

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи

Воронин Михаил Евгеньевич

**Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности
нижне-среднеюрских отложений зоны Восточно-Манычских
прогибов и Прикумской системы поднятий (Восточное
Предкавказье)**

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва – 2025

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Научный руководитель

— **Ступакова Антонина Васильевна**
доктор геолого-минералогических наук,
доцент

Официальные оппоненты

— **Хафизов Сергей Фаизович**
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, ФГАОУ ВО «Российский
государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина»,
заведующий кафедрой поисков и разведки
нефти и газа факультета геологии и
геофизики нефти и газа

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, ФГБОУ ВО "Кубанский
государственный университет" профессор
кафедры геологии и геофизики Института
географии, геологии, туризма и сервиса

Кравченко Мария Николаевна

кандидат геолого-минералогических наук,
«ФГБУ «Всероссийский научно-
исследовательский геологический нефтяной
институт», заведующий отделом «Ресурсы
и запасов нефти и газа»

Защита диссертации состоится «12» декабря 2025 г. в 14 часов 30 минут
на заседании диссертационного совета МГУ.016.8 Московского
государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, г.
Москва, Ленинские горы, д. 1, Главное здание МГУ имени М.В. Ломоносова,
геологический факультет, ауд. 621.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной
библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на
<https://dissovet.msu.ru/dissertation/3652>

Автореферат разослан « »

2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.016.8,
кандидат геолого-минералогических наук

Е.Н. Полудеткина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Восточное Предкавказье является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов страны и имеет хорошо развитую инфраструктуру. Промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям от триаса до неогена. Более половины всех разведанных запасов сосредоточены в меловом комплексе отложений. Доля запасов в нижне-среднеюрских отложениях составляет около 15 %. Залежи в юрских породах в основном многопластовые, нефтяные, небольшие по размерам, часто пластово-сводовые, иногда литологически и стратиграфически экранированные. Большинство месторождений расположено в зоне Прикумской системы поднятий и в зоне Восточно-Манычских прогибов, где выработка ресурсного потенциала к настоящему времени составляет более 95 %. Прирост ресурсной базы нефти и газа связан, в первую очередь, с поиском скоплений в неантиклинальных ловушках в относительно глубокопогруженных комплексах, в том числе в терригенных нижне-среднеюрских отложениях. Сложность прогноза перспективных объектов в терригенной части юрских отложений состоит в неоднозначности расчленения нижне- и среднеюрских отложений и картировании области распространения нижних горизонтов, которые часто выклиниваются и представлены толщей частого чередования песчаников, алевролитов и глин. Поиск и разведка в них новых неантиклинальных залежей требуют разработки новых критерииов оценки перспектив нефтегазоносности отложений, их генезиса, строения и качества работы всех элементов углеводородных систем. Технологии обработки геофизического материала, а также новые методические подходы по интерпретации сейсмических материалов, данных ГИС и исследованию кернового материала позволяют выявить закономерности формирования и размещения пород коллекторов в различных интервалах нижне-среднеюрских отложений.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования служат терригенные нижне-среднеюрские отложения северной части Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) в пределах зоны Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий. Предметом исследования являются природные резервуары в терригенном юрском комплексе отложений, условия залегания и коллекторские свойства которых благоприятны для размещения скоплений углеводородов.

Целью работы является прогноз распространения пород коллекторов и выявление перспектив нефтегазоносности в терригенных нижне-среднеюрских отложениях зоны Восточно-Манычских прогибов, Прикумской системы поднятий и сопредельных территорий.

Для достижения цели были поставлены **основные задачи**:

1. Определение области распространения нижне- и среднеюрских комплексов отложений на основе интерпретации временных сейсмических

разрезов и каротажа скважин, а также систематизации результатов предшествующих работ.

2. Анализ цикличности строения разреза и изменения условий осадконакопления для выделения интервалов, благоприятных для формирования природных резервуаров в отложениях нижне-среднеурского возраста.

3. Выделение петрофизических типов пород, слагающих природные резервуары, определение их фильтрационно-емкостных свойств и прогноз области распространения потенциальных для поиска углеводородов пород-коллекторов в пределах изучаемого региона.

Фактический материал и личный вклад. Фактическим материалом, используемым в работе, является собранная в единой базе данных сеть из более 3000 погонных километров региональных сейсмических 2D профилей, более 40 скважин с данными ГИС, более 20 скважин с точечным отбором образцов керна, который автор собрал за годы работы на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Автором самостоятельно проведена структурная интерпретация обширной сети 2D сейсмических профилей, корреляция каротажных диаграмм, что в комплексе позволило определить границы распространения и особенности залегания нижне-среднеурских пород. На основании самостоятельного описания керна и петрографических шлифов автором проведено выделение седиментационной цикличности для выявления интервалов развития одновозрастных пород-коллекторов, флюидоупоров и потенциальных нефтегазоматеринских толщ. Автором проведены лабораторные петрофизические исследования имеющихся образцов керна, анализ которых впоследствии совместно с результатами ретроспективных исследований легли в основу дальнейшего прогноза развития наиболее перспективных коллекторов.

Степень достоверности результатов. Все геологические результаты получены с использованием современного программного обеспечения, лабораторного оборудования приобретенного по программе развития МГУ в соответствии с утвержденными методическими рекомендациями. Полученные результаты основаны, в том числе, на установленных ретроспективными исследованиями выводах и в целом не противоречат опубликованным работам других исследований, дополняя их.

Методы исследования. Работа основана на комплексном изучении разномасштабных геолого-геофизических данных. Для уточнения границ распространения нижне-среднеурского осадочного комплекса применялось комплексирование структурной интерпретации сети взаимоувязанных региональных 2D профилей с результатами корреляции разрезов скважин. В основе выделения трансгрессивно-ретрессивных циклитов лежит макро- и

микроизучение вещественного состава нижне-среднеюрских пород. Проведена петротипизация пород с построением прогнозных схем перспектив на основании лабораторных методов исследования петрофизических свойств керна в совокупности с литологическим и фациальным расчленением разреза.

Научная новизна. Впервые в зоне Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий на основе комплексирования интерпретации сейсмических профилей и корреляции скважин отдельно прослежено распространение нижнеюрских и среднеюрских сейсмостратиграфических комплексов отложений. Установлено, что область распространения нижнеюрских пород имеет сложную конфигурацию, вытянутую вдоль грабенообразных областей погружения предшествующего пермско-триасового этапа развития региона. Для каждого сейсмостратиграфического подразделения построены схемы толщин, которые позволили выявить основные депоцентры погружения в ранне- и среднеюрское время. Анализ седиментационной цикличности строения разреза позволил определить стратиграфические интервалы, наиболее благоприятные для формирования пород-коллекторов.

Оценка петрофизических свойств пород коллекторов современными методами исследования позволила спрогнозировать распространение и свойства природных резервуаров, как по площади, так и по разрезу, а также отработать критерии поиска возможных неантиклинальных ловушек УВ.

Защищаемые положения

1. В зоне Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья нижнеюрский сейсмостратиграфический комплекс отложений распространен только в пределах унаследованных от пермско-триасовых грабенообразных прогибов, где максимально полный их разрез толщиной 250-300 метров сокращается к бортам до полного выклинивания. Среднеюрский сейсмостратиграфический комплекс отложений распространен более широко и регионально перекрывает разновозрастные нижележащие породы, увеличиваясь в мощности в направлении современного кряжа Карпинского от 100 до 600 метров.

