

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М.В. ЛОМОНОСОВА  
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

*На правах рукописи*

**Воронин Михаил Евгеньевич**

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

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук  
Ступакова Антонина Васильевна

**Москва-2025**

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
Глава 1. Физико-географический очерк и история геологического изучения региона.....	8
1.1 Физико-географический очерк.....	8
1.2 История изученности региона исследования.....	10
1.3 История геологического изучения юрских отложений.....	12
Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность ниже-среднеюрских отложений зоны Восточно-Маньчжурских прогибов и Прикумской системы поднятий.....	14
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	14
2.2 Тектоническое строение.....	25
2.3 История геологического развития.....	29
2.4 Нефтегазоносность.....	33
Глава 3. Ниже-среднеюрские сейсмостратиграфические комплексы .....	46
Глава 4. Циклическое строение ниже-среднеюрских пород .....	63
Глава 5. Природные резервуары ниже-среднеюрских пород и их петрофизические характеристики. ....	83
Глава 6. Перспективы нефтегазоносности .....	100
Заключение.....	108

## Введение

**Актуальность.** Территория Восточного Предкавказья 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 ниже-среднеюрских отложениях составляет около 15%. Месторождения в юрских терригенных отложениях в основном многопластовые, нефтяные. Залежи небольшие по размерам, часто пластово-сводовые, иногда литологически и стратиграфически экранированные. Большинство месторождений расположено в пределах системы Прикумских поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов, где выработка ресурсного потенциала к настоящему времени составляет более 95% (Керимов, 2014). Прирост ресурсной базы нефти и газа связан, в первую очередь, с поиском неантиклинальных скоплений в относительно глубокопогруженных комплексах, в том числе в терригенных ниже-среднеюрских отложениях.

Сложность прогноза перспективных объектов в терригенной части юрского комплекса отложений состоит в неоднозначности расчленения ниже- и среднеюрских отложений и картировании области распространения нижних горизонтов, которые часто выклиниваются из разреза и представлены толщиной частого чередования песчаников, алевролитов и глин. Поиск и разведка в них новых неантиклинальных залежей требуют разработки новых критериев оценки перспектив нефтегазоносности пород, 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 разреза ниже-среднеюрских отложений.

**Объект и предмет исследования.** Объектом исследования являются терригенные ниже-среднеюрские отложения северной части Восточно-Предкавказской НГО в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий. Предметом исследования является выявление области распространения, условий формирования и перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских пород.

**Целью работы** является прогноз распространения пород коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений зоны Восточно-Маньчских прогибов, Прикумской системы поднятий и сопредельных территорий.

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

1. Определение области распространения ниже- 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 ниже-среднеюрского 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 сеть из более 3000 пог. км региональных сейсмических 2D профилей, более 40 скважин с данными ГИС, более 20 скважин с точечным отбором керна по территории исследования и база данных из более чем 100 шлифов, который автор собрал за годы работы на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (Рисунок 1).

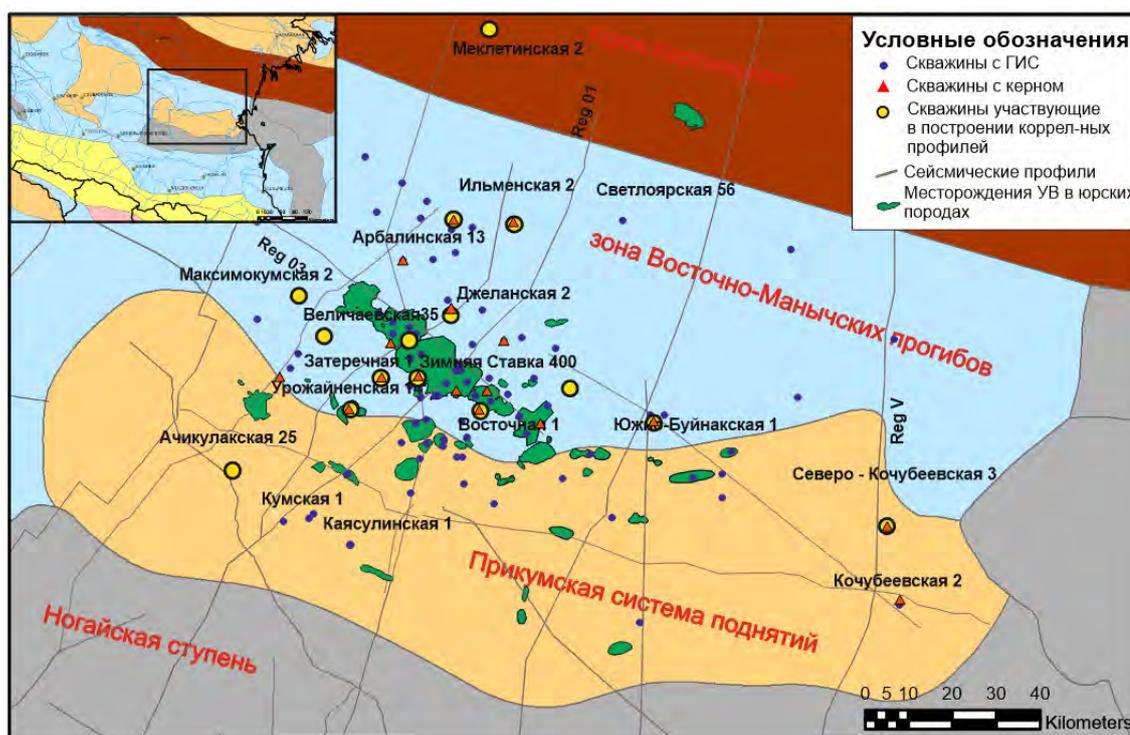


Рисунок 1. Карта фактического материала

Автором самостоятельно проведена структурная интерпретация обширной сети 2D региональных сейсмических профилей, корреляция каротажных диаграмм, что в комплексе позволило определить границы распространения и особенности залегания ниже-среднеюрских пород. На основании самостоятельного описания керна и петрографических шлифов автором было проведено выделение седиментационной цикличности, для выявления интервалов развития разновозрастных пород коллекторов, флюидоупоров и

нефтегазоматеринских толщ. Автором были проведены лабораторные петрофизические исследования образцов керна, анализ которые совместно с ретроспективными результатами легли в основу количественной оценки и дальнейшего прогноза развития наиболее перспективных коллекторов. Комплексирование разномасштабных данных и определение базовых критериев нефтегазоносности позволили автору ранжировать территорию исследования на перспективные зоны.

**Степень достоверности результатов.** Геологические результаты получены с использованием современного программного обеспечения и лабораторного оборудования МГУ в соответствии с утвержденными методическими рекомендациями. Полученные выводы основаны, с учётом выводов ретроспективных исследований 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 ниже-среднеюрского осадочного комплекса применялось комплексирование структурной интерпретации сети взаимоувязанных региональных 2D профилей с результатами корреляции скважин. В основе выделения трансгрессивно-регрессивных циклитов лежит макро и микроизучение вещественного состава ниже-среднеюрских пород. Проведена петротипизация пород с построением прогнозных карт перспектив на основании исследования петрофизических свойств кернового материала в совокупности с литологическим и фациальным расчленением разреза.

**Научная новизна.** Впервые в зоне Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий на основе комплексирования интерпретации сейсмических профилей и корреляции скважин было отдельно прослежено распространение нижеюрских и среднеюрских сеймостратиграфических комплексов (ССК) отложений. Было установлено, что область распространения нижеюрских пород имеет сложную конфигурацию, вытянутую вдоль грабенообразных областей погружения предшествующего пермско-триасового этапа развития региона. Для каждого сеймостратиграфического подразделения были построены карты толщин, которые позволили проследить основные депоцентры погружения в ранне- и среднеюрское время. Анализ седиментационной цикличности строения разреза позволил определить стратиграфические интервалы разреза, 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 нефти и газа.

## **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-триасового периода 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 геттанг-синемюр-плинсбахский цикллит сложен преимущественно континентальными аллювиально-озерными отложениями, среднеюрские цикллиты накапливались в условиях периодической смены континентальных, прибрежно-морских и морских отложений, где максимальное развитие песчаных прибрежно-морских фаций характерно для цикллита 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 в неантиклинальных ловушках в отложениях ниже-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-практической 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), Международная научно-практическая конференция «Инновации в геологии, геофизике и географии» (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 геолого-минералогическим наукам).

**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 Стафееву 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 коллекторского потенциала ниже-среднеюрских отложений автор выражает признательность Калмыкову Г. А., Дьяконовой Т.Ф., Егоровой А.Д., Моторину И.В. За научные дискуссии, внимание к работе и помощь автор благодарит коллектив сотрудников и аспирантов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова: Мордасову А.В., Гилаева Р.М., Завьялову А.П., Чупахину В.В., Суслову А.А., Татанова А.В. Краснову Е.А., Крылова О.В., Калмыкова А.Г., Карпушина М.Ю., Кмыту Е.В., Шитову Я.А., Смирнову Д.О. Исаева Е.С, Верещагина 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.

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

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

## 1.1 Физико-географический очерк

В административном плане район исследования расположен в пределах Северо-Кавказского Федерального округа, затрагивает территорию Ставропольского края, Республики Дагестан, Республики Калмыкия, расположенных на юге европейской части России (Рисунок 2).

В орографическом отношении площадь работ охватывает преимущественно равнинную и предгорную области Восточного Предкавказья, не превышающие 500 метров над уровнем моря.

Климат умеренно-континентальный, но ближе к горам становится более холодным и влажным. Наиболее мягкий климат – на предгорных равнинах, к северу становится более континентальным с температурой зимой до  $-35^{\circ}\text{C}$ , а летом до  $+35^{\circ}\text{C}$ . Осадки связаны с северо-западными влажными ветрами. Суммарное количество осадков достигает 1000 мм в год, что в целом создает благоприятные условия для роста лесных массивов. На равнине и в низкогорье устойчивый снежный покров достигает 10-20 см высоты с продолжительностью до 3 месяцев. Сложность физико-географических условий создает большое разнообразие почв и растительного покрова. Здесь выделяются зоны каштановых, черноземных, бурых горно-лесных и горно-луговых почв, закономерно сменяющих друг друга на водораздельных участках до высокогорий по мере увеличения высоты местности и изменения климата. Фауна наземных животных Предкавказья также разнообразна. В ней насчитывается более 110 видов млекопитающих и около 350 видов птиц, 55 видов пресмыкающихся и 14 видов земноводных (Ляйстер, 1924).

Речная сеть достаточно разнообразна. В регионе протекает ряд крупных рек, которые служат водоисточниками для жизнеобеспечения и сельского хозяйства. Одними из крупнейших являются реки Кума и Кубань, также достаточное количество мелких ручьев и рек, имеющих важное значение для экосистемы региона. По депрессиям рельефа встречаются водоёмы озерного типа с плавневой растительностью.

Северо-Кавказский федеральный округ обладает рядом преимуществ по своим экономико-географическим параметрам, это - удобное географическое расположение по отношению к крупным рынкам сбыта продукции, наличие природных ресурсов (нефть, строительное сырье) и незагруженных мощностей. Промышленный сектор преимущественно представлен производством нефтепродуктов (29% в структуре выручки обрабатывающей и добывающей промышленности), пищевой промышленностью (23%),

химией (14%) машиностроением (12%), металлургией (5%) и производством стройматериалов (6%).

Доля Северо-Кавказского федерального округа в структуре разведанных запасов полезных ископаемых Российской Федерации составляет по нефти – 5% и газу – 2,1%, вольфраму 41%, молибдену– 11%, меди, свинцу, цинку и титану – до 2%. В регионе разведаны крупные запасы природных строительных материалов, а также пресных и минеральных питьевых и термальных вод.

Агропромышленный комплекс, включающий сельское хозяйство и пищевую промышленность, также является одним из основных секторов экономики. Важным направлением деловой активности в регионе является развитие туризма.



Рисунок 2. Экономика и минеральные ресурсы СКФО (по данным Корчагина, 2019г)

## 1.2 История изученности региона исследования

Территория, охватывающая зону Восточно-Маньчских прогибов и Прикумскую систему поднятий, приурочена к Восточно-Предкавказской НГО, которая является одним из старейших регионов нефтегазодобычи России. Более 200 лет проводится изучение данной территории многими геолого-геофизическими методами с целью изучения геологического строения и прогноза перспектив нефтегазоносности.

До 40-х годов XIX столетия это были эпизодические региональные маршрутные исследования. Затем начались рекогносцировочные геологические изыскания с проходкой небольших горных выработок и бурением мелких скважин, продолжавшиеся до 20-х годов XX века и заложившие основу стратиграфического расчленения и понимания общих черт геологического строения мезокайнозойских отложений. В 1937-1939 годах В.И. Максимовым были проведены первые магнитометрические исследования на территории Восточного Предкавказья.

На следующем этапе проводились площадные геологические съёмки с использованием структурного и структурно-поискового бурения масштабов 1:200 000–1:50 000, основной объём которых приходился на 40-50-е годы прошлого столетия. Для изучения глубинного строения осуществлялось поисковое и разведочное бурение, а также различные геофизические работы: магнито-грави-электроразведка. На территории различными производственными и научными организациями проводились тематические и методические работы. Для изучения строения и выявления нефтегазоносности мезозойских отложений района работ большой вклад внесли результаты бурения одних из первых опорных скважин, Артезианская 1 и Джанайская 1.

В послевоенные годы сейсморазведочные работы на территории Предкавказья приняли регулярный и планомерный характер. С 1950 по 1970-е годы преимущественно трестами «Грознефтегеофизика» (ГНГФ), «Краснодарнефтегеофизика» (КНГФ) и Северо-Кавказской геофизической экспедицией проводились работы методом отраженных волн (МОВ), в результате которых были выполнены региональные структурные построения по неогеновым и палеогеновым горизонтам. Итогом работ стало выявление ряда антиклинальных поднятий: Восточное, Восточно-Безводненское, Русский Хутор Северный, Надеждинское, Зимняя Ставка, Поварковское, Бакресское и другие. Дальнейшее разведочное бурение подтвердило наличие структур и позволило установить промышленную нефтегазоносность, в том числе в меловых и юрских породах.

Сейсмические работы методом общей глубинной точки (ОГТ) начали проводиться трестом «ГНГФ» с 1970 года с целью более детального изучения домеловых отложений. Параллельно с геофизическими работами проводилось бурение глубоких скважин,

направленных на уточнение геологического строения, определения нефтегазоносности мезозой-кайнозойских пород. Результатами этих работ являлись структурные построения по неогеновым и палеоген-меловым отражающим горизонтам. Были изучены структурно-фациальные особенности отложений осадочного чехла и факторы, контролирующие пространственное положение ловушек углеводородов (выклинивания, палеоподнятия, зональность коллекторов). В результате более детальных исследований к 1985 году плотность сети сейсмических профилей в пределах крупных структур и выявленных месторождений составляла порядка 2 пог. км на км<sup>2</sup>. С 1990 х годов началось применение детальных 3D сейсморазведочных работ, которые позволили детализировать ранее выявленные структуры и провести доразведку площадей.

Только к 2000 годам были собраны и систематизированы геолого-геофизические данные по палеозойским (допермским) отложениям. Проведена площадная и межплощадная корреляция, дана оценка сеймостратиграфического палеозойского интервала по данным переобработанных региональных сеймопрофилей. Составлены и проинтерпретированы шесть квазирегональных профилей с целью определения мощности тафрогенного комплекса отложений в районах прогибов. Стоит отметить, что палеозойский фундамент был вскрыт более 100 глубокими скважинами, но не рассматривался детально, он являлся показателем полноты освещенности осадочного чехла. Основным объектом, который детально характеризует палеозойский складчатый фундамент, является самая глубокая скважина Достлукская 1 пробуренная до 6000 метров, расположенная на границе между Ставропольским краем и равнинным Дагестаном.

В XXI веке проводится преимущественно доразведочное бурение в пределах уже выявленных объектов, бурение новых параметрических скважин не проводится. Для картирования новых зон для параметрического бурения с 2010-х годов различными организациями проводится переобработка сейсмических материалов, а начиная с 2014 года проводились государственные региональные сейсморазведочные работы. Выполнена переработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов в объеме свыше 500 пог. км. направленные на более детальное рассмотрение более глубокопогруженных горизонтов.

Параллельно проводился сбор, обобщение и анализ геолого-геофизических и геохимических исследований прошлых лет, которые позволили составить карты перспективных объектов мезозойских отложений (меловые и выше) в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и прилегающих территорий, с оценкой ресурсов категории Дл. Были рекомендованы участки для проведения лицензирования.

### 1.3 История геологического изучения юрских отложений

Юрские отложения начали детально изучаться в 50-х годах двадцатого века. Началом непосредственного изучения юрских отложений Восточного Предкавказья было положено бурением ряда опорных скважин (Нагутская 1, Кавминоводская 1, Артезианская 1, Джанайская 1). Геологоразведочные работы стали проводиться значительно быстрее и в возрастающих масштабах после открытия в результате глубокого бурения основных месторождений нефти региона (Величаевское, Колодезное, Озек-Суат, Зимняя Ставка). На протяжении 1952-1965 годов были выполнены исследования, посвященные строению, нефтематеринскому потенциалу и формированию скоплений залежей углеводородов. У истоков стояли такие выдающиеся ученые 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 и др. Сложность прогноза перспективных объектов в терригенной части юрских отложений состояла в достаточно сильном переслаивании однородных по составу пород и практическим отсутствием рекогносцировочных стратиграфических признаков, позволяющих надежно отнести породы к определённому возрасту. В 60 – 70-х годах двадцатого века основной вектор геолого-геофизических работ был направлен на стратиграфическое расчленение района. Важнейшие работы в этом направлении принадлежат М.М Мацкевичу, Ю.Ф. Мерзленко, Б.Ф. Крымову, Р.С. Безбородову, Д.А Мирзоеву, Н.В. Безнососу, М.С. Бурштару, И.А. Конюхову, А.И. Конюхову, Б.П. Назаревичу, Д.И. Панову и многим другим отечественным геологам. По результатам проведенных работ были предложены первые стратиграфические схемы. (Крымов Б.Ф (1958), Мацкевич М.М (1964,1965), Сократов Б.Г. (1966), Капустина И.Н. (1966). В большинстве случаев рассматривалось строение юрских пород для отдельных регионов Восточного Предкавказья, однако в 1964-1973 годах М.М. Мацкевичем, Н.В. Безнососым были предложены региональные стратиграфические схемы юрских пород (Мацкевич М.М.,1964; Безнососов Н.В.,1973). Параллельно, велись работы по изучению палеогеографических и лито-фациальных условий осадконакопления юрских пород. Основные современные представления об условиях седиментации нижне-среднеюрских отложений на территории Восточного Предкавказья были получены по результатам фациального и структурно-формационного анализов проведенных под руководством Б.П. Назаревича (1969).

Исследования показали, что юрская толща не является единой формационным телом, а представляет собой совокупность формации от континентальных до морских обстановок. Позднее в работах Д.И. Панова, А.Н. Стафеева (1993) с учётом новых материалов были обобщены и уточнены палеогеографические условия формирования юрских пород. (Панов, 1998) В конце XX века, отсутствие новых антиклинальных структур в юрских отложениях

подтолкнуло к началу работ по поиску неструктурных залежей. В 90-х годах прошлого столетия проводился ряд работ с целью выявления неантиклинальных ловушек на небольших участках зоны Восточно-Маньчских прогибов.

Итоговые результаты исследований были незначительны, так как основной объем работ проводился на хорошо изученных участках нефтедобычи, включающих небольшие ресурсы. Не были изучены тенденции в изменении коллекторов в составе нефтегазовмещающих горизонтов. Стоит отметить, что основной поисковый упор был сделан на рассмотрение подсолевых отложений Терско-Каспийского прогиба. Последние работы по изучению неантиклинальных структур, в том числе в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий были выполнены в 2012-2014 годах под руководством В.Л. Самойловича коллективом ЗАО «СевКАВгеопроект». По результатам комплексной работы были выделены возможные направления поиска (Самойлович, 2014).

Оценка нефтегазоматеринского потенциала нижнесреднеюрских пород была представлена в работах Н.Б. Вассоевича (1958), А.А. Ярошенко (2011), где было показано, что потенциал толщи достаточен для генерации нефтяных углеводородов.

Последние большие региональные работы, направленные на изучение глубокопогруженных палеозой-мезозойских, в том числе и юрских отложений зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий проводились совместно коллективами ФГБУ ВНИГНИ, МГУ им. М.В. Ломоносова, ОАО Росгеология, РГУ нефти им. И.М. Губкина и др. в 2014-2022 годах.

## Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность ниже- среднеюрских отложений Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов<sup>1</sup>

### 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Восточного Предкавказья принимают участие осадочные и метаморфические породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Осадочный чехол включает все подразделения мезозойского и кайнозойского возраста. Мощность осадочного чехла составляет порядка 3-5 км, увеличиваясь в центральных частях и уменьшаясь на севере в районе кряжа Карпинского и Ногайской ступени на юге (Рисунок 3).

#### Палеозойская эратема

В районе исследования палеозойский складчато-метаморфизованный комплекс отложений вскрывается многочисленными скважинами. Отложения разделяются на три неравнозначных подкомплекса. Нижний подкомплекс - включает среднепалеозойские (девонские и каменноугольные) отложения. Средний, отделённый от нижнего крупным стратиграфическим перерывом, распространён спорадически и представлен вулканическими образованиями верхнего палеозоя. Верхний подкомплекс, сложен в основном вулканогенно-осадочными пермско-триасовыми породами (Летавин и др., 1987).

#### Мезозойская эратема

Мезозойские отложения представлены всеми тремя системами – триасовой, юрской и меловой, которые слагают основание платформенного чехла. Наиболее полные и мощные

---

<sup>1</sup> При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Сулова 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. **(0,8 п.л., авторский вклад 25%)**. Импакт фактор 0,5 (JIF). EDN: OXSBXY

2. Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Титаренко И.А., Сауткин Р.С., **Воронин М.Е.**, Величко М.А., Махнутина 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. **(1.1 п.л., авторский вклад 20%)**. Импакт фактор 0,5 (JIF). EDN: ZXTKVO.

3. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Шитова Я.А., Махнутина 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 0,481 (JIF). EDN: DUGSQX

разрезы мезозойских пород, достигающие трёх километров, вскрыты скважинами в пределах зоны Восточно-Маньчжских прогибов и Прикумской системы поднятий.

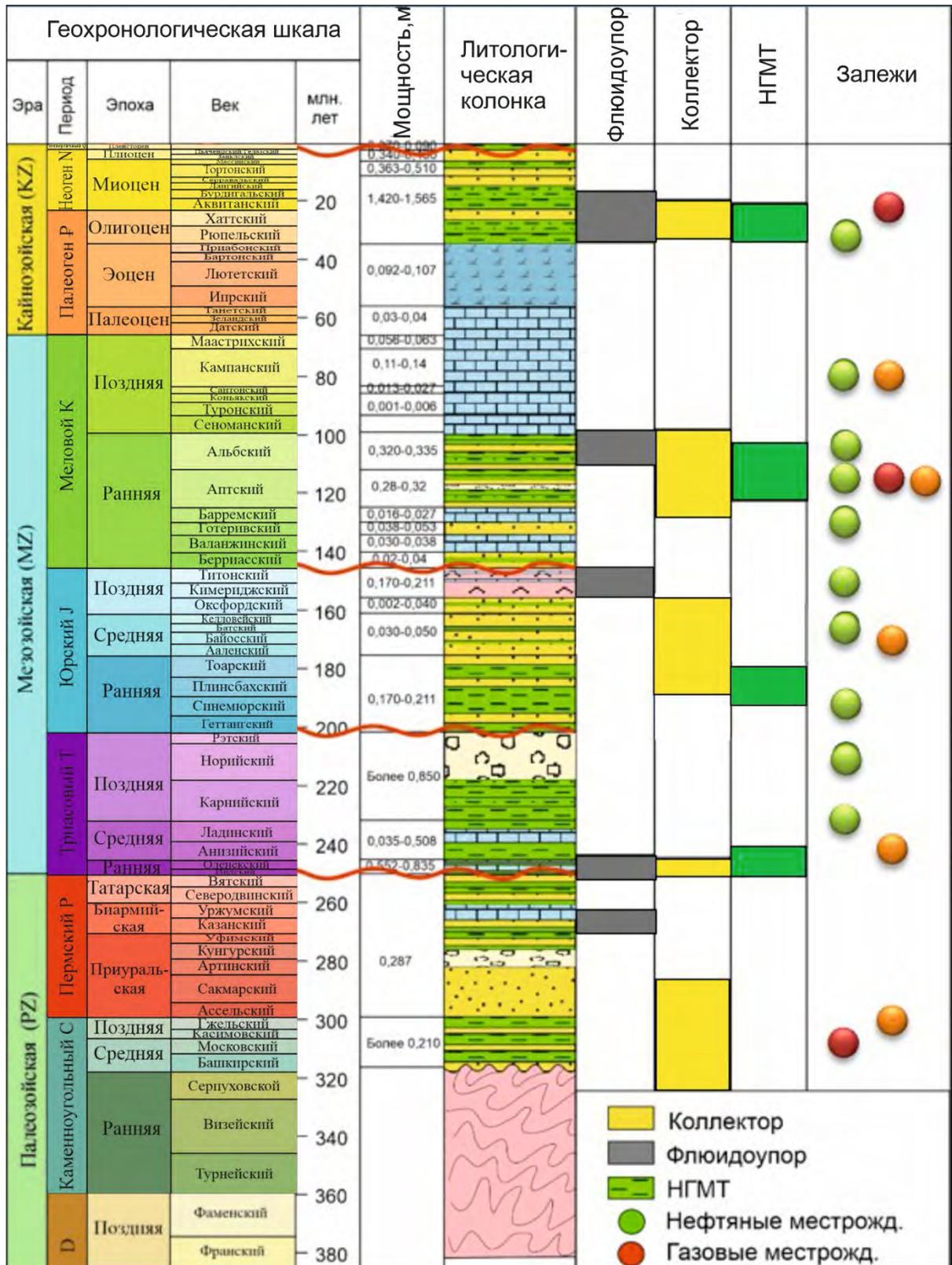


Рисунок 3. Литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла с элементами углеводородной системы (ВНИИГАЗ 2016 с дополнениями)

## Триасовая система

Триасовые отложения развиты в зоне Восточно-Маньчских прогибов, Прикумской системы поднятий, Ногайской ступени и залегают на глубинах от 3 до 7 км. Высокая тектоническая активность территории и поздне триасовый перерыв обусловили резкую изменчивость мощностей и полноту разрезов триасовых отложений (Рисунок 4). Наиболее полно они вскрыты в Восточно-Маньчском прогибе. Нижнетриасовые отложения в регионе представлены породами куманской, нефтекумской, култайской и демьяновской свит (Сафронова, 1985). Отложения куманской свиты с перерывом и угловым несогласием залегают на размытой поверхности дислоцированных и метаморфизованных пород палеозойского складчатого основания.

В районе исследования максимальная толщина отложений зафиксирована в Прикумской системе поднятий – свыше 600 м. В составе куманской свиты преобладают обломочные и грубообломочные, главным образом, песчаные породы.

В верхней части свиты отмечается повышенная карбонатность, вплоть до появления прослоев известняков. По вещественному составу выделяется три литологические пачки, снизу-вверх: конгломератово-гравелитово-песчаная, аргиллитово-алевролитово-песчаная, аргиллитово-известняковая.

Карбонатные отложения нефтекумской свиты наиболее широко и полно развиты в зоне Восточно-Маньчских прогибов и менее распространены на территории Прикумской системы поднятий. В Восточно-Маньчском прогибе нефтекумская свита, представлена исключительно карбонатными породами различных структурно-генетических типов. По литологическому признаку она подразделяется на три подсвиты: нижнюю (подсвита темно-серых известняков), среднюю (подсвита биостромных известняков) и верхнюю (подсвита белых биогермных известняков) (Шарафутдинов, 1978). Общая толщина свиты колеблется от десятков (Арбалинская площадь – 75 м.) до сотен метров. (скв. Русский Хутор 91 - 1250 м.) (.

Култайская свита имеет ограниченное распространение. Свита представлена брекчевидными известняками. Толщина култайской свиты изменяется от 5 метров (скв. Величаевская 43) до 262 м (скв. Ново-Молодежная 2). Отложения *демьяновской свиты* имеют более широкое распространение по сравнению с култайской. Толщина отложений на территории достигает 1000 метров. В скважине Гороховская 9 толщина составляет 974 м, в скважине Арбали 8– 948 м (Голованов М.П, 2010). Образования *демьяновской свиты*, представлены чередованием темно-серых аргиллитов, глинистых известняков, мергелей и алевролитов (Рисунок 4).

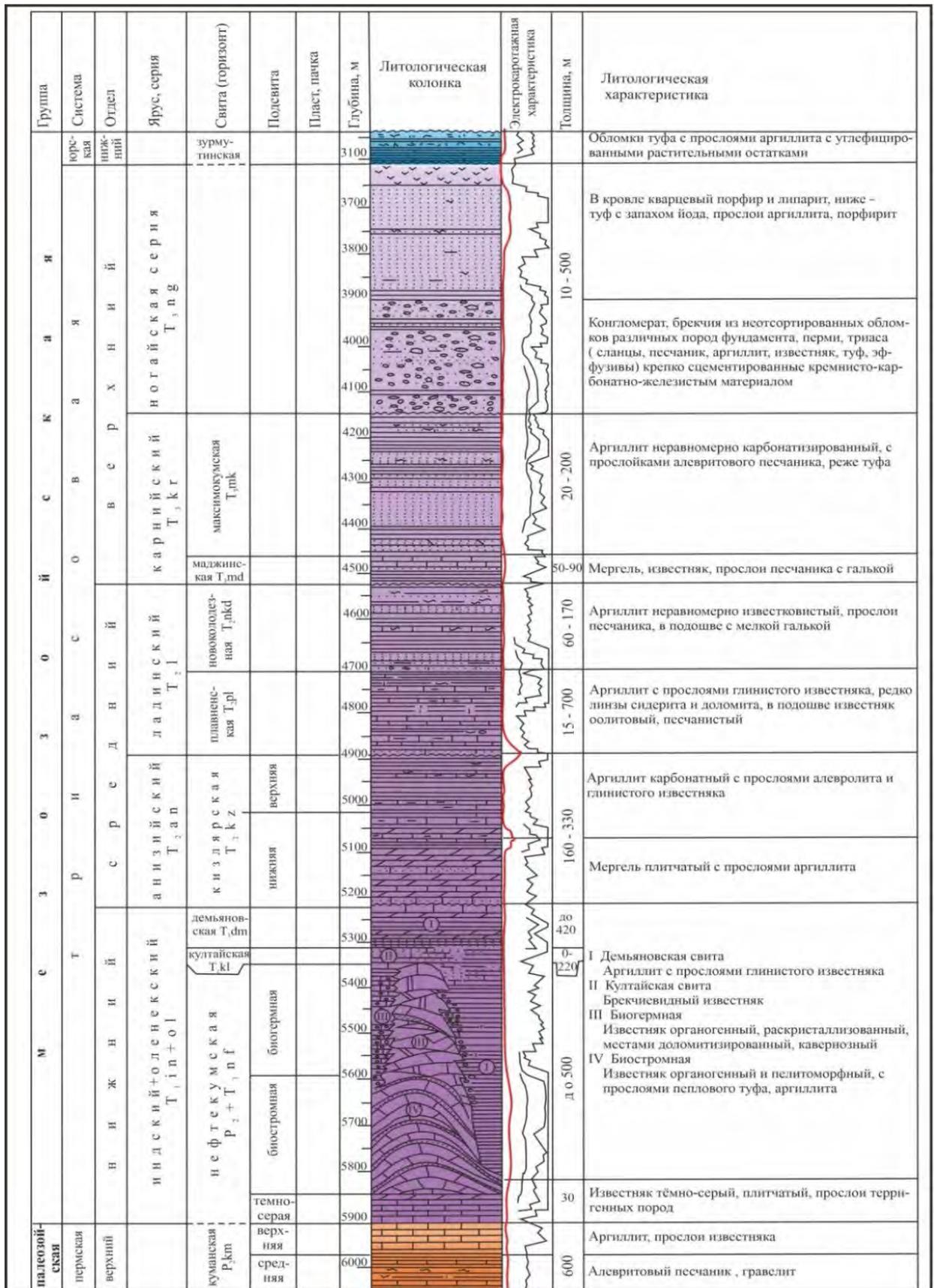


Рисунок 4. Сводный разрез триасовых отложений (Самойлович, 2014)

Разрез среднего триаса начинается с отложений кизлярской свиты, которая входит в состав анизийского яруса. Наиболее полно свита охарактеризована керном на Колодезной, Затеречной, Закумской, Величаевской площадях, по результатам исследования которых, в её разрезе выделяется две подсвиты: нижняя – карбонатно-глинистая и верхняя – алевролитово-глинистая. Толщина отложений изменяется от 160 м (скважина Величаевская 34) до 435 м (скважина Колодезная 25). Выше по разрезу отложения новоколодезной свиты распространяются в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий. В основном они представлены бурыми и пестроцветными аргиллитами, алевролитами и известняками, с редкими прослоями песчаников в нижней и верхней частях. Их вскрытая толщина изменяется от 80 до 190 м. Отложения верхнего триаса без заметного перерыва на большей части территории перекрывают породы среднего триаса и представлены в основании толщей закумской свиты (Шарафутдинов, 1978). Отложения свиты широко представлены в Прикумской зоне поднятий. В основании она представлена оолитовыми и песчанистыми известняками с прослоями аргиллитов, в верхней части пестроцветными алевролитами и аргиллитами с прослоями известняков и песчаников.

С несогласием на подстилающих образованиях залегает неравномерно распространённая на территории вулканогенно-осадочная толща ногайской свиты, накоплению которой предшествовал, перерыв в осадконакоплении. Наибольшего развития она достигла в зоне Восточно-Маньчских прогибов.

### **Юрская система**

Терригенные отложения юрского комплекса распространены достаточно широко на территории исследования. Стратиграфией юрского комплекса в различные годы занимались такие учёные как М.А. Ясенева (1956), А.В. Смирнова, Е.И. Нечитайло, Н.В.Безносков (1967,1973), Б.П. Назаревич (1969,1988), А.И. Конюхов (1968), М.М. Мацкевич (1957,1964), А.И. Арцышевич (1973), Б.Ф. Крымов (1961,1965),В.Т. Фролов (1965), Ю.О. Гаврилов (1994, 2002) и многие другие.

Юрские отложения на территории исследования представлены всеми тремя отделами. Первые результаты по стратиграфическому расчленению были получены по итогам описания опорных скважин Артезианская 1 и Джанайская 1. Возраст по данным Т.А. Мордвилко (1960) соответствовал среднеюрскому, однако, М.А. Ясенева в последующих работах по спорово-пыльцевому анализу определила возраст как тоарско-ааленский (Ясенева,1956). В дальнейшем в 60-70-е годы двадцатого века юрские отложения были вскрыты на многих площадях: Озек-Суат, Колодезная, Величаевская, Зимняя Ставка, Восточная, Пушкарская, Кочубеевская и др. В следствии их изучения были предложены различные схемы стратиграфического расчленения. В большинстве работ рассматривались

схемы для локальных площадей. В 1964 году М.М. Мацкевичем была предложена общая для всех районов зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий схема литолого-стратиграфического расчленения юрских отложений, однако более поздние исследования показали, что границы выделенных свит не всегда соответствовали естественным рубежам в разрезе. Такие же проблемы были и в корреляциях, предложенных Н.В. Безносовым в 1967 году. Стратиграфическое расчленение данной территории до сих пор остается дискуссионным, во многом сложность заключается в достаточно однообразном литологическом составе юрской терригенной толщи и фациальной изменчивости пород не только в зоне Восточно - Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий, но и всего Восточного Предкавказья. Одним из важнейших аспектов является бедность юрских пород фаунистическими и микрофаунистическими остатками. Возраст, как правило, определялся с помощью корреляции разрезов по данным каротажа и спорово-пыльцевому анализу.

В 1968 году Б.П. Назаревич, А.И. Конюхов, А.Б. Раевский предложили схему расчленения нижнесреднеюрских отложений на основе чередования песчано-аргиллитовых толщ. Всего было выделено 6 пачек (I-VI) (Б.П. Назаревич и др,1968) В 1973 году Н.В. Безносовым и М.С.Бурштаром предложен проект стратиграфической схемы юрских отложений. Согласно данной классификации разрез делился на 5 пачек (VII-III) (Н.В. Безносов,1973). В целом эти две корреляционные схемы достаточно похожи.

Автором был проведен сбор, систематизация и анализ имеющейся стратиграфической основы, накопленной за долгие годы изучения юрских отложений большим количеством исследователей, и составлен сводный литолого-стратиграфический разрез (Рисунок 5).

**Нижний отдел.** В основании юры залегают аргиллиты и алевролиты, чередующиеся с туфами кислого состава, вскрытые на Урожайненской и Зурмутинской площадях, условно относящиеся к геттанг-синемюрскому возрасту. Выше по разрезу залегает алевролитопесчано-аргиллитовая толща, имеющая в своем составе преимущественно песчано-алевролитовую пачку и преимущественно аргиллитовую. По данным каротажа пачки хорошо выделяются по границе отрицательных и положительных аномалий ПС. На образцах пород был проведен спорово-пыльцевой анализ, который выделил два спорово-пыльцевых комплекса (СПК). В скважинах Величаевская 35, в интервале 3357-3429м, Величаевская 34 (3434-3469м), Восточная 7 (3447-3450м) приуроченным к преимущественно песчано-алевритовой пачке наблюдается увеличение мараттиевых – Marattiaceal до 40%, Ginkgocycadophytus (да 32,5%), встречаются древние хвойные типа Pinaceal-Podocarpaceal (до 11%) и многие другие. Встреченные доминирующие

разновидности пыльцы сопоставляются с плинсбахскими спектрами реки Мара на Северном Кавказе изученными О.П. Ярошенко, где они датированы аммонитами (Н.В. Безносков, 1973). В целом, по данным А.И. Арцышевич для плинсбахского возраста Предкавказья характерно доминирование влаголюбивых папоротникообразных (Арцышевич, 1973).

Второй спорово-пыльцевой комплекс приурочен к преимущественно аргиллитовой толще. На Восточной 8 (3409-3420м) преобладают споры папоротникообразных и пыльца голосеменных. СПК 2 состоит из *Syathidites minor* (15%), *Classopollis* (до 70%) и других форм, имеющих содержание первые проценты. В целом отмечается, что комплекс похож на СПК 1, но по снижению ряда форм СПК 2 более молодой. Доминирующее положение в породах *Classopollis* позволяет сопоставить комплекс с породами горного и южного Мангышлака, где содержится до 50% *Classopollis*. В комплексе отмечается единичная макрофауна фораминифер, которые характеризуют породы как тоарские.

Третий СПК характеризуется относительно большим количеством *susadorpites* (9-17%), *Monosulcites* (5-10%) и двухмешковыми хвойными (13-45%). Во всех спектрах в небольшом количестве присутствует пыльца ксеноморфных хейролепидиевых, так же наблюдается существенное увеличение гинктовых (до 70%). В целом комплекс приурочен к верхнетоарскому-ааленскому времени и сопоставляется с одновозрастными спорово-пыльцевыми комплексами карахской и хивской свит Кавказа. О.П. Ярошенко в своих трудах отмечала, что для пород аалена Северного Кавказа характерно большое количество гинктовых и цикадовых. Однако отмечается, что между тоаром и ааленом заметного перерыва в осадконакоплении не наблюдается и в большинстве скважин верхний тоар и нижний аален являются единой аргиллитовой толщей. В настоящей работе при корреляции разрезов весь разрез сложенный аргиллитами был отнесён к тоарскому ярусу.

