никитин, Ю.И. Седиментационные модели флюидоупоров фаменской карбонатной толщи в Оренбургской области / Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов, Н.Н. Чикина, Н.П. Девятка // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. №2. С. 16-29. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-2(374)-16-29.
- 73. Никитин, Ю.И. Позднефранские одиночные рифы юга Оренбургской области / Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов, Н.Н. Чикина // Геология рифов: материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2015. С.112-115.
- 74. Никитин, Ю.И. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область / Ю.И. Никитин, В.Б. Щеглов, Н.Н. Чикина // Недра Поволжья и Прикаспия. 2011. №11. С. 3-6.
- 75. Новицкий, Ю.В. Альбом-справочник месторождений нефти и газа открытые в Оренбургской области с 1968 по 1980гг: отчет о НИР / Новицкий Ю.В., Цыганков В.Е., Зюзина И.Г. Оренбург: ПО «Оренбурггеология», 1981.
- 76. Овчаренко, А.В. Флюидоупоры в месторождениях углеводородов / А.В. Овчаренко, Б.В. Ермаков, К. М. Мятчин, А. Е. Шлезингер // Литология и полезные ископаемые. -2007. № 2. C. 201–213.
- 77. Осипов, В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.И. Соколов, В.В. Еремеев. М.: Наука, 2001.-238 с.
- 78. Овчаренко, А.В., Макаров Г.В. Отчет о результатах геологоразведочных и геологопоисковых работ на нефть и газ за 1965 год: отчет о НИР / Овчаренко А.В., Макаров Г.В. Оренбург: Оренбургское геологическое управление, 1966.
- 79. Павлов, В.А. Развитие геомеханического моделирования в России / В.А. Павлов, М.А. Лушев, Е.П. Корельский, П.Г. Ласкин // Технологии нефти и газа. -2017.- № 6.- С. 3-9.

- 80. Пантелеев, А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. // А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов, П.И. Постоенко [и др.]. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. 272 с. ISBN: 5-88788-023-6.
- 81. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. Москва; Тверь: ВНИГНИ; НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
- 82. Петкевич, Г.И. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах / Г.И. Петкевич, Т.З. Вебицкий. Киев: Наукова думка, 1970. 127 с.
- 83. Поляков, А.А. Международный опыт анализа геологических рисков / А.А. Поляков, Ш.М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7 №4. Режим доступа: <a href="http://www.ngtp.ru/rub/3/60\_2012.pdf">http://www.ngtp.ru/rub/3/60\_2012.pdf</a>.
- 84. Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. С-Петербург: ВСЕГЕИ. 1997-2002. вып. 29-33.
- 85. Постоенко, П.И., Черепанов А.Г. Перспективы нефтеносности франсконижнефаменских отложений на юго-востоке Волжско-Камской антеклизы / П.И. Постоенко, А.Г. Черепанов // Геология нефти и газа. 1992. N2.
- 86. Проворов, В.М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонскотурнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья / В. М. Проворов // Геология нефти и газа. -1992. N 2. C. 16-19.
- 87. Прозорович, Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович // Труды ЗапСибНИГНИ. 1972. Вып. 49. 118 с.
- 88. Резванов, Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин / Р.А. Резванов. М.: Недра, 1982. 368 с.
- 89. Рилле, Е.Б. Соотношение нефтегазоносности комплексов в трехслойных природных резервуарах (на примере Волго-Уральской НГП) / Е.Б. Рилле, С.А. Корнеева // Нефть и газ.  $2010.- N_{2} 2.-6$  с.
- 90. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988 г.). Каменноугольная система. (Рассмотрена и утв. МСК СССР 26 января 1989 г.) / Науч. ред. А.Х. Кагарманов, Л.М. Донакова. Л.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 1990. 40 с.
- 91. РД 39-0147716-505-85 Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного сследования керна и грунтов нефтегазовых скважин. М.: ВНИИнефтепромгеофизика, 1985.
- 92. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: ВНИГИК ГНЦ ВНИИГеосистем, 2001.
- 93. Сараева, Г.Д. Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа (методы исследований и физические свойства) / Г.Д. Сараева, Я.Н. Перькова. М.: МГП Геоинформмарк, 1992. 54 с.
- 94. Фортунатова, Н.К. Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем) / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева [и др.]. М.: ВНИГНИ, 2016. 174 с. ISBN 978-5-90041-33-2.
- 95. Сухаревич, П.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том VI. Оренбургская область / П.М. Сухаревич, А.И. Кулаков, В.С. Коврижкин [и др.]. М.: Недра, 1978. 216 с.

- 96. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж. Л. Уилсон М.: Недра, 1980. С. 38–45.
- 97. Филиппов, Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа / Б.В. Филиппов. Ленинград: Недра, 1967. 123 с.