2. Циклостратиграфическая корреляция разреза позволила установить трансгрессивно-регрессивную цикличность осадконакопления с увеличением доли морских отложений вверх по разрезу. Нижнеюрский геттантг-синемюр-плинсбахский циклит сложен преимущественно континентальными аллювиально-озерными отложениями, среднеюрские циклиты накапливались в условиях периодической смены континентальных, прибрежно-морских и морских отложений, где максимальное развитие песчаных прибрежно-морских фаций характерно для циклита байосского возраста средней юры.

3. Перспективы поиска природных резервуаров, коллекторы которых обладают благоприятными фильтрационно-емкостными характеристиками для аккумуляции углеводородов в ловушках неантиклинального типа, связаны

с зоной развития раннеюрских палеопрогибов, где распространены нижнеюрские песчаные коллекторы аллювиального генезиса и вышележащие среднеюрские прибрежно-морские песчаники с общей суммарной эффективной мощностью более 100 метров.

Практическая значимость. Результаты исследования могут быть использованы при поисково-разведочных работах с целью выявления интервалов коллекторов и неантклинальных ловушек в отложениях нижне-среднеюрского возраста. Разработанные критерии петротипизации пород могут быть использованы для оценки качества пропущенных при опробовании скважин интервалов разреза с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и планирования поисковых и доразведочных работ.

Апробация работы. Основные результаты исследований докладывались на российских и международных совещаниях и конференциях с 2022 по 2025 год, среди них Международная научно-практическая конференция «Referatotech» (Краснодар, 2022), Международная научно-практическая конференция «Ломоносовские чтения» (Москва, 2023), Международная научная конференция «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий» (Ставрополь, 2023), Международная научная конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (Москва, 2024), Международная научно-практическая конференция «Ломоносовские чтения» (Москва, 2024), Международная научно-практическая конференция «Техносфера» (Краснодар, 2024), LVI Тектоническое совещание «Тектоника и Геодинамика земной коры и мантии: Фундаментальные проблемы-2025» (Москва, 2025), Международная научно-практическая конференция «Ломоносовские чтения» (Москва, 2025), 10-я Международная научно-практическая конференция «Инновации в геологии, геофизике и географии — 2025» (Москва, 2025).

Основные результаты автора по теме диссертации изложены в 7 публикациях на русском языке, из них 6 статей в рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (по геологоминералогическим наукам).

Объём и структура работы

Диссертационная работа общим объемом 117 страниц, состоит из 6 глав, введения и заключения, 80 рисунков, 2 таблиц и списка литературы из 96 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложены актуальность, цели и задачи исследования, представлены фактический материал и личный вклад автора, отражены научная новизна, положения, выносимые на защиту, практическая значимость, степень достоверности и апробация результатов.

Глава 1. Физико-географический очерк и история геологического изучения.

В главе кратко описывается физико-географическое положение, климатические, социальные условия региона исследования, а также история геолого-геофизической изученности юрского терригенного комплекса отложений. В административном плане район исследования расположен в пределах Северо - Кавказского Федерального округа на территории Ставропольского края, Республики Дагестан, Республики Калмыкия, и является одним из старейших регионов нефтегазодобычи России. Регион хорошо изучен комплексом геолого-геофизических исследований, направленных на поиск и разведку месторождений нефти и газа (Рисунок 1).

Юрские отложения начали детально изучаться в 50-х годах XX века. Работы выдающихся ученых, таких как И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, М.Ф. Мирчинк, М.С. Бурштар, В.Е. Хайн, Н.Ю. Успенская, А.И. Цатуров, Ю.Ф. Мерзленко, Б.П. Назаревича, И.А. Конюхова, Д.И. Панова, Ю.О. Гаврилова и многих других, были направлены на анализ геологического строения региона и оценку перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений.

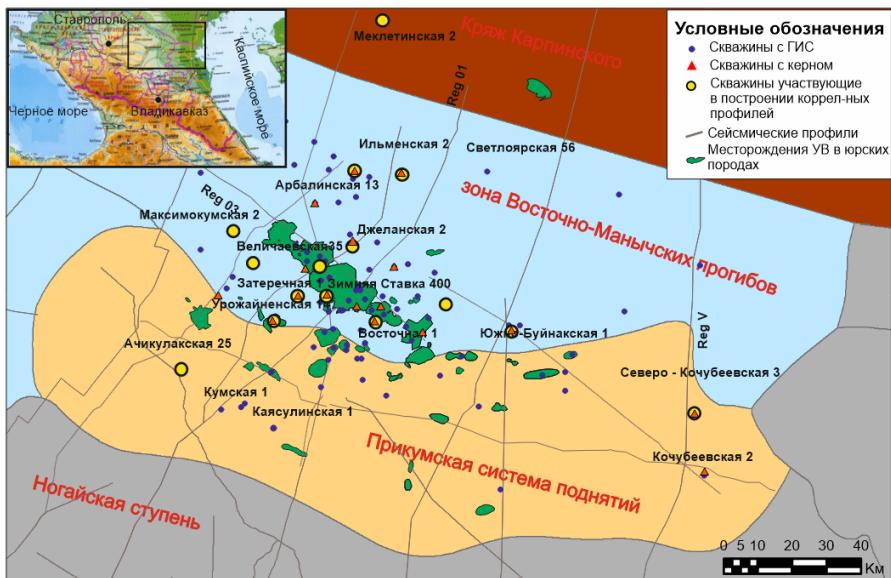


Рисунок 1. Геологическое строение региона и фактический материал

В результате глубокого бурения были открыты залежи нефти как в меловом, так и в юрском комплексах отложений на месторождениях Величаевское, Колодезное, Озек-Суат, Зимняя Ставка и других. В 60-70-х годах XX века были разработаны различные лито-стратиграфические схемы,

где юрские отложения были разделены на многочисленные свиты. Приуроченность свит к отдельным площадям и зонам затрудняла их корреляцию. В 90-х годах, когда истощенность ресурсной базы антиклинальных структур подтолкнула исследователей к поиску неантиклинальных ловушек, поиск региональных зон лито-фацциального замещения и выклинивания отдельных горизонтов юрских отложений приобрели особую значимость. В последние годы такие работы проводятся коллективами ЗАО СевКАВгеопром, ФГБУ «ВНИГНИ», МГУ имени М.В. Ломоносова, АО «Росгеология», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.

Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность

В главе рассмотрены вопросы лито-стратиграфической характеристики, тектонического строения, истории геологического развития, а также нефтегазоносности района исследования. В строении осадочного чехла участвует многообразный комплекс горных пород палеозой-кайнозойского возраста. Осадочный чехол сложен пермско-триасовыми терригенно-вулканогенно-карбонатными отложениями суммарной мощностью 2-2.5 км и мезо-кайнозойскими породами мощностью более 4 км.

Изучаемый разрез охватывает весь нижне-среднеюрский стратиграфический интервал от геттанг-синемюрского до келловейского ярусов. Возраст отложений определялся по единичным находкам фауны и спорово-пыльцевому анализу. Состав отложений по разрезу изменчив и представлен чередованием мощных песчано-алевролито-глинистых пород различного генезиса, встречаются углистые прослои. Корреляция разрезов разных свит терригенных юрских отложений на разных площадях позволила построить сводную лито-стратиграфическую схему нижне-среднеюрских отложений региона.

