

*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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень - 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

**Научный руководитель:**

**Лебедев Михаил Валентинович**

доктор геолого-минералогических наук,  
эксперт Управления ГРР – Западная  
Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр», профессор кафедры  
геологии месторождений нефти и газа в  
ФГБОУ «ТИУ», г. Тюмень

**Официальные оппоненты:**

**Пороскун Владимир Ильич**

доктор геолого-минералогических наук,  
доцент, заместитель генерального  
директора

ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва

**Хитров Алексей Михайлович**

кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник «Институт  
проблем нефти и газа Российской  
академии наук», г. Москва

**Ведущая организация:**

ООО «Лукойл-Инжиниринг», г. Москва

Защита диссертации состоится 19 сентября 2025 г. в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Нефтегазовый институт, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru) и в библиотечно-информационном центре по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в одном экземпляре просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04, Семеновой Татьяне Владимировне.

E-mail: [semenovatv@tyuiu.ru](mailto:semenovatv@tyuiu.ru).

Автореферат разослан «20» июля 2025 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Т.В. Семенова

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

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 покрышек. 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 открывает 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 темы исследований**

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 других исследователей.

Благодаря их работам, начиная с 70-х годов прошлого столетия, обоснована теория трехслойного строения природных резервуаров, даны определения истинной и ложной покрышек, предложены методические подходы к выделению истинных флюидоупоров на основе комплексного анализа данных керна и ГИС для прогноза нефтегазоносности локальных объектов.

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 с учетом особенностей разреза и 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 качества 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 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 покрышек, коллекторов и рисков по покрышке, коллектору, а также карт вероятности геологической успешности (CRS) в интервале фаменских пластов Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub>. Определение перспектив нефтегазоносности объектов.

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

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

#### **Научная новизна**

1. Впервые на основе новых результатов реализации специальной Программы ГРП 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 ГИС для отложений верхнего девона Оренбургской области. Впервые в комплекс оценки качества покрышек 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 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.

### **Методология и методы исследований**

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 2008-2018 гг.;

2. интерпретации геофизических исследований скважин, в том числе данных кросс-дипольного 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.

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

1. Наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в отложениях верхнего девона Оренбургской 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 свойства, которые улучшаются от литотипа ЛТ6 к литотипу ЛТ1. Литотип ЛТ6 относится к ложным покрывкам. Главные факторы, улучшающие экранирующие свойства покрывок – наличие значительной примеси глинистого материала, микритового карбонатного цемента, сульфатизация. Отрицательное влияние на свойства покрывок оказали постдиагенетические процессы преобразования – 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, карбонатные покрывки 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 ГРП ПАО «НК «Роснефть» на территории Оренбургской области на 2018-2022гг. К настоящему времени часть программы успешно реализована:

а). По результатам программы ГРП открыты фаменские залежи на уже известных месторождениях: Сорочинско-Никольском, Красном, Тананыкском, Долговском, Баклановском, Ананьевском, Западно-Куштакском, Горном, Западно-Петропавловском, Северо-Красноярском, Новокудринском, Ольховском месторождениях и др.

б). Открыты новые месторождения: Западно-Долговское, Новосибирское, Случайное, Новокозловское.

### **Апробация результатов 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 (2019г.); Всероссийском литологическом совещании «Геология рифов» (2020г.). Основные результаты диссертации были апробированы на научно-технических советах (НТС) ООО «ТННЦ» (2017г.), при защите отчетов о научно-исследовательских работах на НТС Недропользователя АО «Оренбургнефть» (2016г., 2018-2020гг.).

### **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 перечень 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 научно-исследовательских работ Управления ГРП «Новых проектов и Восточной Сибири» ООО «Тюменский нефтяной научный центр», выполненных по 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, поисково-разведочного 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 Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub> и оценка перспектив нефтегазоносности (70%).

### **Структура работы**

Диссертация состоит из введения, 5-х глав, заключения, содержит 161 страницу, в том числе 84 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.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Глава 1. Общие методические вопросы исследования резервуаров и покрышек в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области.**

В главе приведены общие сведения о геолого-геофизической изученности, стратиграфии, тектонике, геологическом строении и нефтегазоносности верхнего девона Оренбургской области, а также рассмотрены методические вопросы по корреляции скважин и исследованиям свойств резервуаров и покрышек в верхнедевонском комплексе.

Территория западной части Оренбургской области, за исключением Предуральяского краевого прогиба, практически полностью покрыта поисковой сейсморазведкой МОГТ 2D. Около 50% области изучено детальной сейсморазведкой МОГТ с плотностью профилей свыше 2,0 пог. км/км<sup>2</sup>. Проведение, начиная с 2004г., сейсморазведки 3D привело к резкому повышению эффективности бурения поисковых и разведочных скважин, к обнаружению в старых нефтедобывающих районах новых значительных скоплений нефти. В пределах Оренбургской области, к западу от складчатого Урала, пробурено более 4 тысяч скважин. Слабо изученными бурением остаются южные районы глубокого залегания каменноугольных и девонских горизонтов – Рубежинский прогиб, юг Соль-Илецкого свода, Предуральский краевой прогиб и Прикаспийская впадина.

Одним из основных геоструктурных элементов I порядка в осадочном чехле является Бузулукская впадина, контролирующая главный нефтегазоносный бассейн Самарской и Оренбургской областей (Рисунок 1).