**Средний отдел.** Среднеюрские породы представлены всеми ярусами от ааленского до келловейского. Верхние части аалена песчано-алевролитоглинистого состава, развиты спорадически. Данные породы по каротажным данным были условно отнесены к чисто ааленским. Локальность распространения вероятно связана с «предбайосским» перерывом, который наступил в раннем байоссе и затронул всю территорию исследования. Четвертый СПК выделенный из образцов сопоставляется с комплексом из нижнебайосских отложений Дагестана и северного склона Кавказа. Он представлен разнообразием двухмешковых хвойных, хейролепидиевых. Встречаются *Coniopteris+Leiotriletes+Syathidites* (до 80%), *Matonisporites phlebopteris* (50%) и другие характерные формы.

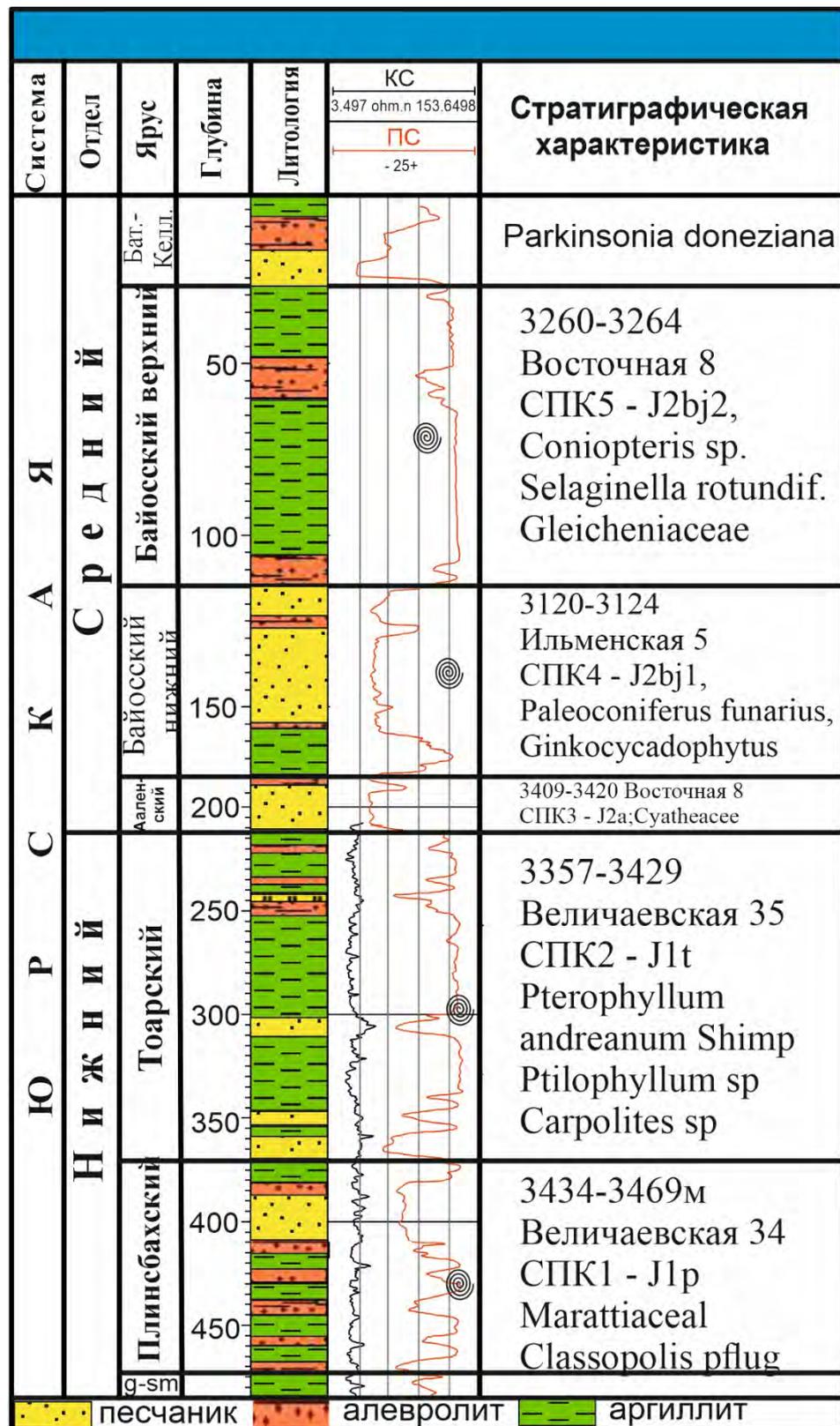


Рисунок 5. Сводный литолого-стратиграфический разрез нижне-среднеюрских отложений Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов (по данным Арцышевич 1973, с дополнениями).

В основании нижнего байосса располагается базальный горизонт, который характеризует продолжительный перерыв осадконакопления и в дальнейшем

просматривается маломощная трансгрессивная алевролитоглинистая толща, переходящая в достаточно мощную песчано-алевритовую, толщу нижнего байосса. Пятый СПК встречается в интервалах скважины Восточная 7 (3257-3262м), в скважине Восточная 8 (3260-3264м), Величаевская 39 (3206-3209м). Для комплекса характерно резкое увеличение спор папоротникообразных с доминирующей ролью *Coniopteris* sp и *Leiotrieletes* от 12 до 53%. Снижаются значения мараттиевых и *Classopollis Pflug* до 5%. Комплекс приурочен к регионально прослеживаемой аргиллитовой толще. Комплекс хорошо сопоставляется с позднебайосскими отложениями реки Урды в центральном Кавказе.

Отложения батского яруса на территории исследования до сих пор стратиграфически не доказаны. Б.П. Назаревич, И.А. Конюхов сопоставляли разрезы Восточного Предкавказья с разрезами Астраханского поднятия, где слагающие отложения, датированы А.И. Сарычевой находками аммонита *Ammodiscus baticus* как батские. Однако в дальнейшем на Каспийской площади в скв. 32, из данной толщи был обнаружен аммонит *Parkinsonia rarecostata* Bruckm, который характерен для верхнебайосского возраста. При написании данной работы, принята точка зрения спорадического присутствия пород батского возраста.

На территории Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов келловейские отложения характеризуются по комплексу двухстворок и фораминифер (Безносков и др., 1973).

**Верхний отдел.** Верхнеюрские отложения в платформенной части Восточного Предкавказья залегают несогласно на подстилающих байосс-бат-келловейских образованиях. Полные разрезы вскрыты на востоке Прикумской системы поднятий, где они сложены терригенными и сульфатно-карбонатными породами мощностью до 200 метров.

При стратиграфическом расчленении терригенных нижне-среднеюрских пород автор не использовал приуроченность к свитной стратиграфической терминологии, так как исследователи в различные годы закладывали свои представления о той или иной территории. Большинство исследователей подразделяли юрскую толщу на свиты, названия которым давались по названию площадей, в разрезах которых был наиболее полно представлен соответствующий интервал.

Так И.Г. Сазонов выделял олейниковскую свиту в нижней половине юрского возраста. Р.С. Безбородов подразделял тот же разрез на ряд свит: песчано-алевритовую и глинистую свиту. М.М. Мацкевич в этих же районах выделял в составе нижне-среднеюрских отложений олейниковскую, промысловскую, джанайскую и артезианскую свиты. В районах Прикумской системы поднятий Б.Ф. Крымов выделял Максимокумскую и Величаевскую свиты. Н.В. Безносков подразделял нижнесреднеюрские отложения на Джанайскую и Салхинскую свиты. Все вышеизложенное может говорить о том, что такого

рода расчленение толщи на большое количество различных свит носит достаточно условный характер. Следует отметить, что однообразный литологический состав терригенной юрской толщи затрудняет однозначное выделение в её составе свит. Расчленение на свиты несомненно удобно для применения в определенных районах и площадях Восточного Предкавказья.

### Меловая система

Меловые отложения широко распространены на территории Восточного Предкавказья и представлены терригенно-карбонатными породами нижнего и верхнего отделов (Рисунок 6).



Рисунок 6. Сводный литолого-стратиграфический разрез нижнемелового комплекса в Восточно-Маньчском прогибе (Голованов, 2010)

**Нижний отдел.** Нижнемеловые отложения представлены всеми подразделениями и делятся на литологически различные комплексы пород: нижний, терригенно-карбонатный, включающий отложения берриаса, валанжина и готерива и верхний, представленный отложениями баррема, апта и альба. Отложения берриаса представлены преимущественно мергельно-известняковой толщей с фауной аммонитов, с мощностью достигающими 100 метров (Стафеев, 1988).

Отложения валанжина несогласно залегают на породах берриаса и представлены оолитовыми, органогенно-обломочными и песчанистыми известняками с прослоями и линзами песчаников и алевролитов. Мощность пород не превышает 45 метров. Породы готеривского яруса установлены на многих площадях района исследования (Озек-Суат, Урожайная и др). В основании залегают песчаники, алевролиты и аргиллиты с редкими

прослоями гравелитов. В верхних частях прослеживаются пачки известняков с наличием двустворок и фораминифер. Мощность отложений уменьшается с юга на север от 70 до 25 метров.

Барремские отложения пользуются более широким развитием относительно готеривские и представлены преимущественно терригенными породами. Мощность отложений увеличивается в южном направлении до 30 метров. Аптские отложения распространены на всей территории исследования. В основании разреза залегают песчано-алевролитовые породы мощностью от 20 до 50 метров, выше залегают преимущественно аргиллиты с прослоями песчано-алевролитовых пород мощностью до 50 метров. В кровельной части залегают преимущественно песчаники мощностью до 200 метров. Отложения альбского яруса так же распространены по всей территории и представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с высоким содержанием глауконита, мощностью до 200 метров (Копыльцов, 1986).

**Верхний отдел.** Верхнемеловые отложения представлены преимущественно известняками и мергелями с маломощными прослоями глин, алевролитов и песчаников. Разрез представлен отложениями всех ярусов. Породы сеноманского яруса представлены маломощной пачкой известковистых песчаников, алевролитов и глин мощностью до 15 метров. Отложения туронского яруса несогласно залегают на отложениях альба и сеномана. В основании прослеживается маломощный пласт песчаников и алевролитов, переходящих вверх по разрезу в мергели и известняки. Мощность варьируется от первых метров до 30. Отложения коньякского яруса представлены зеленовато-серыми песчаниками, сменяющимися вверх по разрезу известняками мощностью до 40 метров. Сантонские породы представлены маломощной пачкой глинистых, алевролитовых мергелей, иногда с прослоями известняков мощностью 10-20 метров. (Стафеев, 1988). Отложения кампанского яруса залегают несогласно на разновозрастных породах от альба до сантона и представлены толщей светло-серых микрозернистых известняков с прослоями мергелей. Мощность изменяется в диапазоне 30-120 метров. Маастрихтские породы представлены толщей светло-серых и мелоподобных известняков мощностью до 80 метров.

### **Палеогеновая система**

Отложения палеогеновой системы на территории исследования представлены всеми подразделениями от палеоцена до олигоцена.

**Палеоценовый отдел.** Отложения палеоценового отдела представлены известняками светло-серыми, микрозернистыми, плотными, с прослоями мергелей. Далее на размытой поверхности датского яруса залегают аргиллиты темно-серые, известковистые с прослоями мергелей. Суммарная мощность отложений 25 метров.

**Эоценовый отдел.** Эоценовый отдел представлен черкесской, керестинской, кумской и белоглинской свитами, которые сложены аргиллитами карбонатными, известняками и мергелями толщиной до 85 метров. Черкесская свита сложена аргиллитами карбонатными с прослоями плотных мергелей. Отложения керестинской и кумской свиты представлены известняками и мергелями буровато - коричневыми, глинистыми. Отложения белоглинской свиты представлены в основном известняками и мергелями светло-серыми, пелитоморфными, глинистыми.

**Олигоценый отдел.** Отложения олигоценового отдела образуют нижние части майкопской серии олигоцен-раннемиоценового возраста, мощностью до 300 метров. Отложения представлены переслаиванием глин и алевролитов (Евдокимова, 2004, Краснова, 2021).

### **Неогеновая система**

**Миоценовый отдел** представлен среднемайкопской и верхнемайкопской подсериями, чокракским, конкским, караганским и сарматским ярусами, которые сложены глинами темно-серыми, аргиллитоподобными, с прослоями алевроитово-песчаных пачек, иногда алевролитов и мергелей, реже известняков (Недумов, 1981). Общая толщина этого интервала разреза меняется от 0 до 2 400 м. Чокракский горизонт подразделяется на две части: верхнюю – песчано-глинистую и нижнюю – глинисто-песчаную со значительно меньшим количеством песчаных пластов. Начиная с сарматского времени появляется новый источник обломочного материала, с которого поступает обильный терригенный материал, формирующий клиноформные толщи (Кудин, 2013).

**Плиоценовые отложения** представлены разнообразными континентально-морскими песчаниками с прослоями мергелей и галечников, глинами и конгломератами.

### **Четвертичная система (Q)**

Отложения четвертичной системы представлены плейстоценовыми песками, суглинками, супесями и глинами, мощность которых растет с запада на восток до 200 метров.

## **2.2 Тектоническое строение**

Тектоническое строение региона детально рассматривалось в работах И.О Брода (1958), Е.Е. Милановского (1968, 1996), М.С. Бурштара (1969, 1972), А.И. Летавина (1987, 1988), М.Г. Ломидзе (1992), Ю.О. Гаврилова (2002) и многими другими исследователями Предкавказья. Регион приурочен к южной части Скифской плиты, охватывает территорию, ограниченную на юге Терско-Каспийским передовым прогибом, на севере погребенным кряжем Карпинского, на востоке депрессией Каспийского моря, на западе Ставропольским сводом (Рисунок 7).

В структурном плане характерно трехчленное строение разреза района исследования (Рисунок 8). В основании разреза выделяется складчатое основание, сложенное средне и верхнепалеозойскими, преимущественно глинисто - сланцевыми породами. В работах А.И. Летавина описано деление складчатого основания на два более мелких подкомплекса (Летавин, 1987). Раннегерцинский тектонический подкомплекс представлен отложениями девона и раннего карбона. Породы сильно дислоцированы, метаморфизованные и прорваны интрузиями гранитов. Данный подкомплекс слагает складчатое основание на большей части Восточного Предкавказья. Второй подкомплекс слагается верхнекаменноугольными и пермскими толщами аргиллитов, он менее дислоцирован и метаморфизован, более развитый преимущественно на крыже Карпинского. Основание Восточного Предкавказья разбито разрывными нарушениями на серию блоков. Выше складчатого основания выделяется сложнопостроенный пермско-триасовый комплекс. Его формирование соответствует этапу между завершением консолидации палеозойского складчатого основания и началом становления платформы. Во второй половине пермского периода, при континентальных условиях и начавшейся трансгрессии морского бассейна происходит эрозия и денудация выступов и поднятий отложений терригенных толщ молассового характера.

На отложениях переходного комплекса залегают платформенные формации юрско-антропогенного возраста, которые слагают моноклираль, погружающуюся на юго-восток.

**Зона Восточно-Маньчских прогибов** представлена протяженной системой прогибов субширотного простирания, инверсионных для мезозоя валов и поднятий, ограниченных с севера от Крыжа Карпинского Северо – Маньчским, а с юга Прикумским разломами глубокого заложения. Выделяются Арзгирский, Чограйский, Восточно-Маньчский прогибы и разделяющие их Дадынский и Величаевско-Максимокумский валы. Арзгирский прогиб – четко выделяющийся структурный элемент, протянувшийся от восточной границы Ставропольского свода до центральной части Прикумской системы поднятий и ограничивающий их с севера и востока. В прогибе вырисовываются две наиболее прогнутые части: на северо-западе – собственно Арзгирская мульда с глубиной погружения поверхности фундамента более -6500 м и на юго-востоке – Шана-Худукская с глубиной более 5500 м.

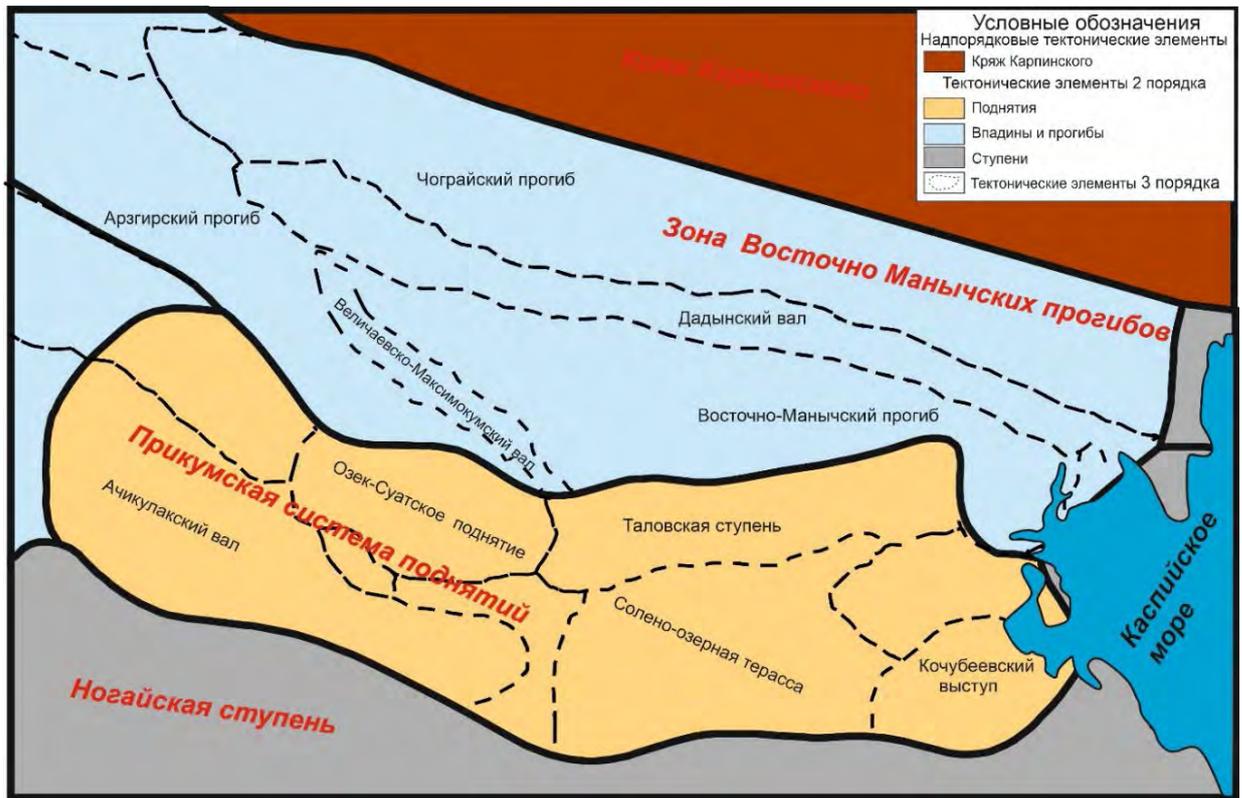


Рисунок 7. Тектоническое районирование территории исследования (по материалам А.И. Летавина (1987) с дополнениями)

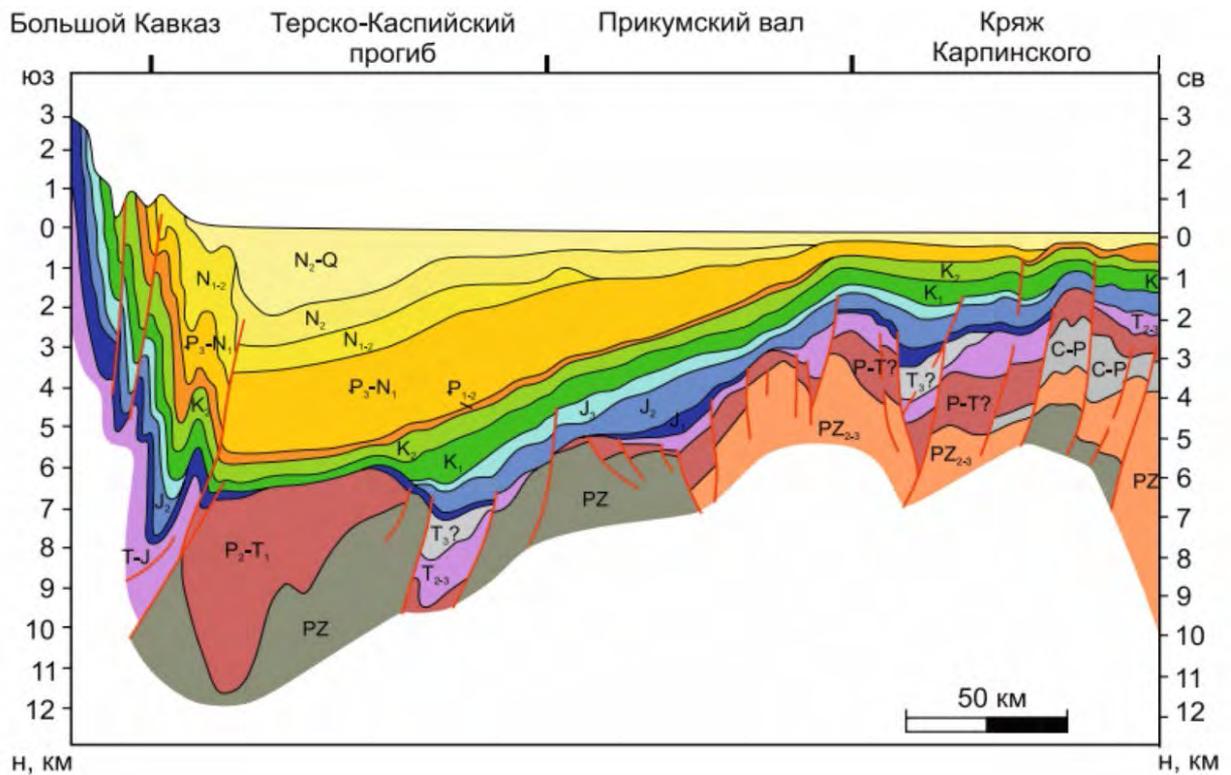


Рисунок 8. Поперечный геологический разрез через Восточное Предкавказье (Глумов, 2004)

Между этими мульдами наблюдается некоторый подъем основания до глубин, несколько больших -4500 м. Борта прогиба осложнены разрывными нарушениями,

амплитуда которых на некоторых участках достигает 1000 м. Чограйский прогиб является наиболее северным прогибом и граничит с южным бортом кряжа Карпинского. В его пределах также выделяется несколько мульд с глубинами залегания складчатого основания от -5000 до -6500 м. Восточно-Манычский прогиб расположен в восточной части рассматриваемого района. На юге он граничит со структурными элементами Прикумской системы и Величаевско-Максимокумским валом, а на севере – с Дадынским валом. Это сравнительно пологий асимметричный прогиб, осевая часть которого сдвинута к северу и прижата к Дадынскому валу. Глубины поверхности основания в приосевой части превышают -6500. Сам вал обрамляется разломами, амплитуды которых составляют в отдельных частях более 1500 м. Величаевско-Максимокумский вал разделяет Арзгирский и Восточно-Манычский прогибы (Летавин, 1987).

По поверхности складчатого основания, которая залегает в пределах этой структуры на отметках от – 4200 до - 4800 м, вал представляет вытянутое поднятие, нарушенное поперечным грабеном. Амплитуда вала по отношению к окружающим прогибам около 700–1000 метров. Вся зона Манычских прогибов выполняется отложениями пермо-триаса, максимальные мощности которых в наиболее прогнутых частях превышают 2000 м. В целом зона Манычских прогибов с максимальной шириной 85-90 км и наибольшей на востоке глубиной фундамента в 6,0- 6,5 км плавно погружается в восточном направлении и расплывается в акватории Каспия в Приморской впадине (Летавин, 1987).

**Прикумская система поднятий** представляет субширотный, весьма протяженный сложнопостроенный тектонический элемент, который выделяется не только своеобразной структурной характеристикой, но и уменьшенными мощностями или полным отсутствием пермо-триасовых отложений. Даже если они есть, их стратиграфический диапазон на этой системе поднятий резко сокращен. Прикумская система имеет ступенчатое строение с погружением к востоку от -3000 до -6000 м. В этом же направлении растут мощности всех отложений. Прикумская система поднятий через серию субмеридиональных разломов имеет ступенчатое строение с погружением основания к востоку от -3000 до -6000 м. В этом же направлении растут мощности отложений платформенного чехла. Выделяются элементы более высокого порядка. Основными являются Озек-Суатская зона поднятий, Ачикулакский вал, Таловская ступень.

**Ногайская ступень** представляет собой протяженный субширотно вытянутый элемент Скифской плиты. В современном структурном плане имеет ширину 50-75 км, отличается резко сокращенным разрезом платформенного чехла. Складчатое основание погружается к югу и к востоку от 3.5 до 9 км и осложнено тектоническими разрывами и

поднятиями. Перекрывается, меловыми и кайнозойскими отложениями. Поверхность основания через зоны флексурного типа в мезозойских отложениях сочленяется с внешним бортом Терско-Каспийского передового прогиба. В пределах Ногайской ступени выделяются с запада на восток: Степновское поднятие, Березкинский прогиб, Орто-Тюбинское поднятие, Тереклинская депрессия и Крайновкая ступень (Короновский, 2018).

**Кряж Карпинского.** На севере Предкавказской платформы выделяется крупный тектонический элемент- кряж Карпинского, основанием которого являются складчатые верхнепалеозойские отложения. Рельеф кряжа Карпинского достаточно сложен и многообразен. Стоит отметить ступенчатый характер, где выделяются три крупных ступени: центральная, западная, восточная. Глубина погружения фундамента в пределах западной ступени составляет порядка 500-800 метров, в центральной 1000-1500 метров, а в восточной до 2500 метров. Сопряжение ступеней происходит по разломам, которые по фундаменту прослеживаются в виде узких субмеридиональных уступов. Среди элементов более высокого порядка выделяются: Элистинский вал с глубиной залегания по основанию 800-1500 метров. Бузгинское поднятие погружено до глубин 1200-1600 метров, Заветнинско-Чилгирское поднятие достаточно крупное и пологое до 1200-1600 метров по фундаменту. Северо-Бузгинский прогиб является наиболее протяженной депрессионной зоной до 1300-1400 метров по основанию.

### **2.3 История геологического развития**

Геологическая история Восточного Предкавказья начинается с докембрийского времени. Первыми эпизодами тектоногенеза территории было рифтообразование, связанное с формированием субширотных грабенообразных прогибов. Зарождение рифтовых структур происходило на теле активизированных антеклиз и внутрикратонных блоковых поднятий докембрийского возраста. Сами рифтогенные структуры раннего палеозоя, очевидно, являются унаследованными от их докембрийского заложения, о чём может свидетельствовать протерозойский комплекс, вскрытый глубокими скважинами на севере Ставропольского свода (Ульяновская площадь). Выходы протерозойского комплекса в осевой части Северного Кавказа в междуречье рек Малка и Терек также свидетельствует о докембрийском (байкальском) возрасте кристаллического основания складчатой системы Кавказа и его краевых прогибов (Немцов, 2023).

Формирование пермо-триасовых отложений на территории Восточного Предкавказья представляется в виде процесса заполнения локальных рифтовых трогов на теле складчатого основания (зона Восточно-Манычских прогибов, ТКПП, восточная периклиналь Прикумской системы поднятий и локальные участки Восточно-Ставропольской впадины, Ставропольского свода и Ногайской ступени) вулканогенно-

терригенно-карбонатными осадками от континентальных до прибрежно-морских и морских. Верхнепалеозойско-триасовый переходный (тафрогенный) молассовый комплекс, характеризует рифтовый период развития территории Восточного Предкавказья и связан с этапом эволюции режима сводообразования и растяжения земной коры активизированных платформ (Рисунок 9). В последующем, на плитном этапе развития, на основе структур проседания и расширения рифтовых долин формировались глубоководные осадочные бассейны (Соколов, 1994).

К ранне-среднеюрскому времени в пределах Восточного Предкавказья, за исключением северной части территории, на участках выступов складчатого основания, ассоциируемых с плосковершинными плато, существовали обширные «седиментационные окна» – области денудационного разрушения (эрозия и пенеппенизация) и отсутствия отложений пермо-триаса. Нижнесреднеюрский комплекс, открывающий платформенный (плитный) этап развития Восточного Предкавказья, начал формироваться в условиях расчленённого рельефа, не прошедшего до конца процесс пенеппенизации. Начало платформенного развития не стало переломным этапом перестройки Восточного Предкавказья с полным перекрытием выступов фундамента и началом покровной седиментации на всей его площади. Тектонический импульс, заданный восходящими движениями завершающей орогенической фазы позднегерцинского тектогенеза, продолжился и на ранней платформенной стадии развития Восточного Предкавказья. В позднеюрское время продолжалось расширение, но в связи с аридизацией климата начинается накопление сульфатно-карбонатной формации на севере Восточного Предкавказья и накопление соленосной толщи в Терско-Каспийском прогибе (Немцов, 2023).

В конце позднеюрского времени произошло общее воздымание большей части Восточного Предкавказья, которое отмечено локальными перерывами в осадконакоплении, имевшим место в пределах отдельных палеоподнятий (островов) ТКПП, Ставропольского свода, Ногайской ступени, Минераловодского выступа, Восточно-Ставропольской впадины, Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов. В течение раннемелового времени территория Восточного Предкавказья продолжала закономерное погружение. К альбскому времени трансгрессия достигла своего максимума, а морской палеобассейн покрыл водами приподнятые до этого территории, включая доминировавшую длительное время в палеорельефе эрозионную поверхность Ставропольского свода.

В позднемеловое время в палеоструктуре проявляется изменение наклона палеорельефа условной поверхности выравнивания, выразившееся в инверсии областей палеоподнятий и палеопргибов. Западные территории Восточного Предкавказья (Ставропольский свод, западные части зоны Восточно-Маньчских прогибов, Прикумской

системы поднятий, Минераловодский выступ), традиционно служившие палеоподнятиями (областями денудации) доюрского основания, переходного комплекса и юрских горизонтов осадочного чехла, стали палеопрогибами, испытавшими максимальное погружение (Дёмина, 2007).

Напротив, восточные территории Восточного Предкавказья (ТКПП, центральные и восточные части зоны Восточно-Маньчских прогибов, Прикумской системы поднятий, Ногайская ступень) стали палеоподнятиями, испытавшими воздымание, денудацию и сокращение мощностей (Немцов, 2023). Позднемеловой период характеризуется спокойным периодом морского осадконакопления, что характеризуется накоплением карбонатов шельфового генезиса.

В палеоцен-эоценовый период происходит прогибание, в результате данные территории оказываются наиболее погруженными, куда и происходит привнос осадочного материала. Олигоценное время на севере Предкавказья характеризуется регрессией, которая приводит к смене осадконакопления. Сарматский век характеризуется новым мощным импульсом погружения южных районов Восточного Предкавказья. С позднего сармата начинается орогенный этап развития Большого Кавказа (Немцов, 2022).



## 2.4 Нефтегазоносность

Район исследования приурочен к Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО). Промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям от триаса до неогена. Нефтепроявления выявлены и в палеозойском комплексе, однако промышленной эксплуатации в районе исследования не проводится. Залежи распределены неравномерно как в плане, так и в разрезе. Основные зоны нефтегазонакопления располагаются в Прикумской системе поднятий и зоне Восточно-Маньчских прогибов (Рисунок 10).

Восточно-Предкавказская НГО подразделяется на 4 района по тектоническим элементам, Восточно-Маньчский НГР (зона Восточно-Маньчских прогибов), Прикумский НГР (Прикумская система поднятий), Восточно-Ставропольский НГР (Восточно-Ставропольская впадина), Ставропольский НГР (Ставропольский свод). Район исследования приурочен к Восточно-Маньчскому и Прикумскому НГР.



Рисунок 10. Карта нефтегазоносности Восточно-Маньчского и Прикумского НГР

### Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ)

Нефтегазоматеринские толщи являются неотъемлемым элементом углеводородной системы, от которой зависит наличие углеводородов в залежах. Учитывая, что нижне-среднеюрские породы залегают на подстилающих отложениях триаса, а так же палеозоя,

было решено рассмотреть потенциал всех возможных НГМТ, которые могли питать коллекторские интервалы в юрских породах.

**Палеозойские НГМТ.** Изучение ОБ палеозоя началось в шестидесятых годах прошлого столетия. В последующем, по отдельным районам и по Предкавказью в целом стали появляться обобщающие работы: В.Н. Любофеев (1973), И.А., Папоротная (2009,2011), Г.Н. Гордадзе (2006), Н.Ш. Яндарбиев, 2006 и др.

Палеозойские породы территории исследования обеднены органическим веществом, концентрация органического углерода (ТОС %) меняется в среднем от 0,01 до 0,5%. Лишь в нескольких скважинах встречаются образцы с концентрацией ТОС % более 0,5%. Это площади приурочены главным образом к отрицательным структурам северной части изучаемой территории, Арбалинская, Эбелекская, (зона Восточно-Маньчских прогибов). На территории Прикумской системы поднятий концентрация органического углерода более 0,5% отмечена на Новомирской, Лесной, Краевой, Юбилейной и Озек-Суатской площадях. На Новомирской площади в прослое метаморфизованных аргиллитов отмечена концентрация органического углерода 1,2 % на глубине 3817 метров. Концентрации ТОС в разрезах скважин Озек-Суатской площади в среднем меняются от 0,3 до 2 %. Максимальные значения ТОС % - 2,25% приурочены к пачке тёмно-серых слюдистых аргиллитов на глубине 3380м. Средние концентрации ТОС на Юбилейной площади меняются от 0,9 в толще серые сланцы на отметке 4570м до максимальных 1,5 % в пачке серых опесчаненных карбонатов. Степень зрелости органического вещества на изучаемой территории по имеющимся данным пиролиза не может быть установлена с достаточной достоверностью (Ярошенко, 2011).

**Пермско-триасовые отложения** в регионе исследования слабо охарактеризованы керном. По аналогии с прилегающими районами Калмыкии наиболее благоприятны для накопления и сохранения ОБ являются глубоководные отложения нижнего триаса. Анализ имеющейся геохимической информации по нижнетриасовым отложениям в зоне Восточно-Маньчских прогибов показывает, что породы в целом обеднены ТОС и битумоидами. Наиболее обогащены органическим веществом мергели (0,69%) и аргиллиты (0,62%) (Серов,2001).

Пиролитические исследования подтвердили низкий потенциал пермско-триасовых отложений южной части Республики Калмыкия. Остаточный нефтяной потенциал (пик пиролиза S<sub>2</sub>) изменяется от 0,02 до 1,7 мг УВ/г породы (ср.=0,15 мг УВ/г породы) при содержании ТОС 0,08-1,39% (ср.=0,33). Низкие значения водородного индекса (НИ) 3-145 мг УВ/г ТОС и результаты химико-битуминологических исследований указывают на смешанный тип ОБ (А.А. Ярошенко, 2011).

Геохимические исследования *нижнетриасовых отложений*, выполненные на более чем 70 обр., показали низкие генерационные свойства: содержание ТОС составляет 0,05-2,29% (ср.=0,54%), остаточный нефтяной потенциал (пик пиролиза S2) – 0,02-1,74 мг УВ/г породы (ср.=0,26 мг УВ/г породы). Битуминозность пород низкая S1 – 0,03-0,46 мг УВ/г породы (ср.=0,09 мг УВ/г породы), без учета единственного образца с концентрацией ТОС более 1% (2,29%). Показатель зрелости Tmax составляет 440-460С, что соответствует началу градации катагенеза МК4, но к данному показателю стоит отнестись с большой осторожностью ввиду очень низких значений пиков S2 для данных образцов (Рисунок 11). В целом, нижнетриасовые НГМТ в пределах Зоны Восточно-Маньчских прогибов и севера Прикумской системы поднятий можно отнести в настоящее время к ГЗН (Ярошенко, 2011).

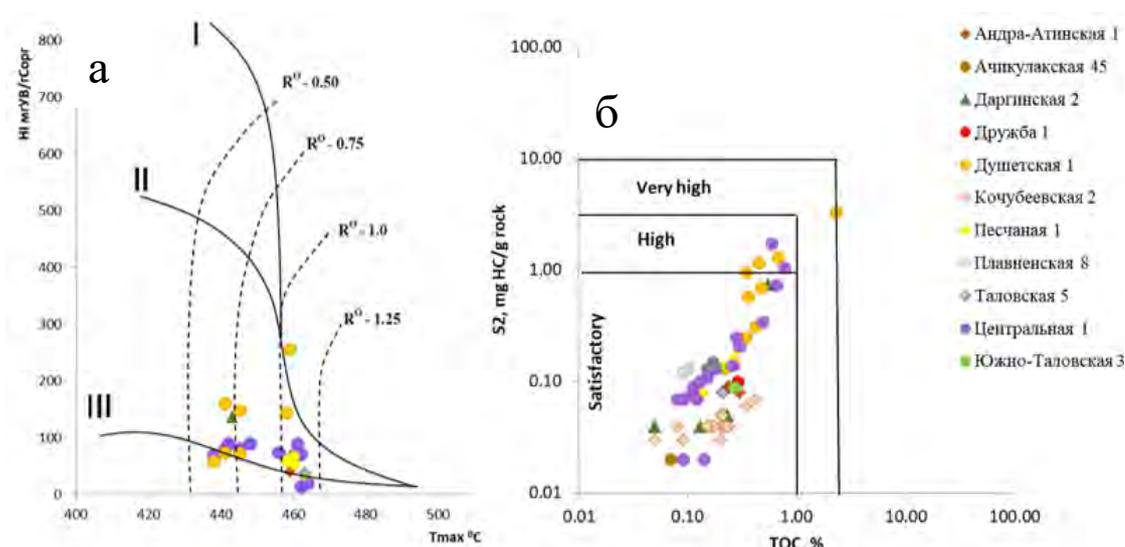


Рисунок 11. Изменение водородного индекса с увеличением катагенеза (а) и распределение концентраций органического углерода (б) ОВ пород нижнетриасового возраста (по данным Ярошенко, 2011, Немцов 2022)

Породы с органическим веществом *среднего триаса* охарактеризованы в разрезах 12 площадей, главным образом расположенных в северо-восточной части Прикумской системы поднятий и в зоне Восточно-Маньчских прогибов.

Среднее содержание ТОС для данных отложений составляет 0,2-0,4 %. Максимальные концентрации характерны для кизлярской свиты Восточно-Сухокумской площади, где они в отдельных образцах достигают более 1%.

В западной части зоны Восточно-Маньчских прогибов органическое вещество кизлярской и новоколодезной свит среднего триаса изучено на Бойчаровской площади. Средние концентрации ТОС не велики и составляют 0,2-0,3% (Рисунок 12 а). Лишь в единичных образцах кизлярской свиты среднего триаса отмечаются повышенная концентрация ТОС (0,60-1,33 %).

Пики S1 и S2 Rock-Eval крайне низкие. Только в образцах с повышенным содержанием ТОС зафиксированы повышенные величины S1 и S2. Остаточный генерационный потенциал (НГ) в них составляет 50-70 мг УВ/г ТОС при зрелости ОВ, соответствующей середине мезокатагенеза ( $T_{max} - 455-460^{\circ}C$ ) (Рисунок 12 б).

Среднетриасовые отложения Плавненской и Солнечной площадей центральной части зоны Восточно-Маньчских прогибов также имеют небольшие концентрации органики (ТОС -0,1-0,4%). Пики пиролиза очень малы и составляют S1-0,05-0,08 мг УВ/г породы, S2- 0,15-0,3 мг УВ/г породы. Это не позволяет корректно оценить зрелость и тип вещества, используя пиролитические показатели.