В тектоническом плане регион охватывает территорию, ограниченную на юге Терско-Каспийским передовым прогибом, на севере погребенным Кряжем Карпинского, на востоке депрессией Каспийского моря, на западе Ставропольским сводом. В основу тектонической схемы, используемой в работе, взята карта 1987 года А.И. Летавина, где выделены две принципиально разных структурно-тектонических зоны, Прикумская система поднятий и зона Восточно-Манычских прогибов.

В нефтегазогеологическом районировании изучаемая территория относится к Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям от триасового до неогенового возраста. Основные зоны нефтегазонакопления связаны с антиклинальными структурами Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Манычских прогибов. Месторождения в нижне-среднеюрских отложениях в большинстве своем многопластовые сводовые, литологически и стратиграфически экранированные.

Глава 3 Нижне-среднеюрские сейсмостратиграфические комплексы.

В главе приводятся результаты комплексирования сейсмостратиграфической интерпретации региональных сейсмических профилей и скважин со стратиграфическим расчленением юрского терригенного разреза. На первом этапе систематизирована и обработана обширная сеть сейсмопрофилей разных съемок и лет, проведена их увязка и амплитудная корректировка. Путем расчета синтетических сейсмотрасс произведена привязка отражающих горизонтов по 5 скважинам. В разрезе выделены пермско-триасовый, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой, верхнемеловой, майкопский, олигоцен-нижнемиоценовый, неогеновый сейсмостратиграфические комплексы (ССК). Для юрских интервалов разреза, которые характеризуются высокой интерференцией, были прослежены следующие отражающие горизонты (ОГ): подошва юрских/кровля триасовых (T_{top}) отложений, кровля среднеюрских ($J2_{top}$) и нижнеюрских ($J1_{top}$) отложений (Рисунок 2).

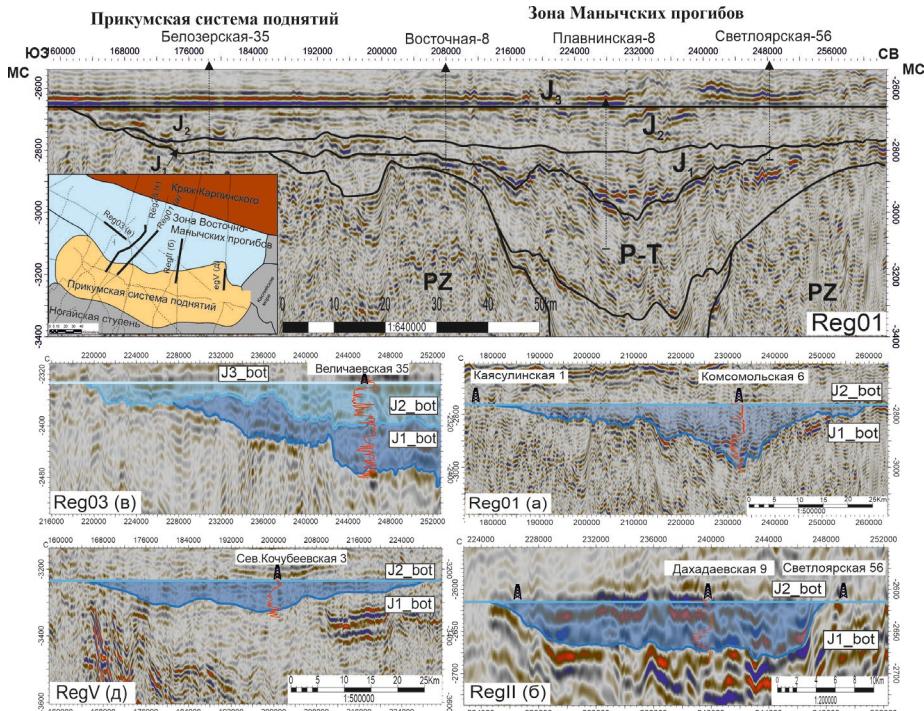


Рисунок 2 Положение пермско-триасовых грабенов и унаследованное развитие нижнеюрских ССК

Нижнеюрский ССК выделяется как унаследованная толща заполнения доюрских грабенообразных прогибов, линейно вытянутых вдоль Восточного Предкавказья. В осевой части зоны Восточно-Манычских прогибов прослеживается увеличение количества сейсмических фаз, характер записи становится более прерывистым. В бортовых частях мощность ССК сокращается с последующим выклиниванием по схеме подошвенного налегания на более древние подстилающие породы. Факт выпадения нижнеюрской толщи в северо-восточном, юго-западном и западном направлении подтверждается скважинами (Светлоярская 56, Каясулинская 1, Бойчаровская 1) (Рисунок 2).

Среднеюрский ССК распространен более широко, по сравнению с нижнеюрским. Для него характерна параллельно-слоистая сейсмическая запись и субгоризонтальное пологоволнистое распространение сейсмических фаз. Мощность ССК увеличивается в северо-восточном направлении, в сторону кряжа Карпинского. В юго-западной части Прикумской системы поднятий мощность ССК сокращается с последующим выклиниванием пород по типу подошвенного налегания среднеюрских пород на подстилающие палеозойские породы. Сокращение мощности среднеюрского ССК происходит в западном направлении к Ставропольскому своду.

Прослеженные ССК позволили построить схемы толщин нижне- и среднеюрских отложений (Рисунок 3). Нижнеюрские породы имеют субширотную ориентировку и ограниченное распространение, выявлено четыре депоцентра с максимальными толщинами, достигающими 350 метров. Среднеюрские породы имеют более площадное распространение и увеличиваются в мощности в северо-восточном направлении до 600 метров.

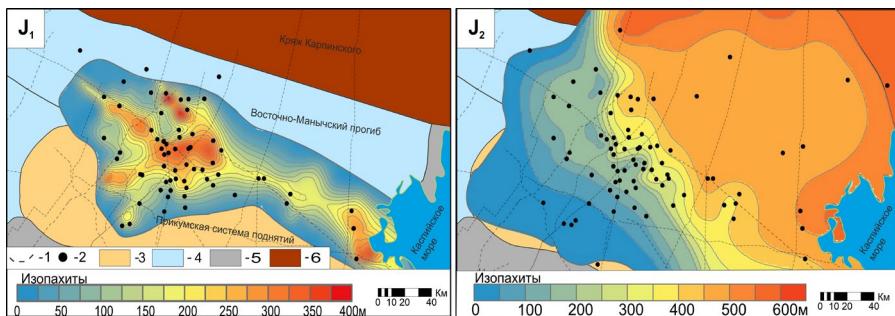


Рисунок 3 Схема толщин нижне-среднеюрских отложений: J1 - нижнеюрские отложения; J2-среднеюрские; (Воронин, 2025)

Условные обозначения: 1-2- материалы, использованные для построения схем:

1. сейсмические профили, 2. скважинные данные с данными ГИС;

3-6 - тектонические элементы: 3.поднятия, 4.впадины и прогибы,

5 тектонические ступени, 6.складчатая зона кряжа Карпинского

Глава 4. Циклическое строение нижне-среднеюрских пород

Для изучения строения нижне-среднеюрских пород в скважинах был применен циклостратиграфический анализ, который позволил проследить изохронные границы развития пород коллекторов и флюидоупоров. В разрезе выделено 4 региональных трансгрессивно-ретрессивных седиментационных циклита, которые были увязаны с отражающими горизонтами на сейсмических профилях, с типами пород, их ФЕС (Рисунок 4). Трансгрессивные толщи наиболее выдержаны по площади, имеют преимущественно глинистый состав и накапливались в условиях относительного повышения уровня моря. Ретрессивные толщи формировались при относительном понижении уровня моря и активном распределении осадочного материала флювиальными потоками (Карнюшина, 2022).