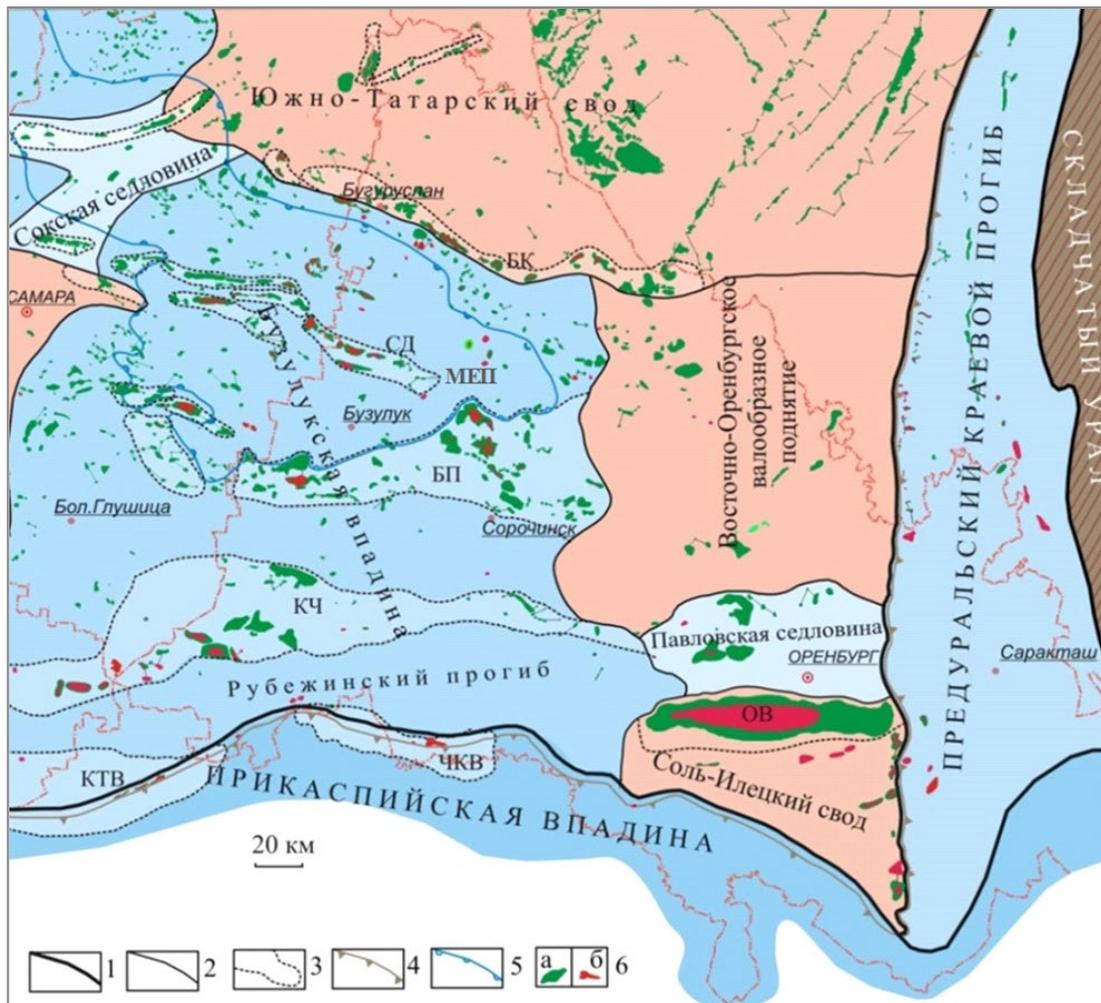


Рисунок 1 - Карта тектонического районирования Оренбургской области

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

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. Верхнедевонские органогенные постройки играют главенствующую, структурообразующую роль при формировании ловушек, которые контролируются локальными тектоническими поднятиями или структурами облекания и дифференциального уплотнения.

Оренбургская область является одним из основных по запасам и добыче регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В территориальном и тектоническом плане месторождения распространены повсеместно. В пределах изучаемой территории в фаменских отложениях на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» АО «Оренбургнефть» по настоящее время открыто 46 месторождений и 148 залежей нефти. Основные запасы нефти в фаменских пластах 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). Наиболее продуктивными являются пласты Зл<sub>2</sub> и Зл<sub>1</sub> заволжского надгоризонта. Затем, по уменьшению степени значимости, следуют пласты Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>3</sub>. Фаменские отложения литологически представлены известняками, доломитами, их переходными разностями с различным количеством глинистой составляющей и незначительной ангидритизацией. Тип коллектора порово-каверновый, порово-каверново-трещинный.

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 открытия носили случайный характер. Ограниченный комплекс ГИС, низкая охарактеризованность данными керна не позволяли выделить перспективные интервалы при бурении глубоких скважин, а сами карбонатные отложения фамена не являлись объектом поиска.

Новый импульс поисковые работы на карбонатный девон получили в 2010 году, когда АО «Оренбургнефть» приняло Программу ГРП, ориентированную на изучение верхнедевонского продуктивного комплекса на территории основных зон нефтегазонакопления: Южно-Татарский свод, Большекинельский вал, Восточно-Орнебургское сводовое поднятие и Бобровско-Покровский вал.

В рамках реализации Программы ГРП в 2016-2018 годах были проведены комплексные лабораторные исследования образцов керна, результаты которых легли в основу типизации флюидоупоров. Полученные в ходе работы геологические результаты стали основой настоящего диссертационного исследования.

## **Глава 2. Результаты реализации Программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области.**

В главе рассмотрены результаты реализации Программы геологоразведочных работ (ГРП), ориентированной на верхнедевонский

комплекс и анализ причин неуспешности поискового бурения на продуктивные отложения в интервале фаменского яруса.

Реализация Программы ГРП 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 и Восточный купола Красного, Новосибирское, Случайное, Краснонижское и другие.

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 (Рисунок 2).

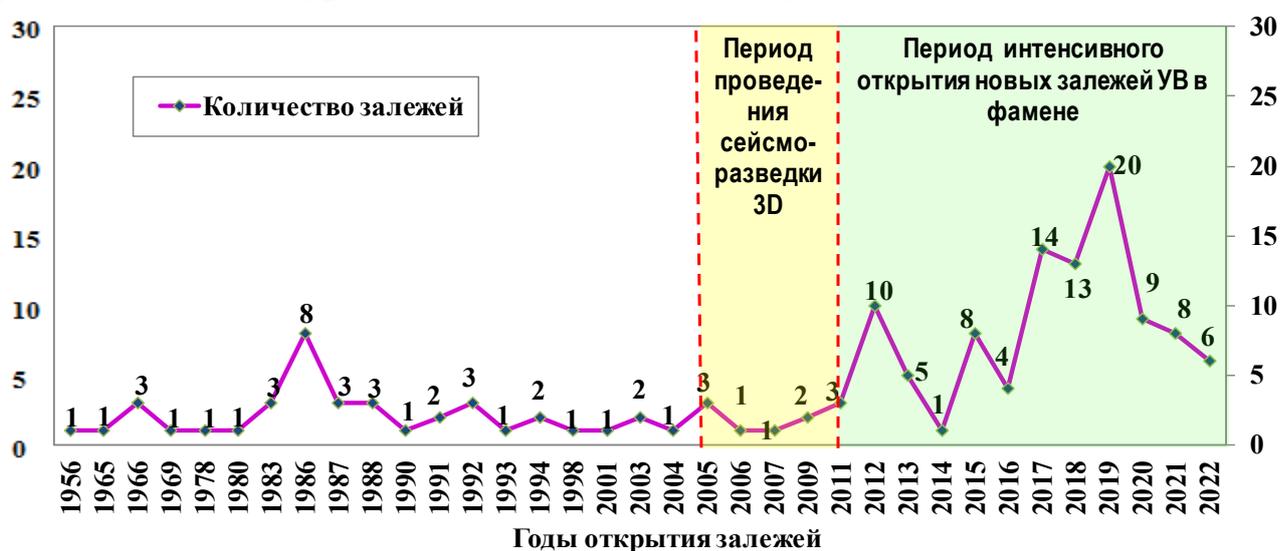


Рисунок 2 - Количество залежей в интервале фаменского яруса, поставленных на баланс в период 1956-2022 гг.