- 98. Фортунатова, Н.К. Строение и перспективы нефтегазоносности девонских и каменноугольных отложений востока Токмовского свода (Республика Чувашия) / Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, Р.К. Гумаров, И. В. Васильев // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения). М: ВНИГНИ, 2001. 113 с.
- 99. Хаин, В.Е. Геотектонические основы поисков нефти / В.Е. Хаин. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 692 с.
  - 100. Хаин, В.Е. Общая геотектоника / В.Е. Хаин. Москва: Недра, 1964. 479 с.
- 101. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. М.: Недра, 1969. 368 с.
- 102. Ханин, А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. М.: Недра, 1976. 295 с.
- 103. Ханин, А.А. Характеристика экранирующей способности глинистых пород / А.А. Ханин, К.А. Абдурахманов // Изучение и использование глин: Материалы X пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин: Тезисы докладов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1973. С. 19–20.
- 104. Хачатрян, Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы / Р.О Хачатрян [и др.]. М.: Наука, 1979. 171 с.
- 105. Хитров, А.М. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре (Методическое руководство) / А.М. Хитров, В.Д. Ильин, П.Т. Савинкин. М.: МПР РФ, Мин. энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002. 84 с.
- 106. Хитров, А.М. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр / А.М. Хитров // Актуальные проблемы нефти и газа. -2013. -№ 1. -ℂ. 7-10.
- 107. Хитров, А.М. Оценка экранирующих свойств глинистых, сульфатных и карбонатных толщ в связи с прогнозом нефтегазоносных объектов (на примере палеозойских отложений севера Тимано-Печорской провинции): автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук / Хитров Алексей Михайлович. М., 1987. 25 с.
- 108. Чикина, Н.Н. Анализ развития флюидоупоров при поисках залежей углеводородов в структурах облекания рифовых карбонатных построек Оренбургской области / Н.Н. Чикина, Ю.И. Никитин, Е.В. Астафьев // Геология рифов: материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. С.112-115.
- 109. Чикина, Н.Н. Методика выделения флюидоупоров в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области на основе данных керна, ГИС и геомеханического моделирования / Н.Н. Чикина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2025. -T.20. -№1. <a href="https://www.ngtp.ru/rub/2025/2\_2025.html">https://www.ngtp.ru/rub/2025/2\_2025.html</a> EDN: RPGXPJ.
- 110. Чикина, Н.Н. Новый подход при оценке качества флюидоупоров в карбонатном разрезе с привлечением геомеханического моделирования / Н.Н. Чикина, Р.Ф. Меликов, Н.А. Павлюков, А.Ю. Кудымов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2019. №5. С. 22-31. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-22-31.
- 111. Чикина, Н.Н. Разработка комплекса критериев для оценки качества флюидоупоров в отложениях фаменско-турнейской карбонатной толщи Оренбургской области на основе данных керна и ГИС / Н.Н. Чикина, Ю.И. Никитин, Е.В. Астафьев, А.П. Вилесов // Геомодель 2017:

- материалы 19-ой науч.- практич. конф. по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа. Геленджик, 2017. DOI: 10.3997/2214-41909.20170.2236.
- 112. Чикина, Н.Н. Результаты реализации Программы ГРР на карбонатные отложения Верхнего девона Оренбургской области / Н.Н. Чикина, Ю.И. Никитин, М.В. Лебедев // Экспозиция Нефть Газ. 2024. №7. С. 42-47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-42-47.
- 113. Шакиров, В.А. Геологические особенности флюидоупоров в разрезе карбонатной толщи фаменского яруса Оренбургской области / В.А. Шакиров, А.П. Вилесов, Л.А. Лузина, Н.Н. Чикина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2018.- № 7.- С.27-35. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-27-35.
- 114. Шакиров, В.А. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу (Оренбургская область) / В.А. Шакиров, Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов [и др.] // Нефтяное хозяйство. -2016. -Nollowed 12. -C. 90-94.
- 115. Шакиров, В.А. Прогнозная оценка распространения флюидоупоров в карбонатном верхнем девоне Оренбургской области / В.А. Шакиров, К.Ф. Миропольцев, А.П. Вилесов [и др.] // Нефтяная провинция. 2018. №4. С. 133-153.
- 116. Шилов, Г.Я. О роли пород покрышек в образовании и сохранении залежей УВ и их значение в геологоразведочном процессе / Г.Я. Шилов // Недропользование XXI век. -2013. -№ 1. C. 72-76.
- 117. Элланский, М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин / М.М. Элланский. М.: Изд-во ГЕРС, 2001. 228 с. ISBN 5-88942-021-6.