Геттанг-синемюр-плинсбахский циклит на исследуемой территории представлен алевролитово-песчано-глинистыми породами. Общая толщина разреза изменяется от 20 до 200 метров (Рисунок 5-А). Трансгрессивная часть циклита сложена преимущественно переслаивающимися аргиллитами и алевролитами с тонкой горизонтальной слоистостью, кривая альфа ПС изменяется в диапазоне от 0 до 0.3 д.е. В ретрессивной части значения альфа ПС повышается от 0.3 до 0.8. Верхняя часть циклита сложена преимущественно алевролито-песчаными породами, косослоистыми, средней сортировки с прослойями гравелитов и углистого материала. Циклит хорошо прослеживается в центральных частях прогибов, в зонах с наибольшими толщинами нижнеюрского комплекса. В бортовых частях прогибов, где нижнеюрские отложения сокращаются в мощности до полного выпадения из разреза, циклическое строение проследить затруднительно. Наличие крупнообломочных пород, углисто-растительного детрита и отсутствие фауны в разрезе в совокупности с косослоистой текстурой пород свидетельствует о континентальных, аллювиально-озерных обстановках седиментации.

Зоны развития русловых отложений, которые заполняли впадины палеорельефа, выделяются по резкому увеличению толщины разреза от 100 до 200 метров. Основными источниками осадочного материала являлась область обрамляющей суши, расположенная на западе, северо-западе и возможно севере региона.

Тоарско-ааленский циклит выделяется по резкой смене нижележащего песчаного типа разреза, на преимущественно глинистую, аргиллитовую трансгрессивную толщу вверх по разрезу (Рисунок 5-Б). Быстрое проникновение морского бассейна (ингрессия) в тоарское время подтверждается наличием в аргиллитах единичных форм агглютинирующих форамиинифер (Арцышевич, 1973).

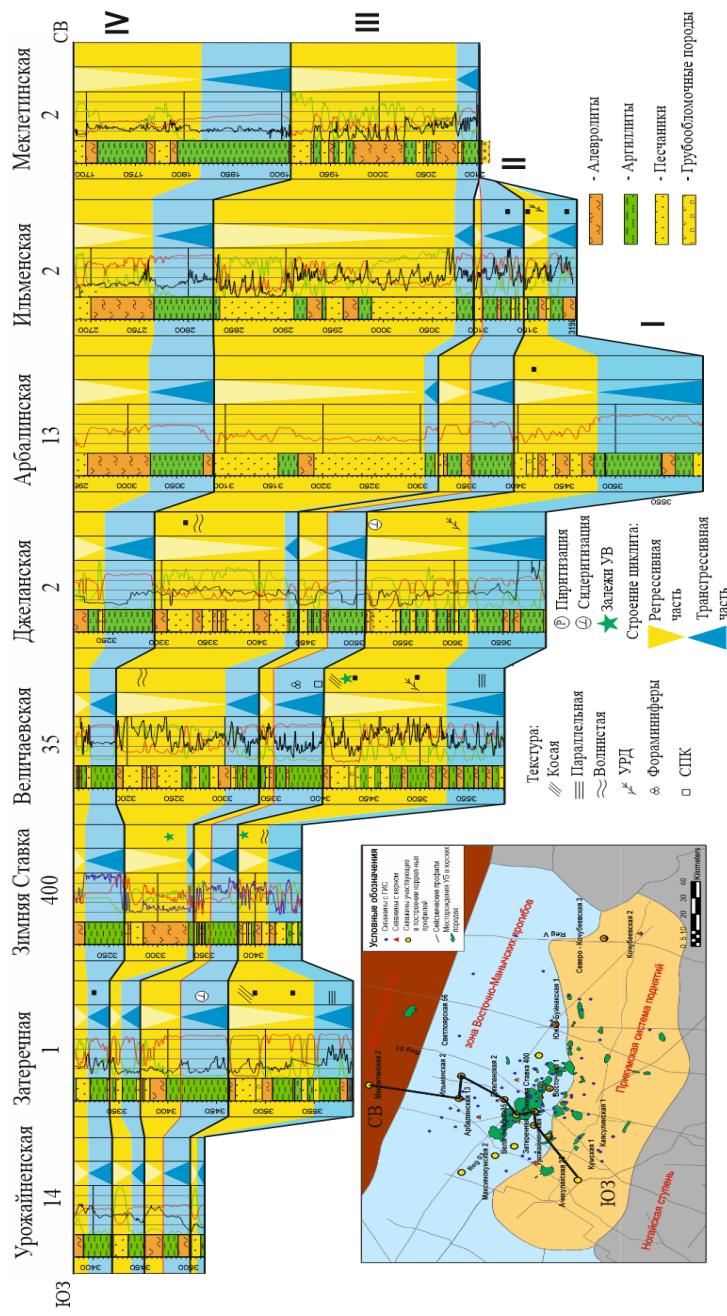


Рисунок 4 Схема корреляции нидне-среднегорских циклических. Геминанг-сингенитов, II-тиодарско-адленский III-байосский, II-бенхебайоцеско-келловецкий

Регрессивная часть циклита сложена преимущественно песчаными разнозернистыми породами ааленского возраста, часто с включениями углистого детрита, накапливавшихся в условиях периодически осушаемой прибрежно-морской равнины. Наибольшие толщины отложений тоарско-ааленского циклита составляют порядка 100 метров.

В основании *байосского циклита* выделяется выдержанная алевролитово-глинистая трансгрессивная толща порядка 20 метров, которая несогласно залегает на породах предшествующего цикла осадконакопления, фиксируя подъем территории в предбайосское время. Регрессивная часть сложена преимущественно песчано-алевролитовыми породами, в которых отмечаются локальные пропластки аргиллитов (Рисунок 5-В). Толщины байосского седиментационного циклита увеличиваются в северо-восточном направлении и достигают максимальных значений на северном борту зоны Восточно-Манычских прогибов. Поступление большого объема осадочного материала с северо-востока, со стороны Восточно-Европейской платформы, в бассейн осадконакопления привело к быстрой смене мелководно-морских условий осадконакопления на прибрежно-морские. Косо- и волнистослоистые песчаники средней сортировки с обилием крупнообломочных разностей пород формировались в дельтовых, баровых и пляжевых обстановках осадконакопления с весьма активной гидродинамикой среды. Минимальные значения байосского седиментационного циклита до 20 метров и менее приурочены к северному склону Прикумской системы поднятий.

Верхнебайосско-бат-келловейский циклит представлен преимущественно алевролитово-глинистыми породами и достаточно равномерно распространен по всей территории. Трансгрессивная часть циклита хорошо коррелируется по всем скважинам и представлена выдержанной положительной аномалией на кривой ПС (0.1-0.4 д.е.). Разрез представлен преимущественно алевро-глинистыми породами (Рисунок 5-Г).