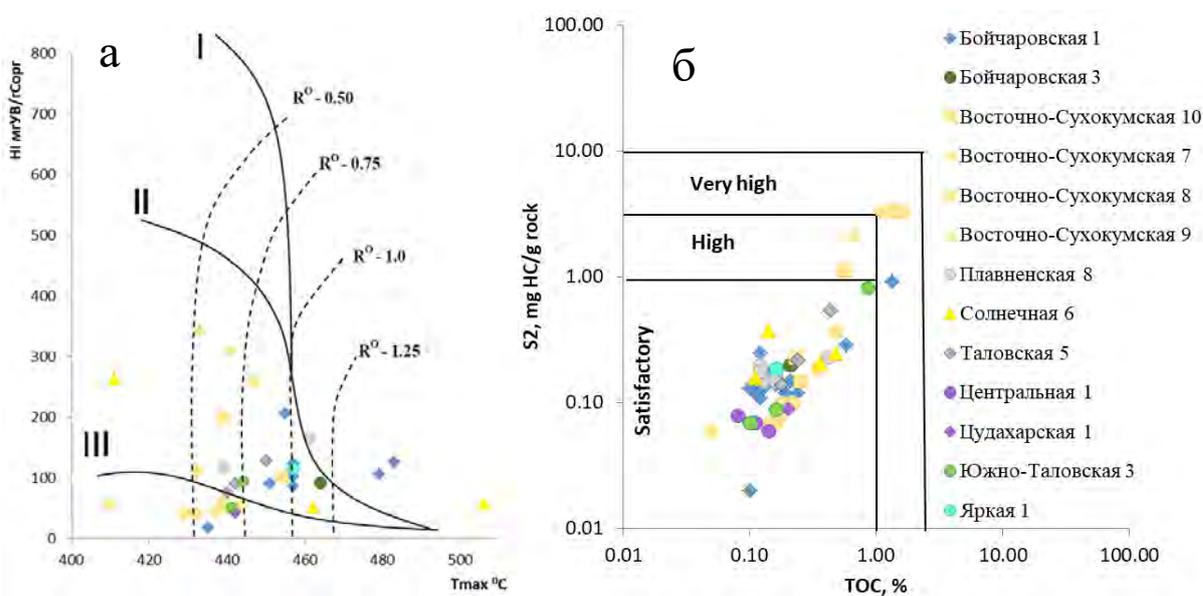


Рисунок 12. Изменение водородного индекса с увеличением катагенеза (а) и распределение концентраций органического углерода (б) ОВ пород среднетриасового возраста (По данным Ярошенко, 2011, Немцов 2022)

В целом породы среднего триаса характеризуются ОВ смешанного сапропелево-гумусового (II-III) типа. Зрелость ОВ среднетриасовых отложений на изученной территории изменяется от МК2 до МК4. Среднетриасовые НГМТ в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и севера Прикумской системы поднятий возможно отнести в настоящее время к ГЗН.

**Верхнетриасовые отложения** представлены континентальными отложениями с примесью вулканического материала. Средние концентрации Сорг в отложениях верхнего триаса достаточно невелики и в среднем составляют 0,2-0,5%.

На Плавненской и Солнечной площадях ОВ характеризуется малыми концентрациями, Сорг в пределах первых десятых процента 0,08-0,15%. Пиролитические пики S1 и S2 так же имеют крайне низкие значения (Рисунок 13). Величина водородного индекса (НГ) изменяется в очень широких значениях (72-380 мг УВ/г ТОС) и в следствии

крайне малого содержания органики адекватно не отражает тип вещества. Тоже можно сказать и об образцах из керна скважин Вишневской, Южно-Таловской и Душетской площадей. Интерес представляет один образец верхнетриасовых пород из интервала глубин 3539-3552 м. разреза скважины Даргинская 2 находящейся в восточной части зоны Восточно-Маньчских прогибов. Концентрация ТОС составляет 2,42%, остаточный генерационный потенциал S2-4,56 мг УВ/г породы. Величина водородного индекса HI-188 мг УВ/г ТОС, при зрелости МК2-МК3 (Tmax-480С), что может говорить о принадлежности ОВ из данных отложений к сапропелево-гумусовому типу вещества, керогену (II-III типа) (Мельников, 2006).

Наибольшие концентрации ТОС 3-5% приурочены к отложениям в разрезе Березкинской площади центральной части Ногайской ступени. Здесь в скв. № 1 Березкинской выявлены породы с содержанием ТОС. 3,26-5,40%. По пиролитическим исследованиям остаточный нефтяной потенциал составляет 5,52-9,75 мг УВ/г породы с учётом того, что они находятся в стадии поздней зрелости, битуминозность пород также высокая – 2,24-2,37 мг УВ/г породы, водородный индекс составляет 157-195 мг УВ/г ТОС. при Tmax-460-465С (МК4), кероген представлен сапропелевым органическим веществом (Мельников, 2006). Данные параметры позволяют прогнозировать здесь наличие нефтематеринских пород отличного качества. Толщина собственно глинисто-карбонатной толщи составляет около 250 м, 5-10% могут составлять нефтематеринские породы, находящиеся в настоящее время в ГЗН

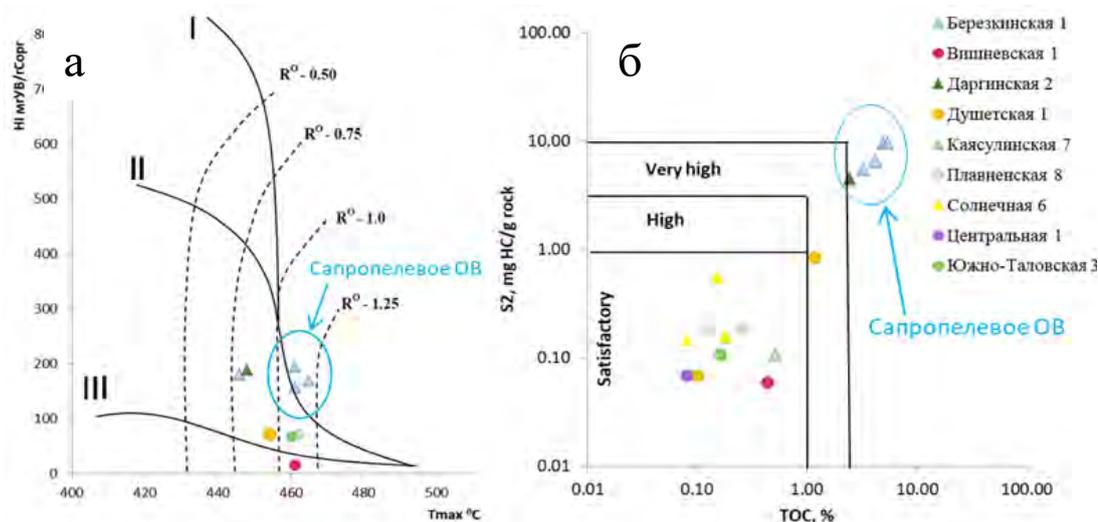


Рисунок 13. Изменение водородного индекса с увеличением катагенеза (а) и распределение концентраций органического углерода (б) ОВ пород верхнетриасового возраста (По данным Ярошенко, 2011, Немцов 2022)

**Юрские НГМТ.** Органическое вещество *нижнеюрских отложений* района исследований изучены в разрезе 5 скважин, расположенных в пределах зоны Восточно-

Маньчских прогибов, Прикумской системы поднятий. Средние концентрации ТОС в отложениях нижней юры изменяются от 0,5 до 5-6 %, в некоторых углистых прослоях и до 17% (Рисунок 14).

В районе восточной части Прикумской системы поднятий, в разрезе Южно-Таловской площади, концентрация органического вещества меняется в среднем от 0,62 до 1,38 %. Величина остаточного генерационного потенциала (S2) составляет 0,3-0,8 мг УВ/г породы. Зрелость ОВ соответствует градации МК4 (Tmax 470-480<sup>0</sup>С). С учётом высокой зрелости, по генерационному потенциалу эти породы могут быть отнесены к реализовавшим свой потенциал (А.А. Ярошенко, 2011).

Наибольшие концентрации ТОС 4-6% приурочены к отложениям тоарского яруса в разрезе Плавненской площади центральной части Зоны Восточно-Маньчских прогибов. В этих же образцах S2 составляет 2,6-4,3 мг УВ/г породы, NI – 64-66 мг УВ/г ТОС при Tmax – 452-455<sup>0</sup>С (градация МК3). По перечисленным параметрам рассматриваемые образцы могут быть отнесены к зрелым нефтегазоматеринским породам, содержащим преимущественно гумусовое ОВ и в большей степени уже реализовавшим свой генерационный потенциал, за исключением ОВ аргиллитовых прослоев Солнечной площади, где ОВ представлено сапропелевым материалом (Немцов, 2022).

Содержание ТОС в глинистых породах западной части зоны Восточно-Маньчских прогибов максимально – 1,96%. В восточной части (Восточно-Маньчский прогиб) содержание ТОС. составляет в среднем 1,22%.

В целом, породы характеризуются высокими средними значениями ТОС. (от 0,45 до 1,52%), но по пиролизическим параметрам характеризуются «плохими» и «удовлетворительными» генерационными свойствами: пики пиролиза составляют S1<0,07 мг УВ/г породы; S2 <0,51 мг УВ/г породы. Часть территории (пл. Величаевско-Колодезная, Зимняя Ставка, Поварковская, Газинская, Ново-Молодёжная) характеризуется относительно повышенными значениями пиролизических параметров – S1=0,1-0,26 мг УВ/г породы; S2=0,9-5,36 мг УВ/г породы. В некоторых горизонтах содержатся углистые прослои с содержанием ТОС. от 7,15% до 17,26% (площади Величаевская, Озек-Суат).

В нижнеюрских отложениях на изученных площадях встречается смешанный II-III тип керогена. Зрелость ОВ изменяется от градаций МК3 на Плавненской площади и увеличивается до МК4-МК5 на Южно-Таловской (Рисунок 15).

Органическое вещество *среднеюрских отложений* района исследований изучены в разрезе 6 скважин, расположенных в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов, Прикумской системы поднятий, а также в центральной части Восточно-Ставропольской впадины.

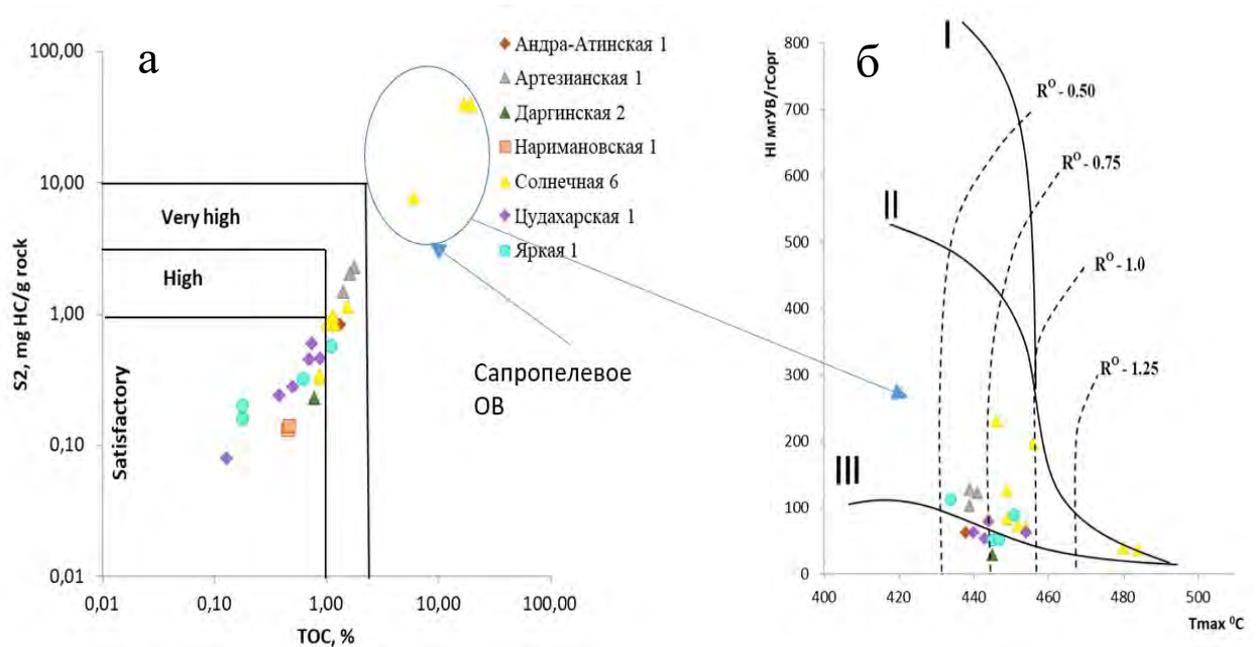


Рисунок 14. Распределение концентраций органического углерода (а). Изменение водородного индекса с увеличением катагенеза (а) и (б) ОВ пород нижнеюрского возраста (По данным Ярошенко, 2011, Немцов 2022)

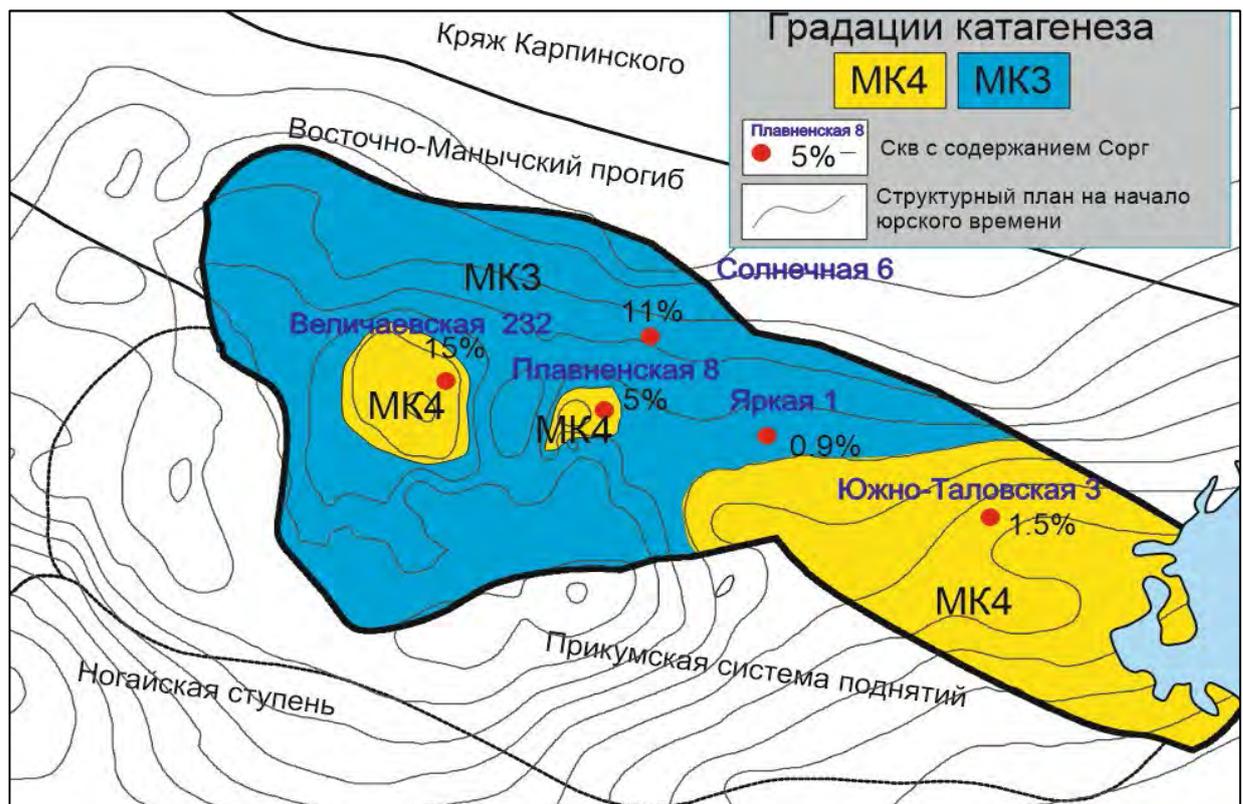


Рисунок 15. Модель катагенетической зрелости пород нижнеюрского возраста

Средние концентрации ТОС в отложениях средней юры изменяются от 0,2 до 1,8%. Повышенным содержанием ОВ характеризуются среднеюрские аргиллиты Артезианской площади. Концентрация ТОС в них составляет 1,4-1,8 %, S<sub>2</sub> – 1,5-2,3 мг УВ/г породы, НI – 100-130 мг УВ/г ТОС. Зрелость ОВ соответствует градации МК2. Судя по полученным

характеристикам, в средней юре присутствуют зрелые удовлетворительные по генерационному потенциалу материнские отложения, содержащие преимущественно гумусовое ОВ. На Яркой площади в интервале глубин 3835-4045 метров, аргиллиты могут рассматриваться как бедные по генерационному потенциалу зрелые материнские породы. Концентрация ТОС в них составляет 0,6-1,1 %, S<sub>2</sub> – 0,3-0,6 мг УВ/г породы при T<sub>max</sub> 445-447<sup>0</sup>С (МК2). Остальные образцы среднеюрских аргиллитов характеризуются существенно более низким содержанием ОВ.

Таким образом, в отложениях средней юры на изученных площадях в основном преобладает гумусовый материал в составе ОВ, III тип керогена, Зрелость ОВ изменяется от градаций МК2 на Артезианской площади и увеличивается до конца градации МК3-МК4 на Солнечной площади, что соответствует главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

Органическое вещество *верхнеюрских отложений* района исследований изучены в разрезе 6 скважин, расположенных на южной границе зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий.

Средние концентрации ТОС в отложениях верхней юры изменяются от 0,1 до 1,4%. Наибольшие концентрации ТОС 1-1,4% приурочены к отложениям в разрезе Кочубеевской площади южной части Зоны Восточно-Маньчских прогибов.

В скважине Кочубеевская 2 по содержанию ОВ выделяется интервал верхнеюрских отложений на глубине 4630-4700 м. Концентрация ТОС в образцах из этого интервала колеблется от 0,5 до 1,4 %. Несмотря на высокое содержание ТОС пики S<sub>1</sub> и S<sub>2</sub> малы и в большинстве образцов не превышают 0,5 мг УВ/г породы. По единичным значениям T<sub>max</sub> (460-463 <sup>0</sup>С) зрелость ОВ соответствует градации МК4. Эти образцы верхнеюрских пород могут рассматриваться как удовлетворительные нефтематеринские, уже в значительной мере реализовавшие свой генерационный потенциал (Ярошенко, 2011).

### **Нефтегазоносность и месторождения**

Промышленная нефтегазоносность *пермско-триасовых отложений* доказана на более чем двадцати нефтяных месторождениях. Впервые признаки нефти из доюрских отложений были отмечены еще в 1953 году, в скважине 3 Озек-Суатской площади, где при опробовании известняков нефтекумской свиты был получен приток нефти (Атанасян, 1974). В пермо-триасовом нефтегазовом комплексе Восточно-Предкавказской НГО достаточно уверенно выделяются два нефтегазоносных подкомплекса: среднетриасовый, который включает отложения кизлярской, новоколодезной свит и терригенно-карбонатный нижнетриасовый и частично верхнепермский, включающий отложения нефтекумской,

култайской и демьяновской свит (Туманова,1998). Большая часть залежей связана с мощными массивными трещинно-кавернозными известняками нефтекумской свиты.

**Юрские отложения** включают в себя два нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский и верхнеюрский. В Восточно-Предкавказской НГО ниже - среднеюрские терригенные отложения развиты в восточной части Восточно-Манычского и Прикумского НГР. В их составе выделяется пять нефтегазоносных пачек: III, IV, V, VI, VII (Рисунок 16).

Верхнеюрские отложения включают II, I, XIII<sub>2+3</sub> нефтегазоносные пачки. Характеризуются низкими коллекторскими свойствами, ограниченной нефтегазоносностью, очень сильной изменчивостью, слабыми дебитами УВ (Н.И. Немцов, 2023).

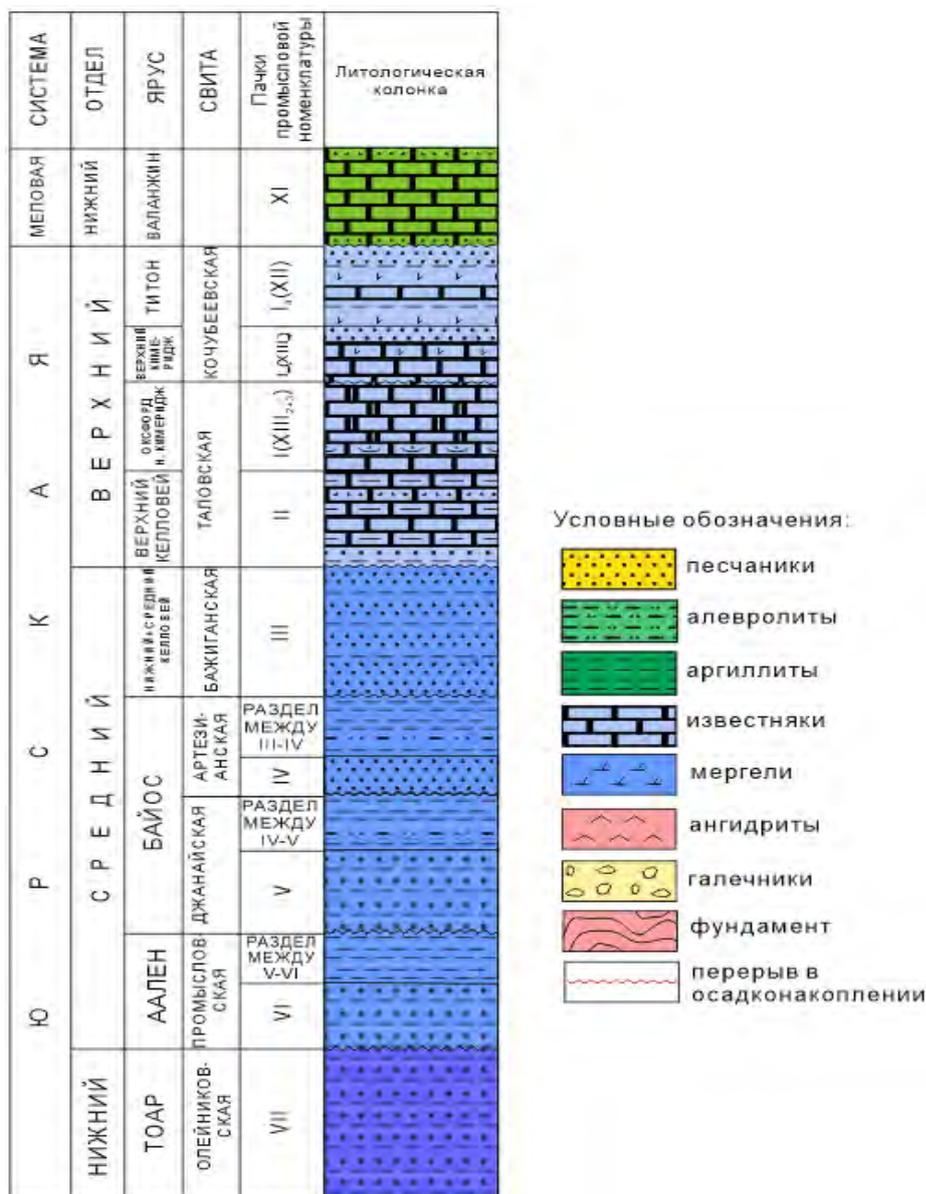


Рисунок 16. Схема стратиграфического деления и промысловой номенклатуры продуктивных пачек юры восточного Предкавказья (по данным Самойлович, 2014)

По количеству месторождений в юрских терригенных отложениях региона исследования Прикумский и Восточно-Маньчские районы сопоставимы между собой. В Восточно-Маньчском районе основные участки нефтегазонакопления расположены в южной части, к ним относятся такие зоны нефтегазонакопления как Комсомольская, Величаевско-Максимокумская, Камышевская, Зимне-Ставкинская, Пушкарская и другие.

В Прикумском нефтегазоносном районе залежи рассредоточены по всей территории, наибольшие скопления УВ приурочены к Озек-Суатской, Урожайненской, Сухановской и другим площадям (Гудков, 2017).

В Восточно-Предкавказской НГО ниже-среднеюрский нефтегазоносный комплекс подразделяется на три подкомплекса: нижний, преимущественно песчано-алевролитовый, средний - глинистый с прослоями песчано-алевролитовых пород и верхний преимущественно песчано-алевролитовый.

К нижней части относятся продуктивные пласты нижней юры (V-VII) их продуктивность установлена на месторождениях Русский Хутор, Южно-Сухокумское, Дахадаевское и др. В средней, глинистой части ниже-среднеюрского комплекса промышленная нефтеносность проявляется в пачке IV, стратиграфически приуроченной к верхнему байоссу. Пачка имеет региональное распространение и ее продуктивность подтверждена на двух площадях: Степная, Восточно-Сухокумская. В составе верхнего подкомплекса выделяется III пачка, относящаяся к бат-келловейскому возрасту, прослеживаемая на Граничной, Русский Хутор, Сухокумское и других площадях. Сопоставляя доказанные ресурсы видно, что нефтегазоносность среднеюрского комплекса выше нижеюрского (Рисунок 17 - Рисунок 19).

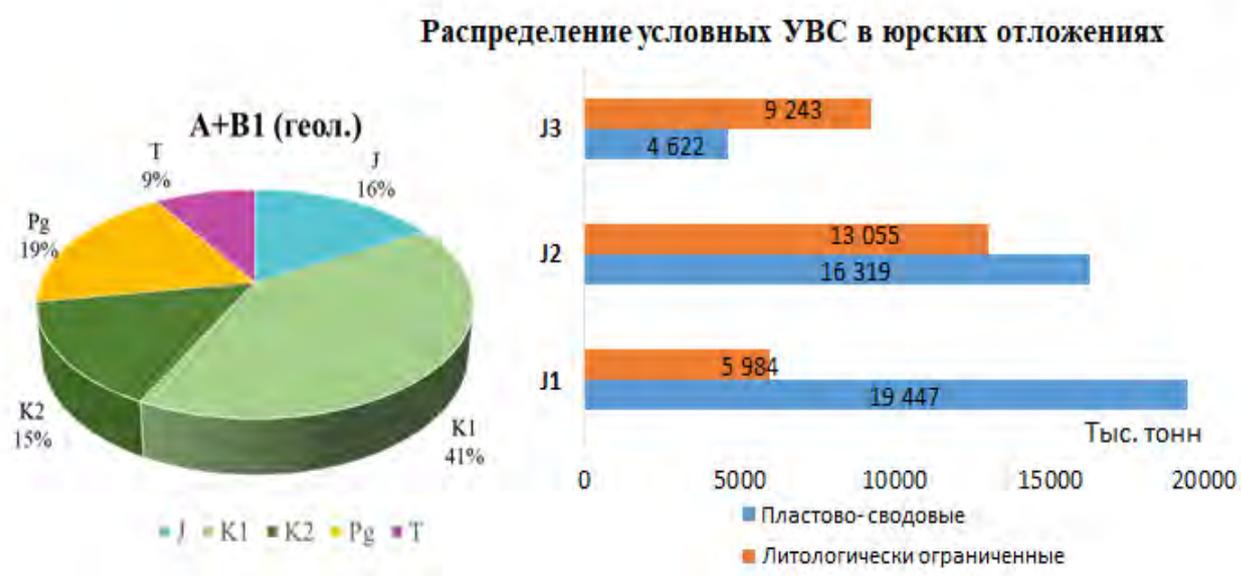


Рисунок 17. Структура запасов, стоящих на балансе территории Дагестана и Ставропольского края (по данным Самойлович, 2014)

Месторождения в юрских отложениях в большинстве многопластовые, с нефтяными УВ (Максимов,1987). Ловушки небольшие по размерам, залежи в преобладающем количестве пластово-сводовые, встречаются литологические и стратиграфически экранированные (Рисунок 18).

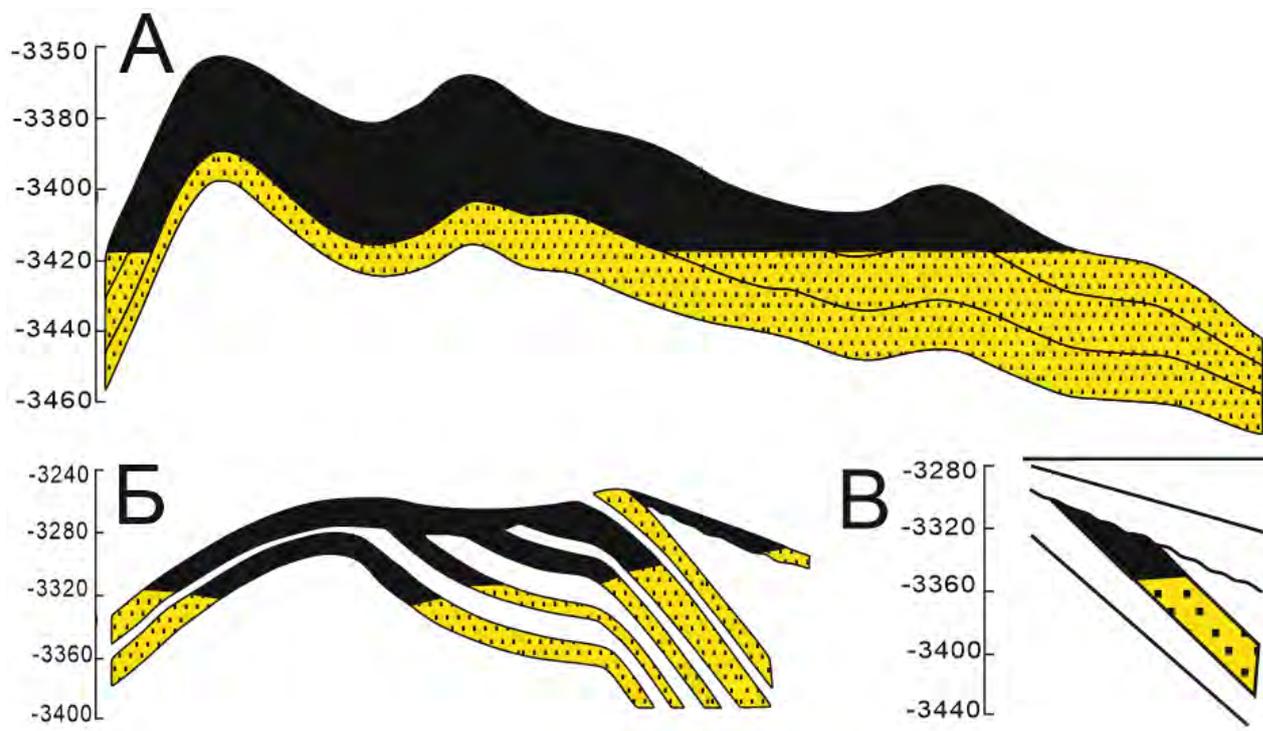


Рисунок 18. Типы ловушек преобладающих в юрских отложениях. А- Пластово-сводовая залежь в нижнеюрских отложениях VII пачки Величаевско-Колодезного газонефтяного месторождения. Б-Пластово-сводовая и литологически экранированная залежи в среднеюрских отложениях Озек-Суатского нефтяного месторождения В- литологически-экранированные несогласно залегающими отложениями Урожайненского месторождения (по данным Немцова, 2022)

В **нижнемеловом нефтегазоносном комплексе** Восточно-Предкавказской НГО выделяется 10 продуктивных пачек, большинство из которых (III, IV, V, VI, X, XI) характеризуется небольшими запасами. Обусловлено это низкими параметрами резервуаров, небольшими размерами ловушек, а чаще всего отсутствием надежных покрышек или развитием локальных покрышек (Колодезное, Ильменское месторождения).

Львиную долю запасов и добычи УВ в этих районах, преимущественно нефти, содержит терригенная пачка в кровле неокома (IX пачка) и VIII пачка в основании апта. Третьей по значимости является I пачка альба. В основном они сконцентрированы в пределах Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления (месторождения

Величаевско - Колодезное, Зимне-Ставкинско-Правобережное, Восточно-Безводненское, Русский Хутор Северный) и Озек-Суатской зоны (месторождение Озек-Суат).

В VIII пачке на этих наиболее крупных месторождениях, содержится 40% начальных запасов нефти, в IX пачке (неоком) – 21% и в I пачке - 5 % от общих запасов нижнего мела региона (Самойлович, 2014).

В разрезе *палеогеновых отложений* выделено два нефтегазоносных подкомплекса: эоценовый и олигоценовый. Нефтяные залежи в отложениях эоценового подкомплекса черкесской, кумской и белоглинской свит эоцена разведаны в пределах структур Прикумской системы поднятий, зоны Восточно-Маньчских прогибов, Ногайской ступени. Коллекторами в отложениях верхнего эоцена являются трещинные известняки и мергели керестинской, кумской и белоглинской свит. Пористость коллекторов находится в пределах до 9%, проницаемость достигает  $30 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтегазоносность олигоценовых отложений связана с хадумской и баталпашинской свитами в пределах Прикумской системы поднятий, Восточно-Ставропольской впадины и Ногайской ступени. Коллекторами являются тонколистоватые, трещиноватые, разуплотненные глинистые прослои (Стафеев, 2023).

В разрезе отложений общей толщины 60-80 м отмечается чередование прослоев разуплотненных глин с пористостью 11-18%, объемным весом 2,19-2,38 г/см<sup>3</sup> с более плотными в различной степени карбонатными глинами пористостью 5-10%, объемным весом 2,4-2,5 г/см<sup>3</sup>. По геолого-геофизическим и промысловым данным уточнено, что доля коллекторов в разрезе изменяется от 11 до 25% (в среднем 18%).

В мезозойских отложениях Прикумской системы поднятий и зоны Восточно-Маньчских прогибов выделяют два типа нефтей. Первый тип приурочен к нижнемеловым и юрским породам. Нефти обладают плотностью 0.80-0.83 кг/м<sup>3</sup>, высокопарафинистые (14-29%), малосмолистые (1.75-5.7%), малосернистые (серы 0.04-0.26). Второй тип характерен для верхнемеловых отложений. Нефти более тяжёлые – 0.85-0.87 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0.182-0.194%), смолистые (5.22-12.7%) (Стафеев, 1988).

Внутри юры характеристики нефтей различаются по территории исследования. Наиболее тяжёлые нефти приурочены к восточным районам, месторождения Южно-Сухокумское, Мартовское, далее в западном направлении, на месторождениях Зимняя Ставка, Русский Хутор, Восточное плотность нефти снижается (Разумова, 1989)



### Глава 3. Нижне-среднеюрские сеймостратиграфические комплексы<sup>2</sup>

Для выделения опорных сеймостратиграфических горизонтов по разрезу территории исследования в единой системе была собрана вся база данных региональных сейсмических профилей (Рисунок 20). На первом этапе проводилась обработка и увязка профилей полученных из отчётов различных организаций между собой. Одним из важнейших этапов обработки являлось введение статических поправок, что позволило учесть влияние рельефа и зону малых скоростей. Поправка представляет собой разницу между зарегистрированным временем прихода волны и пересчитанным временем так, как если бы пункты возбуждения и приёма находились на ровной поверхности. Эта воображаемая поверхность называется уровнем приведения.

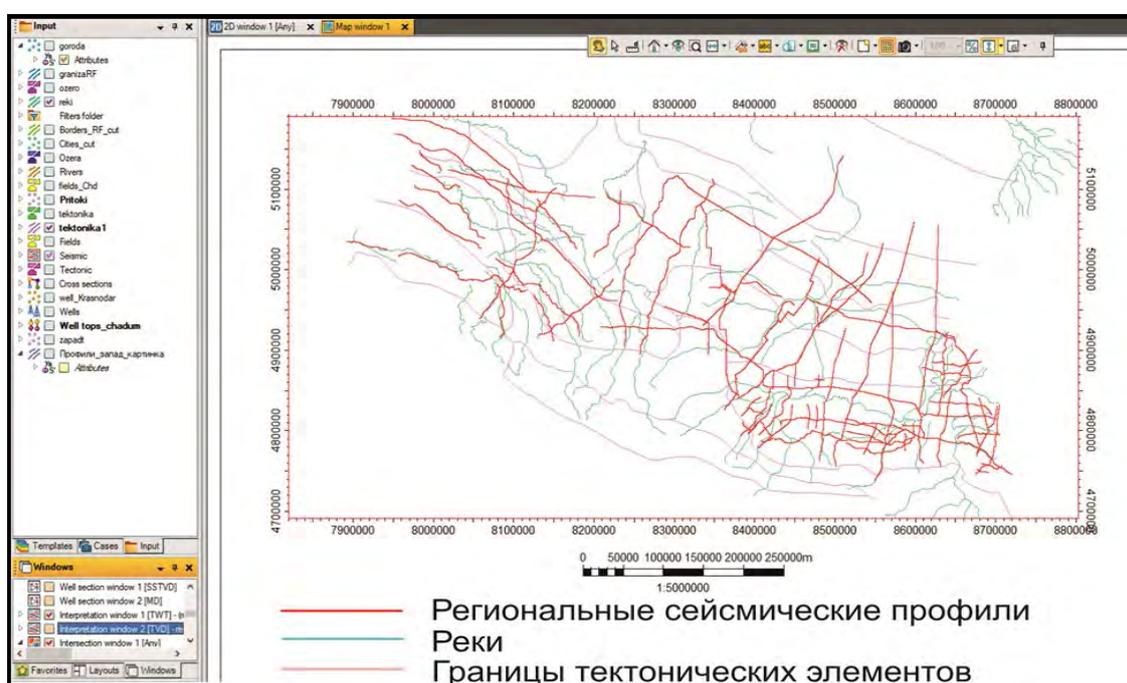


Рисунок 20. База данных региональных сейсмических профилей

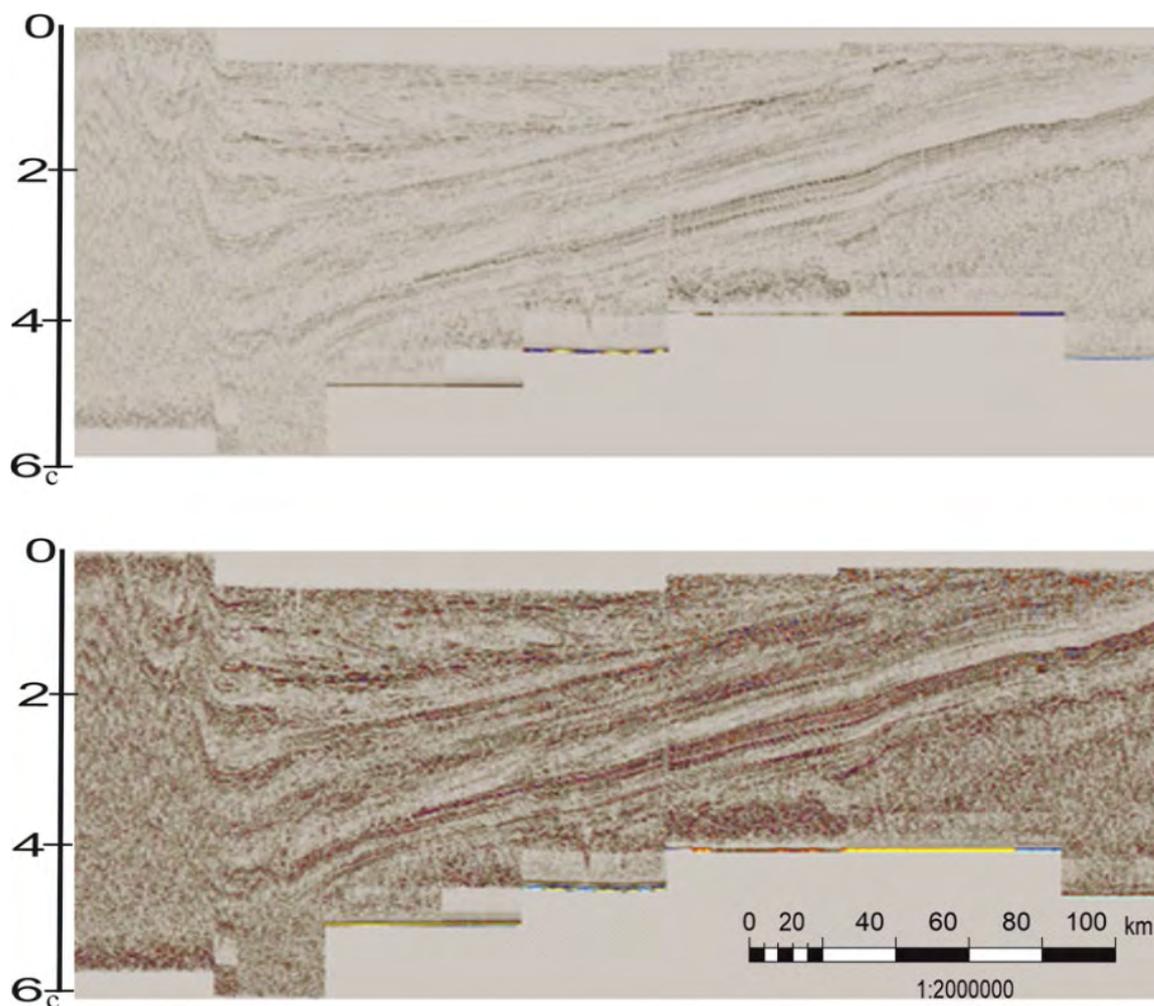
<sup>2</sup> При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова, отражены основные результаты, положения и выводы исследования

4. **Воронин М.Е.**, Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Гилаев Р.М. Геологическое строение и условия формирования мезозойских отложений Восточного Предкавказья // Научный журнал Российского газового общества. 2024. Т.46. № 4. - С. 6–17. (0.5п.л., авторский вклад - 60%). Импакт-фактор 0,549 (РИНЦ). EDN: CYNGII.