- 118. Яхимович, Г.Д. Обоснование перспективных направлений и объектов для постановки геологоразведочных работ на нефть, газ и конденсат в западной части Оренбургской области / Г.Д. Яхимович. Оренбург: ОАО ОренбургНИПИнефть, 2005.
- 119. Alekseev, A.S. The Devonian and Carboniferous of the Moscow Syneclise (Russian Platform): stratigraphy and sea-level changes / A.S. Alekseev, L.I. Kononova, A.M. Nikishin // Tectonophysics. 1996. Vol. 268. N. 1-4. pp. 149-168.
- 120. Becky, B. Poon. Confidence Check from Seal Capacity Analysis for Resource Volumes Estimation / B. Poon Becky, J. Itua Osazua, K. Wodu Ebimobowei, A. Horst Peter // SPE, 2014. C. 1-9. DOI:10.2118/172462-MS.
- 121. Fjaer, E. Petroleum Related Rock Mechanics, 2nd ed. Elsevier / E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen & R. Risnes. Amsterdam and Oxford, 2008. ISBN13:978-0-444-50260-5.
- 122. Jonson, J.G. Devonian eustatic fluctuations in Euramerica / J.G. Jonson, B. Klapper and C.A. Sandberg // Geological Society of America Bulletin. 1985. Vol.96. pp. 567-587.
- 123. Mark D. Zoback. Reservoir Geomechanics / Mark D. Zoback. Cambridge University Press, 2007. ISBN: 9780511586477.
- 124. Rose, P.R. Dealing with risk and uncertainty in exploration: how can we improve? / P.R. Rose // AAPG Bulletin, 1987. Vol. 77. N. 3. pp. 319-326.
- 125. Rose, P.R. Chance of success and its use in petroleum exploration. Handbook of Petroleum Geology / P.R. Rose // AAPG Treatise of Petroleum Geology, 1992. pp. 71-86.
- 126. White, D.A. Geologic risking guide for prospects and plays / D.A. White // AAPG Bulletin, 1993. Vol. 77. pp. 2048-2061. DOI:10.1306/BDFF8FCE-1718-11D7-8645000102C1865D.
- 127. Stan, Lee. Detecting Reservoir Seal Integrity Using Seismic Methods / Lee Stan, Shaw Jesse, Ho Rachel // SEG, 1999. https://doi.org/10.1190/1.1820821.

#### Неопубликованные источники

- 128. Астафьев, Е.В. Углубленная переинтерпретация материалов 3D сейсморазведки в пределах Бузулукского ЛУ, западной части Бобровско-Покровского вала на основе новых данных поискового и эксплуатационного бурения, а также применения динамического, сейсмофациального анализа, сейсмической инверсии, способов исключения влияния ВЧР с целью подготовки к поисковому бурению новых перспективных объектов: отчет о НИР / Е.В. Астафьев [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2017.
- 129. Баранов, В.К. Литолого-петрографические критерии нефтегазоносности франскотурнейских и нижне-средневизейских отложений Оренбургской области в связи с оценкой направлений поисковых и разведочных работ: отчет о НИР / В.К. Баранов, А.Г.Галимов, Е.П. Борисова. Оренбург: ИГиРГИ ВО, Оренбургская КЛ, 1994. 96 с.
- 130. Борзунова, Т.Ю. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Захаркинского купола Новофедоровского нефтяного месторождения в пределах Новофедоровского лицензионного участка Оренбургской области: отчёт о НИР / Т.Ю. Борзунова [и др.]. Саратов: ООО «СамараНИПИнефть», 2017.
- 131. Борзунова, Т.Ю. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Новопокровского и Новогоднего куполов Новофедоровского нефтяного месторождения в пределах Новофедоровского лицензионного участка Оренбургской области: отчёт о НИР / Т.Ю. Борзунова [и др.]. Саратов: ООО «СамараНИПИнефть», 2018.
- 132. Вилесов, А.П. Создание седиментационных моделей девона и карбона на основе палеонтологического, литолого-фациального и седиментологического исследования керна для повышения эффективности интерпретации данных 3D сейсморазведки: отчет о НИР / А.П. Вилесов [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2016. 168 с.
- 133. Вилесов, А.П. Разработка седиментологической модели пластов Б2, Зл и Фм восточной части Бобровско-покровского вала: отчет о НИР / А.П. Вилесов [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2015. 139 с.
- 134. Вилесов, А.П. Результаты седиментологических исследований керна верхнедевонских рифов: отчет о НИР / А.П. Вилесов [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2015.
- 135. Гребенникова, Г.А. Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа по пластам Б2 бобриковского горизонта, Т1 турнейского, Дф1 и Дф2 фаменского ярусов Краснонивского месторождения Оренбургской области: отчёт о НИР / Г.А. Гребенникова [и др.]. Оренбург: ООО «СамараНИПИнефть», 2014 г.