Глинизация трансгрессивной части повышается в северо-восточном направлении. Регрессивная часть циклита маломощная и не превышает 50 метров. Она сложена песчаниками тонко-мелкозернистыми с примесью алевритового материала средней сортировки. Суммарные толщины циклита достигают 100-150 метров в осевой части зоны Восточно-Манычских прогибов, сокращаясь на локальных поднятиях. В приподнятых частях Манычского прогиба в скважинах Величавская 35, Зимняя Ставка 400, регрессивная часть практически отсутствует. Отложения циклита накапливались преимущественно в морских обстановках, на что указывает наличие в разрезе фаунистических форм, характерных для морского бассейна осадконакопления (Безносов, 1973). На основании циклического анализа региона, интерпретации комплекса ГИС и керна, с учётом условий осадконакопления создана принципиальная схема формирования нижне-среднеюрских отложений.

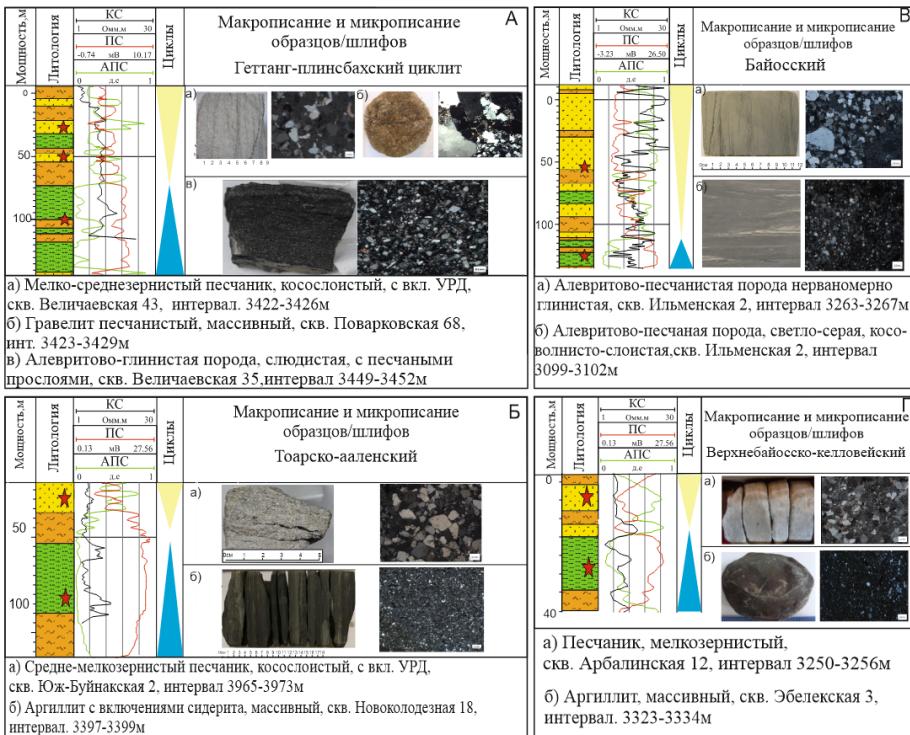


Рисунок 5 Литолого-геофизическая характеристика строения циклитов

Глава 5. Природные резервуары в нижне-среднеюрском комплексе отложений и их петрофизическая характеристика.

В составе циклитов выделены литологические типы пород и дана их петрофизическая характеристика. Терригенный разрез нижне-среднеюрских пород представлен более чем пятнадцатью литологическими типами, отличающимися друг от друга текстурными характеристиками, гранулометрическим и минеральным составом. Литологические типы пород были сгруппированы по их составу и генезису в петрофизические типы пород (петротипы), которые можно коррелировать по скважинам при отсутствии керна. Всего было выделено три петротипа, каждый из которых обладает самостоятельными фильтрационно-емкостными характеристиками, формирующими свойства природных резервуаров нефти и газа (Рисунок 6). Для выделения петрофизических типов пород использовалась коллекция образцов керна, на которых были выполнены определения коэффициента пористости, проницаемости, остаточной и текущей водонасыщенности с

построением кривых капиллярного давления, радиусов поровых каналов, относительных фазовых проницаемостей, электрических характеристик.

Первый тип (П-1) представлен песчаными, алевролитово-песчаными и гравелитовыми породами. В его составе преобладают песчаники мелко-среднезернистые, кварцевые, текстура их волнистая, косая, цемент глинистый, сортировка различная от средней до хорошей. Формирование таких пород происходило в условиях высокой гидродинамики среды, в аллювиальных и прибрежно-морских обстановках осадконакопления, которые связаны с регрессивной частью седиментационных циклов.

Второй тип (П-2) представлен алевролитовыми, глинисто-алевролитовыми породами, где преобладают алевролиты с преимущественно угловатыми, полуокатанными, зёрнами и средней сортировкой. Этот петротип пород, как правило, приурочен к нижней части регрессивной толщи циклита, накапливавшейся в условиях средней гидродинамики среды.

Третий тип (П-3) слагают преимущественно алевролитово-глинистые и глинистые породы от темно-серых до черных. Этот тип пород характерен для трансгрессивной части циклита, накопление происходило в обстановках с низкой гидродинамикой среды.

Петрофизические характеристики всех типов пород позволили выделить наиболее благоприятные для формирования коллекторов нефти и газа петротипы (Рисунок 7). На графиках сопоставления коэффициента пористости и проницаемости прослеживаются два тренда связи для первого и второго петротипа. По результатам сопоставления можно отметить, что большая часть выборки образцов, приуроченная к первому петротипу, характеризуется значениями проницаемости, преимущественно от 10 до 1000 мД, и пористостью преимущественно от 8 до 25%, тогда как для пород второго типа проницаемость изменяется преимущественно от 0.1 до 10 мД.

Породы третьего петротипа имеют пористость менее 5% и проницаемость менее 0.2 мД. Для всех выделенных петрофизических типов пород прослеживаются характерные для них кривые капиллярного давления (ККД). Кривизна увеличивается по мере повышения зернистости и проницаемости пород. Изменение петрофизических характеристик пород связано с различным распределением размеров поровых каналов. Для пород первого петротипа фильтрация происходит по порам преимущественно крупного размера 5-10 мкм (30%). Для второго типа пород основными фильтрующими каналами являются поры радиусом 0.2 -1 мкм (35%). Породы третьего типа обладают порами менее 0.2 мкм (80%). Были так же проведены лабораторные эксперименты по оценке относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на двух собранных из образцов первого и второго петротипа моделях. Для первого типа пород прослеживается резкий рост проницаемости по нефти при водонасыщенности (Кв) менее 0.5 д.е. Для второго петротипа фильтрационные свойства по нефти появляются при Кв

менее 0,59 д.е. Различные показатели критических значений Кв позволяют прогнозировать в дальнейшем нефтенасыщенные интервалы в разрезе.