В результате целенаправленного изучения фаменских пластов за время проведения Программы ГРП, начиная с 2010 года, была открыта 101 залежь нефти, из которых открытие 79 залежей связано с пластами заволжского надгоризонта, остальные приходятся на ниже-среднефаменские отложения. Большинство открытий было сделано в период 2017-2020 гг. Количество успешных скважин составило 61.1% от общего количества пробуренных скважин. Успешность по объектам составила 49.3%. Наибольшее количество открытий приходится на пласты Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>.

Анализ причин неуспешности по пластам и скважинам (Рисунок 3) показал, что наличие и качество флюидоупоров является одним из основных факторов риска при поисках залежей углеводородов в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области. Второстепенные факторы риска - отсутствие резервуара и отсутствие структуры.

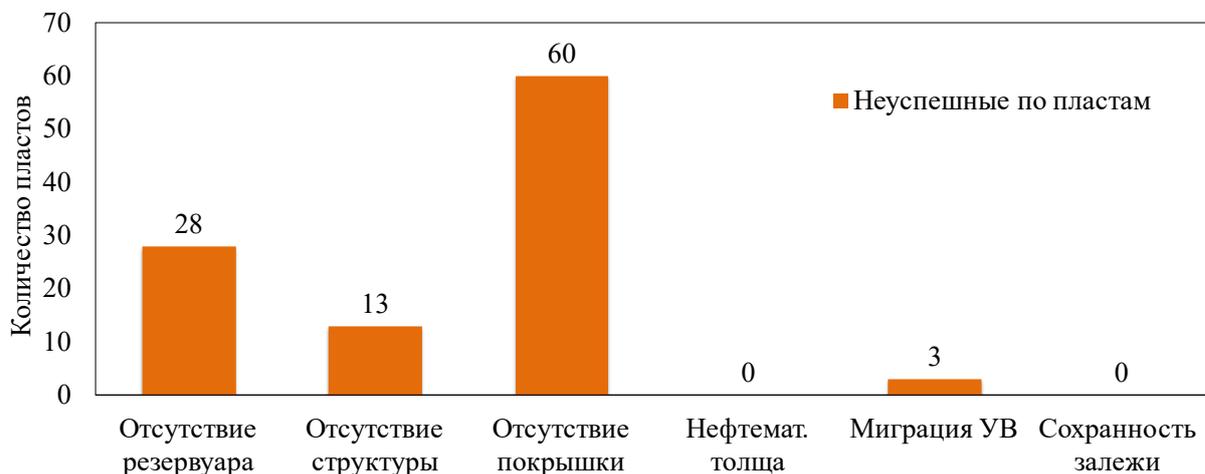


Рисунок 3 - Гистограмма распределения причин неуспешности по пластам и скважинам в интервале фаменских отложений

Полученные выводы рекомендуется учитывать при подготовке новых объектов для поискового бурения и вероятностной оценке их ресурсов с учетом рисков.

Во второй главе обосновано **первое защищаемое положение**.

### **Глава 3. Литологические критерии оценки качества флюидоупоров.**

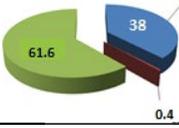
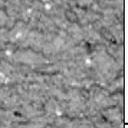
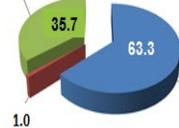
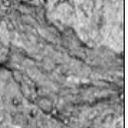
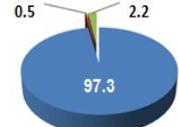
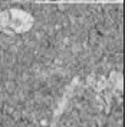
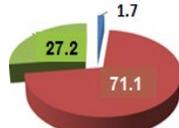
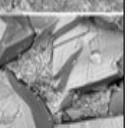
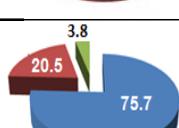
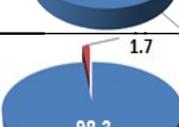
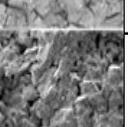
Настоящая глава посвящена результатам литолого-фациального анализа покрывок в отложениях верхнего девона.

Проведение специальных комплексных петрографических, литолого-минералогических и седиментологических исследований керна (изучено 342 м керна), отобранного из фаменских флюидоупоров (102 обр.), а также привлечение исторических данных керна (151 обр.) обеспечило фактическую основу для понимания особенностей их литолого-фациального состава и петрофизических параметров. Результаты этой работы легли в основу разработки критериев для оценки качества верхнедевонских покрывок по данным керна и ГИС.

В интервалах потенциальных флюидоупоров фаменского яруса по данным керна выделено 6 основных литотипов (Таблица 1): ЛТ1 - мергели известковистые (глины 50-75%, кальцита более 25%); ЛТ2 - известняки глинистые, желваковые, плотные (кальцита до 75%, глинистого материала более 25%); ЛТ3 - известняки чистые с плотной микритовой матрицей (кальцита более 90%); ЛТ4 - доломиты глинистые, известковистые (доломита более 50%, кальцита до 20%, глинистого материала до 25%); ЛТ5 - известняки доломитизированные слабо сульфатизированные (кальцита до 60%, доломита до 30%, глинистого материала и сульфатов менее 10%); ЛТ6 - известняки пористо-кавернозные, трещиноватые (кальцита > 75%).

На свойства покрывок оказали отрицательное влияние постдиагенетические процессы преобразования – 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.

Таблица 1 - Литолого-петрофизическая характеристика флюидопоров по данным керна

Керновые исследования												
Литотип	Группа	Карбонатность 	Фото шлифов	РЭМ (растровая электронная микроскопия)	Описание литотипов в интервале флюидопоров	Кол-во обр.	Пористость,	Прониц.,	Плотн.об.,	Плот.мин.,	Наличие пор, каверн, трещин	Экранирующая способность
							от - до (среднее) %	от - до (среднее) мД	от - до (среднее) г/см <sup>3</sup>	от - до (среднее) г/см <sup>3</sup>		
1	Глинистые				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				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				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				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				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				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 покрывка)	Низкая

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 1) оценивалась на основе специальных лабораторных исследований керна по определению давления прорыва газа в покрышках.

По результатам исследований все образцы из фаменских покрышек по экранирующим свойствам относятся, преимущественно, к низкому и среднему классам флюидоупоров (согласно классификации А.А. Ханина). Выделенные литотипы были разделены на три группы по их экранирующей способности: *карбонатные покрышки* – низкая экранирующая способность (ЛТ3, ЛТ5); *глинисто-карбонатные покрышки* – пониженная и средняя экранирующая способность (ЛТ2, ЛТ4); *глинистые* – высокая и средняя экранирующая способность (ЛТ1). Все изучаемые флюидоупоры характеризуются сложным, неоднородным строением. Зачастую, в разрезе покрышек можно встретить сочетание различных литотипов, что в ряде случаев может ухудшать или улучшать экранирующие свойства.