5. **Воронин М.Е.**, Стафеев А.Н., Близнюков В.Ю., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Гилаев Р. М. Циклическое строение ниже-среднеюрских отложений Восточно-Маньчжурского 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). (выход статьи 07.2025)

6. **Воронин М.Е.**, Сауткин Р.С., Седых К.А., Стафеев А.Н., Махнутина М.Л., Абрамов В.Ю. Перспективы нефтегазоносности хадумской свиты Восточного Предкавказья по данным сейсмофациального и атрибутивного анализа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. Т.37. №1. – С. 30–38. (0.5п.л., авторский вклад 60%). EDN RCVZHO

На этапе анализа архивных данных, при создании проекта для корректного отображения профилей МОГТ 2Д в единой цветовой палетке, проводилась коррекция амплитудно-частотных характеристик сейсмической записи (Рисунок 21). Увязка временных разрезов осуществлялась путем сравнения формы сейсмической записи в точках пресечения профилей, определении величин невязок и разбрасывания этих неопределенностей путем ввода в разрезы статических сдвигов. Очень важно, что данные процедуры позволили минимизировать ошибки при пикировании отражающих горизонтов (ОГ) (переходы на другие фазы и прочие).



*Рисунок 21. Пример сейсмического разреза до и после коррекции*

Одним из неотъемлемых атрибутов интерпретации сейсмических профилей является сеймостратиграфическая привязка. Взаимосвязь сейсмических и скважинных методов осуществляется через акустические и плотностные характеристики. Важно, чтобы скважины располагались в непосредственной близости от сеймопрофиля. В единичных скважинах, вскрывающих весь комплекс ниже-среднеюрских отложений Восточного Предкавказья присутствует акустический каротаж, которого недостаточно для равномерной и надежной привязки по всему региону. Дополнительно для повышения надежности привязки стратиграфических границ к скважинным данным использовались кривые

стандартного каротажа данных ГИС с последующим созданием синтетических кривых акустического каротажа.

На практике могут применяться несколько подходов, позволяющих в той или иной степени скомпенсировать влияние неблагоприятных факторов на показания интересующих методов или же восстановить недостающую информацию.

Наибольшей популярностью пользуются способы пересчета с помощью эмпирических уравнений, адаптированных под конкретные геолого-геофизические условия. Среди них необходимо выделить уравнение Фауста, которое связывает показания электрических методов с интервальным временем пробега продольных волн:

$$\Delta T = (C / 0.3048) / (RT \times \text{DEPTH})^{(1/6)},$$

где C=513,3 – константа; RT – удельное электрическое сопротивление породы; DEPTH – глубина замера (Gardner, 1974).

При анализе уравнения видно, что величины истинного удельного электрического сопротивления породы отвечают в большей степени за высокочастотную составляющую расчетной кривой, в то время как параметр глубины, по сути, задает тренд скорости для случая нормального уплотнения пород. (ЦГЭ, 2019).

Для привязки использовалось 5 скважин. Опорной для юрских отложений была скважина Зимняя Ставка 400 расположенная в центральной части района исследования, в ней был проведен акустический каротаж (Рисунок 22).

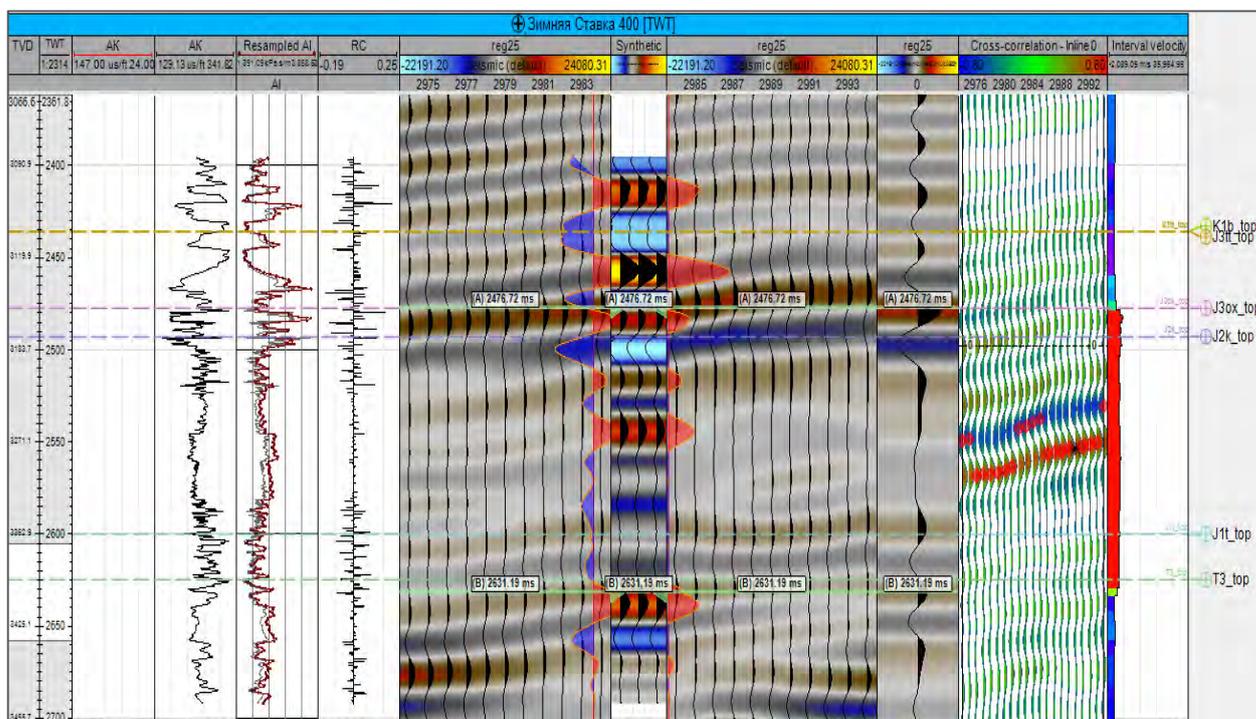


Рисунок 22. Стратиграфическая привязка по скв Зимняя Ставка 400

На востоке района использовалась скважина Кочубеевская 2, с синтетическим каротажом (Рисунок 23).

Так же использовались скважины Дружба 1, Чумпаловская 1, Южно-Буйнакская 2 (Рисунок 24). Коэффициент корреляции составляет по скважине Зимняя Ставка 0.8, по синтетическим кривым в среднем 0.56, что в целом можно считать удовлетворительной привязочной основой.

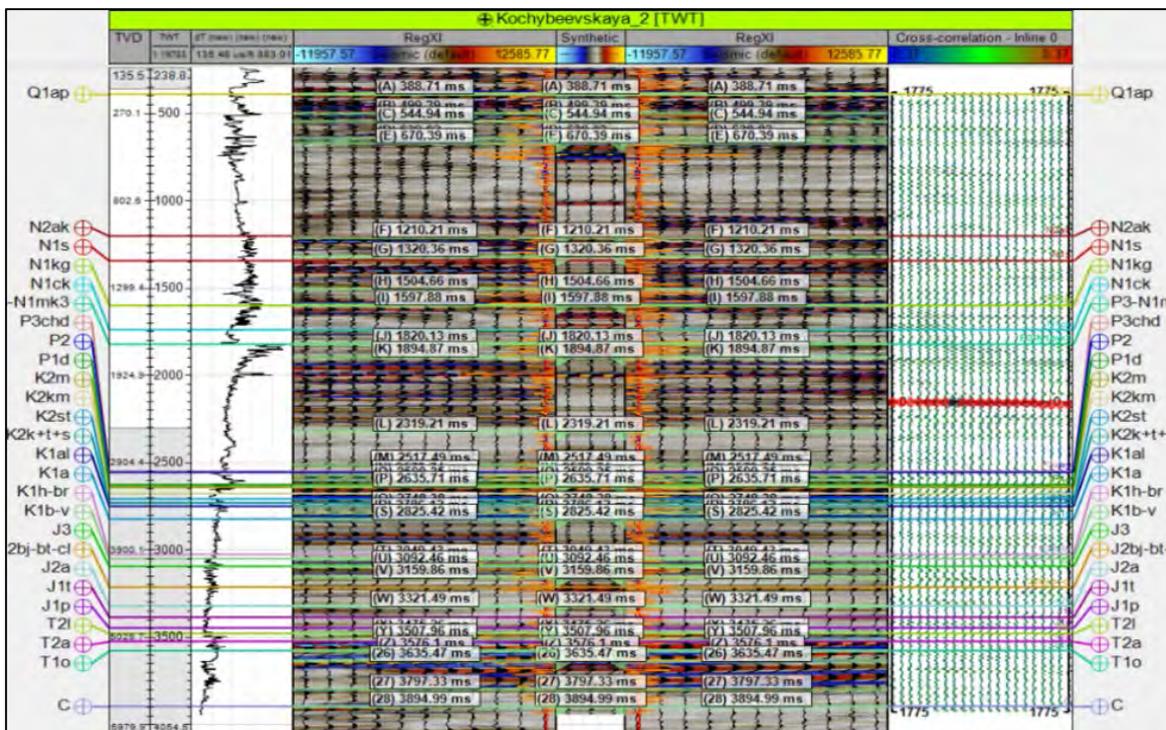


Рисунок 23. Стратиграфическая привязка по скв Кочубеевская 2

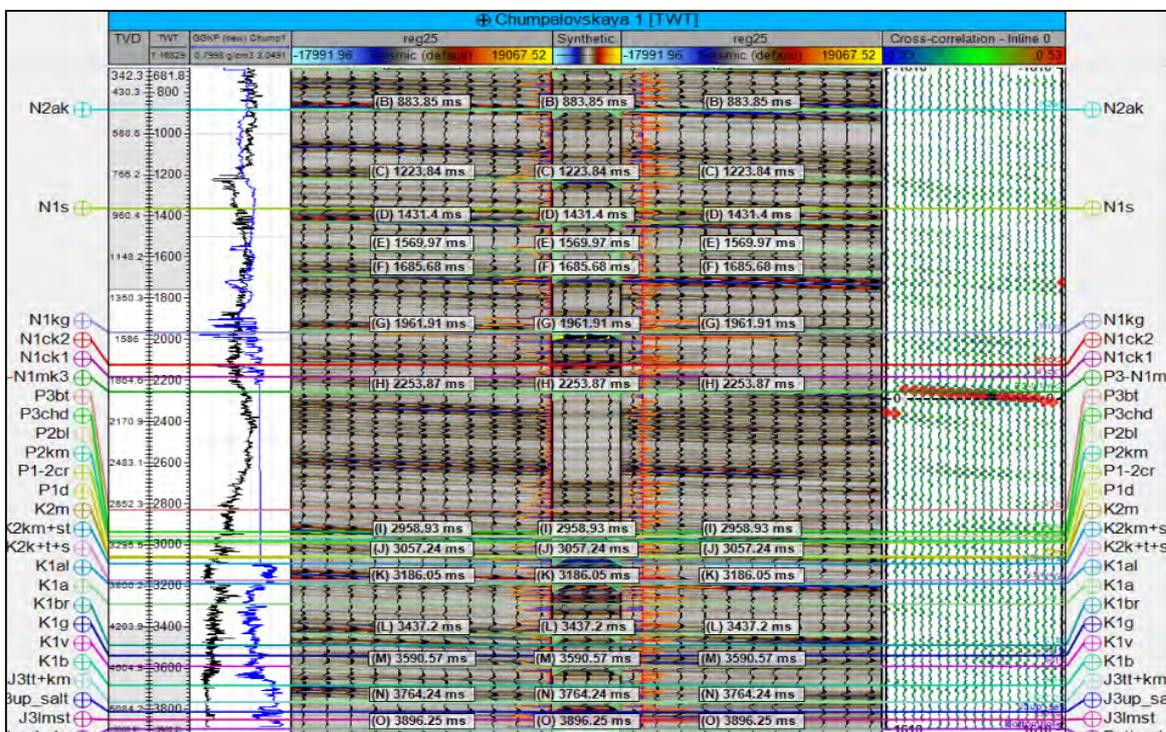


Рисунок 24. Стратиграфическая привязка по скв Чумпаловская 1

Важнейшим принципом, при интерпретации сейсмических данных, был принцип сейсмостратиграфии. Он заключается в том, что корреляция отражающего горизонта (ОГ)

после его привязки к определенной сейсмической фазе должна проводиться в пределах выбранной фазы без переходов между фазами. На участках осложненных сильной интерференцией, где прослеживаемость фаз по площади затруднительна, пикировалось то отражение, которое имеет более выдержанную мощность и распространение.

На основе выполненной сейсмостратиграфической привязки всего разреза было прослежено 11 реперных отражающих горизонтов (Рисунок 25):

T\_bot - подошва триасового переходного комплекса. Породы залегают в основании разреза, граница прослеживается по изменению кривых КС и ПС относительно вышележащих отложений, а также по ярким интерференциям сейсмической записи

T\_top - кровля триасового переходного комплекса характеризуется высокой амплитудой сейсмической записи, изменением кривых ГИС на границе с вышележащими породами. Отложения комплекса выделяется по складчатой структуре, отличной от вышележащих пород.

J<sub>1</sub>\_top - кровля нижнеюрских отложений. Выделяется по кровельной части яркой, хорошо прослеживаемой отрицательной сейсмической фазе. На кривых ПС прослеживается характерный переход от положительных аномалий к отрицательным.

J<sub>2</sub>\_top - кровля среднеюрских отложений. Граница соответствует переходу от терригенных отложений к сульфатно-карбонатным. Граница характеризуется повышением сопротивления на кривых КС, пониженными значениями ГК.

K<sub>1</sub>\_bot - подошва нижнего мела. Граница характеризует переход от преимущественно терригенного и сульфатно-карбонатного состава пород к берриасским и валанжинским карбонатным породам. Прослеживается яркая отрицательная интерференция фаз, протяженная на всей территории исследования и рост сопротивления по данным ГИС.

K<sub>1</sub>\_top - кровля нижнего мела характеризуется по переходу от преимущественно глинистых пород апт-альбского возраста к карбонатным отложениям верхнемелового комплекса. По ГИС характеризуется снижением ГК и увеличением показаний КС. На сейсмической картине граница выделяется по отрицательной протяженной фазе сейсмозаписи.

K<sub>2</sub>\_top – кровля верхнего мела. Верхнемеловые отложения имеют карбонатный состав, по ГИС, как правило, выделяется по кровле положительной аномалии кривой ПС и постепенному снижению УЭС при переходе к глинистым отложениям палеоцена-эоцена.

Chd\_bot - подошва хадумских отложений. Граница фиксируется по аномально-протяженной отрицательной фазе, хорошо прослеживаемой на всех сейсмопрофилях. По данным ГИС, породы характеризуются повышенными значениями ГК и ПС (Воронин,2023).

Мк\_top – кровля майкопских отложений прослеживается по увеличению сопротивления и появлению дифференциации на кривой ПС. Граница фиксирует переход к более песчанистым породам чокракского и караганского комплексов. На сейсмическом профиле граница является кровлей клиноформного комплекса (Бабина, 2022).

N<sub>1kr\_top</sub>-кровля караганских отложений. Отложения характеризуются весьма дифференцированными кривыми УЭС и ПС. Кровля караганского яруса характеризуется повышенными показаниями ПС и КС.

N<sub>1sm\_top</sub>-кровля сарматских отложений картируется по кровле неогенового клиноформного комплекса.

Более детально автор рассмотрел ниже-среднеюрские сейсмостратиграфические комплексы. Ранее было выделено три основных реперных отражающих горизонта, соответствующих кровле среднеюрской толщи, кровле нижнеюрской толщи и подошве юрских отложений.

J<sub>2\_top</sub> – кровля терригенных среднеюрских отложений, выше которых залегают сульфатно-карбонатная формация верхнеюрского и нижнемелового возраста.

J<sub>1\_top</sub> - кровля терригенных нижнеюрских отложений.

T\_top – подошва нижнеюрских терригенных пород, ниже залегают вулканогенно-осадочные, карбонатные и терригенные породы переходного складчатого пермско-триасового комплекса.

***Нижнеюрский сейсмостратиграфический комплекс (ССК)*** ограничивается отражающими горизонтами T\_top и J<sub>1\_top</sub>. Подошва комплекса выделяется по яркой положительной фазе, которая хорошо прослеживается на территории, кровля приурочена к яркой отрицательной фазе. На субмеридиональном профиле Reg 01, выровненном на кровлю среднеюрского отражающего горизонта прослеживается неравномерное развитие мощностей нижнеюрского комплекса. В осевой части зоны Восточно-Маньчских прогибов прослеживается увеличение количества сейсмических фаз, характер записи становится более прерывистый. Отложения ССК формируют унаследованную толщу заполнения доюрского палеорельефа (Рисунок 26 - а, б, Рисунок 28). К приподнятым структурам, в северо-восточном направлении, в области сочленения зоны Восточно-Маньчских прогибов и Кряжа Карпинского мощность комплекса сокращается с последующим выклиниванием по схеме подошвенного налегания на более древние подстилающие толщи (Рисунок 28).

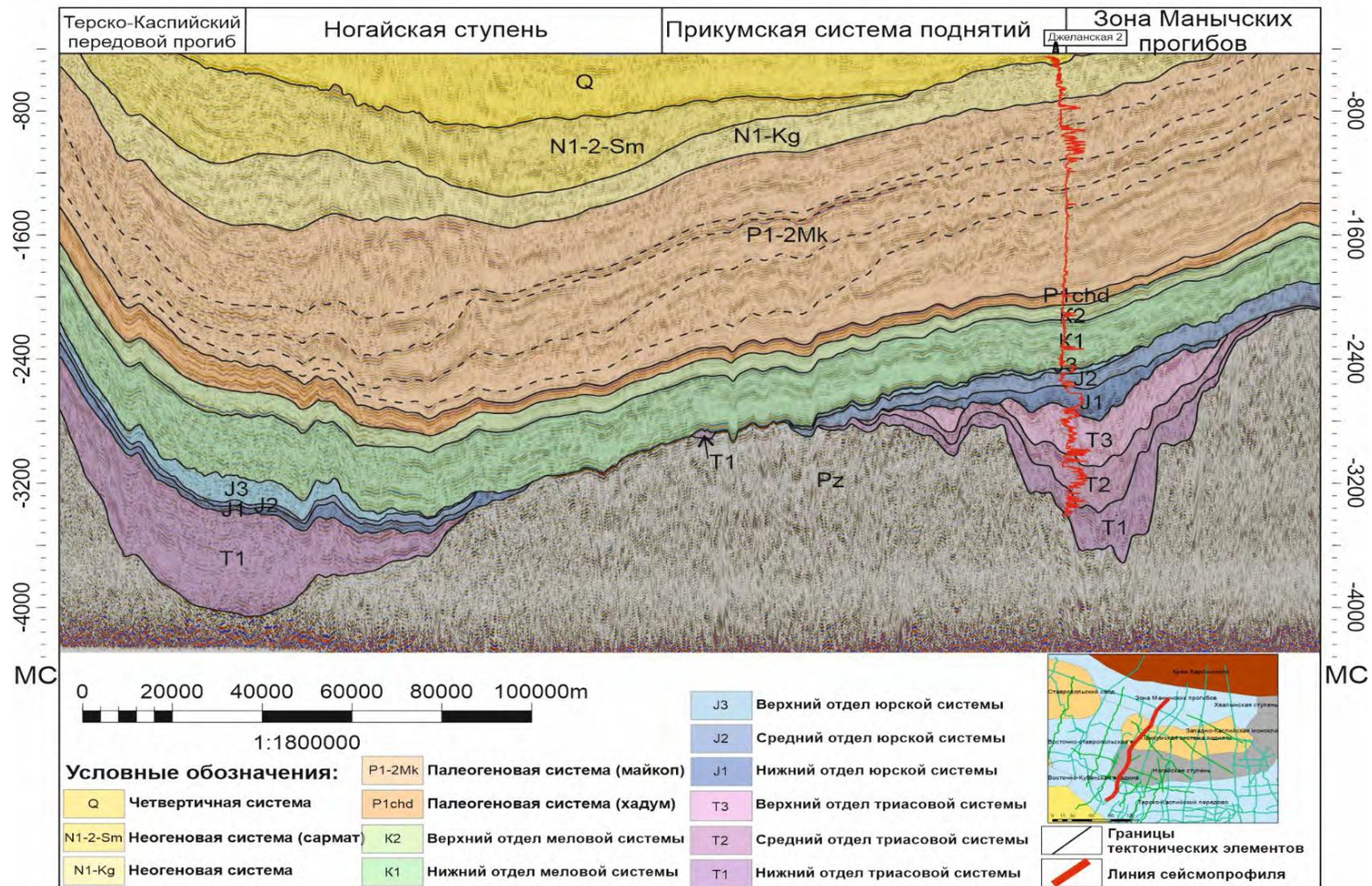


Рисунок 25. Региональный сейсмический разрез района работ по профилю reg 01

Факт выпадения из разреза нижнеюрских пород в северном и северо-восточном направлении подтверждается по скважинным данным, в скважине Светлоярская 56 наблюдается полное отсутствие нижнеюрских пород. В южном и юго-западном направлении в сторону положительных структур Ногайской ступени сейсмокомплекс также постепенно сокращается и выклинивается на южном склоне Прикумской системы поднятий. В скважине Каясулинская 1 наблюдается полное отсутствие нижнеюрских пород.

На региональном субширотном профиле Reg 03 прослеживается неравномерное изменение мощностей нижнеюрского сейсмокомплекса (Рисунок 27 - в, Рисунок 29). Увеличение прерывистых фаз в осевой части зоны Восточно-Маньчских прогибов в зоне пересечения с ранее рассмотренным профилем подтверждает депрессионный характер осадконакопления. В скважине Величаевская 35 вскрыто более 250 метров нижнеюрских пород. В северо-западном направлении в сторону Ставропольского свода, мощность ССК постепенно сокращается с полным выклиниванием по типу подошвенного налегания на подстилающие триасовые толщи в районе скважины Приозерная 5. В восточной части района исследования по профилю Reg V комплекс имеет более выдержанные мощности, но более ограниченное распространение. Наблюдается сокращение фаз с полным выклиниванием ССК чуть южнее скважины Кочубеевская 2 на юге и в районе скважины Артезианская 1 на севере.

**Среднеюрский сейсмостратиграфический комплекс (ССК)** ограничивается отражениями J3-K1 сверху и J2bot снизу. В кровле комплекс хорошо выделяется по регионально выдержанной фазе, соответствующей переходу терригенного комплекса средней юры к сульфатно-карбонатным верхнеюрским и нижнемеловым породам. Для среднеюрской толщи характерно в целом параллельно-слоистая запись и субгоризонтальное пологоволнистое развитие сейсмических фаз.

В субмеридиональном, северо-восточном направлении мощность ССК увеличивается в сторону кряжа Карпинского (Рисунок 27 - г).

По профилю комплекс имеет ограниченное распространение, в юго-западной части Прикумской системы поднятий с сокращением мощностей и последующим выклиниванием пород по типу подошвенного налегания среднеюрских пород на подстилающие палеозойские породы. В субширотном направлении среднеюрский ССК имеет ограниченное распространение, в западном направлении к Ставропольскому своду комплекс пород так же налегает на подстилающие палеозойские отложения. В направлении осевой части Зоны Восточно-Маньчских прогибов мощности постепенно увеличиваются (Рисунок 27 - в). На востоке района исследования по профилю Reg V среднеюрский

комплекс увеличивается в сторону края Карпинского, с более площадным распространением по профилю (Рисунок 27 - д, Рисунок 30).

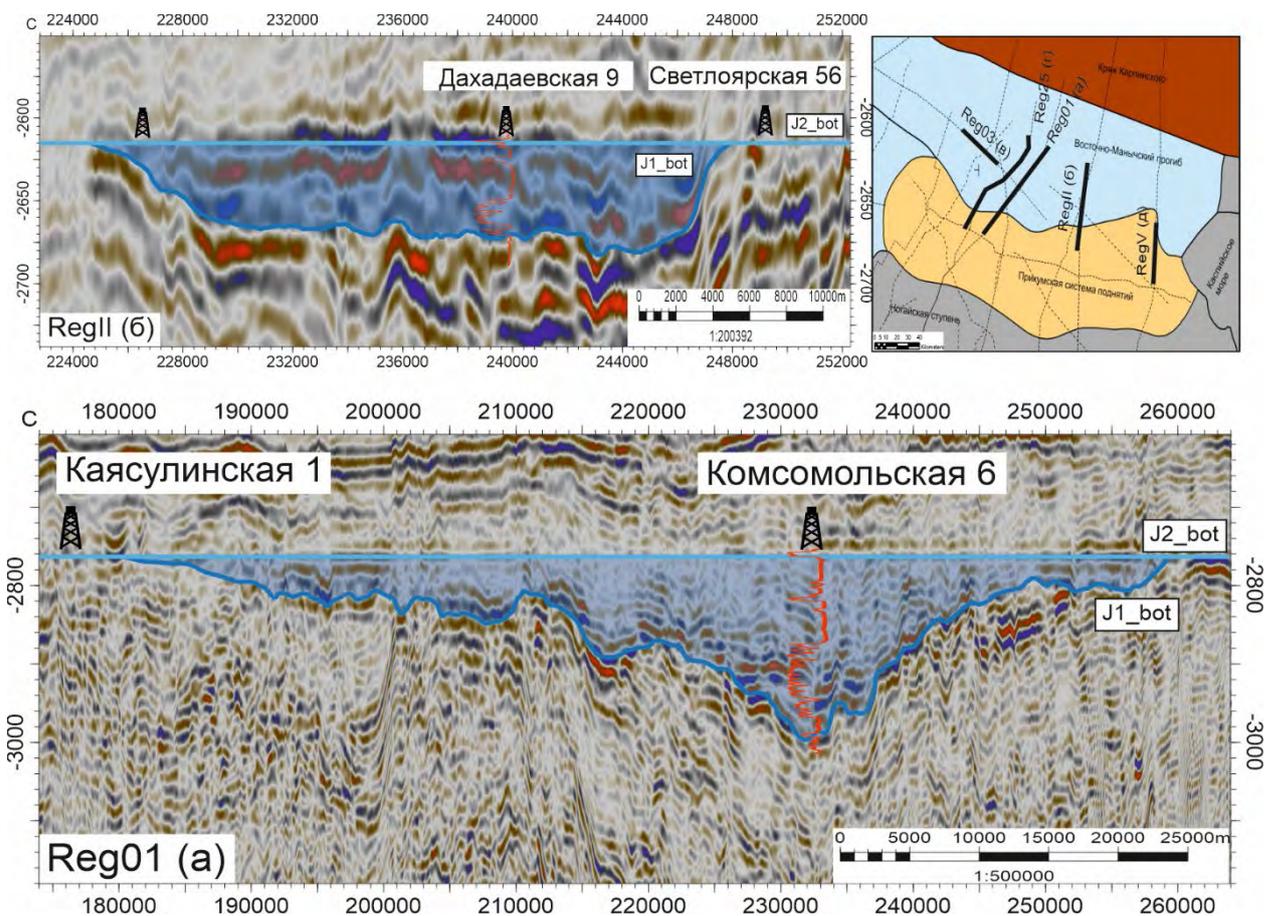


Рисунок 26. Вырезки сейсмических профилей характеризующих изменение мощностей нижнеюрского ССК

На основе выделенных и прослеженных по территории сеймостратиграфических комплексов ниже-среднеюрских отложений по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей с обязательным использованием базы скважинных отбивок были построены карты толщин нижеюрского и среднеюрского сеймостратиграфических комплексов. Для комплексирования разномасштабных данных, и в первую очередь для перехода от временной области в глубинную, на первом этапе были построены карты изохрон для каждого выделенного в юрском интервале ССК, для построения структурной карты в глубинном масштабе, необходимо применение скоростного закона для каждого ССК. Скоростной закон был получен путем сопоставления временных и скважинных отбивок в местах пересечения 40 скважин. Уравнение регрессии для кровли среднеюрского ССК отложений представлено в следующем виде:  $H=8 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 0.0766 \cdot T - 1949.8$ . Коэффициент корреляции составляет 0.80, что является достаточно надежным показателем для сопоставления разномасштабных данных. Для кровли нижеюрских пород уравнение связи:  $H=-1 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 + 2.3753 \cdot T - 1777.6$ , коэффициент корреляции 0.75. Полученные

временные законы позволили построить структурные карты в глубинном масштабе с последующим построением карты мощностей для ниже- и среднеюрских пород (Рисунок 31).

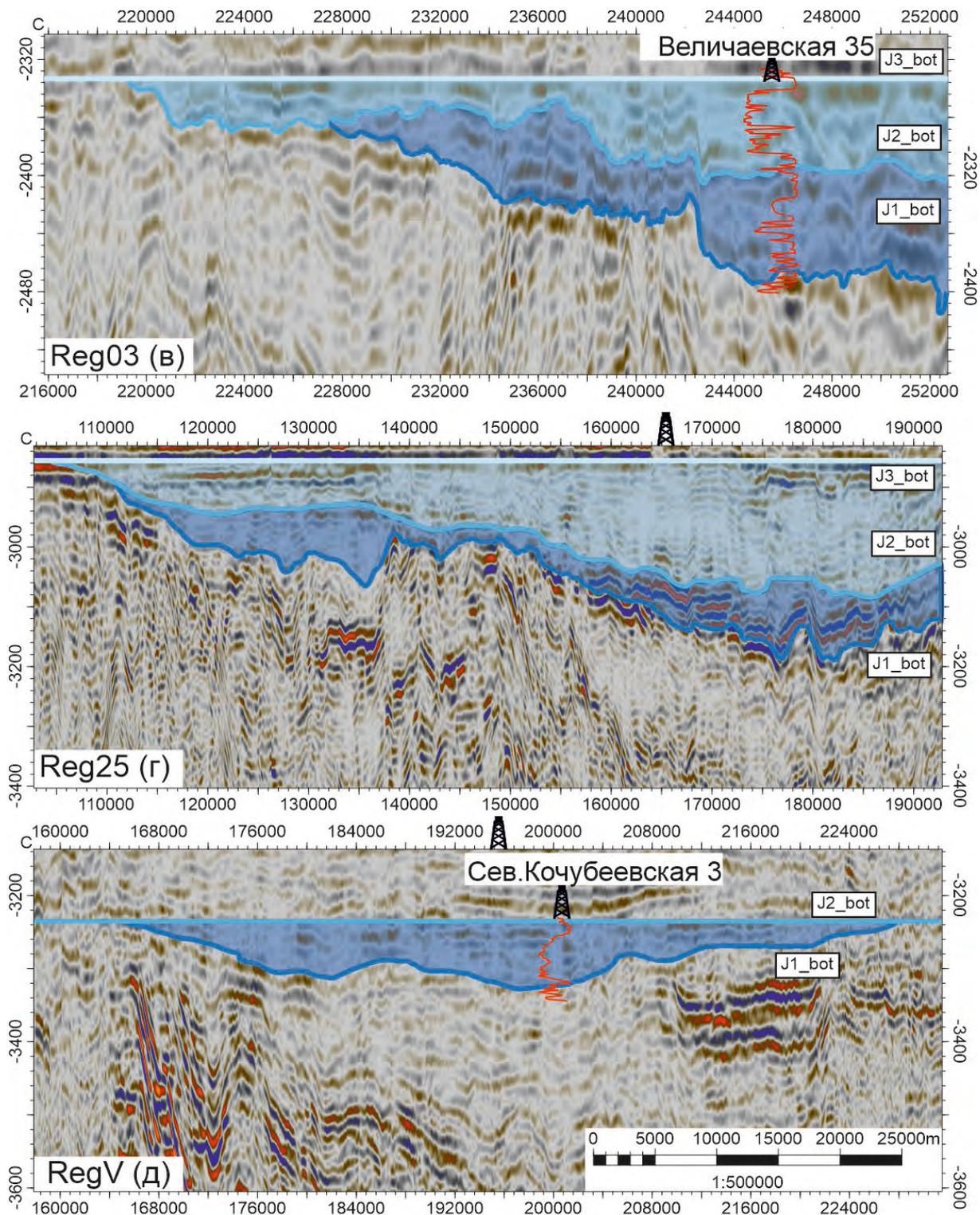


Рисунок 27. Вырезки сейсмических профилей характеризующих изменение мощностей ниже-среднеюрских ССК (расположение профилей на рисунке 26)

Построенные карты показывают, что отложения нижнеюрского ССК развиты ограниченно на территории исследования и имеют сложную конфигурацию. Породы занимают область, вытянутую в субширотном направлении вдоль границы зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий. Максимальные толщины нижнеюрских отложений зафиксированы в центральных частях «Прикумско-Маньчского» палеопрогиба, где можно выделить четыре депоцентра их осадконакопления, центральный, северный, южный, восточный. В центральной зоне на площадях Плавненская, Величаевская, Колодезная, Зимняя Ставка и в северной зоне, в районе скважины Арбалинская 13, толщины нижнеюрских отложений достигают 350 метров. На юге, в районе скважин Кумской, Андрей-Курганской площадей, происходит резкое увеличение толщин нижнеюрского ССК от 20 до 200 метров. В восточной части толщины отложений в среднем составляют 120-140 метров в центральной части палеопрогиба, увеличиваясь до 220 метров в скважине Кочубеевская 2.

Субширотное распространение нижнеюрских пород контролируется предъюрским палеоструктурным планом. На региональных сейсмических и скважинных профилях прослеживаются пермо-триасовые грабенообразные структуры. На территории Восточного Предкавказья Б.А. Соколовым и др. была выделена рифтовая система, в состав которой были включены Терско-Сунженский и Восточно-Маньчский рифты. В пермский период развития территории произошло дробление Скифской плиты, в результате чего были сформированы рифтовые структуры (Б.А.Соколов,1994). В диссертационной работе, благодаря собранной обширной сети региональных сейсмических профилей была закартирована конфигурация рифтовых прогибов (Рисунок 32).

По скважинным данным был построен геологический профиль, который показывает современное строение осадочного чехла (Рисунок 33). В основании разрезов залегают смятые в складки отложения верхнего палеозоя, в которых заложены грабены пермско-триасового возраста, осложненные региональными разломами.

На палеозойском комплексе с размывом и несогласием залегают отложения триаса, выполняющие грабенообразные впадины субширотного простирания в двух территориально разобщенных региональных блоках: Восточном и Западном Предкавказье.