- 136. Иванова, О.Н. Региональная научно-исследовательская работа на основе комплексного анализа материалов 2D и 3D сейсморазведки и новых данных поискового и эксплуатационного бурения в пределах Южно-Татарского свода с применением динамического, сейсмофациального анализа, сейсмической инверсии, способов исключения влияния ВЧР с целью выявления новых перспективных участков и подготовки к поисковому бурению перспективных объектов: отчет о НИР / О.Н. Иванова [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2021.
- 137. Котова, В.З. Пересчёт запасов нефти и растворённого газа и ТЭО КИН Врезовского месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / В.З. Котова, А.С. Ширяева, В.А. Шакиров. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2011. 1167 с.
- 138. Миропольцев, К.Ф. Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа пласта 3Л2 Толкаевско-Сорочинского купола Сорочинско-Никольского месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / К.Ф. Миропольцев, Л.К. Шикова [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2016.
- 139. Никитин, Ю.И. Научное обоснование направления и районов, перспективных для разведки нефтеносных верхнедевонских рифов в Бузулукской впадине на основе составления и

- анализа сводных палеогеографических карт: отчет о HИР / Ю.И. Никитин [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2018.
- 140. Никитин, Ю.И. Региональный проект по оценке неразведанного нефтегазового потенциала северной части Оренбургской области: отчет о НИР / Ю.И. Никитин [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2012.
- 141. Никитин, Ю.И. Анализ и изучение перспективных объектов, не вовлеченных в разработку в пределах разрабатываемых месторождений ОАО «Оренбургнефть»: отчет о НИР / Ю.И. Никитин [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014.
- 142. Пороскун, В.И. Подсчёт запасов нефти, газа, сопутствующих компонентов и ТЭО КИН Краснооктябрьского месторождения на основе геолого-технологической модели: отчёт о НИР / В.И Пороскун, С.М. Френкель [и др.]. М.: ВНИГНИ, 2003. 280 с.
- 143. Путов, М.В. Оперативный подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов Т1, Дф-II-1 р-н скв. № 728 и Т1, Дф-II-2 р-н скв. № 736 Новофедоровского месторождения нефти Оренбургской области: отчет о НИР / М.В.Путов, Б.Ф.Борисов [и др.]. Самара: ОАО «Гипровостокнефть», 2011. 118 с.
- 144. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Спасского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов по состоянию на 01.01.2019 г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018.
- 145. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Южно-Султангуловского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов по состоянию на 01.01.2019г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018. 84 с.
- 146. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов углеводородного сырья Ефремо-Зыковского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации по состоянию на 01.01.2019г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018.
- 147. Ткаченко, Л.Н. Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа по пластам Б2 бобриковского горизонта, Т1 и Т2 турнейского яруса, Зл1 заволжского надгоризонта, Дф1, Дф2-1 и Дф2-2 фаменского яруса Тирисовского поднятия Краснонивского месторождения: отчет о НИР / Л.Н. Ткаченко [и др.]. Оренбург: ООО «СамараНИПИнефть», 2015.
- 148. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Завьяловского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации по состоянию на 01.01.2019г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018. 79 с.
- 149. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Краснонивского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов по состоянию на 01.01.2019г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018.
- 150. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Наумовского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов по состоянию на 01.01.2019г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018.
- 151. Ткаченко, О.В. Оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа Спасского месторождения в соответствии с требованиями новой классификации запасов по состоянию на 01.01.2019 г: отчет о НИР / О.В. Ткаченко [и др.]. М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2018.

- 152. Хайруллин, М.Ф. Анализ и оперативный подсчёт запасов по результатам ГРР ОАО «Оренбургнефть». Разработка перспективных рекомендаций по ведению ГРР: отчет о НИР / М.Ф. Хайруллин [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014.
- 153. Циркова, В.С. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Школьного нефтяного месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / В.С. Циркова, А.Н. Козлов [и др.]. Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2018.-627 с.
- 154. Черепанова, И.А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Новофедоровского нефтяного месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / И.А. Черепанова [и др.]. Оренбург: ООО «СамараНИПИнефть», 2016.
- 155. Черепанова, И.А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Новофедоровского нефтяного месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / И.А. Черепанова [и др.]. Оренбург: ООО «СамараНИПИнефть», 2020.
- 156. Черепанова, И.А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по пласту Б2 бобриковского горизонта Северо-Западного купола Новофедоровского месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / И.А. Черепанова [и др.]. Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2019.
- 157. Чикатуев, И.А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Новолекаревского нефтяного месторождения в пределах Залесского лицензионного участка Оренбургской области: отчет о НИР / И.А. Чикатуев [и др.]. Саратов: ООО «СамараНИПИнефть», 2020.