Региональные исследования показали, что с конца франского века до среднего фамена включительно седиментация карбонатных осадков в мелководно-шельфовых условиях юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции протекала под влиянием глинистого материала, который поступал с существовавших на востоке и юге островных палеосуш, связанных с раннегерцинскими региональными Соль-Илецким и Предуральским палеоподнятиями. Это обеспечило образование в фаменской карбонатной толще глинисто-карбонатных покрышек. По мере удаления от зон размыва, в западном направлении, содержание глинистого материала в рассматриваемых отложениях снижается до практически полного отсутствия. Колебания относительного уровня моря повлияли на осадконакопление и определили геологические особенности строения покрышек.

Для углубленного понимания условий формирования каждого флюидоупора на основе детального седиментологического анализа 342 метров керна из 19 скважин разработаны концептуальные седиментационные модели, построенные на основе палеогеографических карт позднедевонского времени (Рисунок 4).

Установлено, что образование потенциальных фаменских флюидоупоров контролировалось, в первую очередь, седиментационным фактором и приурочено, в основном, к этапам максимального подъема относительного уровня моря с накоплением карбонатных микритовых и глинисто-карбонатных осадков в условиях спокойной придонной гидродинамики относительно глубокой сублиторали, забарьерной лагуны, илисто-карбонатных приливно-отливных равнин.

В третьей главе обосновано **второе защищаемое положение**.

#### **Глава 4. Критерии оценки качества флюидоупоров по данным ГИС и геомеханического моделирования.**

Поскольку причиной неуспешности поискового бурения может быть не только отсутствие покрышек, но и отсутствие коллекторов, то в ходе исследований были выполнены работы по оценке коллекторских свойств пород по данным ГИС в интервалах продуктивных пластов. Результаты оценки использовались при построении карт качества коллекторов, оконтуривания низкопроницаемых зон и зон, улучшенных коллекторских свойств.

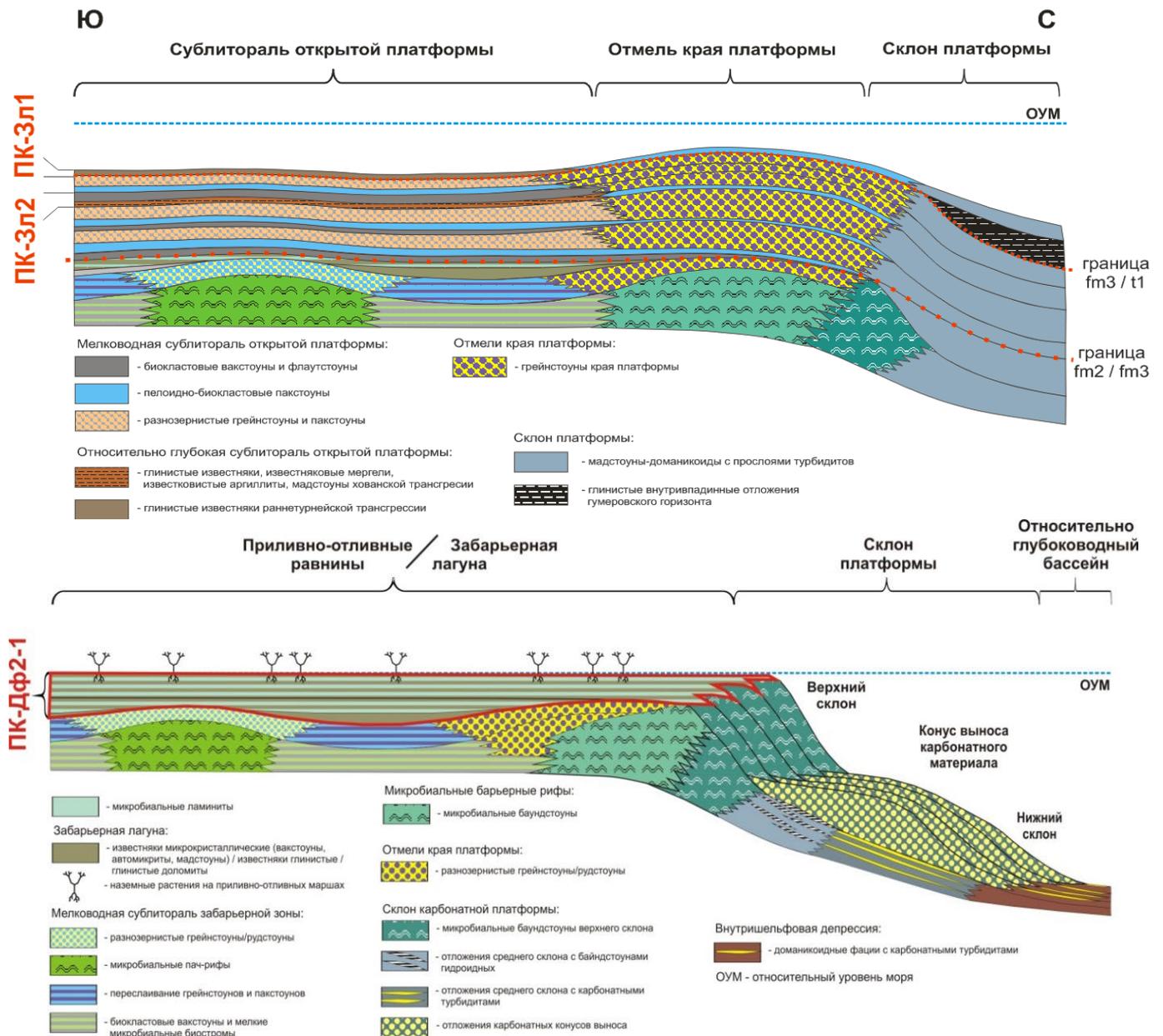


Рисунок 4 - Концептуальные седиментационные модели формирования покрышек: ПК\_Зл<sub>1</sub>, ПК\_Зл<sub>2</sub> (а); ПК\_Дф<sub>2-1</sub> (б)

Комплексная интерпретация материалов ГИС проведена по 252 скважинам, равномерно расположенным на территории Оренбургской области и охарактеризованных наиболее полным комплексом ГИС в интервалах продуктивных пластов фаменского яруса Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2-1</sub>, Дф<sub>2-2</sub>, Дф<sub>3</sub> и их покрышек. Всего изучено 112 месторождений и площадей. Объем полученной геофизической информации в комплексе с данными испытаний, керна, геолого-технических (ГТИ) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований позволил составить представление о геолого-геофизических характеристиках пластов и их покрышек.

На достоверность прогноза типов покрышек и их качества по данным каротажа большое влияние оказывает полнота проведенного в скважинах комплекса ГИС. 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), кросс-дипольного АКШ, плотностного (ГТКп), ядерно-

магнитного (ЯМК) каротажей, пластовых микросканеров использовались как дополнительные.