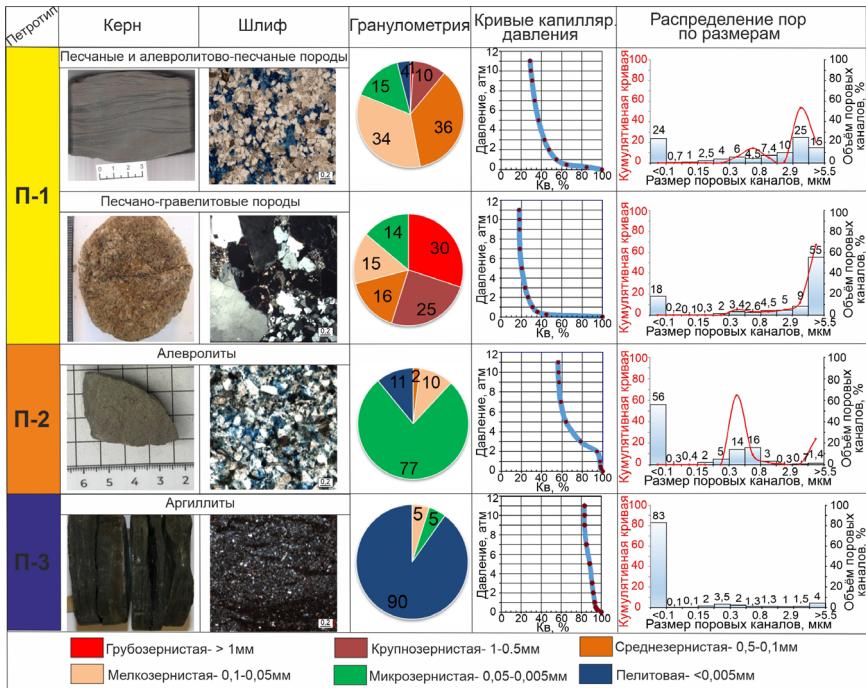


Рисунок 6 Литологическая характеристика выделенных петротипов.

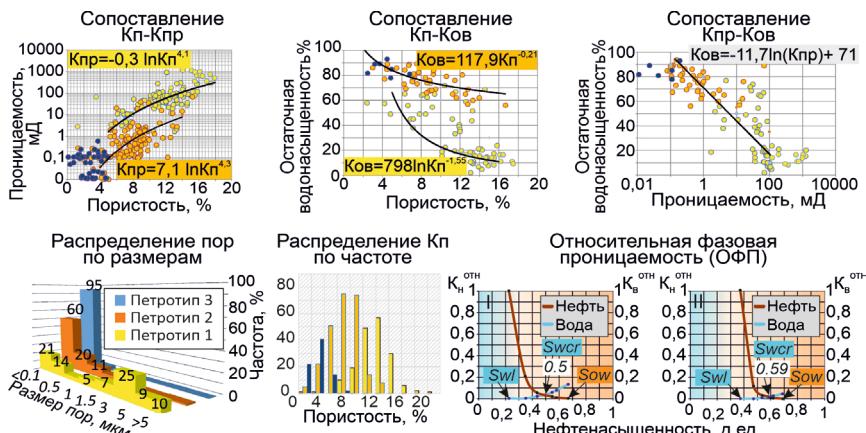


Рисунок 7 Результаты петрофизического изучения кернового материала, для нижне-среднегорских пород.

Таким образом, наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы, приуроченные к первому петрофизическому типу накапливавшиеся в активных гидродинамических обстановках и слагающими верхние регрессивные части циклитов.

Для прогноза распространения пород-коллекторов по площади петротипы пород были привязаны к комплексу ГИС. Привязка проводилась по сопоставлению нормированных кривых ПС (Апс) и ГК (Дгк), которые имелись в 5 скважинах с наличием кернового материала. Комплексирование методов ГИС и результатов исследования керна позволило установить граничные значения для выделения петротипов по данным ГИС и провести петротипизацию разрезов внутри каждого циклита. Для выделения первого петротипа по Апс граничное значение составило 0.63, для второго - 0.32.

По результатам типизации выявлено соотношение каждого петротипа внутри выделенных циклитов. Трансгрессивная часть геттанг-синемюр-плинсбахского циклита на 70% в среднем сложена преимущественно глинистыми породами третьего петротипа, а регрессивная часть – более чем на 50% песчаными породами первого петротипа. Трансгрессивная часть тоарско-ааленского циклита на 90% сложена неколлекторскими породами третьего петротипа, регрессивная часть более чем на 60% сложена преимущественно алевролитовыми породами второго петротипа. В байосском циклите маломощная трансгрессивная часть на 95% представлена третьим петротипом пород, а регрессивная часть – на 60% породами первого петротипа с наилучшими коллекторскими свойствами. Трансгрессивная часть верхнебайос-бат-келловейского циклита сложена на 95% глинистыми породами 3-го типа, а регрессивная на 75% представлена алевролитовыми породами второго типа.

Для определения мощностей и закономерностей распространения по площади пород первого петротипа, построены кросс-плотные сопоставления общих толщин циклитов и толщин первого петротипа. Полученные уравнения связи имеют достаточно высокую степень корреляции, что позволяет их использовать для построения схем толщин (Рисунок 8).

В геттанг-синемюр-плинсбахском циклите выделяется 4 депоцентра развития пород первого петротипа, обозначенных как «северный», «центральный», «южный» и «восточный». В данных зонах мощности достигают 80 метров. В байосском циклите отмечается максимальное развитие пород первого петротипа, их мощность увеличивается в северо-восточном направлении суммарно до 180 метров. Тоарско-ааленский и верхнебайосско-бат-келловейский цикллы обладают толщинами до 40 метров. Породы первого петротипа формируют регрессивные части циклитов. Таким образом, для регионального поиска с точки зрения количества интервалов коллекторов перспективными являются плинсбахские и байосские породы.