- 158. Шакирова, Г.В. Углубленная переинтерпретация материалов 3D сейсморазведки в пределах восточной части Бобровско-Покровского вала на основе новых данных поискового и эксплуатационного бурения, а также применения динамического, сейсмофациального анализа, сейсмической инверсии, способов исключения влияния ВЧР с целью подготовки к поисковому бурению новых перспективных объектов: отчет о НИР / Г.В. Шакирова [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2015.
- 159. Шакиров, В.А. Оценка качества флюидоупоров и выявление закономерностей развития покрышек в верхнем девонском карбонатном комплексе Оренбургской области: отчет о НИР / В.А. Шакиров [и др.]. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2019.
- 160. Шакиров, В.А. Пересчёт запасов нефти и газа и ТЭО КИН Школьного месторождения Оренбургской области: отчет о НИР / В.А. Шакиров [и др.]. Бугульма: ООО «Наука», 2008.

# СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1. Изученность Оренбургской области сейсморазведкой МОГТ 2D [118] 13
Рисунок 1.2. Изученность Оренбургской области сейсморазведкой 3D и региональными
сейсмическими профилями [118]
Рисунок 1.3. Динамика изменения объемов сейсморазедки 2D (бордовый график), 3D (синий
график)
Рисунок 1.4. Плотность размещения параметрических, поисковых и разведочных скважин,
вскрывших девонские отложения [118]
Рисунок 1.5. Сводный геолого-геофизический разрез [128]
Рисунок 1.6. Нефтегазоносные провинции восточной части Восточно-Европейской платформы
[66, 34]
Рисунок 1.7. Карта тектонического районирования Оренбургской области [139]
Рисунок 1.8. Палеогеографическая карта среднефаменского времени ( $D_3 fm_2$ ) [71, 72]
Рисунок 1.9. Обзорно-тектоническая карта Оренбургской области [111]
Рисунок 1.10. Территориальное и стратиграфическое распределение НИЗ нефти по основным
тектническим элементам (а) и пластам (б) в фаменском комплексе [111]29
Рисунок 1.11. Обзорная карта Оренбургской области с границами структурно-тектонических
элементов и линиями профилей [159]
Рисунок 1.12. Схема сопоставления франско-фаменских отложений по линии I-Ia [159] 34
Рисунок 1.13. Схема сопоставления франско-фаменских отложений по линии II-IIa [159] 35
Рисунок 1.14. Статистика видов и количества лабораторных исследований
Рисунок 1.15. Схема расположения скважин с керном в интервале фаменских флюидоупоров
находящихся на хранении в ООО «ТННЦ»
Рисунок 1.16. Распределение седиментологических и литолого-минералогических исследований
флюидоупоров фаменской карбонатной толщи: (а) - по структурным элементам, (б) -
интервалам покрышек. (БПВ – Бобровско-Покровский вал, ВОСП – Восточно-Оренбургское
сводовое поднятие, ЮТС – Южно-Татарский свод, ПК – покрышка) [72]
Рисунок 1.17. Гистограмма распределения пределов прочности: при одноосном растяжении (а)
и одноосном сжатии (б)
Рисунок 1.18. Сопоставление предела прочности при одноосном растяжении (а), одноосном и
объемном сжатии (б) с пористостью
Рисунок 1.19. Сопоставление скоростей продольных и поперечных волн с пористостью (а) и
скорости поперечной волны со скоростью продольной волны (б)
Рисунок 1.20. Гистограммы распределения динамических модулей Юнга (а) и коэффициентов
Пуассона (б)
Рисунок 1.21. Сопоставление динамических модулей Юнга с коэффициентом пористости (а) и
коэффициентов Пуассона с коэффициентом пористости (б)
Рисунок 2.1. Количество залежей в интервале фаменского яруса, поставленных на баланс в
период 1956-2022гг. [112]
Рисунок 2.2. Принципиальная схема формирования залежей нефти в структурах
дифференциального уплотнения над верхнефаменскими органогенными постройками
Рисунок 2.3. Бобровско-Покровский вал (выкопировка из структурно-тектонич. карты) [139]. 50
Рисунок 2.4. Схематический геологический разрез Боголюбовского месторождения [112, 139] 52
Рисунок 2.4. Схематический геологический разрез воголючовского месторождения [112, 159] 52 Рисунок 2.5. Пример невыдержанности покрышки пласта $3л_2$ на месторождении Бобровско-
Покровского вала [112]
111810181810118201111111111

Рисунок 2.6. Количество успешных и неуспешных: скважин (а), объектов (б) в интервале
фаменских пластов Зл1, Зл2, Дф1, Дф2 в период с 2010 по 2022 год [112] 57
Рисунок 2.7. Гистограмма количества успешных и неуспешных объектов с разбивкой на пласты
[112]57
Рисунок 2.8. Гистограмма распределения причин неуспешности по пластам и скважинам в
интервале фаменских отложений [112]
Рисунок 3.1. Фото литологических типов пород фаменских флюидоупоров: литотип 1- (а);
литотип 2 - (б); литотип 3 - (в); литотип 4 - (г); литотип 5 - (д); литотип 6 - (е)
Рисунок 3.2. Среднее содержание (литотип 1): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по
данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в
общей сумме глин для покрышки ПК_Зл <sub>2</sub> по результатам РСАгл (б)
Рисунок 3.3. Мергель (литотип 1): фотография с растрового электронного микроскопа - матрица
породы сложена агрегатной смесью пелитоморфного кальцита и иллита. Образец №2376/16,
покрышка ПК_Зл2, скв. 3903 Кодяковского месторождения
Рисунок 3.4. Среднее содержание (литотип 2): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по
данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в
общей сумме глин по результатам РСАгл (б
Рисунок 3.5. Известняк глинистый (литотип 2) мелкожелваковый, микрит-
микрокристаллический с биокластами, со структурой мадстоун-вакстоун, с обильным
кремнисто-глинистым цементом. Образец № 2375/16, покрышка ПК_Зл <sub>2</sub> . Фото шлифа, без
анализатора (увеличение 25)
Рисунок 3.6. Глинистый известняк (литотип 2): фотография с РЭМ - микритовая масса кальцита
содержит многочисленные чешуйчатые включения иллита, образец №2360/16, покрышка
ПК_ $3\pi_2$ (а); образец №2364/16, покрышка ПК_ $Д$ ф $_{2-1}$ (б) скважина 680, Боголюбовское
месторождение
Рисунок 3.7. Среднее содержание (литотип 3): кальцита, доломита и нерастворимого осадка по
данным определения общей карбонатности объемным методом (а); глинистых минералов в
общей сумме глин, по результатам РСАгл (б)
Рисунок 3.8. Известняк микритовый (литотип 3): фото шлифа без анализатора (увеличение 25) -
известняк с разнозернистыми биокластами, неправильными фенестрами залеченными
блоковым кальцитовым цементом, плотный (а); фотография РЭМ - плотный микрит-
микрокристаллический известняк лагуны (б). Образец № 20616/16, покрышка ПК_Дф <sub>2-1</sub> , скв.
№ 55 Родниковско-Врезовского месторождения
Рисунок 3.9. Доломит известковистый, глинистый (литотип 4): среднее содержание кальцита,
доломита и нерастворимого осадка по результатам определения общей карбонатности (а);
глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)
Рисунок 3.10 Доломит глинистый известковистый плотный (литотип 4): фото шлифа без
анализатора (увеличение 100) - глинистый материал заполняет все межкристаллическое
пространство (а); снимок РЭМ - доломит глинистый (б). Образец №2367/16, покрышка ПК_Д $\varphi_2$ -
1, скв. 680 Боголюбовского месторождения
Рисунок 3.11. Известняк доломитистый, слабо глинистый (литотип 5): среднее содержание
кальцита, доломита и нерастворимого осадка по результатам определения общей карбонатности
кыльцити, доломити и перистверимего осидки по результитим определения осщей кироопитности
(а); содержание глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б)
(а); содержание глинистых минералов в общей сумме глин по результатам РСАгл (б) 69

№ 20643/16, покрышка ПК_Дф <sub>2-1</sub> , скв. 365 Восточно-Толкаевское мест. (а); фото РЭМ с	
идиоморфными кристаллами вторичного доломита, включенными в плотную микритовую кальцитовую матрицу. Образец №2358/16, покрышка ПК_Зл <sub>2</sub> , скв. 680 Боголюбовское мест. (б)	)
Рисунок 3.13. Известняк (литотип 6): среднее содержание кальцита и доломита по результатам определения общей карбонатности (а); содержание глинистых минералов в общей сумме глин	
по результатам РСАгл (б)	1
Рисунок 3.14. Известняк с тонкой межзерновой пористостью (литотип 6): фото шлифа без	
анализатора (увеличение 25) - известняк разнозернистый, биокластово-пелоидный с крупными	
интракластами, с включенем кристаллов доломита, с тонко-микрокристаллическим цементом	
перекристаллизации. Образец № 36496-08, покрышка ПК_Дф2-1, скв. № 680 Боголюбовское	
месторождение (а); фото РЭМ известняка с включением кристаллов доломита. Образец	
№36479-08, покрышка ПК_Д $\phi_2$ , скв. 680 Боголюбовское месторождение (б)	1
Рисунок 3.15. Зависимости Кп-Кпр по данным керна для покрышек пластов: $\Pi K_3 \pi_1$ (a), $\Pi K_3 \pi_2$	[2
(б), ПК_Д $\phi_1$ (в), ПК_Д $\phi_2$ (г) с учетом литотипизации	2
Рисунок 3.16. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК_Дф2 по скважине 720	
Краснонивского месторождения	8
Рисунок 3.17. Концептуальная седиментационная модель флюидоупора ПК_Дф2-1 в пределах	
БПВ – южного борта Муханово-Ероховского прогиба [14, 72	9
Рисунок 3.18. Седиментационный разрез флюидоупора ПК_Дф2-1 скв. 680 Боголюбовская	
(восточная часть Бобровско-Покровского вала) [72]	0
Рисунок 3.19. Породы флюидоупора ПК $_$ Дф $_{2-1}$ , скв. 7 Алябьевская	1
Рисунок 3.20. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК_Дф1 по скважине 681	
Боголюбовского месторождения	3
Рисунок 3.21. Седиментационный разрез флюидоупора $\Pi K_{\perp} Д \phi_1$ в скв. 680 Боголюбовская. (см.	