Анализ мирового и регионального опыта, а также гистограмм показаний методов в интервале покрышек показал, что наиболее информативными при выделении литотипов являются следующие параметры: отношение показаний нейтронного и гамма каротажей ( $J_{нк}/J_{гк}$ ), относительный параметр ГК ( $dJ_{гк}$ ), относительный параметр НК ( $dJ_{нк}$ ), акустический каротаж (АК), индекс динамической хрупкости или псевдохрупкость (BRIT), коэффициент глинистости ( $K_{гл}$ ), коэффициент пористости ( $K_{п}$ ), удельное электрическое сопротивление ( $УЭС$ ).

Фаменские покрышки изучены керном фрагментарно по разрезу и неравномерно по площади исследования, поэтому для их типизации по данным ГИС была применена технология нейросетевого моделирования, выполненного на основе алгоритма построения многомерной взаимосвязи между керновыми и каротажными данными. Решение было получено с помощью специального модуля Ipsom ПО «Techlog», в основе которого лежит кластеризация с использованием нейронных сетей со слоем Коханена. Основой при отнесении типов покрышек к тому или иному литотипу по данным ГИС являются граничные значения параметров  $dJ_{гк}$ ,  $dJ_{нк}$ , установленные для каждого литотипа (Рисунок 5).

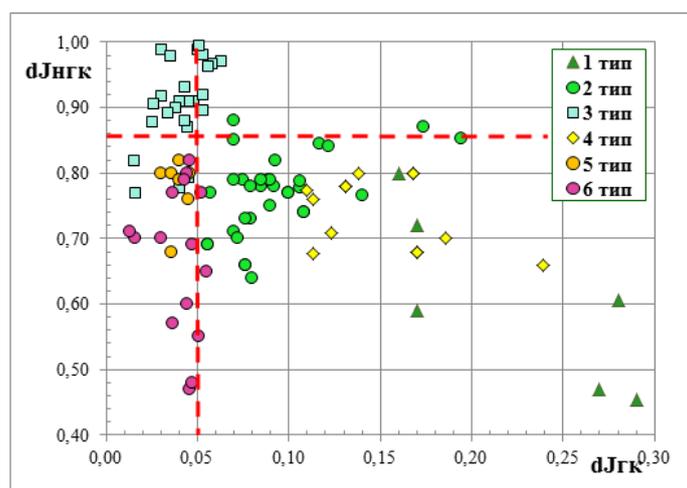


Рисунок 5. Сопоставление относительных параметров  $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$  в интервале покрышек на основе литотипов, выделенных по керну

Истинность покрышки, определялась не только на основе качественных признаков – отсутствие нефтепроявлений по данным керна, отсутствие или фоновые газопоказания по данным ГТИ (Рисунок 6а, в), но и установленных средних количественных критериев: коэффициент глинистости  $K_{гл} > 4\%$  (Рисунок 6г), параметр  $J_{нк}/J_{гк} < 3.8$  (Рисунок 6б, в, г, е), псевдохрупкость  $BRIT < 47-49\%$  (Рисунок 6е), удельное электрическое сопротивление  $УЭС > 100$  Ом для литотипа ЛТЗ (Рисунок 6д), отсутствие проницаемости (мобильности) по данным кросс-дипольного АКШ (Рисунок 6б), коэффициент пористости меньше граничного значения  $K_{п} < K_{пгр}$ .

Согласно классификации Э.А.Бакирова 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 покрывки относятся к региональным (ПК\_Зл<sub>1</sub>) и зональным (ПК\_Зл<sub>2</sub>, ПК\_Дф<sub>1</sub>, ПК\_Дф<sub>2</sub>), по соотношению с этажами нефтегазоносности – к внутриэтажным.

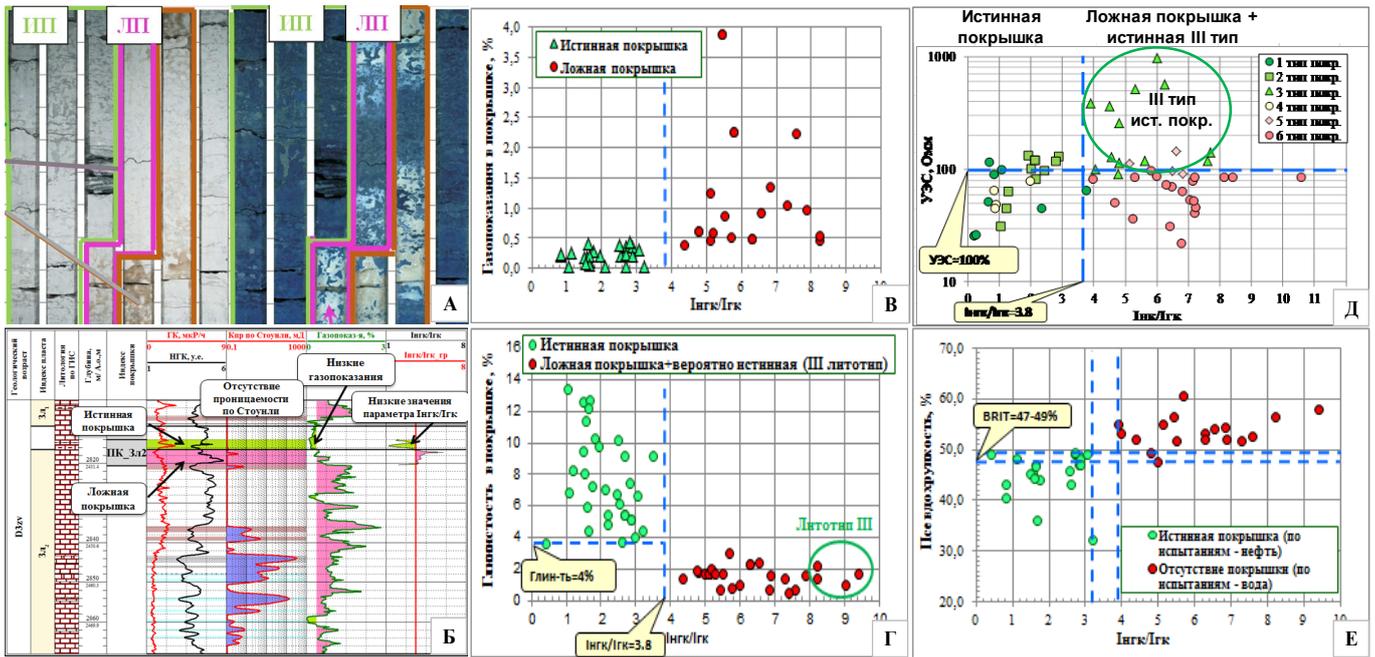


Рисунок 6 - Обоснование критериев определения истинности покрывки: по данным керна (а), по данным ГИС (б), газопоказаний (в), глинистости (г), УЭС (д), псевдохрупкости (е)

### Основные встречаемые типы покрывок по данным ГИС:

- 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.