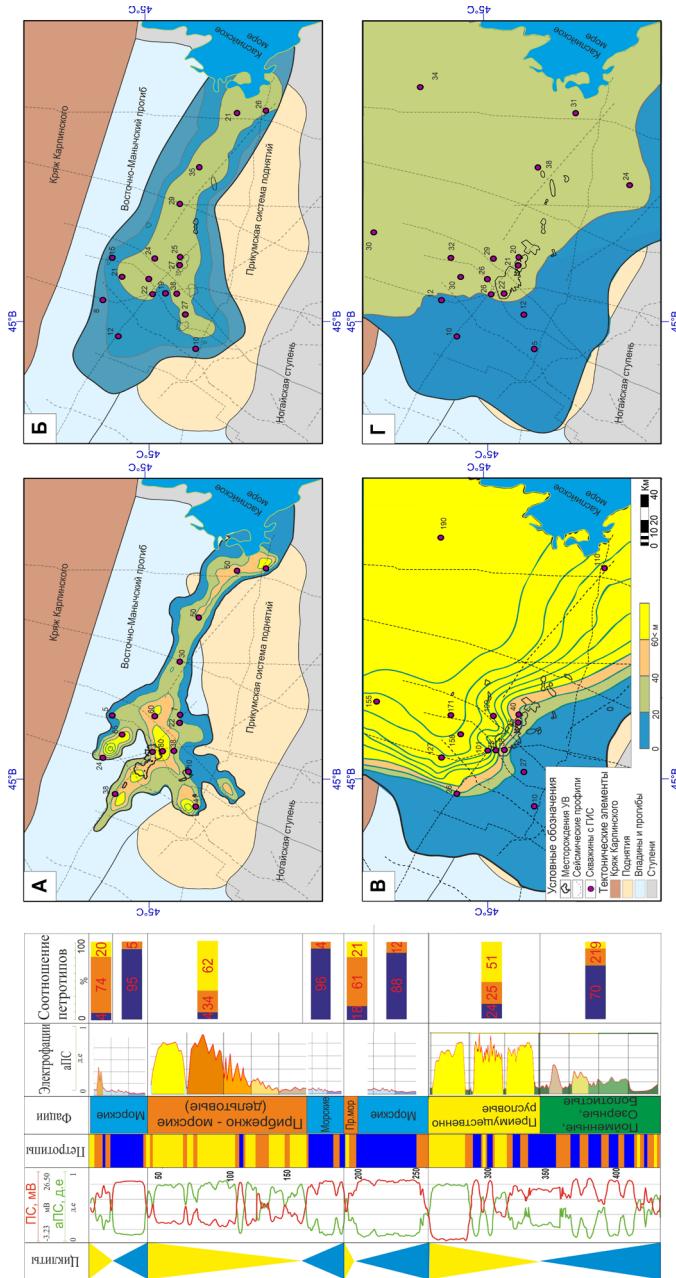


Рисунок 8 Модель выделения петротипов по ГИС и прогнозные схемы мощностей пород петротипа I в нижне-среднегорских циклах: А - гемимаг-синеморский цикл; Б - верхнейбайос-бат-келловейский цикл; В - байосский цикл; Г - верхнебайос-бат-келловейский цикл

Глава 6. Перспективы нефтегазоносности.

Прогноз перспектив нефтегазоносности зоны Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий основывался на наличии базовых геологических критериев, необходимых для формирования залежей углеводородов. К таким критериям относятся: наличие нефтегазоматеринской толщи, способной генерировать углеводороды, наличие пород-коллекторов, ловушек и флюидоупоров.

Нефтегазоматеринские толщи в нижележащих пермско-триасовых отложениях, характеризуются низкими генерационными свойствами, среднее содержание органического вещества в них составляет 0,54%, редко достигая 2%. Тип вещества приурочен к сапропелево-гумусовому, керогену II-III типа. Показатель зрелости по пиролизу соответствует градации катагенеза МК₃-МК₄ (Ярошенко, 2011).

Средние концентрации ТОС в отложениях нижней юры изменяются от 0,5 до 5-6%, достигая в некоторых углистых прослоях 11%. Наибольшие концентрации органического вещества приурочены к отложениям трансгрессивной части разреза тоарского возраста в центральной части зоны Восточно-Манычских прогибов. В целом, в составе органического вещества (ОВ) пород нижней юры встречается сапропелево-гумусовое вещество II-III типа. Зрелость ОВ изменяется от градаций МК₃ на относительных поднятиях (Плавненская площадь) и увеличивается до МК₄-МК₅ в центральных частях прогибов (Южно-Таловская площадь). Средние концентрации ТОС в отложениях средней юры изменяются от 0,2 до 2%. Зрелость ОВ соответствует градации МК₂ (Ярошенко, 2011). Таким образом нижне-среднеюрские породы могут являться источником УВ в юрских залежах.

Коллекторские интервалы приурочены к регрессивным частям циклитов. Наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками обладают песчаные породы первого петротипа, характерные для верхних частей регрессивных циклитов с поровым типом коллектора и изменением коэффициента пористости от 8 до 25%, при диапазоне проницаемости от 10 до 1000 мД. Для выделения эффективных толщин коллекторов были намечены граничные значения пористости, выше которых возможен приток флюида из пласта. Для пород первого петротипа граничное значение пористости 10.6%. Породы второго петротипа в зависимости от объекта исследования могут быть как коллекторами с граничным значением пористости 8.2%, так и не коллекторами. Породы третьего петротипа не могут рассматриваться в качестве коллекторов нефти и газа.

Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по электрической модели Арчи-Дахнова с учетом петрофизических параметров индивидуально для каждого петротипа пород. В нижнеюрских циклитах насыщенные нефтью интервалы составляют порядка 20% от общей суммарной толщины первого петротипа. В среднеюрских циклитах нефтью насыщено порядка 25%

суммарной толщины первого петротипа пород. Стоит отметить, что подход с петротипизацией пород позволил увеличить возможные интервалы наличия продуктивных коллекторов на уже доказанных и разрабатываемых объектах в среднем на 15 % относительно утвержденных запасов (Савинов, 2015) (Рисунок 9).

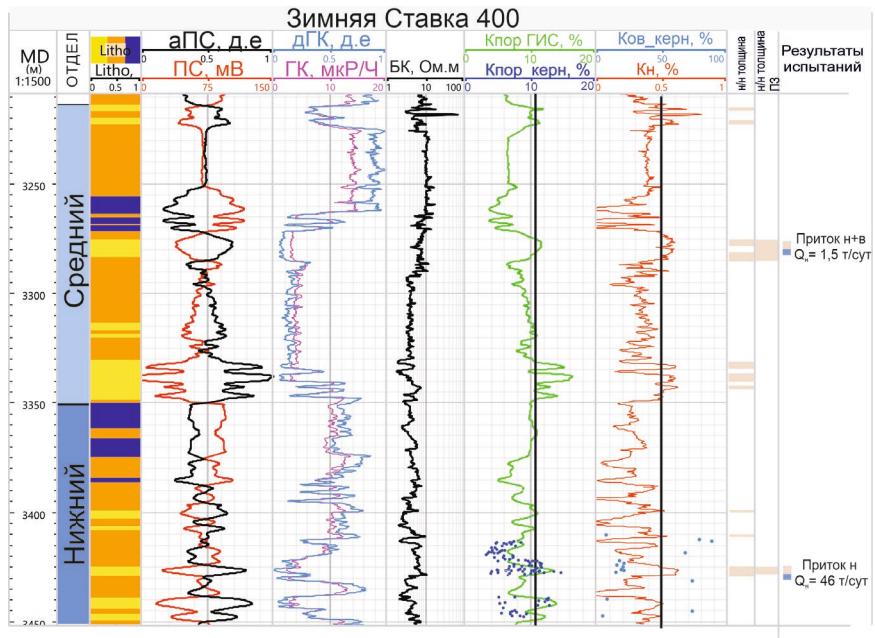


Рисунок 9 Анализ интерпретации данных ГИС нижне-среднеюрских пород по скв. Зимняя Ставка 400 и сравнение нефтенасыщенных толщин, принятых по подсчёту запасов 2015 года, и рассчитанных автором с применением петрофизической типизации пород.

Возможные скопления углеводородов в нижнеюрских породах связаны с литологическими ловушками, приуроченным к зонам развития речных систем, где прослеживаются повышенные мощности коллекторов. В среднеюрских отложениях прогнозируются ловушки литологостратиграфические, приуроченные к зонам выклинивания среднеюрских отложений в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Манычских прогибов. Не стоит исключать наличие малоамплитудных структурных ловушек вдоль северного склона Прикумской системы поднятий.

В нижнеюрских отложениях основными флюидоупорами являются аргиллиты тоарского возраста, которые полностью перекрывают

плинсбахские коллекторские интервалы разреза. В среднеюрских породах основной региональной реперной покрышкой являются верхнебайосские аргиллиты, развитые на большей части района исследования.