условные обозначения на рисунке 3.28) [72]	4
Рисунок 3.22. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК $_{2}$ 3 $_{12}$ по скважине 600	
Малаховского месторождения	6
Рисунок 3.23. Концептуальная седиментационная модель формирования покрышки ПК_3л2 в	
пределах территории БПВ – южного борта Муханово-Ероховского прогиба [72] 8	7
Рисунок 3.24. Седиментационный разрез флюидоупора ПК_Зл2 в скв. 405 Восточно-	
Малаховская (восточная часть БПВ) (условные обозначения см. на рисунке 3.28) [72] 8	7
Рисунок 3.25. Породы флюидоупора ПК $_3$ л $_2$ : известняки со структурой вакстоун, узловато-	
слоистые, с прожилками глинисто-карбонатного материала, скв. 360 Восточно-Толкаевская (а,	
б); ритмичное переслаивание известняков микрокристаллических (мадстоунов) и известковых	
аргиллитов, скв. 2921 Рашкинская (в); переслаивание известковых мергелей и	
микрокристаллических известняков (мадстоунов), скв. 600 Малаховская (г). Фотографии	
вертикальных срезов керна	8
Рисунок 3.26. Геолого-геофизическая характеристика покрышки ПК_Зл <sub>1</sub> по скважине 601	
Малаховского месторождения	
Рисунок 3.27. Концептуальная седиментационная модель флюидоупора ПК_Зл <sub>1</sub> в пределах БПІ	
<ul><li>– южного борта Муханово-Ероховского прогиба [72]</li><li>— 9</li></ul>	0
Рисунок 3.28. Седиментационный разрез флюидоупора ПК_3л1 в скв. 3903 Кодяковская	_
(восточная часть БПВ) (условные обозначения см. на рисунке 3.28)	1
Рисунок 3.29. Породы флюидоупора ПК $_{2}$ 3 $_{1}$ в разрезе скв. 1 Школьная: известняки плотные	
микрокристаллические, брекчированные, с прожилками и включениями глинистого материала	

(а, б); известняки микротрещиноватые, микрокристаллические, с неравномерной стилоли-
тизацией и нефтенасыщением по трещинам (в, г). Фотографии вертикальных срезов керна 91
Рисунок 4.1 Полнота (а) и охарактеризованность (б) скважин комплексом ГИС
Рисунок 4.2. Гистограммы распределения показаний методов и параметров геофизических
исследований скважин для литотипов, выделенных по данным керна [109] 100
Рисунок 4.3. Самоорганизующаяся карта Коханена
Рисунок 4.4. Пример типизации покрышек по данным ГИС на основе литотипов, выделенных
по данным керна
Рисунок 4.5. Сопоставление параметров dJгк и dJнк в интервале покрышек на основе
литотипов, выделенных по керну [109]
Рисунок 4.6. Характеристика данных ГИС и минеральный состав карбонатной покрышки типа
ПКЗ по данным рентгеноструктурного анализа и описания шлифов керна, скв. 680
Боголюбовского месторождения [109, 111]
Рисунок 4.7. Сопоставление УЭС и параметра Јнгк/Јгк для разных типов покрышек [109] 104
Рисунок 4.8. Пример трехслойного строения резервуара по данным керна и ГИС
Рисунок 4.9. Сопоставление газопоказаний с параметром Јнгк/Јгк (а) и коэффициента
глинистости с параметром Јнгк/Јгк (б) в покрышках с учетом результатов испытаний [109] 107
Рисунок 4.10. Планшет с оценкой качества покрышек по данным ГИС
Рисунок 4.11. Сопоставление коэффициента Пуассона с модулем Юнга (а) (шифр –
псевдохрупкость) и псевдохрупкости с параметром Јнгк/Јгк с учетом результатов испытаний
скважин (б) [109]
Рисунок 4.12. Сопоставление: интервального времени продольной волны (DTP) от
псевдохрупкости (BRIT) по скважинам с данными кросс-дипольного АКШ (a); планшет ГИС с
сопоставлением псевдохрупкости, расчитанной по АКШ и уравнению регрессии (б) 110
Рисунок 4.13. Сопоставление: коэффициента однородности покрышки (Ксо) и мощности
истинной покрышки с учетом результатов испытаний для: глинистых (а), глинисто-
карбонатных (б), карбонатных (в) покрышек [109]111
Рисунок 4.14. Сопоставление общей и истинной мощности покрышки от высоты залежи для:
глинистых (а), глинисто-карбонатных (б), карбонатных (в) покрышек [109] 113