С целью учета неоднородности покрывки был использован параметр оценки степени однородности ( $K_{со}$ ), отражающий изменчивость характеристик покрывки по площади и разрезу из-за сочетания разных типов пород.  $K_{со} = 1 - (Нлп / Ноп)$ , где  $Ноп$  - общая толщина покрывки,  $Нлп$  – толщина ложной покрывки. Определены критичные значения этого параметра -  $K_{со.кр.}$ , который изменяется от 0.2 до 0.43 для разных типов покрывок (Рисунок 7).

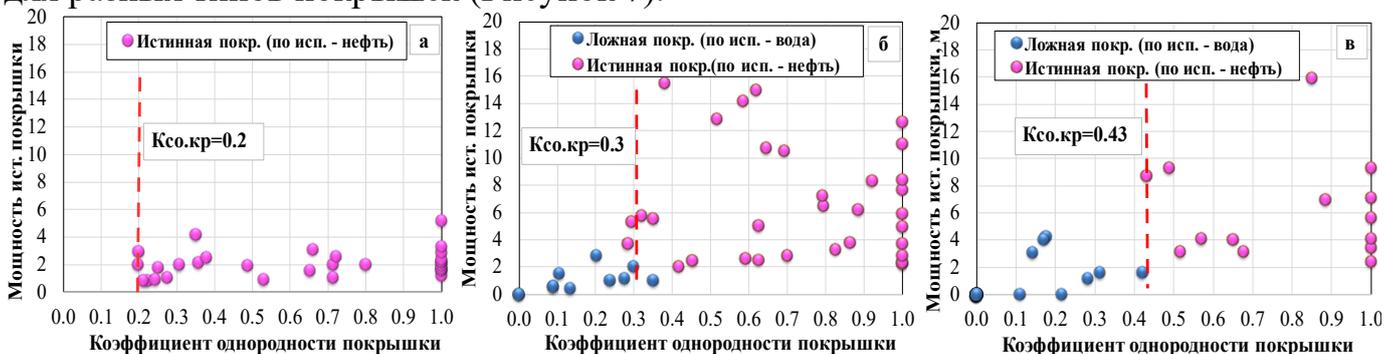


Рисунок 7 - Сопоставление коэффициента однородности покрывки ( $K_{со}$ ) и мощности истинной покрывки с учетом результатов испытаний для: глинистых (а), глинисто-карбонатных (б), карбонатных (в) покрывок

В качестве критерия оценки качества покрышек определялась минимальная толщина флюидоупора (Нкр), способная удерживать залежи УВ, существование которых подтверждено результатами испытаний (Рисунок 8).

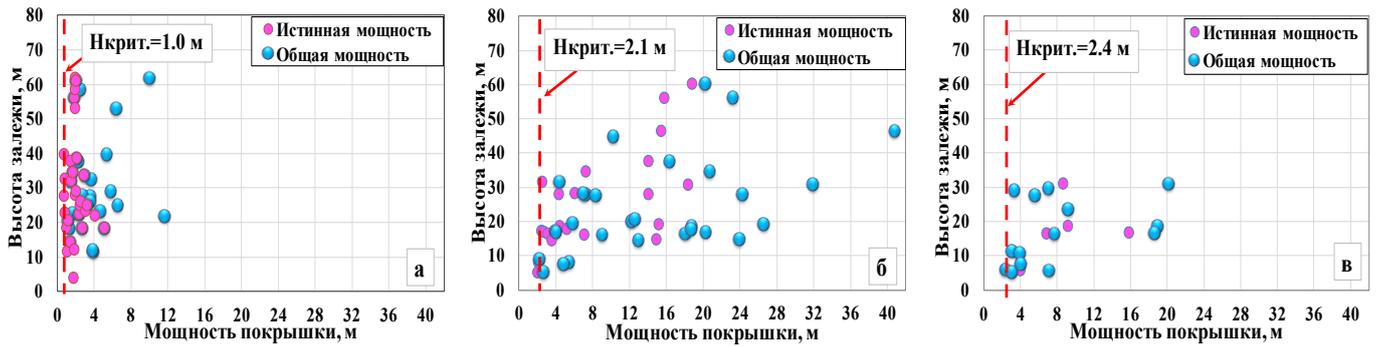


Рисунок 8 - Сопоставление общей и истинной мощности покрышки от высоты залежи для: глинистых (а), глинисто-карбонатных (б) и карбонатных (в) покрышек

По данным керна и ГИС установлено различие упругих параметров (скоростей продольных  $V_p$ , поперечных  $V_s$  волн, модуля Юнга, плотности) в покрышке и коллекторе, что явилось предпосылкой для проведения геомеханического моделирования. Идея предлагаемой методики оценки качества покрышек заключается в расчете потенциальных природных напряженных барьеров путем комплексирования результатов геомеханического моделирования с пространственным анализом данных сейсморазведки 3D. Такой подход позволил на качественном уровне выполнить картирование благоприятных зон с точки зрения оценки качества покрышек и минимизировать риски поискового бурения.

Основное предположение состоит 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 и минимального риска утечек флюида через породы со сходными напряжениями. На основе результирующего куба напряжений псевдо-3D были рассчитаны напряжения и контрасты между пластами по всем скважинам площади и получены непрерывные профили потенциальных барьеров (Рисунок 9а, б).

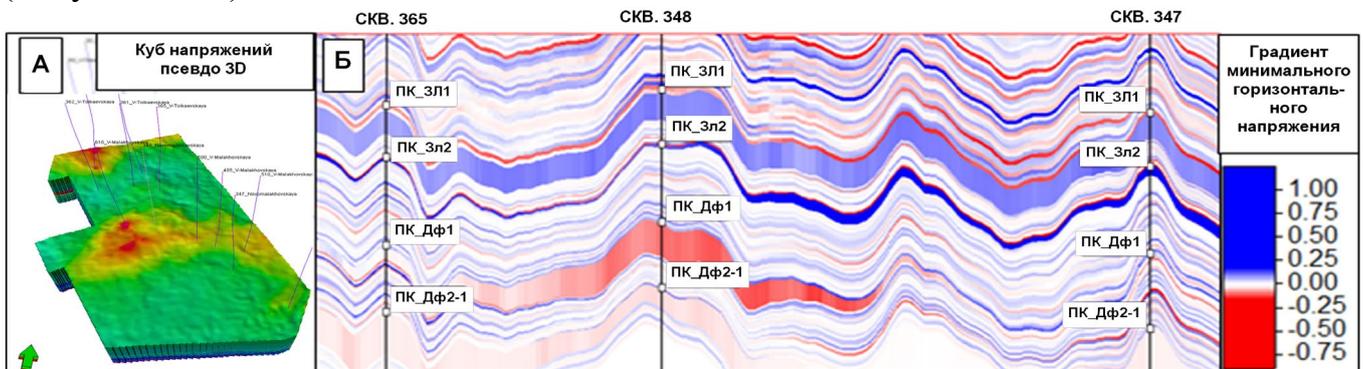


Рисунок 9 - Результаты расчета в псевдо-3D: куб минимального горизонтального напряжения (а); разрез контрастов напряжений на границах пластов (б) по данным сейсмогеологического и геомеханического моделирования.