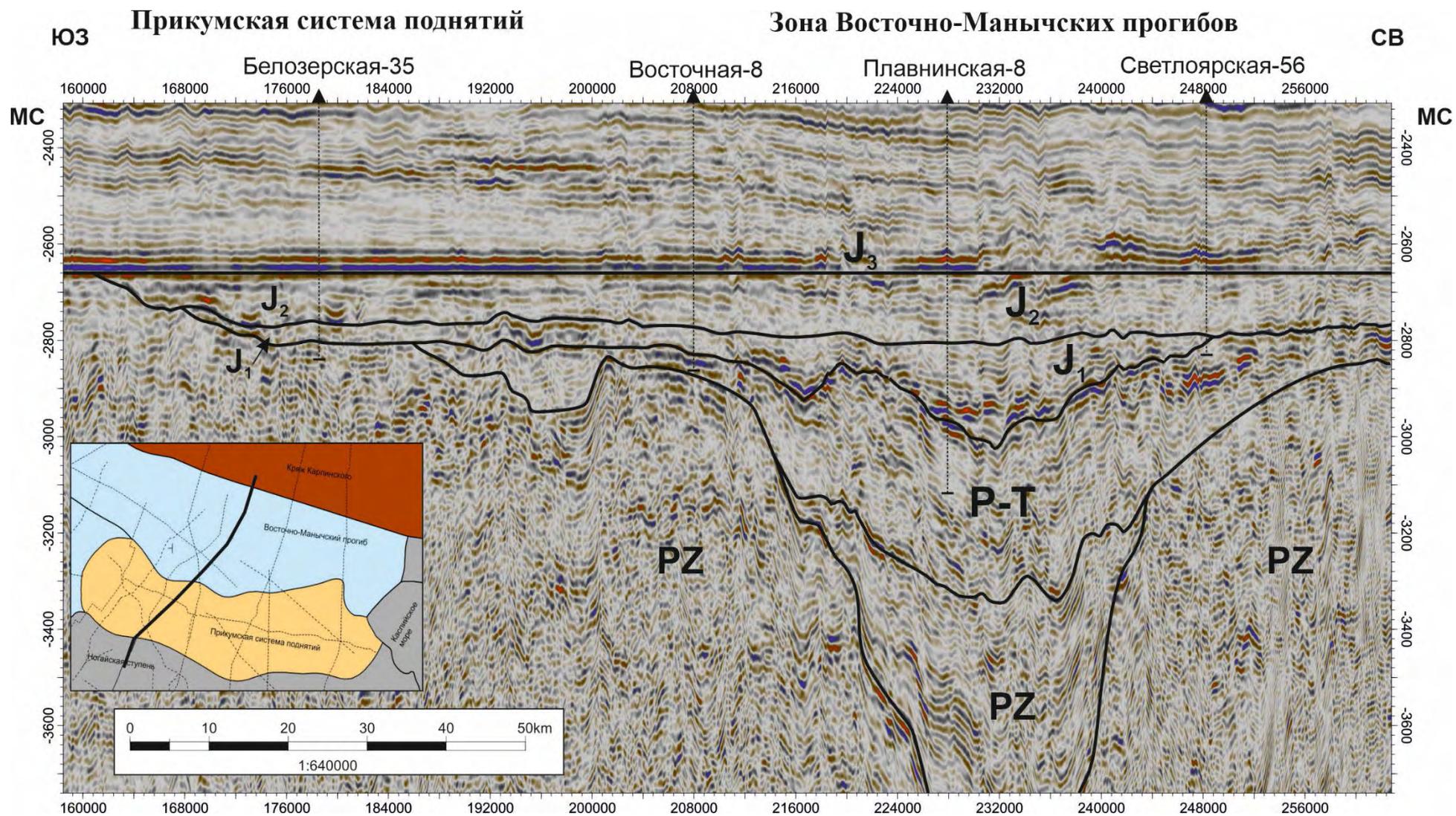


Рисунок 28. Региональный сейсмический профиль Reg01 (Воронин, 2024)

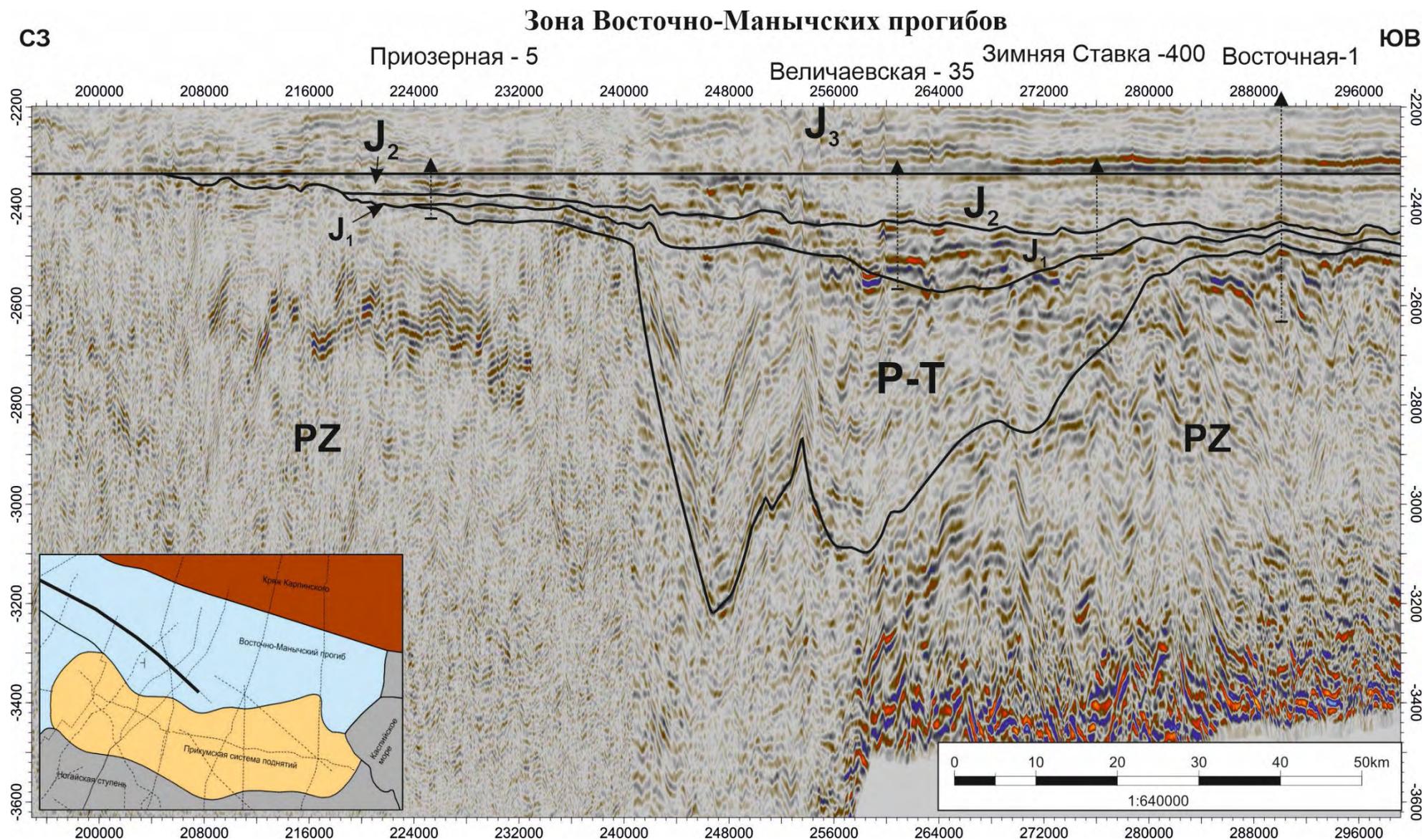


Рисунок 29. Региональный сейсмический профиль Reg03

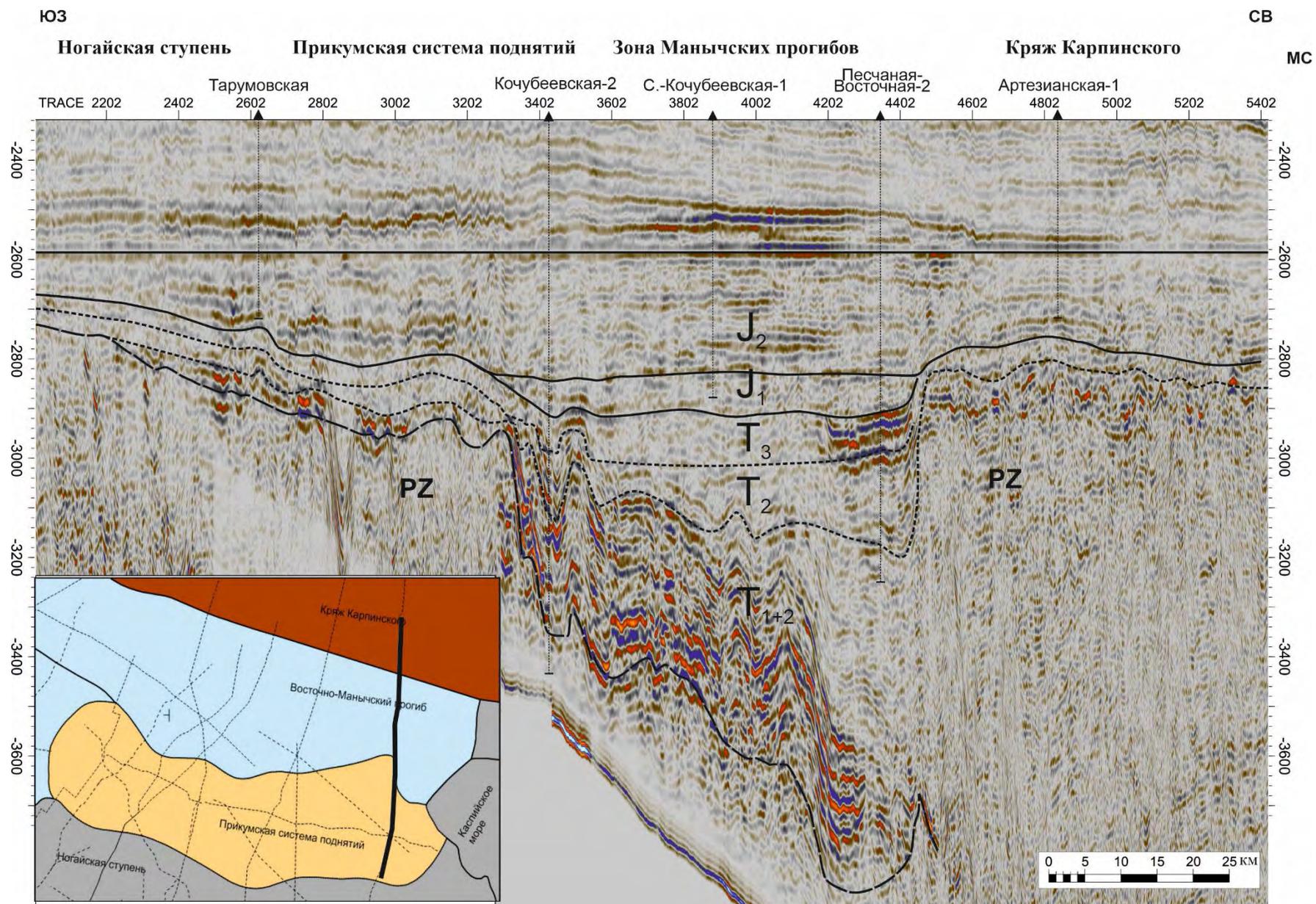


Рисунок 30. Региональный сейсмический профиль Reg V

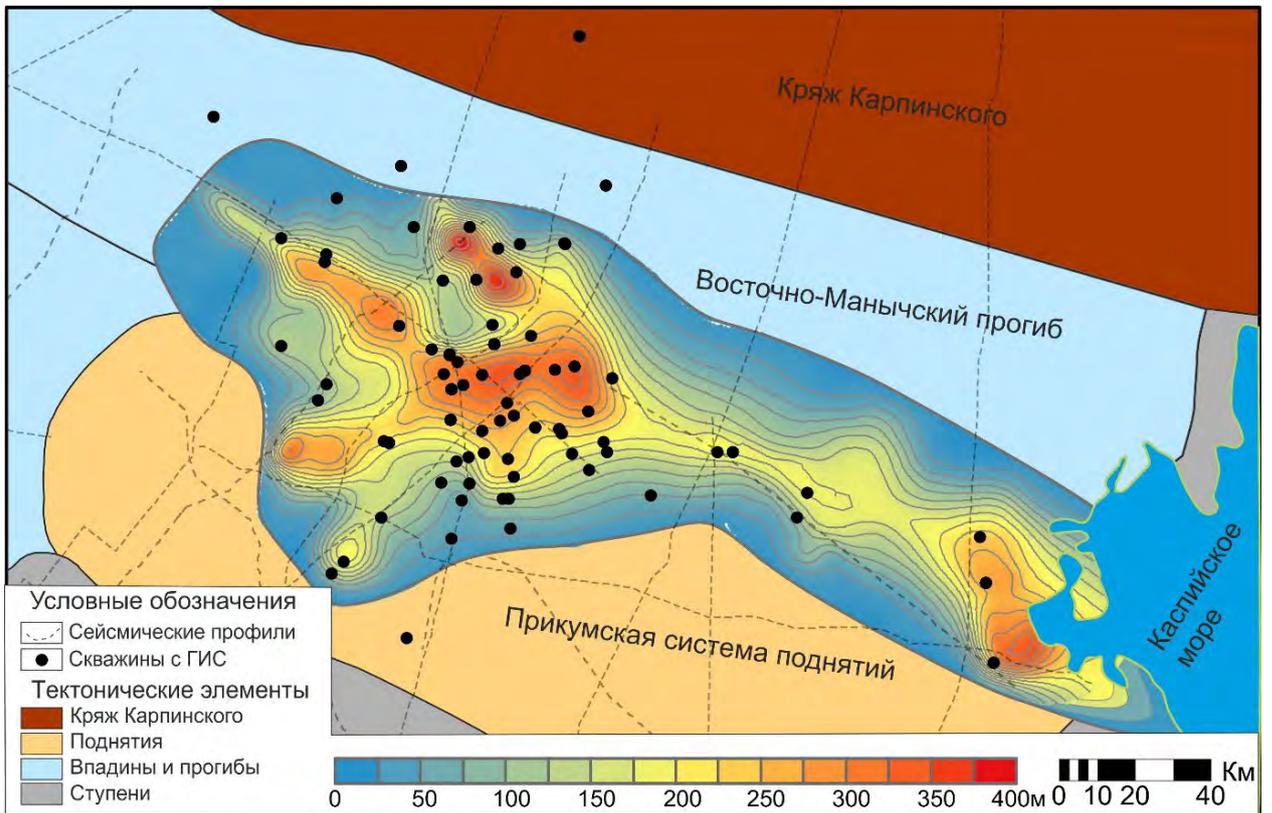


Рисунок 31. Схема толщин нижнеюрского ССК

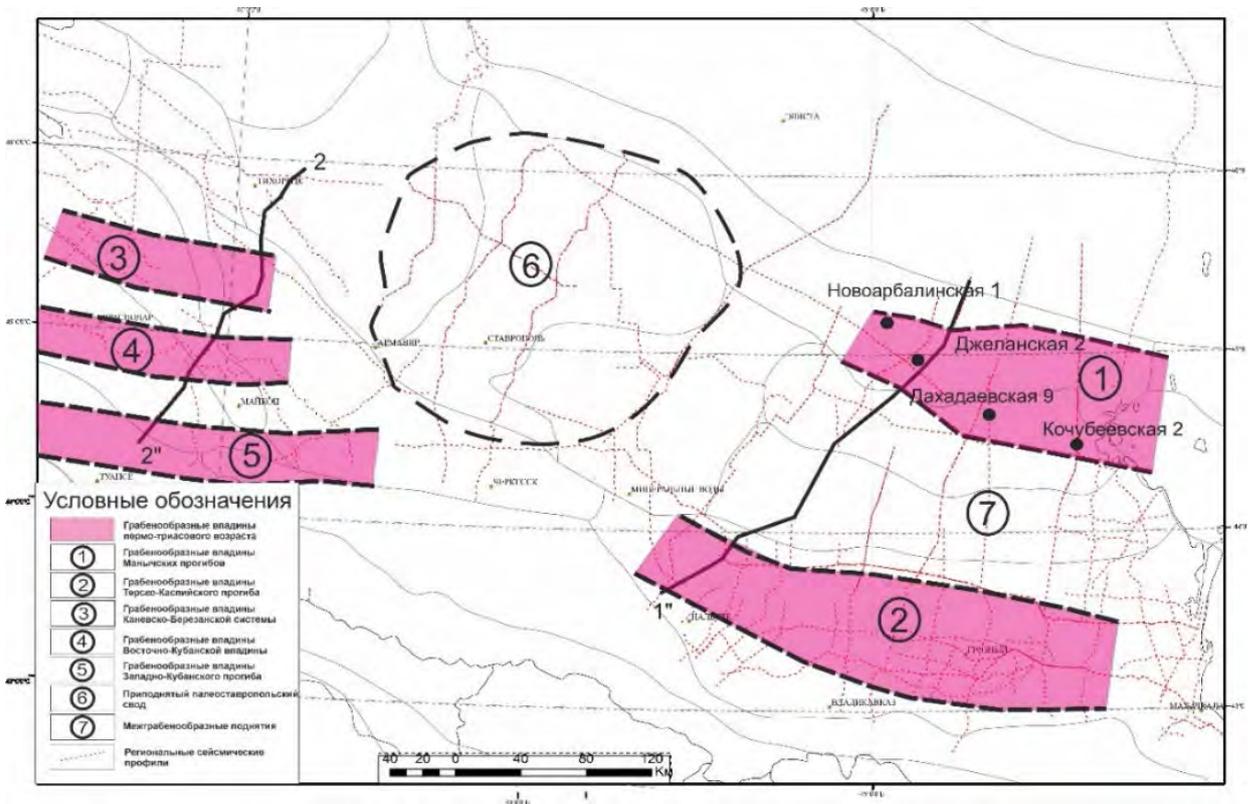


Рисунок 32. Принципиальная схема расположения грабенообразных прогибов субширотного простирания пермско-триасового возраста (по данным Б.А.Соколов, 1994, Воронин, 2024)

Возраст отложений, слагающих грабенообразные прогибы, подтверждается скважинными данными (скважины Кочубеевская 2, Джеланская 1). - грабены, выполненные триасово-нижнеюрскими отложениями в Восточном Предкавказье расположены под современными тектоническими элементами - зона Восточно-Маньчских прогибов (1), Терско-Каспийский прогиб (2). Четко прослеживается приуроченность наибольших мощностей к осевой части пермско-триасового прогиба, а зоны выклинивания коррелируются с бортами грабенов (Воронин, 2024).

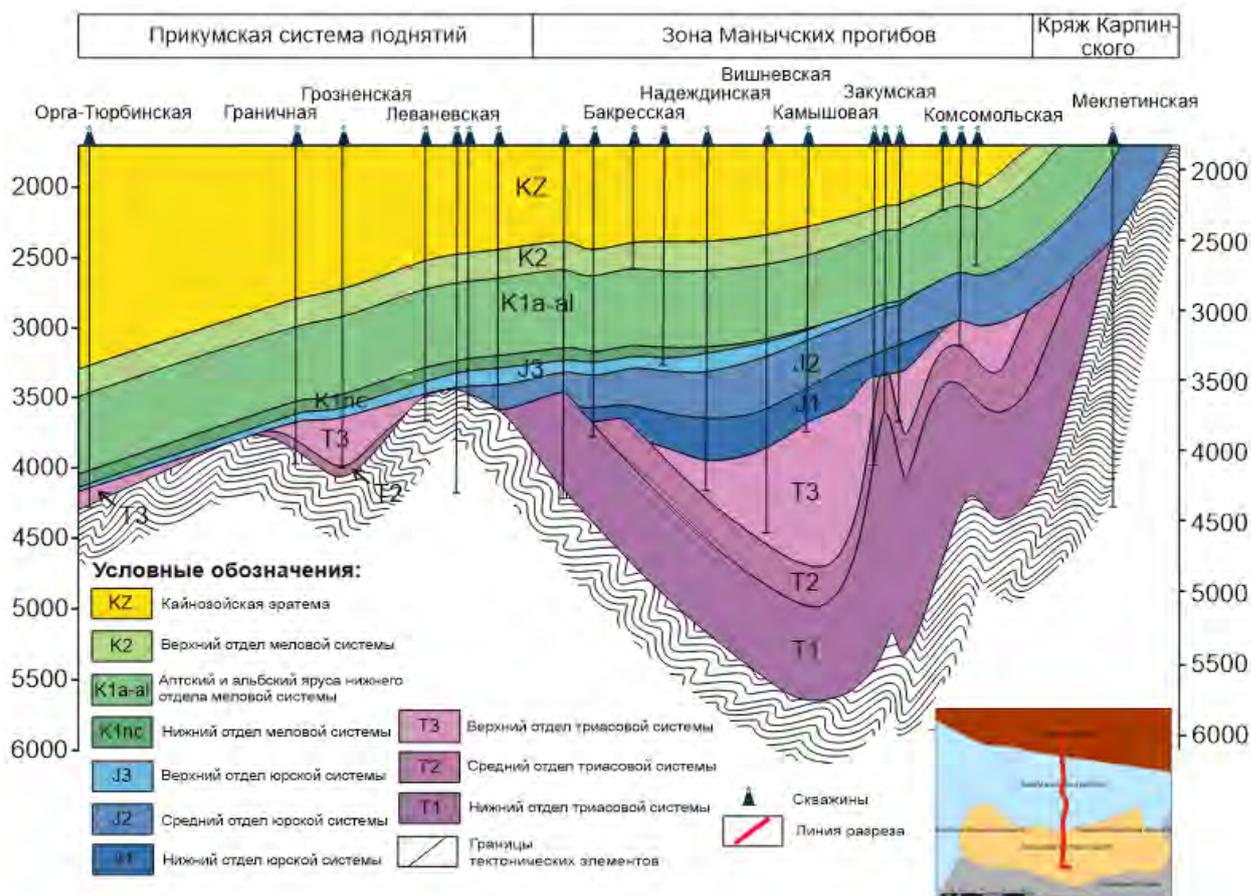


Рисунок 33. Геологический профиль по скважинным данным

Область развития среднеюрских отложений в пределах региона исследования значительно шире распространения нижнеюрских отложений (Рисунок 34). Однако, область накопления максимальных толщин среднеюрского ССК смещается к северу, в сторону центральной части зоны Восточно-Маньчских прогибов и современного кряжа Карпинского.

Максимальные толщины наблюдаются в осевой части Восточно-Маньчского прогиба и достигают более 600 метров на Кочубеевской площади. На южном склоне Прикумской системы поднятий отложения среднеюрского ССК резко сокращаются в мощности до полного их выклинивания. В скважине Каясулинская 1, расположенной на южном склоне Прикумской системы поднятий, на границе с Ногайской ступенью, юрские

породы отсутствуют, а на триасовых отложениях залегают нижнемеловые породы. В западном направлении, в сторону Ставропольского свода породы среднеюрского ССК также постепенно сокращаются в мощности до полного их выклинивания. В среднеюрское время осадконакопление на территории исследования стало носить площадной характер с проградацией мощностей в северо-восточном направлении.

Таким образом, сопоставляя конфигурацию распространения и мощностей ниже и среднеюрских сейсмостратиграфических комплексов, виден различный характер развития территории. Осадконакопление в нижнеюрское время практически полностью контролировалось Восточно-Маньчской палеорифтовой системой пермско-триасового происхождения. Южное обрамление среднеюрской толщи также контролируется бортами пермско-триасовой рифтовой структуры, однако в северном направлении распространение намного шире.

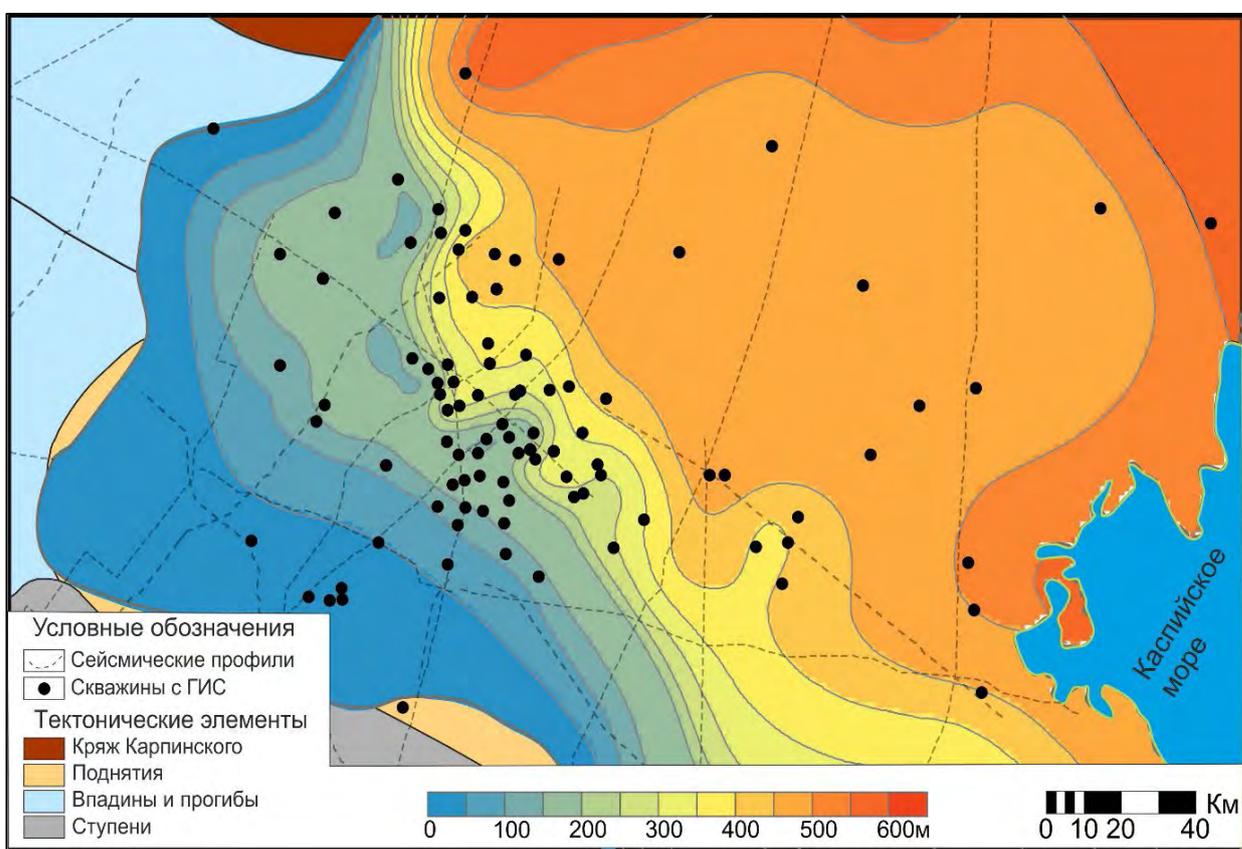


Рисунок 34. Схема толщин среднеюрских отложений

## Глава 4. Циклическое строение ниже-среднеюрских пород<sup>3</sup>

В настоящее время в ниже-среднеюрских отложениях во всем стратиграфическом разрезе открыты залежи углеводородов преимущественно антиклинального типа. Поиск новых ловушек связан с неантиклинальными структурами, сложность регионального прогноза закономерностей распространения неантиклинальных структур напрямую зависит от понимания изохронности и обстановки осадконакопления пород. За долгие годы изучения юрских отложений, до сих пор остаются дискуссионными вопросы корреляции и стратиграфической приуроченности коллекторских интервалов в Восточном Предкавказье.

Исследователями предложены принципы расчленения, которые основывались на выделении в юрском разрезе чередования схожих по литологическому составу интервалов (пачек) пород. Б.П.Назаревичем (1969), И.А. Конюховым (1968), Н.В. Безносковым (1973) предложены схемы, в которых выделяются чередующиеся песчано-алевро-глинистые пачки. Стоит отметить, что для нижеюрского разреза корреляция была затруднена в силу отсутствия надежных биостратиграфических привязок, сейсмических профилей, плотной разбуренности скважинами. С учетом, что последние работы по корреляции юрских разрезов были проведены в 60-х годах и были направлены исключительно на стратиграфическую привязку, в данной работе был проведен циклический анализ толщи, который направлен на установление изохронных границ в разрезе с учётом изменения вещественного состава, а также установление последовательности смены обстановок осадконакопления.

### Методика выделения цикличности

Цикличность осадконакопления определяется тектоническими движениями, эвстатическими изменениями уровня моря и изменениями климата (Ботвинкина, 1991, Алексеев, 2002). Отложения, слагающие единый цикллит, образуют последовательный ряд генетически взаимосвязанных пород и отделены от выше и нижезалегающих цикллитов поверхностями несогласия или поверхностями затопления (Карагодин, 1980). В строении цикллитов принимают участие элементы, отличающиеся по составу и текстурно-структурным характеристикам – трансгрессивная и регрессивная толщи (Карнюшина,

---

<sup>3</sup> При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

7. **Воронин М.Е.**, Стафеев А.Н., Близиюков В.Ю., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Гилаев Р. М. Циклическое строение ниже-среднеюрских отложений Восточно-Маньчжурского прогиба и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья // Георесурсы, 2025. Т. 27, № 2. - С. 138–150. DOI: 10.18599/grs.2025.2.11 (**0.95 п.л.**, **авторский вклад - 60%**). Импакт-фактор 0,481 (JIF). (выход статьи 07.2025)

2022). В начале нового седиментационного цикла происходит подъемом уровня моря, в результате которого происходит затопление территории. В континентальных обстановках осадконакопления цикл начинается с подтопления территории, в результате чего происходит заболачивание, с формированием озёр. Подтопление может быть вызвано повышением уровня моря за пределами области исследования (Жемчугова, 2017,2014, Комков, 2022). Поверхность максимального затопления зачастую приурочена к наиболее глинистым и обогащенным органическим веществом (ОВ) толщам. Часть циклита, сформированная от начала затопления до его максимума, называется **трансгрессивной толщей**. Трансгрессивные толщи имеют преимущественно глинистый состав, выдержанную мощность и наиболее широкое распространение по площади, поэтому выделение циклитов целесообразно начинать с выявления маркеров региональных трансгрессий – трансгрессивных глинистых толщ. На каротажных диаграммах подошву данной толщи можно установить по началу роста глинистости (повышение ГК и ПС каротажа), а на сейсмических материалах – в виде яркого и выдержанного отражения, что делает ее надёжным сейсмическим репером.

**Регрессивная толща** выделяется между поверхностью максимального затопления и поверхностью затопления (несогласием) в кровле циклита. Регрессивная толща формируется при продвижении береговой линии в сторону моря и, как следствие, при последовательном накоплении всё более мелководных и более грубозернистых отложений. По каротажным диаграммам она характеризуется снижением глинистости и увеличением зернистости вверх по разрезу. Подошва перекрывающей глинистой толщ фиксирует начало нового цикла.

В континентальных обстановках при падении уровня моря происходит врезание речных долин и формирование эрозионной поверхности – границы циклитов (Комков,2022). Пример выделения циклита по скважине Эбелекская 3 представлен на Рисунок 35.

Совместное рассмотрение состава и структурно-текстурных особенностей, с учётом характера изменения вещественного состава, мощностей циклитов по площади позволяют воссоздать основные черты обстановок осадконакопления (Иванов,2008). Учитывая неравномерное распределение скважин с керновым материалом по разрезу и территории исследования для формирования более целостной и единой модели осадконакопления совместно с описанием кернового материала и шлифов был применен анализ кривых ГИС (ПС, Альфа ПС) в скважинах с отсутствием кернового материала, с использованием методики выделения электрометрических фаций по В.С. Муромцеву. Электрометрические модели фаций дают возможность широкого использования данных каротажа для создания детальных палеогеографических реконструкций. Суть методики заключается в том, что для

каждой фации отложений характерна индивидуальная форма аномалии кривой ПС (АльфаПС) (Муромцев, 1984) (Рисунок 36).

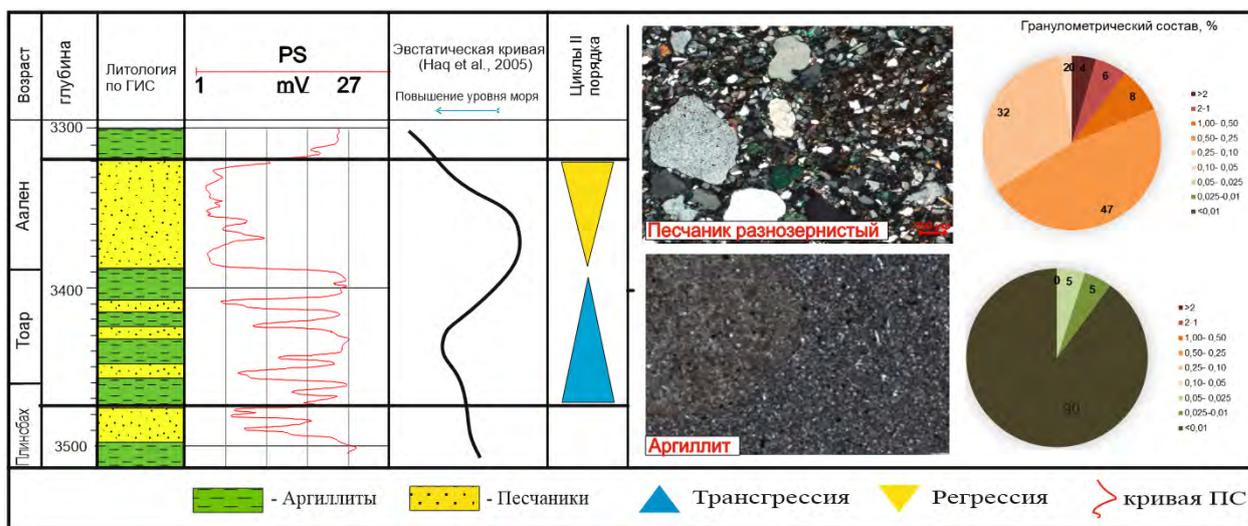


Рисунок 35. Модель выделения тоарско-ааленского циклита. Скважина Эбелекская 3

В разрезе ниже-среднеюрской толщи выделено 4 региональных трансгрессивно-регрессивных циклита, отвечающих циклам осадконакопления в ранне – среднеюрское время, в течение которых колебания уровня моря обусловили чередование в разрезе песчаников, алевролитов и глин с увеличением мористости отложений вверх по разрезу (Воронин, 2025). Выделение цикличности проведено в субмеридиональном и субширотном направлении по профилям скважин: Субмеридианальный профиль (профиль 1) - Урожайненская 14, Затеречная 1, Зимняя Ставка 400, Величаевская 35, Джеланская 2, Арбалинская 13, Ильменская 2, Меклитинская 2 (Рисунок 37). Субширотный профиль (профиль 2) - Приозерная 5, Максимокумская 2, Величаевская 35, Зимняя Ставка 400, Восточная 1, Надеждинская 11, Юбилейная 11, Северо-Кочубеевская 1 (Рисунок 38). Каждый циклит состоит из трансгрессивной и регрессивной частей разреза, накопление которых происходило в периоды относительного изменения положения береговой линии и глубины бассейна. Относительные изменения уровня моря обусловили разное количество поступления осадочного материала в бассейн осадконакопления.

Для прослеживания распространения и изменения мощностей циклитов по территории была проведена увязка скважинных и сейсмических данных. Как правило, границы циклитов по скважинам в их трансгрессивной части хорошо коррелируются с яркими отражающими горизонтами на временных сейсмических разрезах (Рисунок 39).

**Геттанг-синемюр-плинсбахский циклит (I).** По каротажным диаграммам геттанг-синемюр-плинсбахский циклит выделяется достаточно условно. Кривая ПС дифференцирована и имеет пилообразную форму. В трансгрессивной части относительная кривая ПС (альфа ПС) изменяется в диапазоне 0-0.3 д.е. (Рисунок 40). По керну

трансгрессивная часть циклита сложена преимущественно переслаивающимися темно-серыми и черными аргиллитами и алевролитами, с тонкой горизонтальной слоистостью. Преобладающий размер зерен 0.0005 – 0.1 мм (Рисунок 40 - в). В минеральном составе преобладает кварц (более 70%). В регрессивной части значения альфа ПС понижаются от 0.8 до 0.3 д.е. Верхняя часть циклита сложена преимущественно косослоистыми алевролитово-песчаными породами с прослоями гравелитов и углистого материала (Рисунок 40 - а,б). По степени сортировки обломочного материала преобладают плохоотсортированные породы (65%), на долю среднеотсортированных пород приходится порядка 30% выборки.

Комплекс фаций	Группа фаций	Электрометрическая модель аПС	Наименование фации по В.С. Муромцеву [1984], с дополнениями (В.В. Шиманский и др.)	Максимальное значение аПС
АЛЛЮВИАЛЬНЫЙ	Речных русле		Русловые отмели фулькирующих рек (горного типа) и временных потоков	0,6-1,0
			Русловые отмели спрямленных потоков	0,8-1,0
			Русловые отмели равнинных меандрирующих рек	0,8-1,0
	Речных пойм (внешняя часть)		Береговые валы речных пойм	0,5-0,7
			Пески разливов речных пойм	0,4-0,5
	Речных пойм (внутренняя часть)		Временно заливаемые участки пойм	≤ 0,4
			Заболоченная пойма озера, болота	≤ 0,2
ПРИБРЕЖНО-МОРСКОЙ	Прибрежно - морская	Приливно - отливная отмель	≤ 0,4	
		Приморское болото озера, марши	≤ 0,2	
		Забаровая лагуна	≤ 0,2	
	Пляжей и устьевых баров	Устьевой бар	0,6-1,0	
		Пляж	0,8-1,0	
	Вдольбереговых баров и барьерных островов	Регрессивный бар	0,8-1,0	
		Трансгрессивный бар	0,6-1,0	
		Барьерный остроп	0,8-1,0	
	Разрывных течений	Промоины разрывных течений	0,6-0,8	
		Головные части разрывных течений	0,6-0,8	
ДЕЛЬТОВЫЙ	Подводной части дельты	Дельтовый канал	0,8-1,0	
		Проксимальная часть конуса выноса дельты	0,8-1,0	
		Средняя часть конуса выноса дельты	0,5-0,8	
		Дистальная часть конуса выноса дельты	0,3-0,5	
		Продельта	≤ 0,3	
МОРСКОГО ШЕЛЬФА	Мелководно-морского шельфа	Гребни штормовых волн	0,4-0,6	
		Мелководно - морской шельф	≤ 0,2	
	Открытого шельфа	Открытый шельф	≤ 0,2	

Рисунок 36. Фациальная интерпретация ГИС на основе выделения электрофаций по В.С. Муромцеву (Муромцев, 1984, с дополнениями Шиманский, 2024)

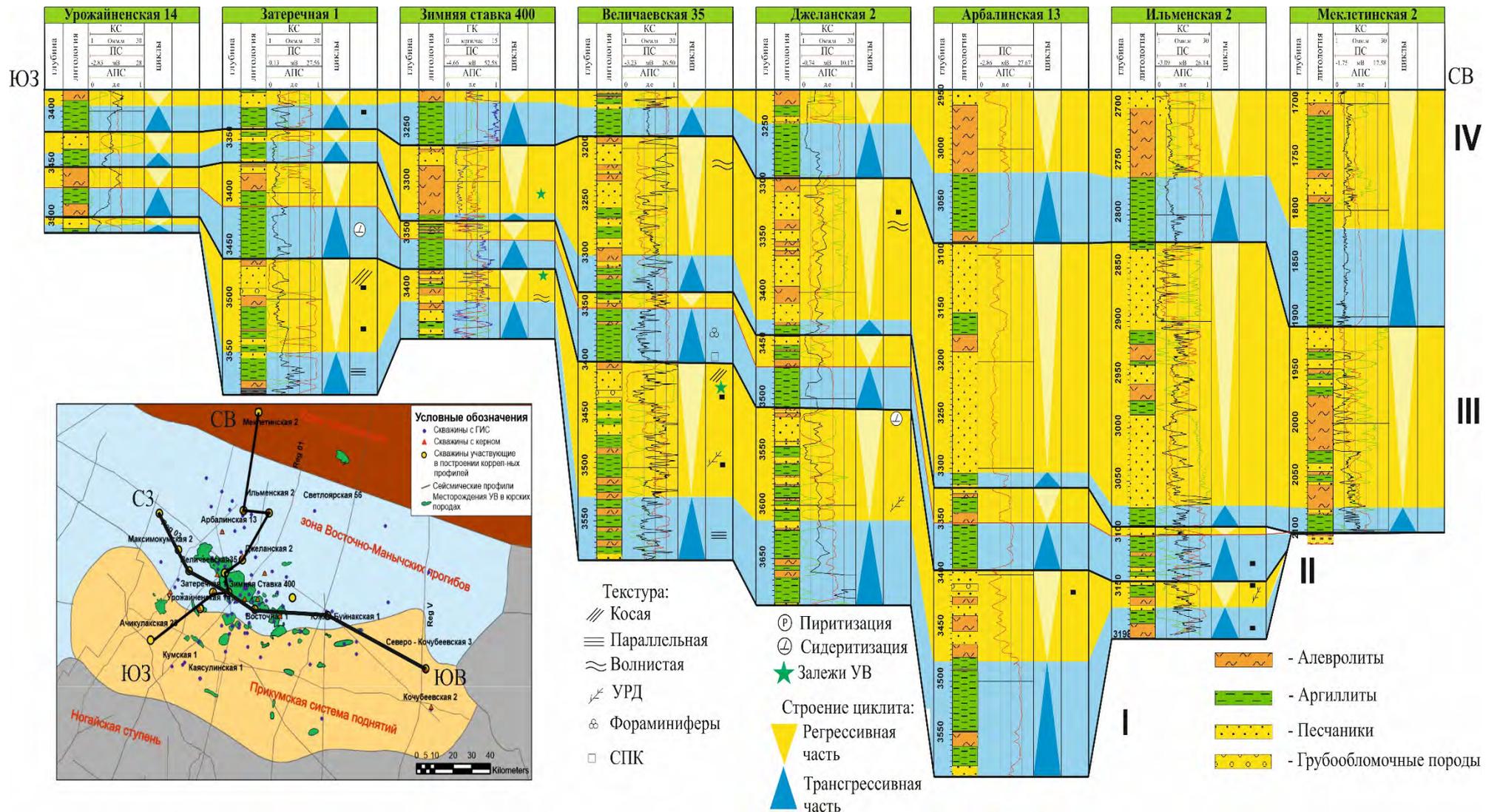


Рисунок 37. Схема корреляции ниже-среднеюрских циклитов по профилю 1 (субмеридионального простирания)

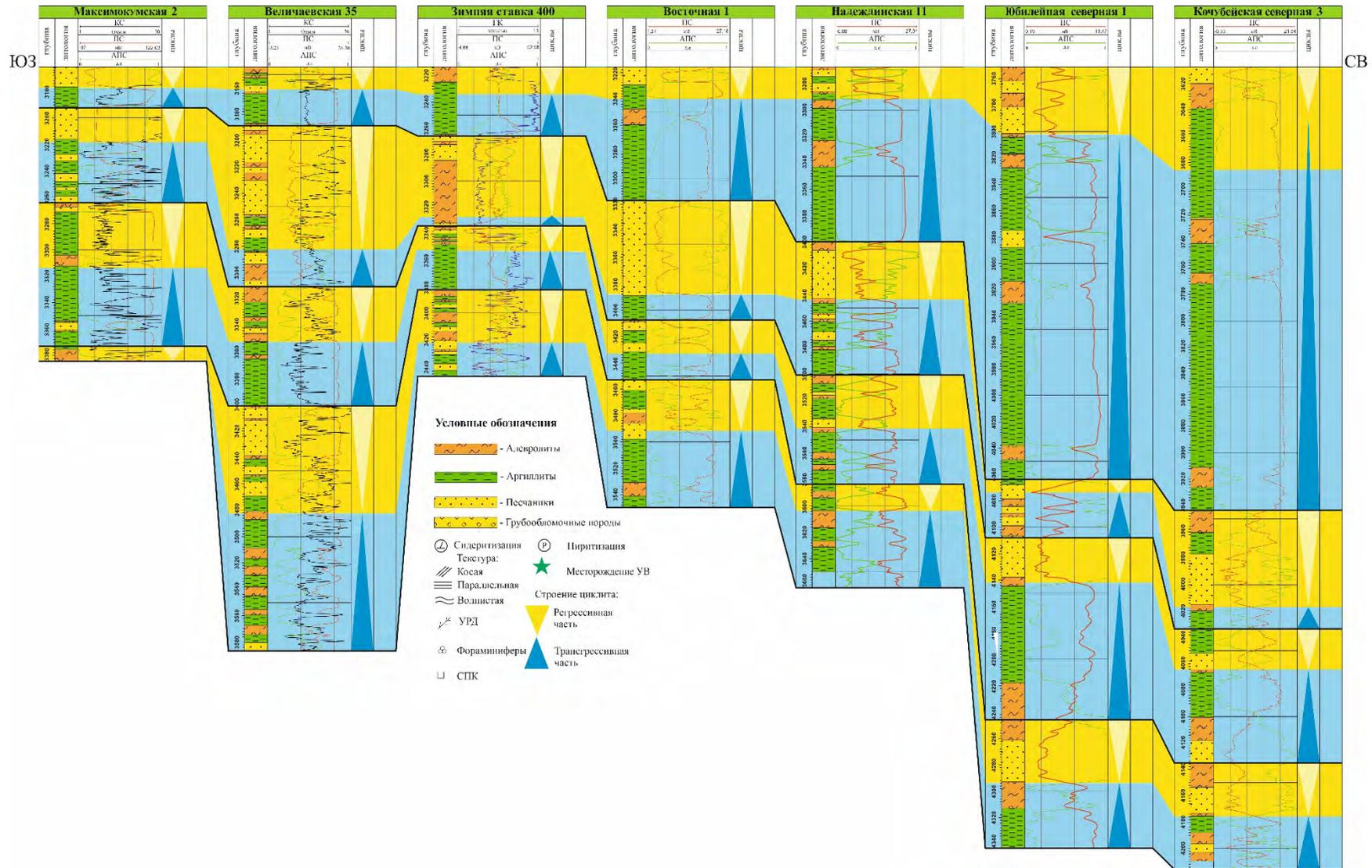


Рисунок 38. Схема корреляции ниже-среднеюрских циклитов по профилю 2 (субширотное простирание)  
(Расположение профиля на рисунке 37).