Рисунок 4.15. Направление основных напряжений – (а), схема воздействия порового давления –
(6) [108]
Рисунок 4.16. Сопоставление статического и динамического модуля Юнга по данным керна 118
Рисунок 4.17. Сопоставление: расчетных профилей статических модуля Юнга и коэффициента
Пуассона с данными керна (а); расчетные профили вертикального напряжения и порового
давления (б) [108]
Рисунок 4.18. «Слепой тест» по скважинам Новомалаховской площади, распространение
акустического импеданса ІР из данных ГИС с учетом тренда по сейсморазведке [108] 120
Рисунок 4.19. Результаты расчета в псевдо-3D: куб минимального горизонтального напряжения
(а); разрез контрастов на границах пластов по данным сейсмогеологического и
геомеханического моделирования (б) по скважинам Новомалаховской площади [108] 121
Рисунок 4.20. Пример сопоставления кривых напряженных барьеров и вероятности наличия
флюидоупоров в опорных (скв.365, 348) и проверочных (скв.347) скважинах [108] 122
Рисунок 4.21. Карты вероятности наличия флюидоупоров по комплексным данным -
сейсморазведка и ГИС: покрышка ПК $_3$ л $_1$ (а), покрышка ПК $_3$ л $_2$ (б), покрышка ПК $_4$ Д $_4$ (в),
покрышка ПК_Дф <sub>2-1</sub> (в). Новомалаховская площадь, Оренбургская область [108]

Рисунок 4.22. Планшет с комплексной интерпретацией данных ГИС и оценкой качества
покрышек [109]
Рисунок 5.1. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и
вероятности геологической успешности для пласта Зл <sub>1</sub> [139]
Рисунок 5.2. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и
вероятности геологической успешности для пласта Зл <sub>2</sub> [139]
Рисунок 5.3. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и
вероятности геологической успешности для пласта Дф1 [139]
Рисунок 5.4. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и
вероятности геологической успешности (CRS) для пласта Д $\phi_{2^{-1}}$ [139]
СПИСОК ТАБЛИЦ Тобрание 1.1. Положение и п
Таблица 1.1. Динамика открытия залежей по годам и месторождениям на 31.12.2019 г
Таблица 1.2. Стратиграфические подразделения
Таблица 1.3. Охарактеризованность скважин керном в интервале покрышек
Таблица 1.4. Объем дополнительных исследований керна в интервале покрышек, выполненных
в 2016-2017 годах в ООО «ТННЦ»
Таблица 1.5. Охарактеризованность флюидоупоров седиментологическими исследованиями 39
Таблица 1.6. Программа работ по изучению литолого-минералогических особенностей и
прочностных характеристик покрышек верхнего девона
Таблица 1.7. Ступени давления на входе в образец при проведении эксперимента
Таблица 1.8. Классификация пород флюидоупоров по А.А. Ханину [103]
Таблица 3.1. Литолого-петрофизическая характеристика пород-флюидоупоров по керну [6, 8,
113]
Таблица 3.2. Схема и основные события формирования фаменской карбонатной толщи [14, 72].
Кривая эвстатических колебаний относительного уровня моря (ОУМ) по [Alekseev et al. [119] 76
Таблица 3.3. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки ПК_Д $\varphi_{2-2}$ 77
Таблица 3.4. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки ПК_Д $\varphi_{2-1}$ 78
Таблица 3.5. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки ПК $_{\perp}$ Д $\varphi_1$
Таблица 3.6. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна покрышки ПК $_3$ л $_2$
Таблица 3.7. Фильтрационно-емкостные, плотностные свойства образцов керна $\Pi K_3 \pi_1 \dots 89$
Таблица 4.1. Критерии выделения типов покрышек по данным ГИС [72, 109] 103
Таблица 4.2. Изменение высоты залежи в зависимости от мощности и типа истинной покрышки
[109]
Таблица 5.1. Сопоставление прогнозных карт вероятности наличия покрышек с результатами
бурения скважин ПРБ и ЗБС