Новомалаховская площадь, Оренбургская область.

Результаты анализа качества флюидоупоров с помощью расчета шаговых кривых напряженных барьеров хорошо согласуются с прогнозами по результатам комплексного анализа данных керна, ГИС, испытаний (Рисунок 10). Такой подход может использоваться при заложении скважин в процессе проведения геологоразведочных работ. В перспективе, более глубокая проработка данной технологии с учетом выданных рекомендаций позволит масштабировать ее на другие площади и лицензионные участки ПАО «НК «Роснефть» для снижения рисков поисково-разведочного бурения и оптимального заложения оценочных скважин.

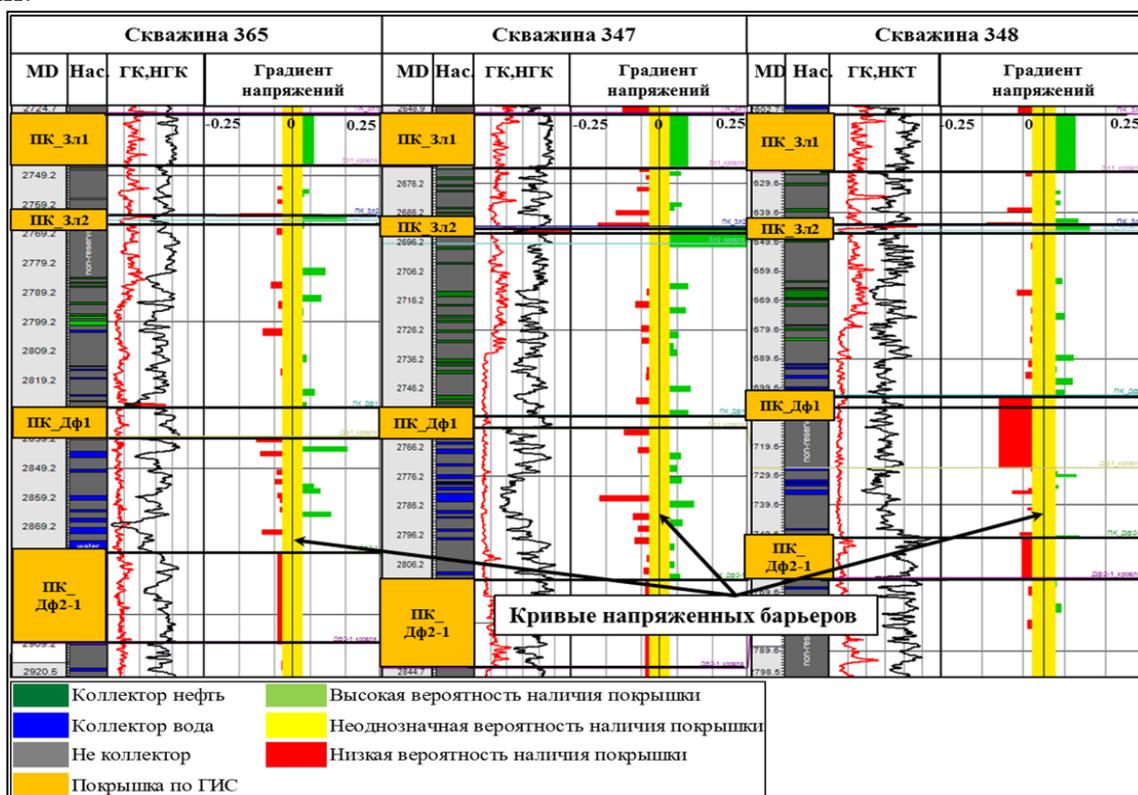


Рисунок 10 - Сопоставление кривых напряженных барьеров и вероятности наличия флюидоупоров в опорных (скв.365, 348) и проверочной (скв.347) скважинах

Таким образом, по данным ГИС выделены *глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатные покрышки*. Установлены критерии выделения истинных флюидоупоров по данным ГИС и геомеханического моделирования:

а) Параметр отношения показаний нейтронного и гамма каротажей  $I_{нк}/I_{гк} < 3.8$ , коэффициент глинистости  $K_{гг} > 4\%$ , псевдохрупкость  $BRIT < 47-49\%$ , нулевые или фоновые значения газопоказаний, коэффициент пористости меньше граничного значения  $K_p < K_{p\_гр}$ , 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 степени однородности: для глинистых покрышек  $K_{со}=0.2$ , для карбонатно-глинистых –  $K_{со}=0.3$ , для карбонатных –  $K_{со}=0.43$ .

г) Минимальные критичные толщины: *глинистых флюидоупоров (ПК1) – 1 м, карбонатно-глинистых (ПК2, ПК4) – 2.1 м, карбонатных (ПК3, ПК5) – 2.4 м.*

В данной главе раскрыто **третье защищаемое положение**.

## **Глава 5. Оценка перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего девона Оренбургской области.**

В главе рассмотрены методика и результаты оценки перспектив нефтегазоносности.

Региональный анализ качества резервуаров и покрышек выполнялся для продуктивных пластов фаменского яруса Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Зл<sub>1</sub>, 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 геологической успешности для фаменских пластов Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub> (Рисунок 11), Зл<sub>1</sub>. Методически карты вероятности геологической успешности (CRS) были получены в результате объединения двух карт комплекта в одну: 1). карт риска наличия и качества коллектора (зоны, где  $N_{эф}=0$  и  $K_{п}<K_{пгр}$  отображались как зоны отсутствия коллектора); 2). карт риска наличия и качества покрышки (зоны, где  $N_{покр.}<N_{крит.}$  и зоны ложной покрышки отображались как зоны отсутствия покрышек). Участки на картах ранжировались по следующему принципу: высокая вероятность 0.61-1 (низкий риск) – зеленый; средняя вероятность 0.3-0.6 (средний риск) – желтый; низкая вероятность 0-0.29 (высокий риск) – красный.

Совмещение карт производилось следующим образом, 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; хоть на одной из полученных карт имеется красный цвет – на композитной карте закрашивается красным. Карта каждого перспективного направления анализировалась, «зеленые» участки, характеризующиеся низкой степенью риска, рассматривались как перспективные для проведения ГРП.

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 верхнефаменских и нижнефаменских рифов, контролирующих в среднефаменских, заволжских и нижнекаменноугольных пластах залежи нефти. Это подтвердило высокий ресурсный потенциал участков нераспределенного фонда недр, которые по результатам ГРП 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 сводового поднятия, восточная часть Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций, а также, частично, Бобровско-Покровский вал.

В пределах заволжского борта Муханово-Ероховского прогиба 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.