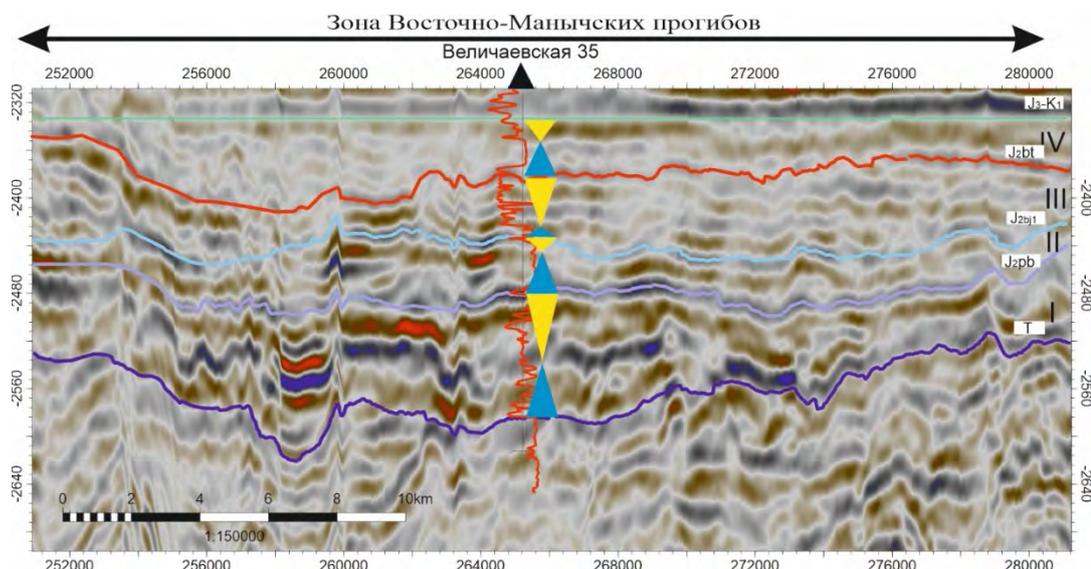


Рисунок 39. Вырезка регионального профиля 01187 с увязкой нижне-среднеюрских циклитов с сейсмостратиграфическими комплексами.

По минеральному составу обломочного материала преобладают кварцево-петрокластические и кварцевые породы. Стоит отметить, что для регрессивной части нижнеюрского циклита характерно наличие вулканокластического кварца. В качестве цементирующей массы преобладают поровый, базально-поровый тип цемента. Стоит отметить присутствие так же глинистых пород, выполняющих подчиненную роль в строении регрессивной части геттанг-плинсбахского циклита. Породы представлены преимущественно темно-серыми аргиллитами, зачастую по плоскостям наслонения отмечается скопление остатков детрита. (Рисунок 40).

Циклит хорошо прослеживается в центральных частях бассейна, в зонах с повышенными толщинами нижнеюрского комплекса. На склонах палеобассейна наблюдается увеличение песчанистой составляющей вверх по разрезу. В зонах наименьших толщин нижнеюрских отложений (20 метров и менее) и до полного выпадения стратиграфических единиц из разреза, циклическое строение проследить затруднительно. Мощность циклита по профилю I изменяется от 25 метров в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и зоны Маньчских прогибов (скважина Урожайненская 14) до 200 метров в осевой части зоны прогибов (скв. Арбагинская 13). На севере, в районе скважины Ильменская 2 мощность разреза сокращается до 30 метров с последующим выклиниванием. В восточной части района исследования мощность циклита достигает 120 метров в районе скважин Юбилейная 1 и Северо-Кочубеевская 3.

Геттанг - плинсбахский циклит имеет самое ограниченное распространение (Рисунок 41). Накопление отложений данного цикла локализовано в линейно вытянутой зоне субширотного простираения, вдоль современного структурного плана зоны Восточно-Маньчских прогибов и северного борта Прикумской системы поднятий.

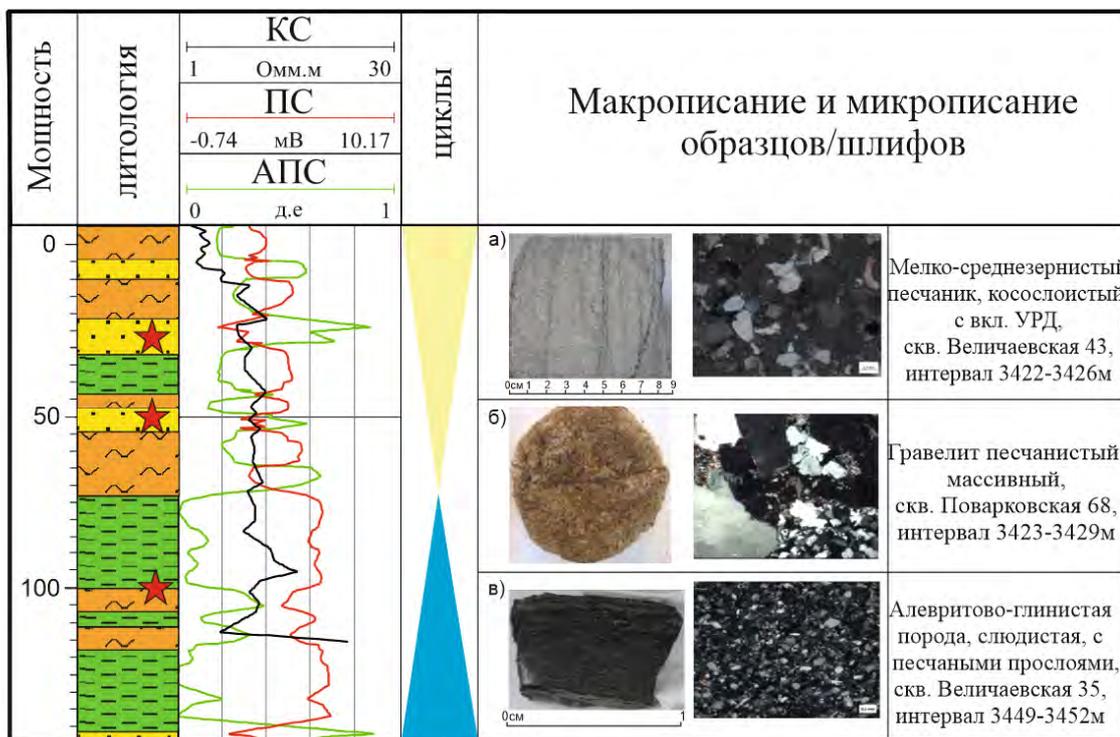


Рисунок 40. Строение геттанг-синемюр-плинсбахского циклита по ГИС

Ширина циклита в северо-меридиональном направлении составляет порядка 40 км, а протяженность с северо-запада на юго-восток в пределах территории исследования составляет порядка 130 км. Сложную конфигурацию подчеркивает четыре области увеличения мощностей рукавообразной формы, которые прослеживаются на сейсмических разрезах (Рисунок 42).

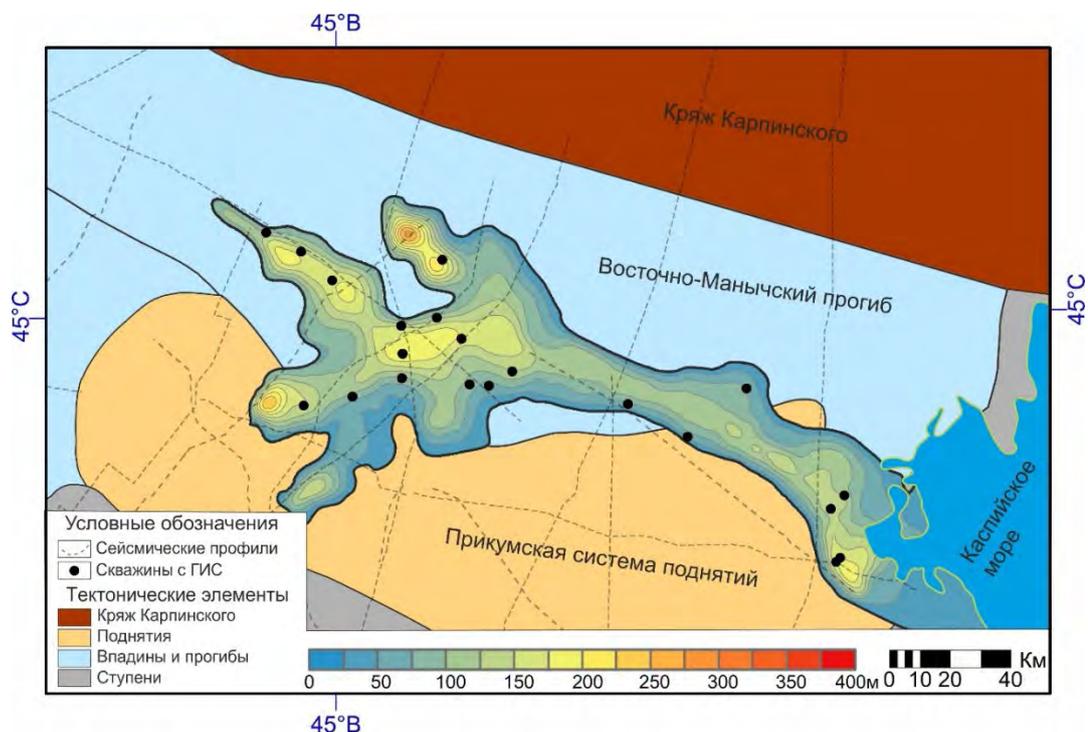


Рисунок 41. Схема толщин нижне-среднеюрских циклитов в зоне Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий. Геттанг-синемюр-плинсбахский циклит(I)

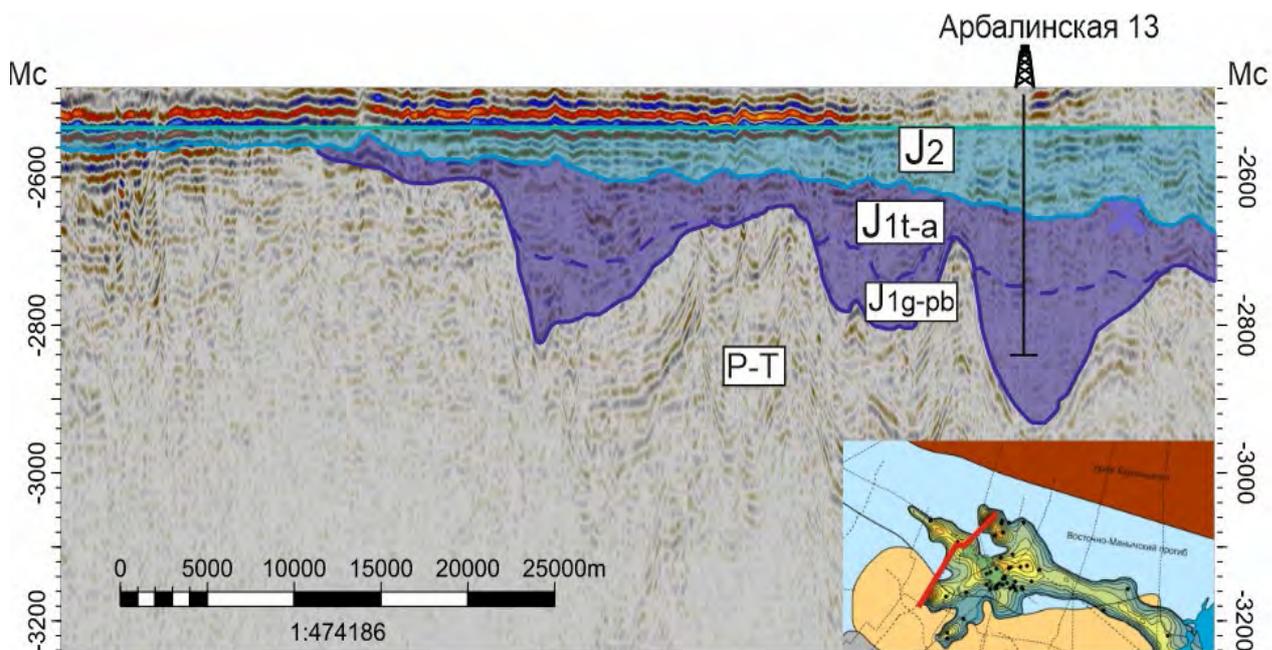


Рисунок 42. Увеличение мощностей нижнеюрского ССК. Сейсмический профиль 083

По описанию керна в данных зонах преобладают песчанистые породы с прослоями гравелитистых пород и углистого детрита. К краевым частям циклита приурочены более грубозернистые разности, сменяющиеся к осевым более мелкозернистым частям, в отдельных частях преобладают глинисто-углистые породы. Литологический состав, структурно-текстурные особенности, локальное развитие и характер распределения мощностей циклита, а также полное отсутствие фаунистических находок указывают на континентальную обстановку осадконакопления, отвечающую аллювиально-озерной равнине с расчлененным рельефом водосбора.

По электрометрическим характеристикам в зонах увеличенных мощностей так же выделяется система русловых фаций, конусов выноса (Рисунок 43).

Фации русел	Скв. 102 пб (3442-3463)		
Принятая модель	Пример каротажной диаграммы		Литологическая характеристика породы
	3440		Аргиллиты и алевролиты, слабо-песчанист., с включ. углисто-глин. матер.
	3450		Песчаники, средне-мелкозернистые, с глинисто-углистыми примазками
	3460		Песчаники серые, среднезернистые, среднесортированы
	3470		Песчаники серые, крупнозернистые до гравелита
			Алевролиты песчанистые

Рисунок 43. Модель русловых отложений. Скважина Правобережная 102.инт. 3442-3463м (по данным Земцовой, 2011)

В бортовых частях и зонах наименьших мощностей характерны образования пойменного аллювия, включающего в себя фации озер и болот (Рисунок 44).

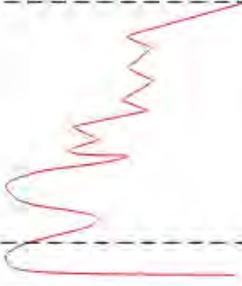
Фации пойменных озер и болот	Скв. 1 зтр (3370-3390)		
Принятая модель	3370	Пример каротажной диаграммы	Литологическая характеристика породы
	3370  3380  3390		Глины темно-серые, черные, углистые, горизонтальная и пологоволнистая слоистость. В нижней части содержится алевритовый материал, верхняя часть представлена чистыми глинами

Рисунок 44. Модель пойменных озер и болот. Скважина Затеречная 1. инт. 3470-3390м

Зоны развития русловых отложений выделяются по резкому увеличению мощности от 100 до 150 метров, которые унаследовано заполняли депрессионные участки палеорельефа. Породы, хорошо прослеживаются в нижней части разреза по данным сейсмопрофилей. Источниками сноса, вероятно, являлась метаморфическая сланцевая толща палеозойского складчатого фундамента и переходного пермско-триасового комплекса расположенные на западе, северо-западе, так же возможно был привнос с северо-востока с Восточно-Европейской платформы. По распределению мощностей прослеживается преимущественно субширотный тренд седиментации. Накопление южных максимумов во много связано с сносом материала с близлежащей суши, а также эрозионных останцов рельефа, так как обломочный материал не испытывал заметной механической транспортировки и достаточно быстро захоронялся (Назаревич, 1969). Формирование пород плинсбахского возраста в аллювиально-озерных обстановках отмечается так же в работах Д.И. Панова (1996). Примечательно, что в одном из «палеорусел» открыта группа месторождений, приуроченная к регрессивной части циклита. Так, залежи в нижнеюрских песчаниках на месторождениях Зимняя Ставка, Величаевско-Колодезное и других связаны с коллекторами преимущественно руслового генезиса.

**Тоарско-ааленский циклит (II).** Тоарские отложения несогласно залегают на отложениях плинсбахского возраста. В основании циклита залегает реперная, преимущественно глинистая толща, слагающая трансгрессивную часть тоарско-ааленского циклита. Для неё характерно постепенное увеличение вверх по разрезу показаний ПС, показания альфа ПС изменяются в достаточно узких пределах (0-0.2 д.е.) (Рисунок 45). Аргиллиты преимущественно массивные, с алевролитовой примесью, пелитовая фракция составляет более 90% (Рисунок 45 - б).

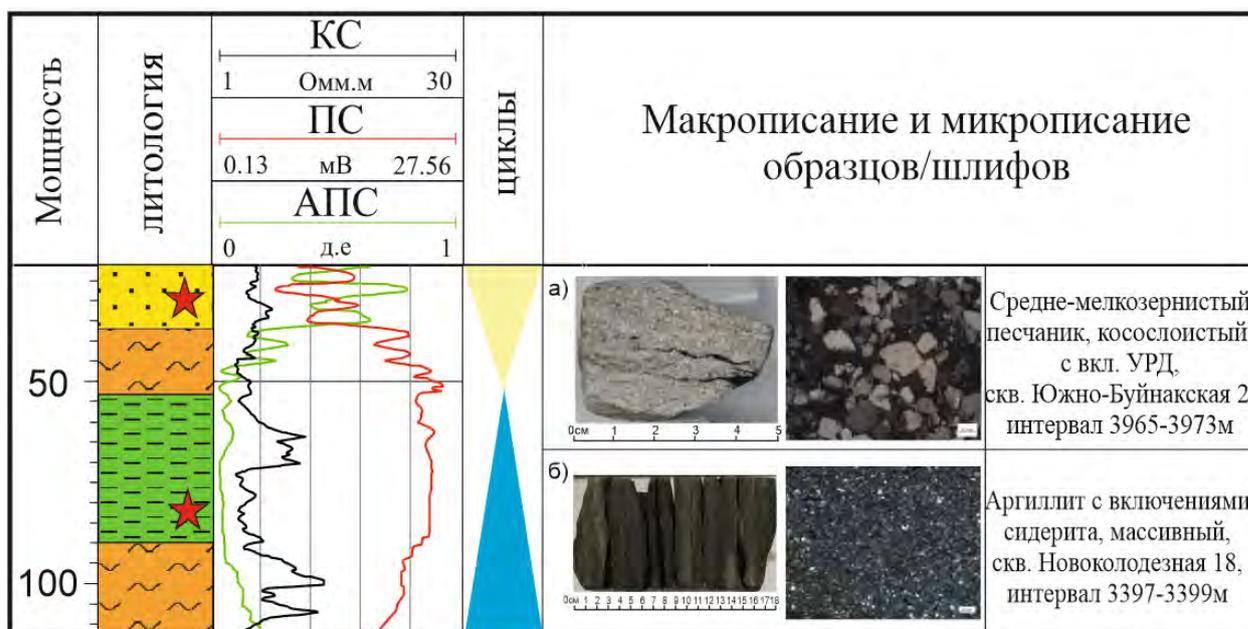


Рисунок 45. Структура тоарско-ааленского цикла (2).

Отмечается высокая насыщенность глинистых пород сидеритом, встречаются округлые стяжения и единичные раковины агглютинирующих фораминифер (Рисунок 46).

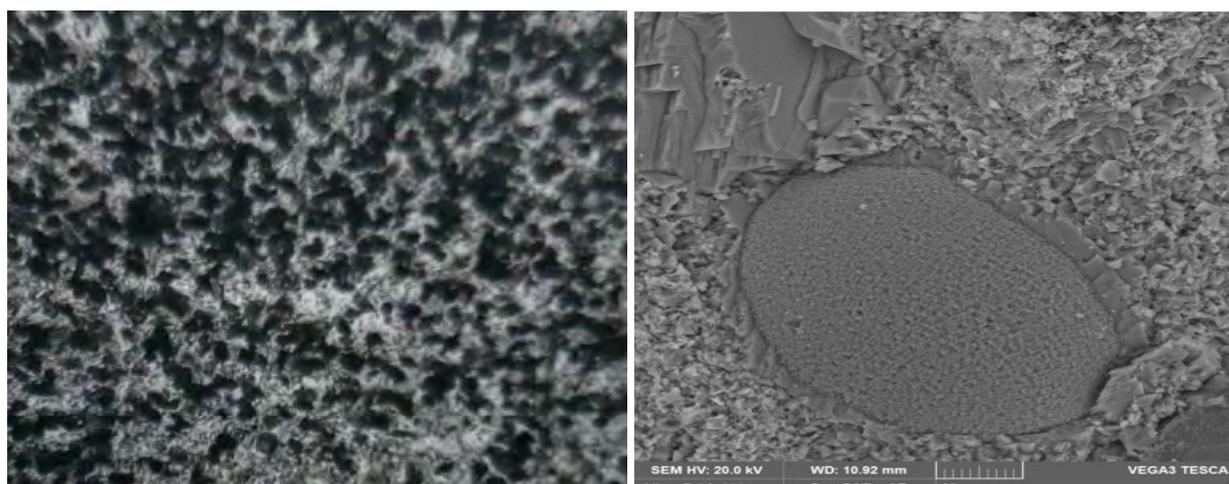


Рисунок 46. Фото шлифов из трансгрессивной части геттанг-плинсбахского цикла

а - аргиллит сидеритизированный (глинистая масса равномерно насыщена зёрнами сидерита 0.02-0.06мм). Ново-Колодезная скв 18. Инт 3397-3399м. (Назаревич, 1969)

б - раковина фораминиферы размером 80x100 мкм с внутриформными псевдоизометричными порами. (Величаевская 35-11-1)

Выше, по разрезу трансгрессивной части увеличивается количество растительного детрита с постепенным переходом аргиллитов в углистые аргиллиты с примесью алевроитового материала и ленточной слоистостью.

Обломочные породы в составе трансгрессивной части встречаются в бортовых частях профиля, представлены преимущественно алевролитами, встречаются разнозернистые песчаники выдержанной мощностью в диапазоне 20-40 метров по разрезам скважин корреляционных профилей.

Регрессивная часть циклита сложена преимущественно песчаными разнозернистыми породами ааленского возраста с преобладанием среднезернистых (40%) и мелкозернистых (35%) разностей (Рисунок 45 - а). Степень сортировки в отличие от регрессивной части геттанг – плинсбахского циклита изменяется от средней до хорошей. По минеральному составу преобладают кварцевые обломки, отсутствуют вулканогеннокластические обломки. Форма кривой альфа ПС пилообразная (0.3-0.8 д.е.). В скважине Пушкарская 14 регрессивная пачка представлена косослоистыми разнозернистыми песчаниками с примесью алевритового материала, с включениями углисто-растительного детрита (УРД), кварцевая составляющая порядка 65%. Преобладают зерна размером от 0.1-0.05мм (более 45% от общего количества). Мощность регрессивной части изменяется от 10 до 30 метров, в приподнятых частях регрессивная часть практически отсутствует.

Наибольшие толщины отложений циклита составляют около 100 метров и приурочены к скважине Величаевская 35, расположенной в осевой части зоны Восточно-Манычских прогибов. Сокращение мощности циклита до 35 метров прослеживается в направлении Ногайской ступени (скв Урожайненская 14).

Площадь распространения циклита шире площади распространения геттанг-плинсбахского (Рисунок 47). Рельеф к началу накопления циклита был достаточно пелепленезирован что способствовало существенному изменению базиса эрозии и расширению области седиментации (Панов,1998). Накопление реперной глинистой толщи, вероятно связано с быстрым проникновением морского бассейна ингрессионного характера в тоарское время со стороны современного Кавказа. На влияние морского осадконакопления указывают найденные единичные формы агглютинирующих фораминифер и признаки сидеритизации, которые косвенно могут свидетельствовать о ненормальной солености бассейна. (Арцышевич., 1973)

На морской генезис так же косвенно может указывать относительно равномерное распределением по площади отложений тоар-ааленского возраста мощностью порядка 60-100 метров. К концу накопления трансгрессивной части, обстановки снова становятся преимущественно континентальными, с наличием углистых пород (Панов,1999). Стоит отметить, что в тоарское время происходило глобальное повышение уровня моря, которое отмечается по всему миру (Никитенко, 2015). Регрессивная часть циклита достаточно маломощная, за счёт последующего перерыва в осадконакоплении, накапливалась в преимущественно прибрежно-морских условиях с накоплением косослоистых алевролитово-песчаных отложений.

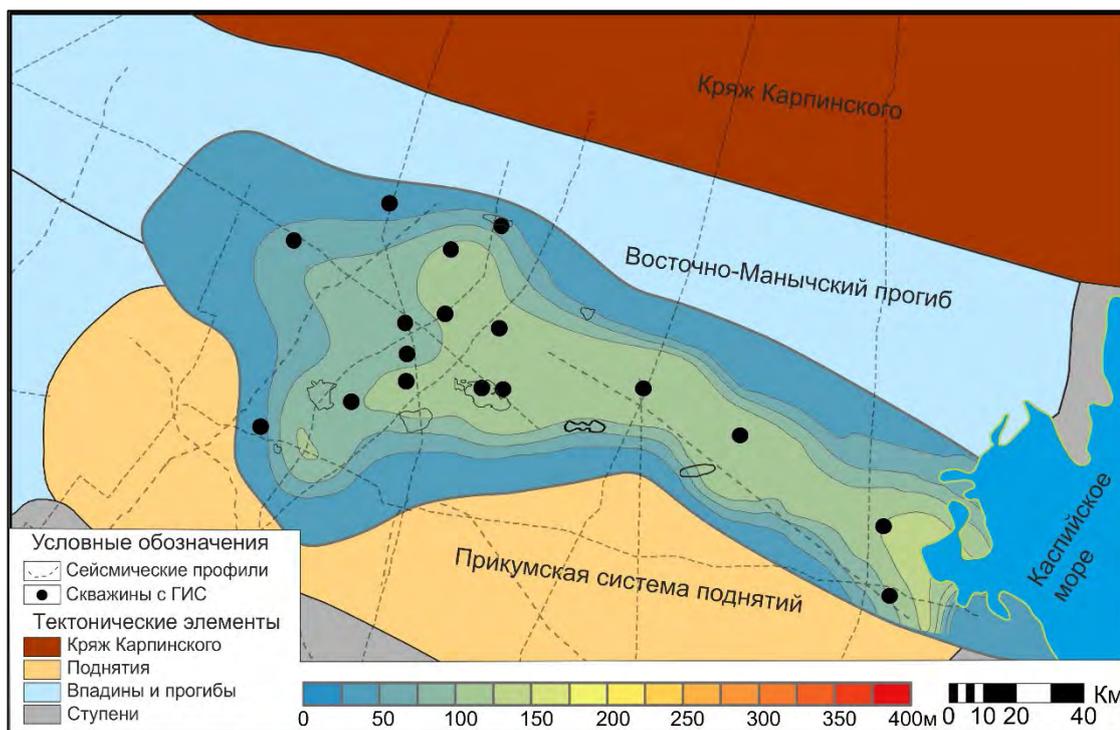


Рисунок 47. Схема толщин нижне-среднеюрских циклитов в зоне Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий. Тоарско-ааленский цикллит

**Байосский цикллит (III).** В основании третьего цикллита выделяется алевролитово-глинистая толща, формирующая его трансгрессивную часть, охарактеризованная единичными образцами керна, описание которых позволяет сделать вывод, что породы схожи с трансгрессивной частью тоарско-ааленского цикллита и представлены преимущественно массивными аргиллитами (Рисунок 48 - б). По данным ГИС трансгрессивная часть цикллита выделяется положительными аномалиями ПС, форма кривой альфа ПС имеет резкий скачок (0-0.2 д.е.). Мощность в целом выдержанна и достигает 20 метров в скважинах Величаевская 35, Арбагинская 13.

Регрессивная часть цикллита, сложенная преимущественно обломочными, песчаными и алевролитовыми породами, с локальными пропластками аргиллитов (Рисунок 47 - а). Обломочные породы составляют до 80-90% мощности регрессивной части и представлены различными гранулометрическими типами от гравелитов, до мелкозернистых алевролитов. Преобладающими являются песчаники в основной массе светло-серые, мелко-, среднезернистые, кварцевая составляющая более 60%, по текстурным особенностям массивные и косослоистые, по сортировке зёрен преобладают среднесортированные разности, однако роль плохосортированных пород так же велика.

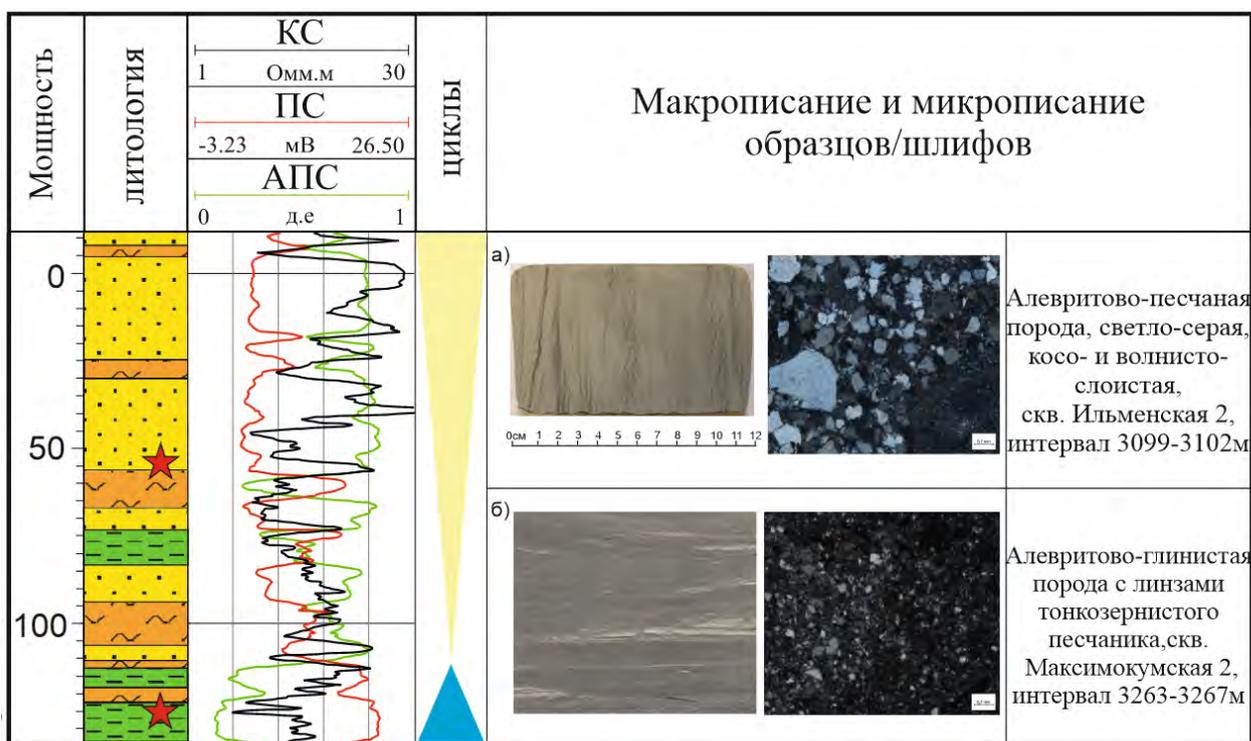


Рисунок 48. Строение байосского циклита (3).

По минеральному составу наиболее распространенным являются петрокластические кварцевые минералы, в редких случаях встречается чисто кварцевый состав. Преобладающим типом цемента является поровый и базально-поровый. Встречаются пропластки аргиллитов имеющих подчинённое значение, отмечается обогащенность алевритовым материалом. По текстурным характеристикам породы однородные, массивные. Регрессивная часть в разрезе, характеризуется постепенными изменениями кривых ПС (альфа-ПС), без резких скачков (0.5-0.8 д.е). По профилю прослеживается тенденция увеличения мощности циклита с юга-запада на северо-восток. Минимальные мощности приурочены к северному склону Прикумской системы поднятий, где среднеюрские породы постепенно выклиниваются. В скважине Урожайненская 14 мощность циклита составляет 20 метров. Максимальные мощности приурочены к Арбалинской, Ильменской площадям и составляют 240 и 280 метров соответственно.

Отложения байосского циклита имеют еще более широкое распространение по сравнению с отложениями двух нижележащих (Рисунок 49). В раннебайосское время происходит быстрая трансгрессия, и мелководно-морской бассейн распространяется на большую часть Восточного Предкавказья. Во время предбайосского перерыва в осадконакоплении произошло существенное омоложение рельефа суши, а возобновившиеся в начале байосского века опускания захватывают уже достаточно большую территорию, включающую всю северную часть Восточного Предкавказья. Мощности циклита планомерно увеличиваются в северо-восточном направлении и

достигают максимальных значений на северном борту зоны Восточно-Маньчских прогибов. Большой объем осадочного материала, поступающего в морской бассейн осадконакопления, привел к быстрому его обмелению и установлению прибрежно-морских условий.

Основную роль в строении регрессивной пачки, как ранее уже было сказано, играли косо - волнистослоистые песчаники преимущественно средней сортировки с обилием гравелитистых разностей.

По каротажным кривым можно выделить наличие пляжевых, баровых, дельтовых фаций, накапливавшихся в весьма активной гидродинамической обстановке (Рисунок 50). Мощные регрессивные толщи песчаного состава в байосское время накапливались в пределах Кряжа Карпинского и зоны Восточно-Маньчских прогибов за счёт привноса обломочного материала, преимущественно с северо-востока - со стороны Восточно-Европейской платформы. Локальными источниками сноса, безусловно, являлись южная и юго-западная расчлененная суша. Большой ареал распространения и мощностей, вероятно, накопился вследствие разгрузки крупных речных систем, которые были одним из источников транспортировки обломочного материала.

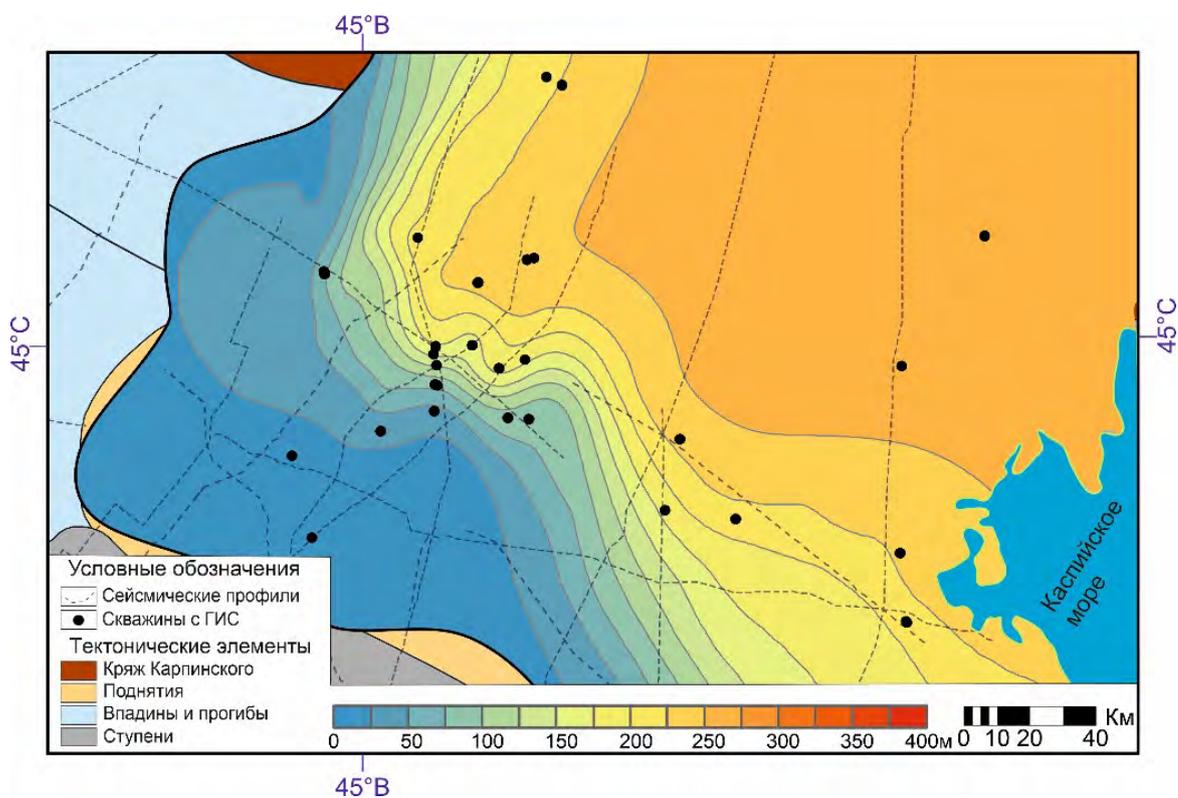


Рисунок 49. Схема толщин байосского циклита в зоне Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий.