На основании обобщения всех базовых критерий нефтегазоносности район исследования был ранжирован по перспективности на 4 зоны (Рисунок 10). Высокоперспективная зона поиска новых скоплений углеводородов приурочена к участкам повышенных толщин, более 100 метров, первого петротипа пород, где неантклинальные залежи нефти и газа могут быть связаны с русловыми фациями нижней юры и прибрежно-морскими песчаниками средней юры. На остальной территории исследования суммарные толщины первого петротипа пород составляют от 20 до 60-80 метров и связаны они, главным образом, с отложениями средней юры.

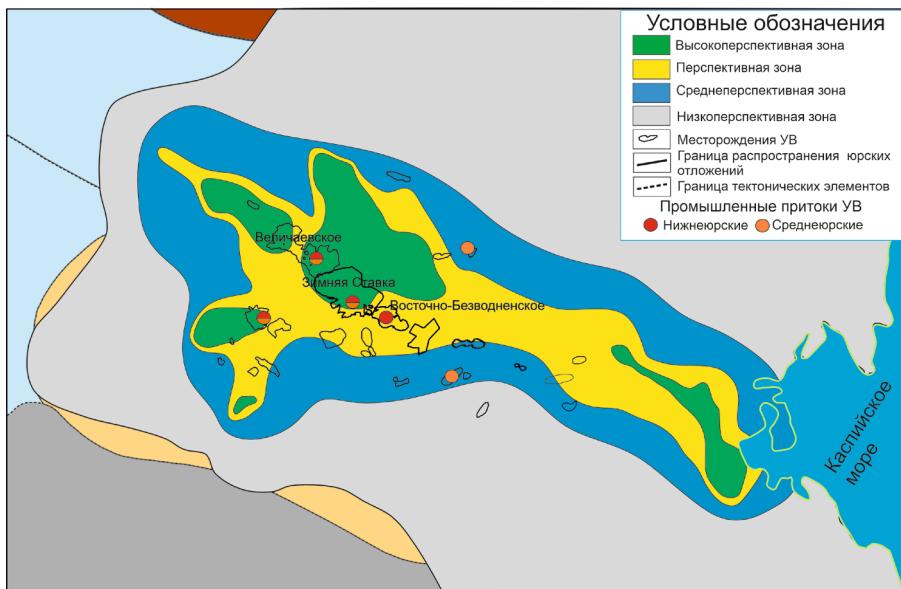


Рисунок 10 Схема перспектив нефтегазоносности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нижнеюрские отложения в зоне Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий перспективны на поиски новых скоплений углеводородов в неантклинальных ловушках в нижне-среднеюрских отложениях. Перспективы поиска новых залежей углеводородов связаны с унаследованными от пермско-триасового времени нижнеюрскими прогибами, где максимально развиты коллекторские интервалы, сложенные песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Применение сейсмостратиграфического анализа позволило выделить области распространения нижнеюрских сейсмостратиграфических комплексов, которые выделяются в зонах грабенообразных прогибов, вытянутых вдоль зоны Восточно - Манычских прогибов. Циклостратиграфический анализ показал положение интервалов песчаных пластов континентального и прибрежно-морского генезиса в отложениях нижне- и среднеюрского комплексов. Петрофизическая характеристика пород каждого циклита позволила обосновать фильтрационно-емкостные свойства песчаных пластов коллекtorов и дать прогноз их распространения по площади.

Благодарности. Диссертационная работа подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Автор выражает глубокую и искреннюю благодарность своему научному руководителю Ступаковой Антонине Васильевне, за неоценимую поддержку, постоянное внимание, научные дискуссии и содействие на всех этапах выполнения диссертационной работы. Искреннюю признательность автор выражает Стafeеву А.Н. за непрерывные дискуссии, бесценные знания в геологии юрских отложений Предкавказья и ценнейший ретроспективный геолого-геофизический материал по теме исследования. Автор выражает особую благодарность Сауткину Р.С., чья моральная поддержка, искренняя вера в меня и вдохновляющие научные дискуссии стали неотъемлемой частью этого исследования. За ценные научные советы в области оценки коллекtorского потенциала терригенных нижне-среднеюрских отложений автор выражает признательность Калмыкову Г.А., Дьяконовой Т.Ф., Егоровой А.Д., Моторину И.В. За научные дискуссии, внимание к работе и помочь автор благодарит коллектив сотрудников и аспирантов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова: Мордасову А.В., Гилаеву Р.М., Завьялову А.П., Чупахину В.В., Суслову А.А., Татанова А.В., Краснову Е.А., Крылова О.В., Калмыкова А.Г., Кмыту Е.В., Шитову Я.А., Смирнову Д.О. Исаева Е.С, Верещагин А.А. и др.

Отдельную благодарность автор выражает своей семье за терпение, неустанную моральную поддержку и веру в мои силы на всех этапах подготовки диссертации.

Публикации по теме диссертации

Статьи, опубликованные в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (по геолого-минералогическим наукам).

1.Воронин М.Е., Стafeев А.Н., Близников В.Ю., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Гилаев Р. М. Циклическое строение нижне-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий

Восточного Предкавказья // Георесурсы, 2025. Т. 27, № 2. - С. 138–150. DOI: 10.18599/grs.2025.2.11 (**0,95п.л., авторский вклад - 60%**). Импакт-фактор 0,5 (JIF). (дата выхода онлайн 2.07.2025).

2. **Воронин М.Е.** Петротипизация разрезов и прогноз развития пород-коллекторов в нижнеюрских отложениях Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий // Научный журнал Российской газового общества. 2025. Т.48, № 2. - С. 22–32. (**0,625п.л., авторский вклад - 100%**). Импакт-фактор 0,481(РИНЦ). EDN TMTTGQ.

3. **Воронин М.Е.**, Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Гилаев Р.М. Геологическое строение и условия формирования мезозойских отложений Восточного Предкавказья // Научный журнал Российской газового общества. 2024. Т.46. № 4. - С. 6–17. (**0,5п.л., авторский вклад - 60%**). Импакт-фактор 0,481 (РИНЦ). EDN: CYNGII.

4. Стafeев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Шитова Я.А., Махнугина М.Л., **Воронин М.Е.** Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья // Георесурсы. 2023 Т.25. № 2. - С 89– 104. (**1,4 п.л., авторский вклад 15%**). Импакт-фактор 0,5 (JIF). EDN: DUGSQX

5. Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Титаренко И.А., Сауткин Р.С., **Воронин М.Е.**, Величко М.А., Махнугина М.Л., Колесникова Т.О., Цыганкова А.А. Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров // Георесурсы. 2022. Т.24. № 2. - С 192–208. (**1,1п.л., авторский вклад 20%**). Импакт фактор 0,5 (JIF). EDN ZXTKVO.

6. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стafeев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиеv Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., **Воронин М.Е.**, Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона // Георесурсы. 2021. Т.23. №2. – С. 99–109. DOI:10.18599/grs.2021.2.9. (**0,8 п.л., авторский вклад 25%**). Импакт фактор 0,5 (JIF). EDN: OXSBXY

Иные публикации

1. **Воронин М. Е.**, Сауткин Р.С., Седых К.А., Стafeев А.Н., Махнугина М.Л., Абрамов В.Ю. Перспективы нефтегазоносности хадумской свиты Восточного Предкавказья по данным сейсмофациального и атрибутивного анализа // Научный журнал Российской газового общества. 2023. Т.37. №1. – С. 30–38. (**0,5п.л., авторский вклад 60%**). EDN RCVZHO.