В главе обосновано **четвертое защищаемое положение.**

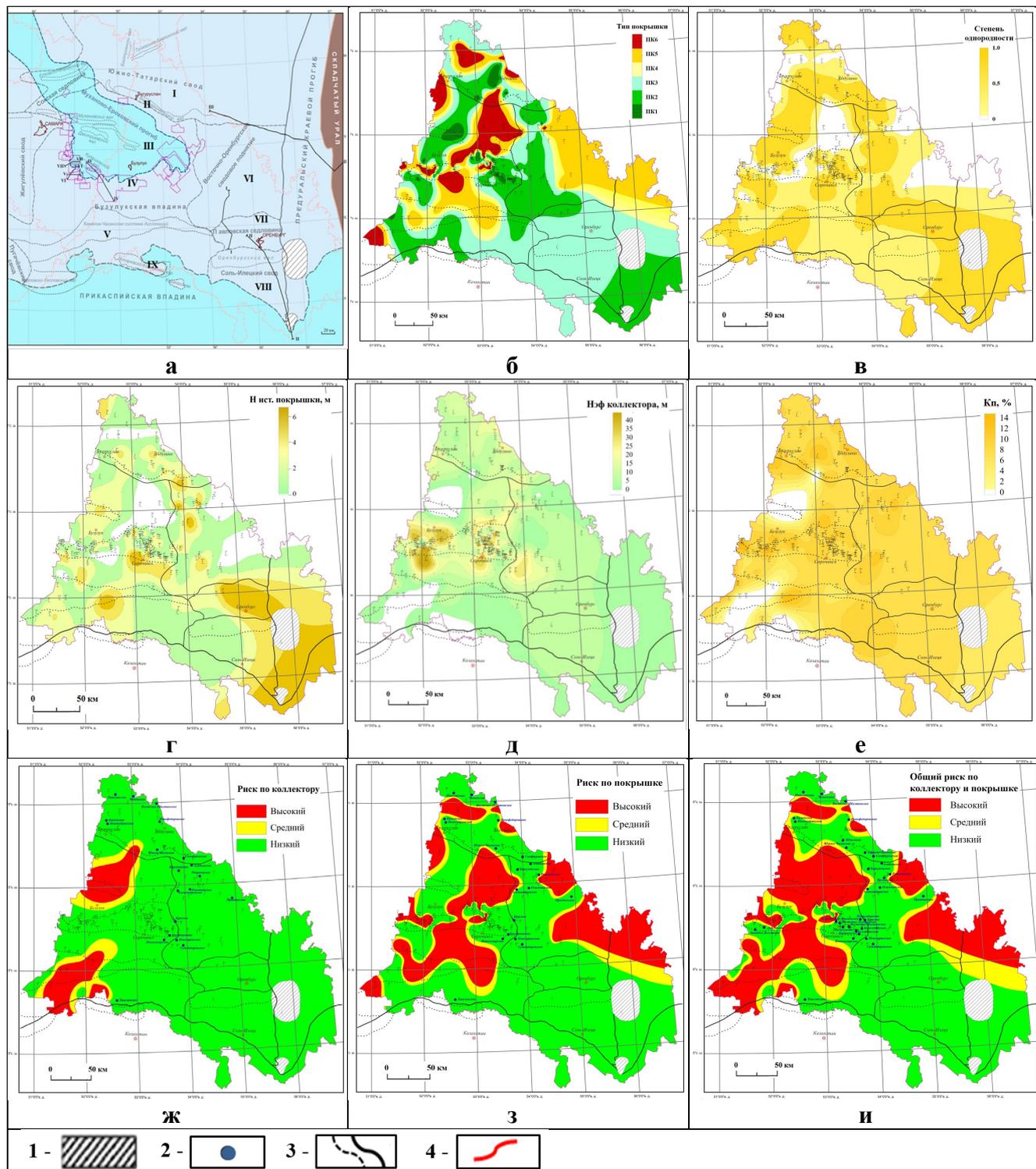


Рисунок 11 - Комплексные карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности (CRS) пласт Зл<sub>2</sub>

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 на рис. 11а: 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 Зл<sub>2</sub>: а - палеогеографическая заволжского времени D3fm<sub>3</sub>; 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

## 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 Предуральяского 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 покрышек, имеющих различные экраняющие 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 интервале разреза наиболее перспективными являются Южно-Татарский свод и Большекинельский вал. Перспективы отмечаются на слабоизученных участках в пределах центральной части Восточно-Оренбургского сводового поднятия, восточной части 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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Чикина, Н.Н. Геологические особенности флюидоупоров в разрезе карбонатной толщи фаменского яруса Оренбургской области / В.А.Шакиров, А.П. Вилесов, Л.А. Лузина, **Н.Н. Чикина**, К.А. Габдрахманова, К.Ф. Миропольцев, И.А. Максимова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С.27-35. – DOI: [10.30713/2413-5011-2018-7-27-35](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-27-35).
2. 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, Е.В. Астафьев, В.В. Сулакшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – №5(329). – С. 22-31. - DOI: [10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-22-31](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-22-31).
3. Чикина, Н.Н. 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](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2(374)-16-29).
4. Чикина, Н.Н. Результаты реализации Программы ГРП 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](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-42-47).

### Публикация в журнале, индексируемом в базе данных RSCI:

5. 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. – Т.20. – №1. – [https://www.ngtp.ru/rub/2025/2\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/2_2025.html) EDN: RPGXPJ.

### Публикация в журнале, индексируемом в международной базе данных Scopus:

6. 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: электр. науч. журнал SCOPUS Earth Doc. - DOI: [10.3997/2214-41909.201702236](https://doi.org/10.3997/2214-41909.201702236).

### Публикации в прочих научных изданиях:

7. Чикина, Н.Н. Фациальная модель и структура пустотного пространства фаменских карбонатных построек Бобровско-Покровского вала (Бузулукская впадина) / П.Б. Кабанов, А.Н. Бетехтин, Л.В. Бурова, Е.Д. Дякун, **Н.Н. Чикина** // Верхний палеозой России: Стратиграфия и фациальный анализ: материалы Второй Всероссийской конференции. Казань, КГУ. – 2009 г. – С.93-95.
8. Чикина, Н.Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба, Оренбургская область / Ю.И. Никитин, В.Б. Щеглов, **Н.Н. Чикина**, С.В. Остапенко // Недра Поволжья и Прикаспия. НВНИИГГ, 2011. – №11. – С. 3-6.
9. Чикина, Н.Н. 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.
10. Чикина, Н.Н. Анализ развития флюидоупоров при поисках залежей углеводородов в структурах обликания 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.131-134.

Подписано в печать 27.06.2025  
Формат А5  
Бумага офсетная. Печать цифровая.  
Тираж 100 экз. Заказ №.....  
Типография ООО «МДМпринт»  
(Печатный салон МДМ)  
119146, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д.28  
Тел. 8-495-256-10-00