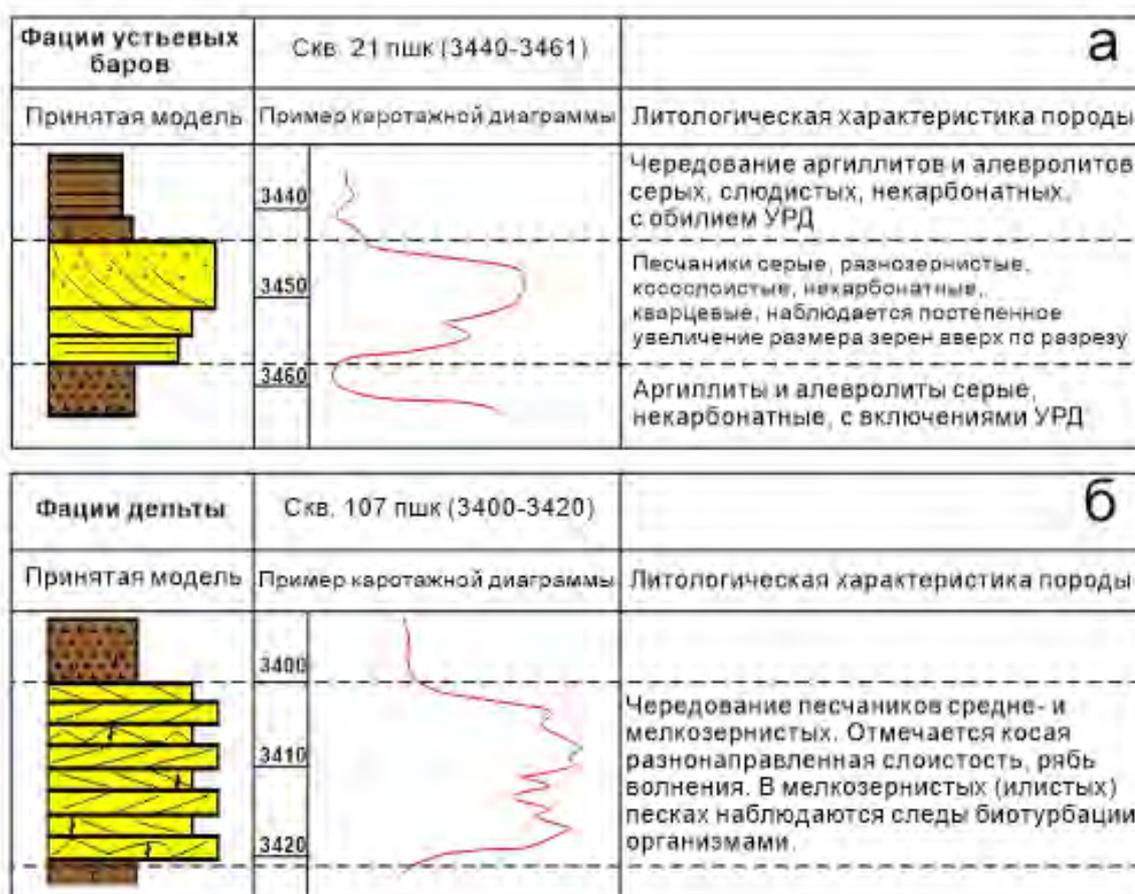


Рисунок 50. Модель прибрежно-морских отложений. а- фации устьевых баров, скважина Пашолкинская 21 инт. 3440-3461м; б-фации дельты, скважина Пашолкинская 107 инт. 3400-34201м

**Верхнебайосско-бат-келловейский циклит (IV).** Самый верхний циклит сложен верхнебайосско-бат-келловейскими отложениями. Циклит представлен преимущественно песчано-алевролитово-глинистыми породами и достаточно равномерно распространен по всей территории. Трансгрессивная часть представлена преимущественно глинистыми породами, слагающие толщу на 80-90%. Аргиллиты характеризуются однородным составом, практически без обломочной примеси. (Рисунок 51 - б) В породах прослеживается сидеритизация в различных формах, встречается сидерит как в рассеянном состоянии, так и в виде конкреций (Назаревич,1969). Еще одной отличительной особенностью трансгрессивной части является пиритизация разреза. Необходимо также сказать о присутствии обломочных, песчано-алевролитовых разностей, которые имеют подчиненную роль в строении трансгрессивной части циклита. Трансгрессивная часть хорошо коррелируется по всем скважинам и представлена выдержанной положительной аномалией на кривой ПС (альфаПС) (0-0.4д. е). Глинистая составляющая в разрезе повышается в северо-восточном направлении с вариацией мощностей от 10 метров в южных частях территории исследования до 100-150 метров в северных частях.



Рисунок 51. Структура верхнебайосско-келловейского циклита (4).

Регрессивная часть циклита достаточно маломощная, не превышает 50 метров. Основную роль в строении разреза играют среднесортированные мелкозернистые песчаники (45%) и крупнозернистые алевролиты (40%) (Рисунок 51 - а). В минеральном составе фиксируется повышение содержания полевых шпатов, тем самым здесь преобладают полевошпатово-кварцевые разности. Наиболее распространенными типами цементов является базальный и порово-базальный, гораздо менее распространен поровый и пленочно-поровые типы, по минеральному составу преобладают глинистый и слюдястый. Глинистые породы сложены алевролитовыми аргиллитами с признаками пиритизации, так же встречаются в регрессивной части циклита, но имеют подчиненное значение. По данным ГИС регрессивная часть циклита характеризуется резким понижением кривой ПС (альфаПС) с небольшими пилообразными колебаниями (0.5-0.8 д.е). В приподнятых частях зоны Восточно-Маньчжурских прогибов, в скважинах Величаевская 35, Зимняя Ставка 400, регрессивная часть практически отсутствует. Толщина отложений циклита изменяется от 40 метров на юге, в скважине Урожайная 55, до 100 метров на северо-востоке, в скважине Меклетинская 2.

Отложения четвертого верхнебайосско-келловейского циклита накапливались преимущественно в морских обстановках с общим увеличением мощности в северо-восточном направлении (Рисунок 52). На рубеже нижнего и верхнего байоса, в пределах территории исследования, происходит изменение тектонической и палеогеографической обстановок осадконакопления. Глинистые отложения трансгрессивной части циклита формировались в условиях морского, относительно глубоководного бассейна с плоским, пенеценированным рельефом (Назаревич, 1969). Морской бассейн установился на большей части Восточно-Европейской платформы, где происходило накопление выдержанной однообразной толщи глинистых осадков (Панов, 2000). Максимальные толщины верхнебайосско-келловейских отложений прослеживаются в восточных частях территории исследования (Северо-Кочубеевская площадь - 320 метров). Морской характер ненормально соленого бассейна подтверждается сидеритизацией разреза.

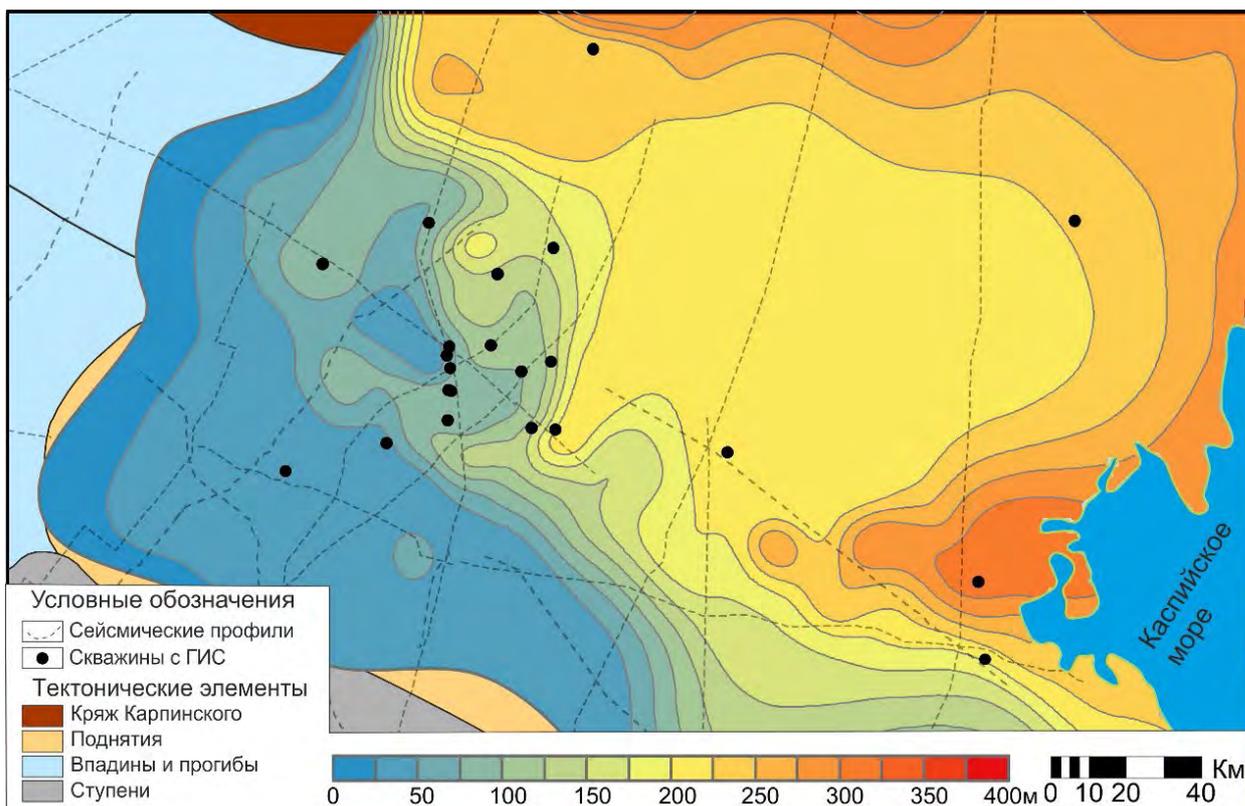


Рисунок 52. Схема толщин верхнебайос-бат-келловейского циклита в зоне Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий.

Регрессия морского бассейна началась в верхнебайосское время и продолжилась в келловейский период развития территории, за счёт активизации тектонических движений, приведших к значительному омоложению рельефа, что фиксируется быстрой сменой в разрезе алевролитово-глинистых отложений песчаными. Обстановка осадконакопления в этот период времени отвечала условиям морского мелководного бассейна с нормальной соленостью (Рисунок 53). На это указывает наличие фаунистических форм характерных для нормально морского бассейна и практически полное отсутствие сидеритизации (Н.В.Безносков,1973). Основным источником сноса остается по-прежнему Восточно-Европейская платформа. К отложениям циклита приурочены месторождения углеводородов Надеждинское, Юбилейное и другие.

На основании циклического анализа региона, интерпретации комплекса ГИС и ядерного материала, с учётом условий осадконакопления был построен лито-фациальный профиль ниже-среднеюрских отложений северо-восточного простирания по линии Владимировская 21- Меклетинская 2 и концептуальная схема осадконакопления ниже-среднеюрских отложений зоны Восточно-Манычских прогибов (Рисунок 54 - Рисунок 55).

Фации мелководного шельфа	Скв. 35 влч (3180-3200)	
Принятая модель	Пример каротажной диаграммы	
	3380	
	3390	
	3400	
		Литологическая характеристика породы
		Аргиллиты и алевролиты, слабо-песчанистые
		Глины серые, зеленовато-серые, слоистость отсутствует или очень слабо выражена, горизонтальная.

Рисунок 53. Модель фаций мелководно-шельфа, скв. Величаевская 35 инт. 3180-3200м

Видно, что в наиболее погруженных частях доюрского палеорельефа накапливались геттанг-синемюр-плинсбахские отложения аллювиально-озерного генезиса с активной деятельностью речных систем. В тоарское время осадконакопление по площади расширилось вследствие ингрессии морского бассейна, однако, бассейн оставался достаточно обособленным и преимущественно пресноводным. В ааленское время обстановки, в целом, были прибрежно-морскими с общей регрессивной направленностью изменения состава отложений вверх по разрезу. В раннем байосе наступила быстрая трансгрессия моря с заполнением обширной территории морскими осадками и с последующим обмелением морского бассейна за счет большого количества поступающего осадочного материала и широким развитием дельтовых равнин. В позднем байосе – келловее на территории исследования господствовал морской режим.



Рисунок 54 Модель осадконакопления нижне-среднеюрских циклитов (Воронин, 2025)

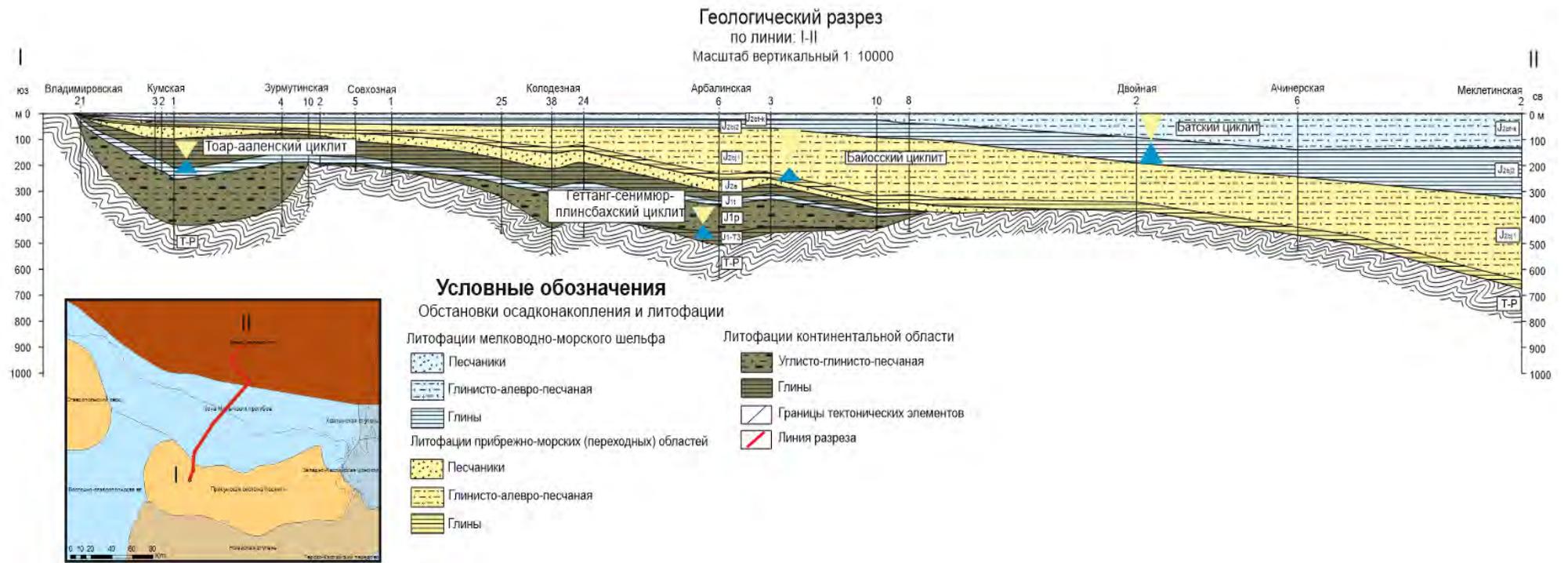


Рисунок 55. Лито-фациальный профиль нижне-среднеюрских пород по линии Владимировская 21-Меклетинская 2

## Глава 5. Природные резервуары в ниже-среднеюрском комплексе отложений и их петрофизическая характеристика<sup>4</sup>

В составе макронеоднородных седиментационных циклитов была проведена литолого-петрофизическая типизация разреза, которая заключалась в выделении типов пород со схожей структурой емкостного пространства.

Рассмотрение методических подходов дифференциации сложнопостроенных, неоднородных толщ на литолого-петрофизические типы широко начало применяться у нас в стране при изучении тонкослоистых коллекторов Западной Сибири (Асташкин 2005; Акиншин, 2013). Основным двигателем для типизации являлся слоистый характер залегания продуктивных пород тюменской, викуловских свит, который затруднял выделение коллекторских интервалов.

По мере развития различных подходов по типизации пород, все чаще стал встречаться термин «петротип». Впервые его охарактеризовал G.E. Archie, отмечавший, что конкретный петротип обладает определенным распределением пор по размерам и, следовательно, индивидуальным семейством кривых капиллярного давления (G.E. Archie, 1950). Распределение пор по размерам контролирует пористость и оказывает влияние на проницаемость и водонасыщенность. Позднее исследователи дали более полное определение петрофизическому типу, как тип породы, характеризующийся определенным набором петрофизических свойств, проявляющий отчетливые признаки для выделения по данным ГИС и связанный с геологическими характеристиками такими, как первичная структура и диагенетические преобразования (Skalinski, 2009, Разницын, 2021).

Основными требованиями для описания петрофизических типов являются:

1. Петрофизические типы должны учитывать цикличность осадконакопления и вторичные преобразования;
2. Петротипы должны классифицироваться в скважинах исключительно по данным геофизических исследований. Для их выделения не требуется использовать керновые или другие скважинные данные, однако такие данные могут применяться при последующей оценке характеристик петротипов.
3. Использование петрофизических типов должно повысить определение характеристик

---

<sup>4</sup> При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

8. **Воронин М.Е.** Петротипизация разрезов и прогноз развития пород-коллекторов в нижеюрских отложениях Восточно-Маньчжурского прогиба и Прикумской системы поднятий // Научный журнал Российского газового общества. 2025. Т.48, № 2. - С. 22–32. (0.625п.л., авторский вклад - 100%). Импакт-фактор 0,481(РИНЦ). EDN TMTTGQ.

пласта путем введения в модель соответствующих неоднородностей, повысить достоверность оценки распределения нефтенасыщенных интервалов

4. Петрофизические типы пород, выделенные по каротажным данным, должны быть подтверждены исследованиями керна и опробованиями скважин.

В последние годы все чаще исследователи применяют подходы петротипизации в изучении разрезов с использованием достаточно разнообразного набора методов типизации пород на петрофизические типы, к которым можно отнести и разные классификации, задачей которых также является группировка пород в относительно схожие группы по общности структурных признаков (Исакова, 2021). Анализ подходов по петротипизации показал, что в целом все методы выделения типов можно условно разделить по классифицируемым признакам на 3 группы: литологические, петрофизические и лито-петрофизические. При типизации пород, в диссертационной работе автор придерживался типизации с использованием лито-петрофизических критериев выделения.

При использовании комплексирования литологических, фациальных, петрофизических и геофизических подходов к исследованию, которые используются в настоящее время для повышения эффективности геологоразведочных работ, удалось определить степень близости каждого литологического типа пород по своим петрофизическим свойствам и фациальной приуроченности. В качестве одного из индикаторов генетической близости выделенных групп использовались палеогидродинамические уровни, отражающие динамическую активность среды седиментации (Рисунок 56).

У Р О В Н И					
Литология	I Очень высокий	II Высокий	III Средний	IV Низкий	V Очень низкий
Породы	Песчаники крупно- и среднезернистые неглинистые	Песчаники средне-мелкозернистые	Песчано-алеврито-глинистые породы	Алевриты и глинисто-алевритовые породы	Алеврито-глинистые породы и глины
Гранулометрия	П <sub>фр</sub> –70–95 % А <sub>фр</sub> –5–10 % Г <sub>фр</sub> –0–15 % Md > 0,25 мм Зерна гравия, галька	П <sub>фр</sub> –50–70 % А <sub>фр</sub> –5–20 % Г <sub>фр</sub> –15–25 % Md –0,1–0,2 мм	П <sub>фр</sub> –20–50 % А <sub>фр</sub> –20–50 % Г <sub>фр</sub> –20–50 % Md –0,06–0,1 мм	П <sub>фр</sub> –0–20 % А <sub>фр</sub> –50–85 % Г <sub>фр</sub> –15–50 % Md < 0,06 мм	П <sub>фр</sub> –0–5 % А <sub>фр</sub> –0–20 % Г <sub>фр</sub> –50–90 % Md << 0,02 мм
Слоистость	Крупная косая, иногда сходящаяся или отсутствует. По границам серий – мелкая галька	Косая, косоволнистая. Серийные швы отчетливы	Мелкая косая, косоволнистая, иногда волнистая и горизонтальная. Серийные швы слабо заметны	Волнистая, линзовидная, горизонтальная	Горизонтальная или отсутствует
Следы размыва в основании	Всегда присутствуют в виде конгломератовидных пород	Всегда присутствуют в виде конгломератовидных пород	Слабо выражены в виде мелких окатышей или отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют

Рисунок 56. Палеогидродинамические уровни, отражающие динамическую активность среды седиментации (Муромцев, 1974)

Из более чем 15 различных литологических типов пород выявленных по микро и макроскопическому описанию керна внутри трансгрессивно-регрессивных циклитов были выделены три основных петрофизических типа пород (Рисунок 57).

Первый тип (П-1) представлен песчаными, алевролитово-песчаными и гравелитовыми породами. Преобладают песчаники волнисто-косослоистые мелко-среднезернистые, кварцевые, цемент глинистый, сортировка различная от средней до хорошей. Зерна преимущественно полуокатанные, встречаются тонкие прослои углистого материала. Обломочная часть представлена кварцем (55-75%, в среднем 65%, калиевыми полевыми шпатами (до 10%), обломками пород (15-30% в среднем 23%). Обломки пород представлены кварцитами, слюдой. Зерна размером 0.25-0.1мм составляют порядка 45%, 0.5-0.25мм - 27%, 1-0.5 мм-15%. Так же встречаются в виде прослоев крупнозернистые песчано-гравелитовые породы плохой сортировки, преимущественно угловатые, неокатанные. Обломочная часть представлена кварцем (60-80%), полевыми шпатами (до 20%), обломками пород (10%). Обломки пород представлены кварцитами, слюдой. По гранулометрическому составу преобладают зерна от 1 до 2 мм (38%), зерна размером 0.5-1 мм составляют 25% от общего количества. В нижнеюрских циклитах первый тип пород приурочен к континентальным обстановкам, преимущественно к фациям русел, в среднеюрских циклитах преимущественно к прибрежно-морским обстановкам, фациям дельт, приливо отливного побережья, формировавшимся в условиях высокой гидродинамической активности среды.

Второй тип (П-2) представлен, алевролитовыми, глинисто-алевролитовыми породами. Преобладающими являются алевролиты преимущественно угловатые, полуокатанные, среднесортированные. Алевритовая составляющая (0.01-0.1мм) приурочена к более 50% от общего числа зерен. Данный петрофизический тип пород, как правило, приурочен к нижней части регрессивной толщи циклита. В нижнеюрских циклитах породы данного типа встречаются в континентальных обстановках, в основном приурочены к пойменным отложениям, но встречаются так же и в русловых фациях. В среднеюрских циклитах второй тип приурочен к прибрежно-морским и морским обстановкам. Осадконакопление происходило в условиях средней гидродинамической активности среды.

Третий тип (П-3) представлен преимущественно алевролитово – глинистыми и аргиллитистыми породами темно-серыми и черными, массивными с преобладанием пелитоморфных зерен (более 90%). В нижнеюрских циклитах данная группа пород связана с пойменным, озерным, болотным и морскими обстановками. В среднеюрских циклитах

породы приурочены к морскому, слабоподвижному мелководью с низкой гидродинамической активностью среды осадконакопления.

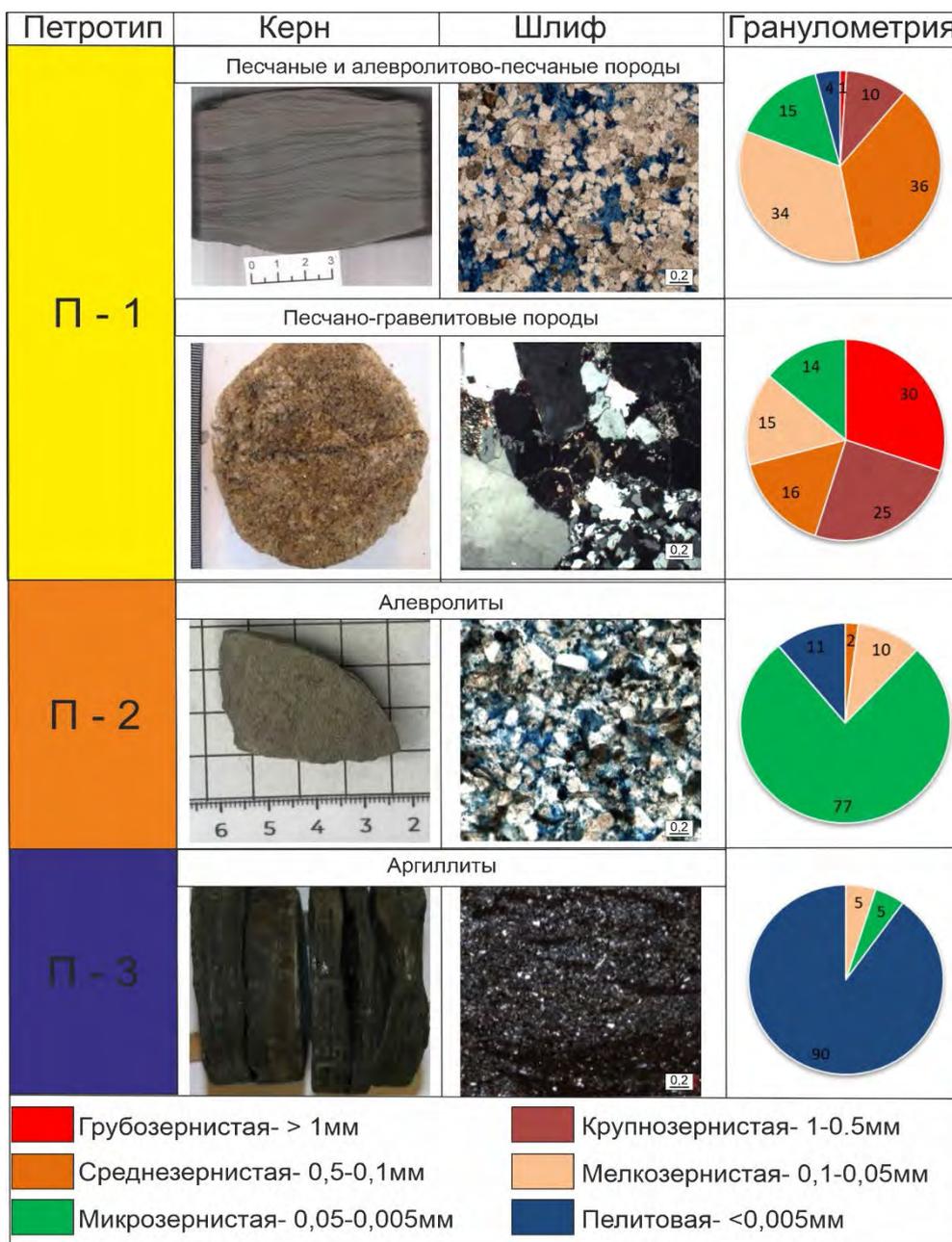


Рисунок 57. Литологические характеристики выделенных петротипов

Группировка пород была проведена с обязательным учётом влияния петрофизических характеристик. Для типизации использовалась коллекция образцов керн с выполненными определениями коэффициента пористости, проницаемости, остаточной и текущей водонасыщенности с построением кривых капиллярного давления, относительных фазовых проницаемостей, радиусов поровых каналов, электрических характеристик. Сопоставления и построение связей данных характеристик позволили разработать петрофизические критерии для выделения петротипов пород.

На графиках сопоставления коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) от пористости ( $K_{п}$ ) видно, что песчаные породы отличаются от алевритовых пород и аргиллитов лучшими

фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и, прежде всего, более высокими значениями величин проницаемости (Рисунок 58). Прослеживаются два индивидуальных тренда связи для нижнеюрских и для среднеюрских пород. Подавляющая часть выборки образцов, относящаяся к петротипу 1, характеризуется значениями проницаемости преимущественно от 10 до 1000 мД, и пористостью преимущественно от 8 до 25%. тогда как в породах петротипа 2 проницаемость изменяется преимущественно от 0.1 до 10 мД а в среднеюрских породах возможно ожидать и более низких значение (до 0.01) при диапазоне пористости от 5 до 15%, породы 3 типа по своим фильтрационно-емкостным характеристикам не являются коллекторами, пористость менее 5%, при проницаемости менее 0.2 мД.

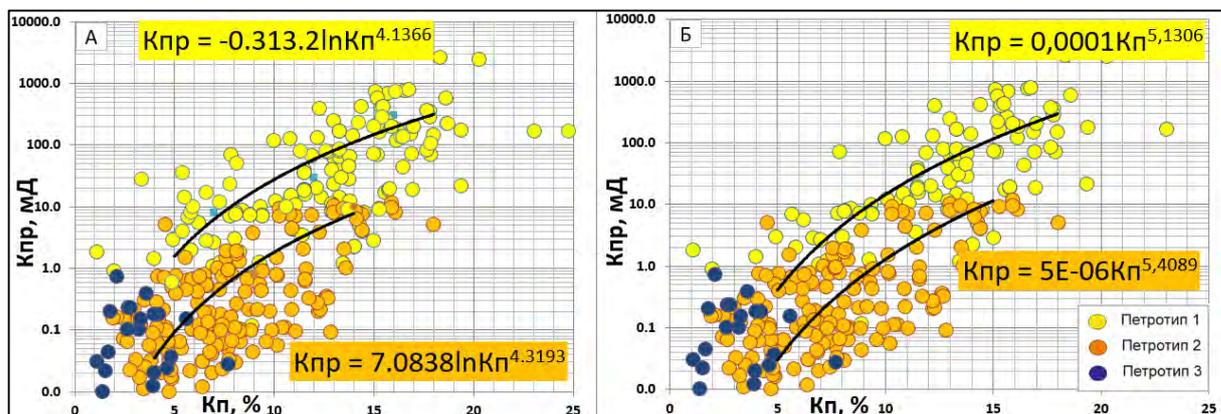


Рисунок 58. Сопоставление пористости от проницаемости дифференцированное на петрофизические типы а-нижнеюрские циклиты, б- среднеюрские циклиты

На графиках распределения пористости и проницаемости по выделенным типам прослеживается закономерное, общеизвестное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств по мере уменьшения зернистости пород при переходе от песчаников (петротип 1) пород к глинистым (петротип 3) (Рисунок 59, Рисунок 60).

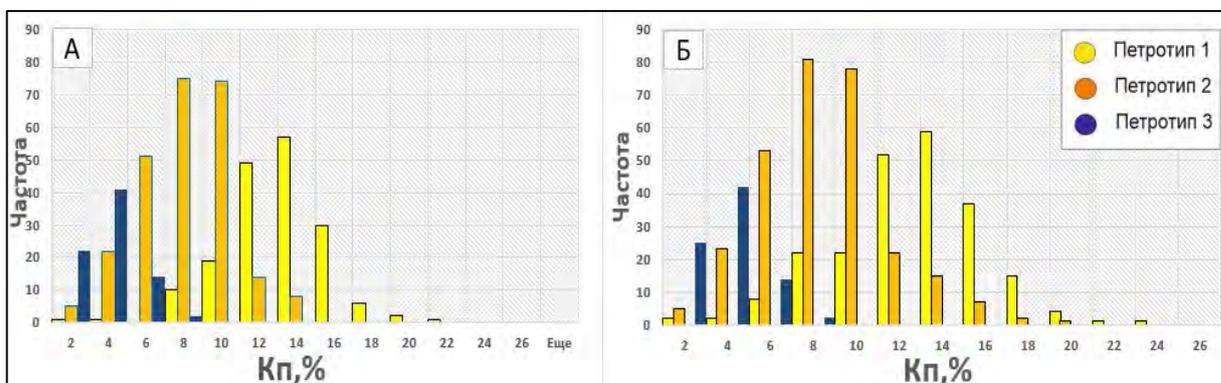


Рисунок 59. Распределение пористости по частоте встречаемости в разрезе дифференцированное на петрофизические типы (а) –нижнеюрские циклиты (б)- среднеюрские циклиты

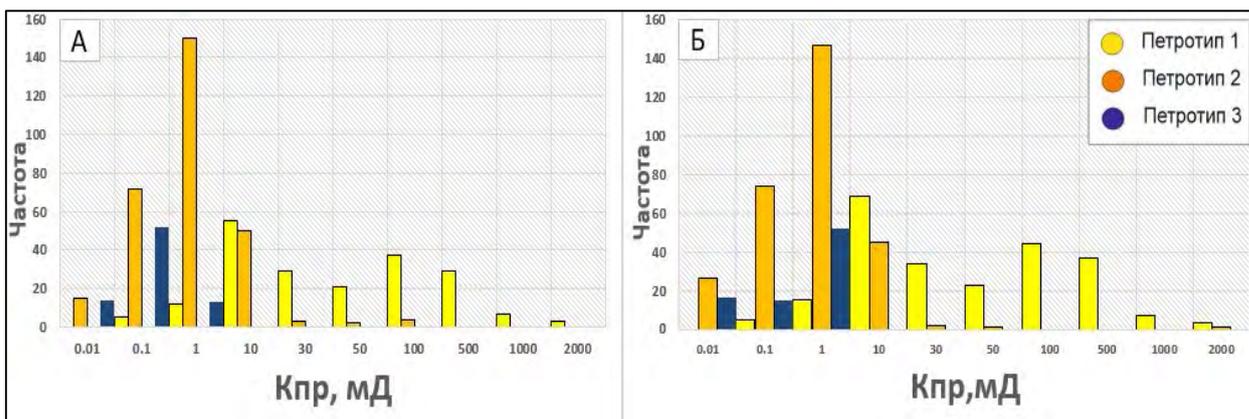


Рисунок 60. Распределение проницаемости по частоте встречаемости в разрезе дифференцированное на петрофизические типы (а) –нижнеюрские циклиты (б)- среднеюрские циклиты

Снижение ФЕС в мелкозернистых породах по сравнению с более крупнозернистыми связано с уменьшением радиусов поровых каналов, которые были рассчитаны по результатам капилляриметрических исследований зерна.

На графике «капиллярного давления от водонасыщенности» ( $P_c - K_v$ ) для всех петротипов пород прослеживается группировка каждого типа по поведению кривых капиллярного давления (ККД) (Рисунок 61). Для петротипа 1 характерна плавная, пологая конфигурация кривой, без резких перегибов, породы обладают самыми низкими значениями остаточной водонасыщенности ( $K_{ov}$ ) и группируются преимущественно в диапазоне 5-60%. Породы второго петротипа обладают более волнообразной конфигурацией с достаточно резким, ступенчатым переходом, который характеризует начало фильтрации. Породы имеют промежуточные характеристики  $K_{ov}$  и группируются в диапазоне 55-90%. Третий тип имеет вертикальную конфигурацию с самыми высокими показателями  $K_{ov}$  (более 90%), видно, что породы практически не отдают флюид, и характеризуются отсутствием коллекторских свойств.

Процесс фильтрации в породах при создании перепада давлений в пласте начинается с наиболее крупных пор, постепенно вовлекая в фильтрацию поры более мелкого размера (Воронин, 2025). На Рисунок 62 видно, что для петротипа 1 фильтрация происходит по порам преимущественно крупного размера 5-10 мкм, содержание которых более 30%. Для преимущественно алевритовых пород (петротип 2) основными фильтрующими каналами являются поры радиусом 0.2 – 1 мкм (35%). Аргиллиты (петротип 3) обладают порами менее 0.1 мкм (более 90%). На Рисунок 63, представлены типичные формы кривых капиллярного давления с распределением пор по размерам для каждого петротипа.

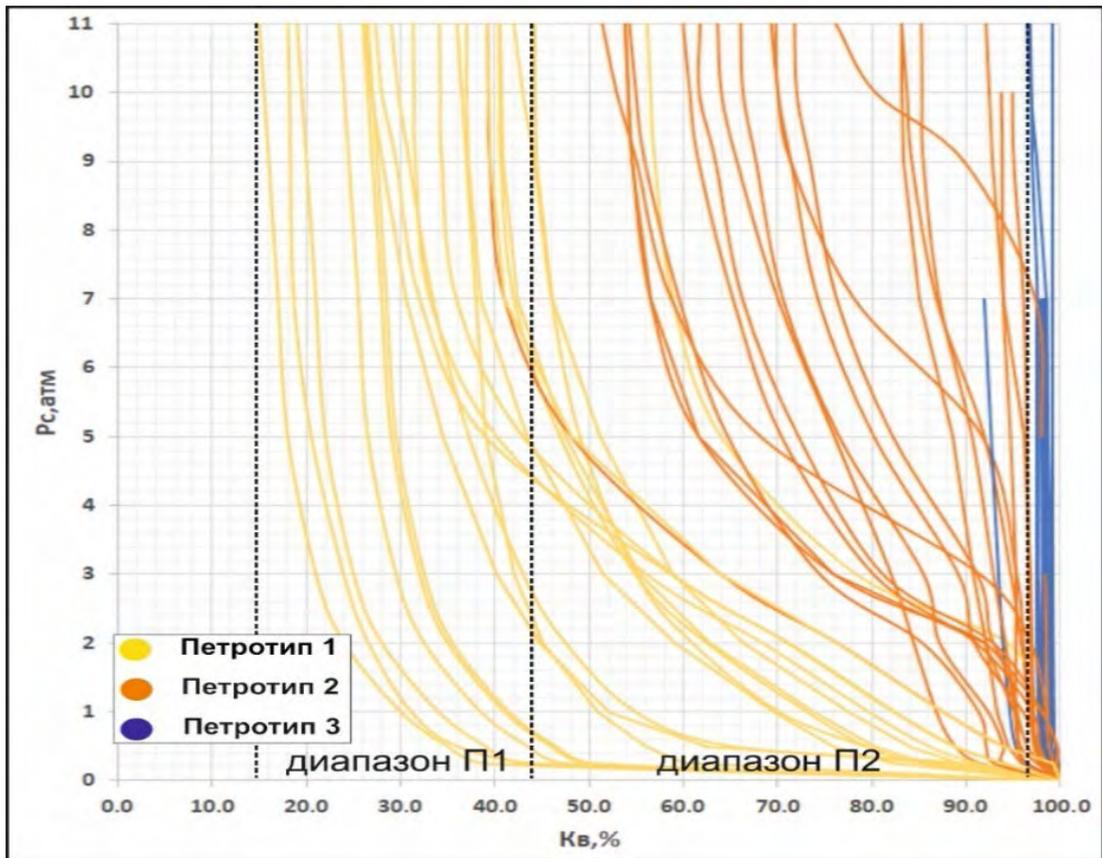


Рисунок 61. Кривые капиллярного давления, дифференцированные на петрофизические типы

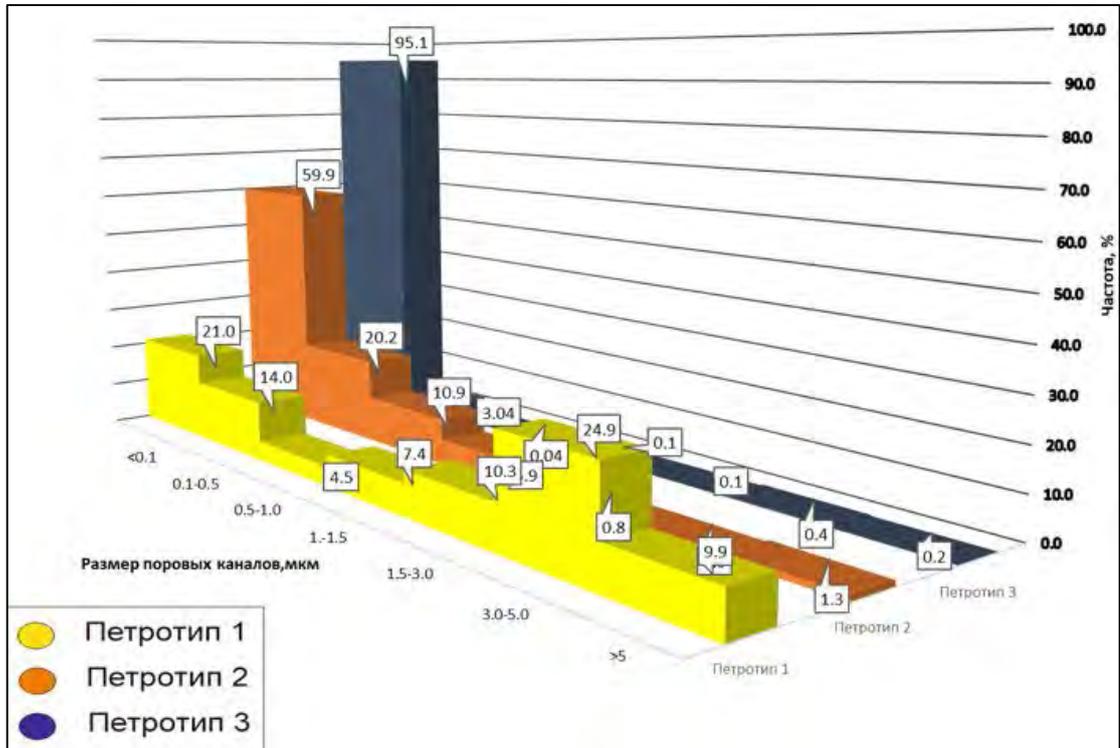


Рисунок 62. Распределение пор по размерам для каждого петрофизического типа

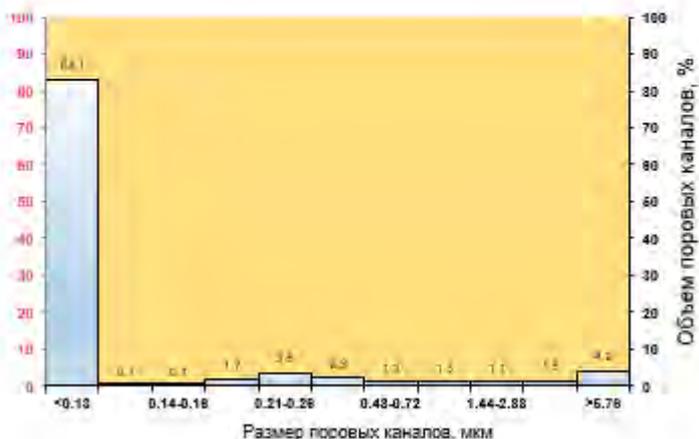
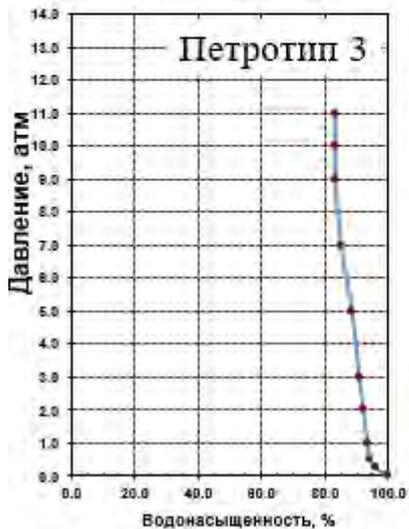
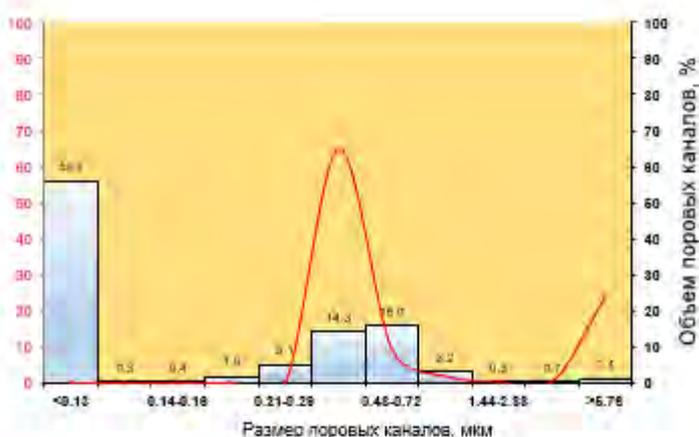
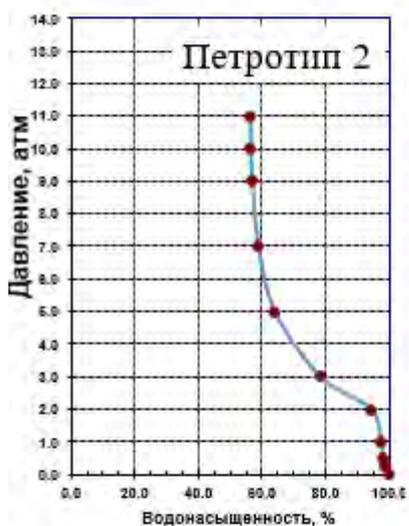
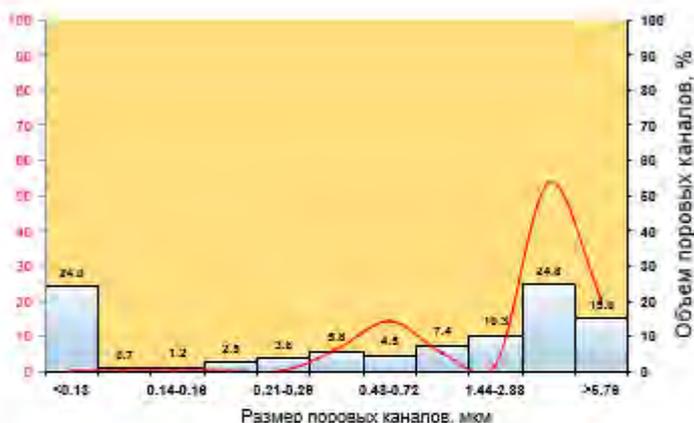
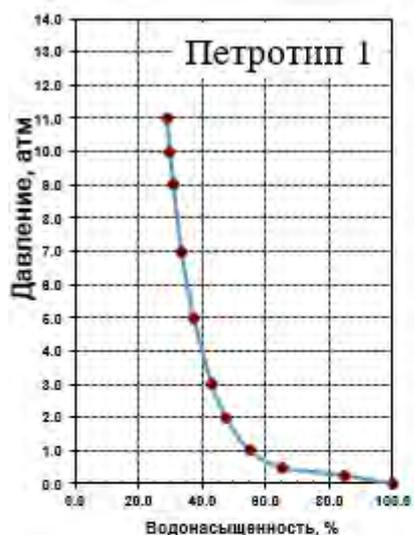


Рисунок 63. Типичные кривые капиллярного давления (ККД) и распределение пор по размерам для каждого петрофизического типа

Связь проницаемости ( $K_{пр}$ ) от остаточной водонасыщенности имеет единый тренд связи для петротипов в пределах циклитов, что в целом можно объяснить тем, что изменение проницаемости зависит от изменения удельной поверхности фильтрации, когда

в поровом пространстве находятся только углеводороды и связанная вода (Исакова, 2022). Однако видна приуроченность наибольшей выборки пород первого петротипа к более высоким диапазонам проницаемости (10 до 1000 мД) и низким значениям Ков (менее 60%), соотношения Ков - Кпр для второго типа: Ков 60-90%, Кпр 0.1 - 1 Мд. Третий тип характеризуется проницаемостью менее 0.2Мд и остаточной водонасыщенностью более 80% (Рисунок 64).

Дифференциация петротипов просматривается также на сопоставлении остаточной водонасыщенности с пористостью (Рисунок 65). Прослеживается два индивидуальных тренда регрессии, что логично коррелируется с распределением пор по размерам. Для коэффициента остаточной водонасыщенности определяющим фактором являются размеры поровых каналов (Rпор) и, если они имеют широкий диапазон изменения, то при одной и той же пористости величины Ков будут различными, что увеличивает дисперсию точек при сопоставлении Ков с Кп. Для пористости размер поровых каналов не играет роли, важным является количество пор.

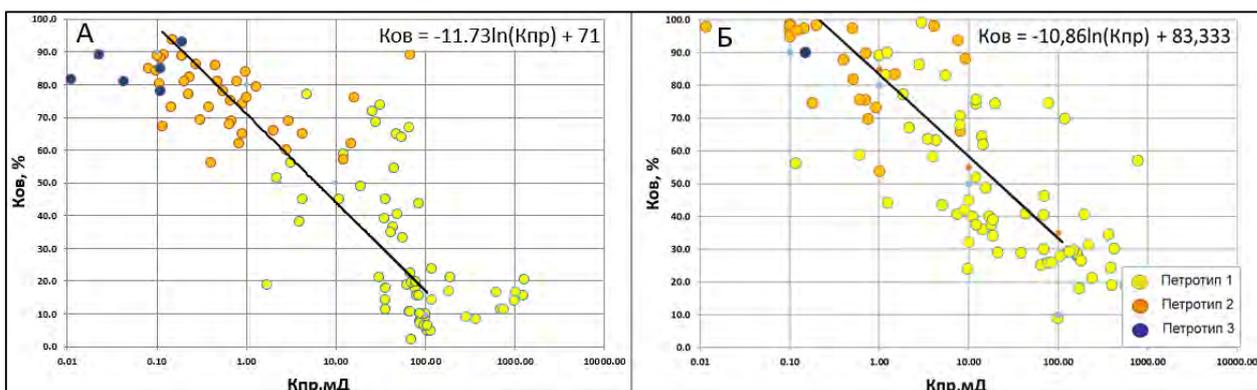


Рисунок 64. Сопоставление Ков-Кпр- J1(A) и Ков-Кпр- J2(Б) дифференцированные на петротипы

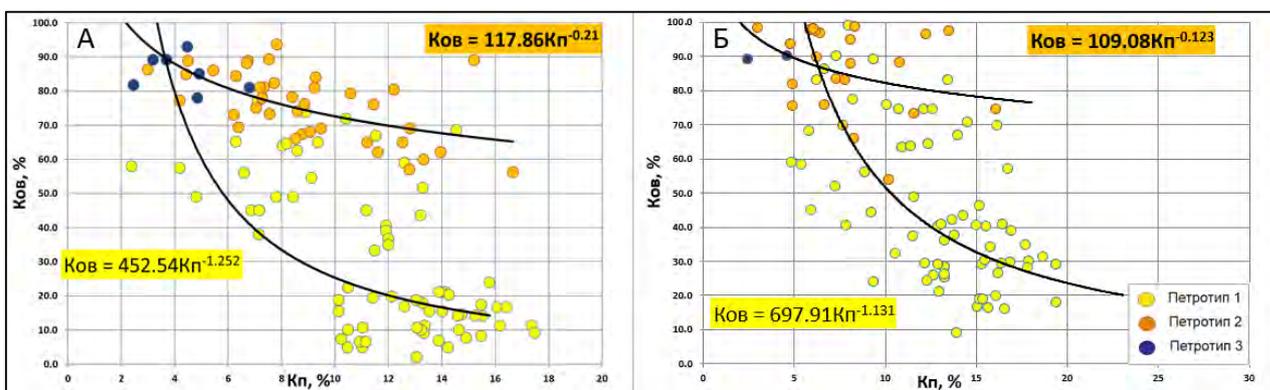


Рисунок 65. Сопоставление Ков-Кп J1(A) и Ков-Кп J2(Б) дифференцированные на петротипы

Дифференциация свойств пород прослеживается так же на зависимости параметра насыщения от водонасыщенности ( $R_n=f(K_v)$ ), видно, что для пород первого типа параметр насыщения составляет 2, тогда как для пород второго типа 2.4 (Рисунок 66). Породы

третьего типа лежат в одном облаке точек, что затрудняет проведение уравнения связи. Низкие значения насыщенности, однозначно характеризуют данный петротип как неколлектор. При построении зависимости параметра пористости от пористости ( $R_p=f(K_p)$ ) наблюдается единая связь регрессии для всех петротипов пород. Параметр  $m$  составил 2.026.

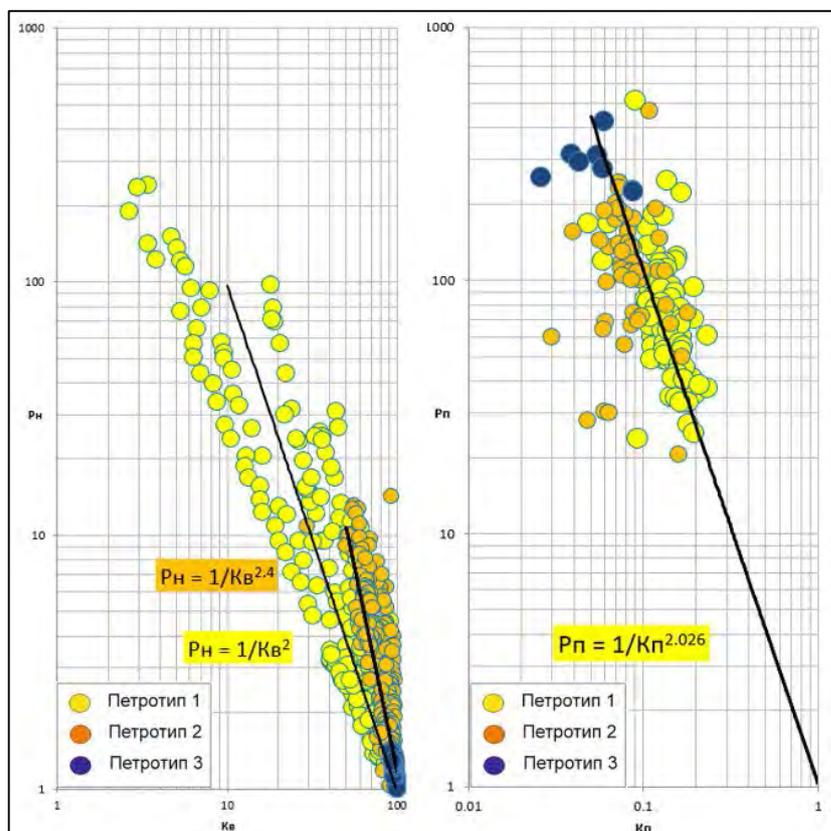


Рисунок 66. Зависимость  $R_n$ - $K_v$  (а) и  $R_n$ - $K_p$  (б) дифференцированные на петротипы

Для дальнейшего прогноза нефтенасыщенных интервалов необходимо иметь реперные (граничные) значения водо и нефтенасыщенности, ниже которых в интервалы коллекторов могут появляться связанные пути для фильтрации углеводородов. Были проведены лабораторные эксперименты по оценке относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на двух собранных моделях. ОФП является одним из ключевых параметров для оценки коллекторских свойств пород, благодаря которой можно оценить способность пород фильтровать флюид в условиях насыщенности другим флюидом и определить коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Результаты кривых ОФП для различных типов пород позволяют оценить условия, при которых возможна фильтрация углеводородов и соответственно определить граничную (критическую) водонасыщенность. Эксперименты по фильтрации проводились в соответствии с ОСТ-39-235-89. Первая модель составлена из 7 образцов первого петротипа, представленная преимущественно песчаниками. Средневзвешенные значения коэффициента пористости составляют 17.3%, коэффициент проницаемости -59 мД. Вторая модель составлялась из 5 образцов второго петротипа,

преимущественно алевролитовыми породами со средними значениями 9.8% по пористости и 1.02 мД по проницаемости. Образцы выбирались из близких интервалов нижне-среднеюрских пород. Пластовые условия по температуре составляют 122<sup>0</sup>С, при пластовом давлении 35 МПа. Породы третьего типа не участвовали в эксперименте, так как по своим фильтрационно-емкостным характеристикам являются неколлекторами.

Для первого типа пород (Рисунок 67 - а) прослеживается резкий рост проницаемости по нефти при водонасыщенности ( $S_w$ ) менее 0.5, что может указывать на формирование эффективных каналов для фильтрации нефти. Для петротипа 2 фильтрационные свойства по нефти начинают появляться при водонасыщенности менее 0.59 (Рисунок 67 - б). Таким образом, в результате фильтрационных экспериментов в системе нефть - вода так же прослеживается дифференциация различных петротипов по поведению кривых ОФП. Так для первого типа характерно граничное значение водонасыщенности менее которого начинается фильтрация нефти составляет 0.5, а для второго типа - 0.6. Различные формы кривых и значения относительных фазовых проницаемостей для первого и второго типа объясняется различием размеров пор для двух типов, которые существенно влияют на пути фильтрации флюидов и распределении фазового состава. Для пород первого типа более крупные поры обеспечивают более легкую фильтрации нефти, тогда как в породах второго типа более мелкие поры создают барьеры. Важнейшим показателем, влияющим на значения фазовых проницаемостей, являются капиллярные силы, которые в породах второго типа за счёт более меньших размеров пор удерживают воду сильнее, следствием этого является увеличение критической нефтенасыщенности и снижением ОФП по нефти. Остаточные значения нефтенасыщенности для пород первого типа составили 0.32, для второго типа - 0.313.

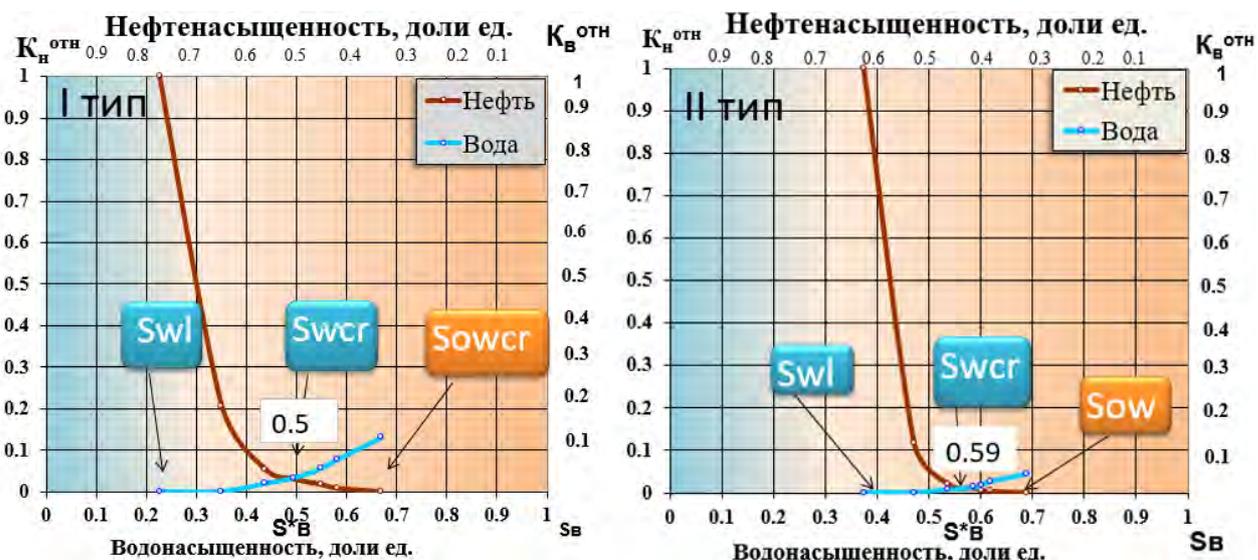


Рисунок 67. Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нижне-среднеюрских пород.

Из анализа лито - петрофизического исследования кернового материала видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы, приуроченные к петротипу 1, накапливавшиеся преимущественно в русловых и прибрежно-морских обстановках с высокой гидродинамической активностью среды. Для площадного прогноза необходимо выделить петротипы пород по косвенным признакам в скважинах без отбора керна. Выделения петротипов осложняется ограниченным комплексом ГИС. В большинстве скважин присутствуют только методы собственной поляризации (ПС) и кажущегося сопротивления (КС), в ряде скважин присутствуют кривые гамма (ГК) и нейтронного (НК) каротажей, поэтому целесообразно использовать комплексирование методов, которые чаще встречаются в скважинах района исследования. Конечно, стоит понимать, что комплексирование различных пар методов будут иметь различную эффективность прогноза, в скважинах с расширенным комплексом достоверность будет выше. В данной работе выделение проводилось по сопоставлению нормированной кривой ПС (Апс) с нормированной кривой ГК (Дгк) (Рисунок 68).

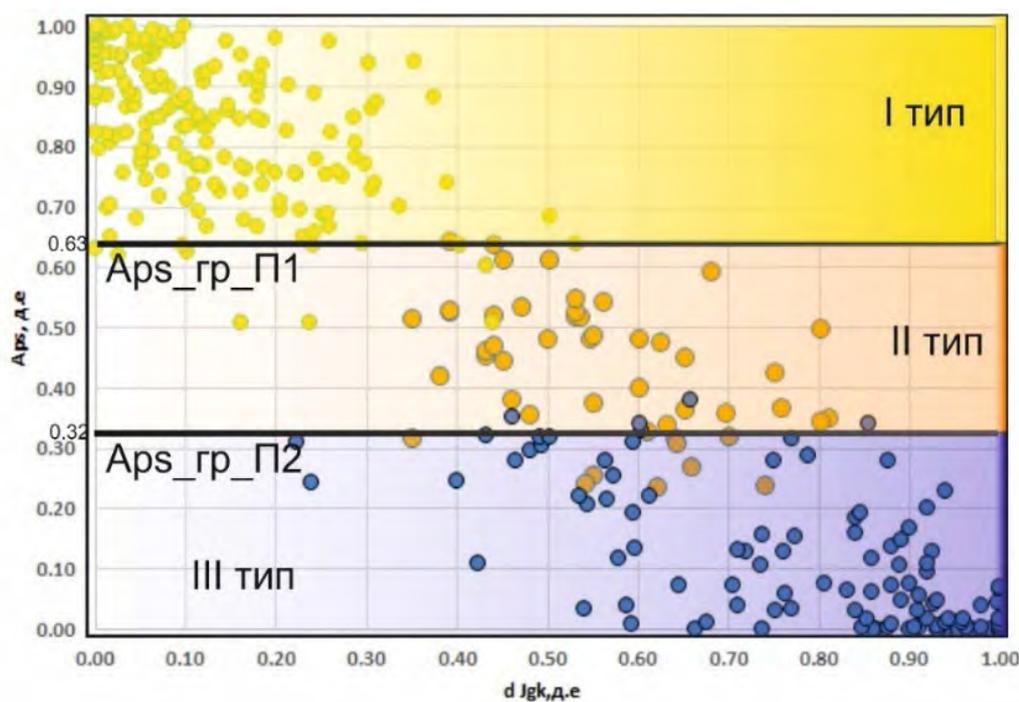


Рисунок 68. Выделение петротипов по ГИС (Апс - Дгк)

В результате комплексирования методов ГИС и данных исследований керна установлены граничные значения для выделения петрофизических типов по данным ГИС. Данные корреляции позволили обосновать количественные критерии для сегментации разреза на петрофизические типы с целью дальнейшего их прогноза по разрезу циклитов. Для выделения первого петротипа по Альфа ПС граничное значение составило 0.63, для второго петротипа граничное значение составило 0.32. Таким образом интервалы с значением Апс больше 0.63 приурочены к первому петротипу, интервалы в диапазоне

0.32 < Аps < 0.63 к второму и интервалы с показателями менее 0.32 к третьему петротипу. В дальнейшем опираясь на граничные значения по 20 скважинам была проведена петротипизация разрезов внутри каждого циклита. Анализ различных фильтрационно-емкостных характеристик керна ниже-среднеюрских циклитов позволил наметить оценочные критерии для прогноза лито-петрофизических характеристик с учетом приуроченности пород к петрофизическим типам (Таблица 1).

Таблица 1. Критерии петротипизации ниже-среднеюрских пород по результатам исследования керна и ГИС

Критерии	Петротип 1	Петротип 2	Петротип 3
Литотипы	Песчаные, алевролитово-песчаные, гравелитовые породы преимущественно руслового и дельтового генезиса	Алевролитовые породы преимущественно пойменного генезиса	Алевролитово-глинистые породы, аргиллиты преимущественно пойменного и морского генезиса
Структура	Преимущественно средне-мелкозернистая	Преимущественно мелко-микрозернистая	Преимущественно пелитоморфная
Кпр= f (Кп)	(J1) Кпр=0.001Кп <sup>5.2</sup> (J2) Кпр=0.312.2lnКп <sup>4.1</sup>	(J1) Кпр=0.005Кп <sup>5.4</sup> (J2) Кпр=7.1lnКп <sup>4.31</sup>	-
Ков= f (Кпр)	(J1) Ков= - 11.73lnКпр+71 (J1) Ков= - 10.86lnКпр+83		-
Ков= f(Кп)	(J1) Ков= 452.54Кп <sup>-1.252</sup> (J2) Ков= 697.91Кп <sup>-1.13</sup>	(J1) Ков= 117.86Кп <sup>0.21</sup> (J2) Ков=109.08Кп <sup>-0.12</sup>	-
Рн-Кв	Рн = 1/Кв <sup>2</sup>	Рн = 1/Кв <sup>2.4</sup>	
Рп-Кп	Рп = 1/Кп <sup>2.026</sup>		-
Диапазон изменения ФЕС	Кпр = 10-1000мД Кп = более 8%	Кпр = 0.2-10мД Кп = 5-15%	Кпр = менее 0.2мД Кп = менее 5%
Диапазон изменения Кво, д.е	0.05-0.7	0.55-0.95	Более 0.8
Диапазон пор по размерам, мкм	5-10	0.2 – 1	менее 0.2
Гран.знач. Альфа СП	Асп>0.63	0.32<Аps<0.63	0.32> Асп
Гран.знач. Дгк	Дгк<0.4	0.4< Дгк <0.8	Дгк >0.6
Гран.знач. Кв	0.5	0.6	-
Кп_гр,%	11	8.2	-

По результатам типизации было выявлено соотношение каждого петротипа внутри трансгрессивных и регрессивных частей циклитов (Рисунок 69). Трансгрессивная часть геттанг-плинсбахского циклита на 70% в среднем сложена преимущественно глинистыми породами 3 типа, а регрессивная более чем на 50 % песчаными породами первого петротипа. Трансгрессивная часть тоарско-ааленского циклита на 90% сложена неколлекторскими породами третьего типа, регрессивная часть более чем на 60 процентов сложена

преимущественно алевролитовыми породами второго петротипа. В среднеюрском, байосском циклите маломощная трансгрессивная часть на 95% представлена третьим типом, а регрессивная на 62% наилучшими коллекторскими породами первого типа. Трансгрессивная часть верхнебайос-келловейского циклита сложена на 95% глинистыми породами третьего типа, а регрессивная на 75% представлена алевролитовыми породами второго типа.

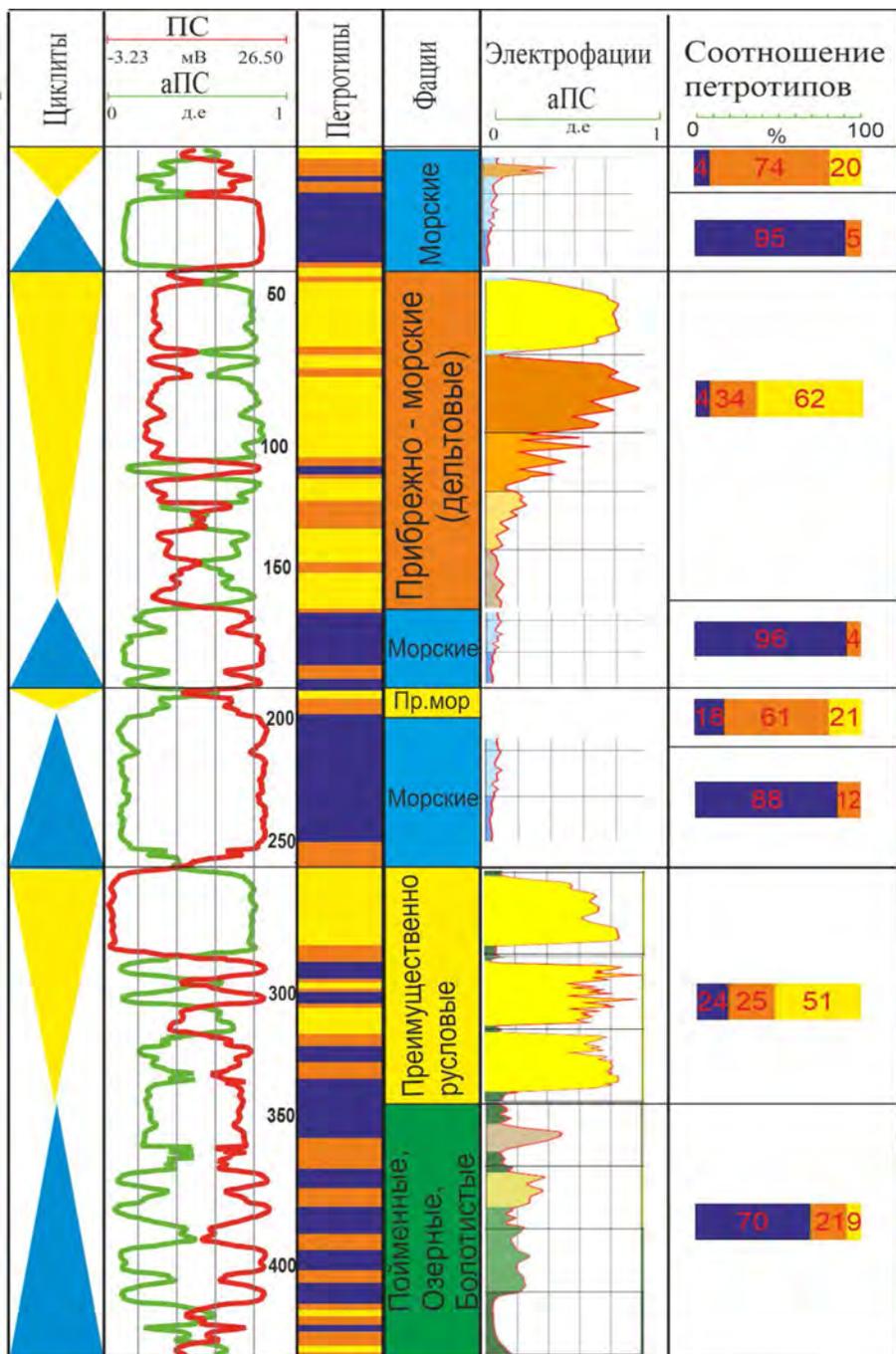


Рисунок 69. Модель сегментации петротипов по ГИС по ниже-среднеюрскому разрезу пород.

Наилучшими коллекторскими свойствами по анализу петрофизических свойств и структуре емкостного пространства обладают породы, приуроченные к первому петротипу

(преимущественно песчанистых пород) интервалы которого в разрезе являются приоритетными для прогноза выделения наиболее перспективных коллекторов. Для определения мощностей и закономерностей распространения по площади пород, приуроченных к первому типу, были построены кросс-плотные сопоставления общих толщин циклитов и толщин песчаной части (петротип 1), обладающей наилучшими коллекторскими свойствами (Рисунок 70).

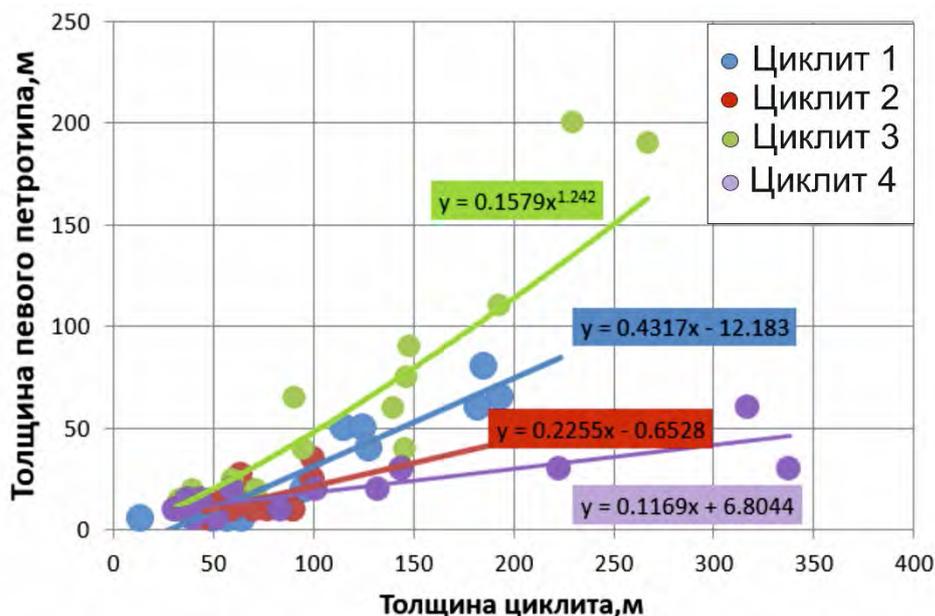


Рисунок 70. Сопоставление общих толщин циклитов к толщинам I петротипа

Выявленные уравнения связи имеют высокую степень корреляции, позволяющую использовать их для количественного определения толщин наилучшего первого типа по площади, внутри каждого циклита (Таблица 2).

Таблица 2 Степень корреляции соотношения общей мощности циклитов к мощности петротипа I

Циклит 1	Циклит 2	Циклит 3	Циклит 4
0.9	0.8	0.85	0.78

В геттанг - синемюр - плинсбахском циклите выделяется четыре основных депоцентра формирования первого петротипа, мощность которых по разрезу превышает 60 метров (Рисунок 71). Условно они названы как «северный», «центральный», «южный» и «восточный». Конфигурация развития петротипа схожа с развитием в нижнеюрское время палеоречных долин, через которые привносился песчаный, разномерный материал и разгружался в центральной части палеобассейна. В разрезе скважины Величаевская- 35 он представлен различными по толщине прослоями, суммарно достигающих 60 метров. В тоарско-ааленском циклите суммарные мощности петротипа 1 не превышают 30 метров, при этом наиболее мощный единый пласт составляет всего 4 метра (Рисунок 72). Максимальное развитие первого типа пород отмечается в байосском циклите, мощности увеличиваются в северо-восточном направлении, пропорционально разрезу циклита.

Максимальные значения достигают 180 метров на северном борту зоны Восточно-Маньчских прогибов (Рисунок 73). В верхнебайосско-бат-келловейском циклите суммарные интервалы коллекторов не превышают 30 метров, а максимальный интервал отдельного песчаного пласта составляет около 5 метров (Рисунок 74).

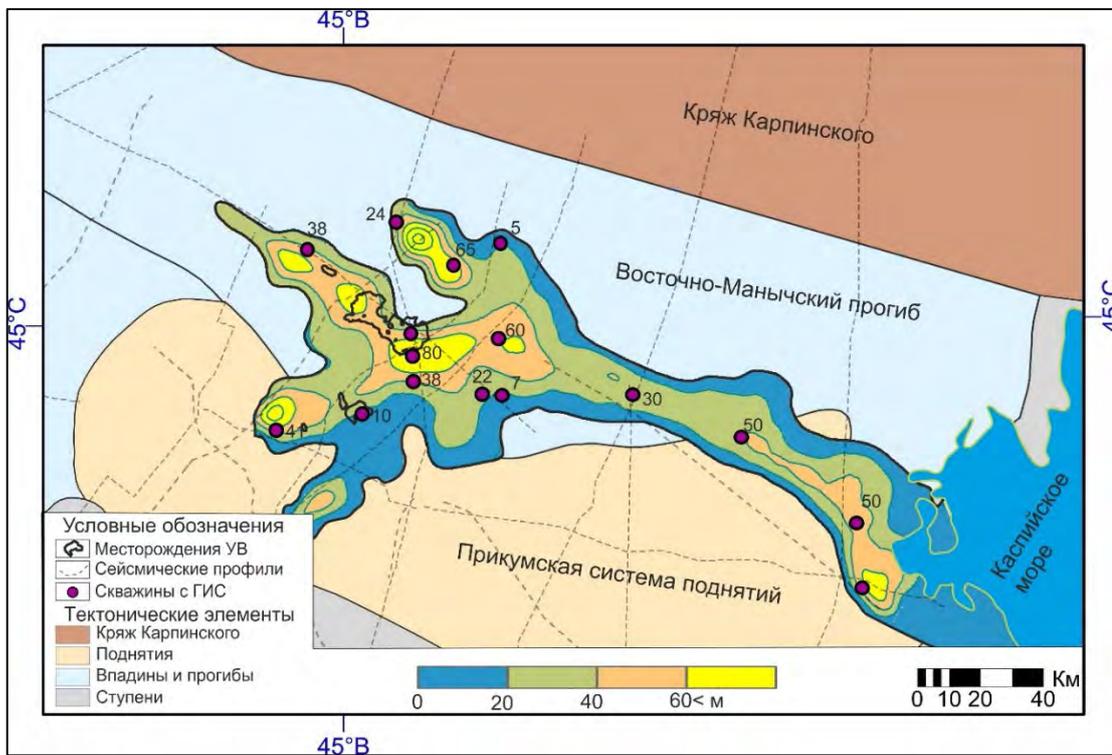


Рисунок 71. Прогнозная схема мощностей развития петротипа 1 (I цикл)

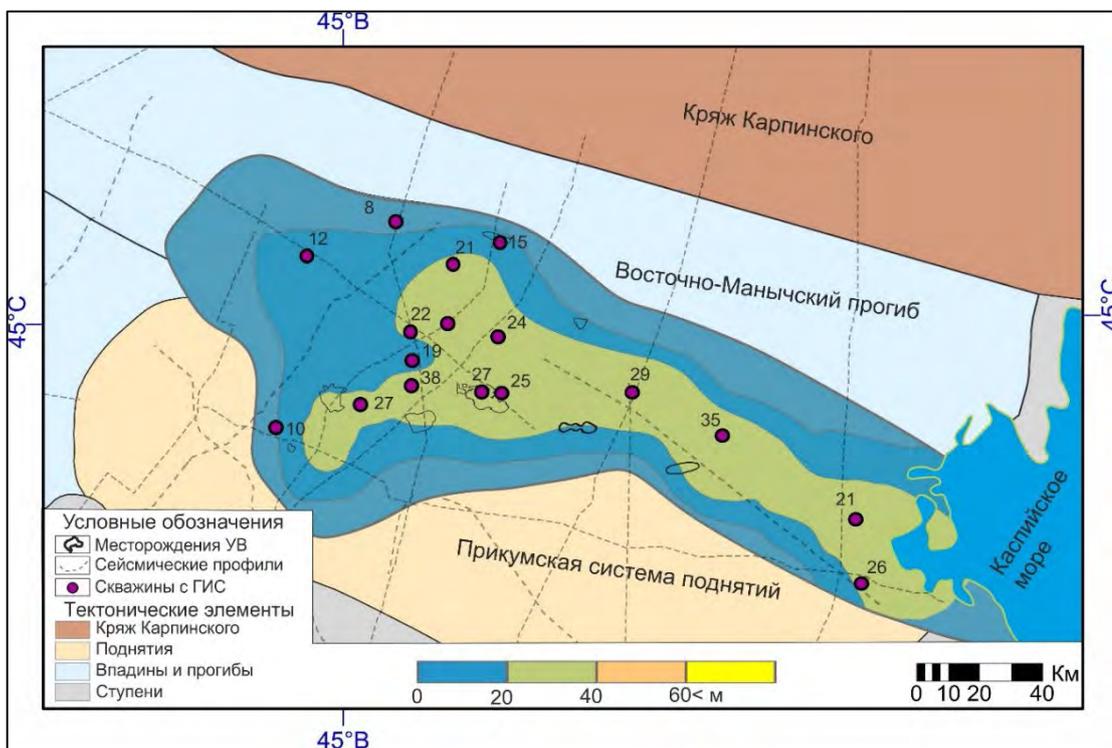


Рисунок 72. Прогнозная схема мощностей развития петротипа 1 (II цикл)

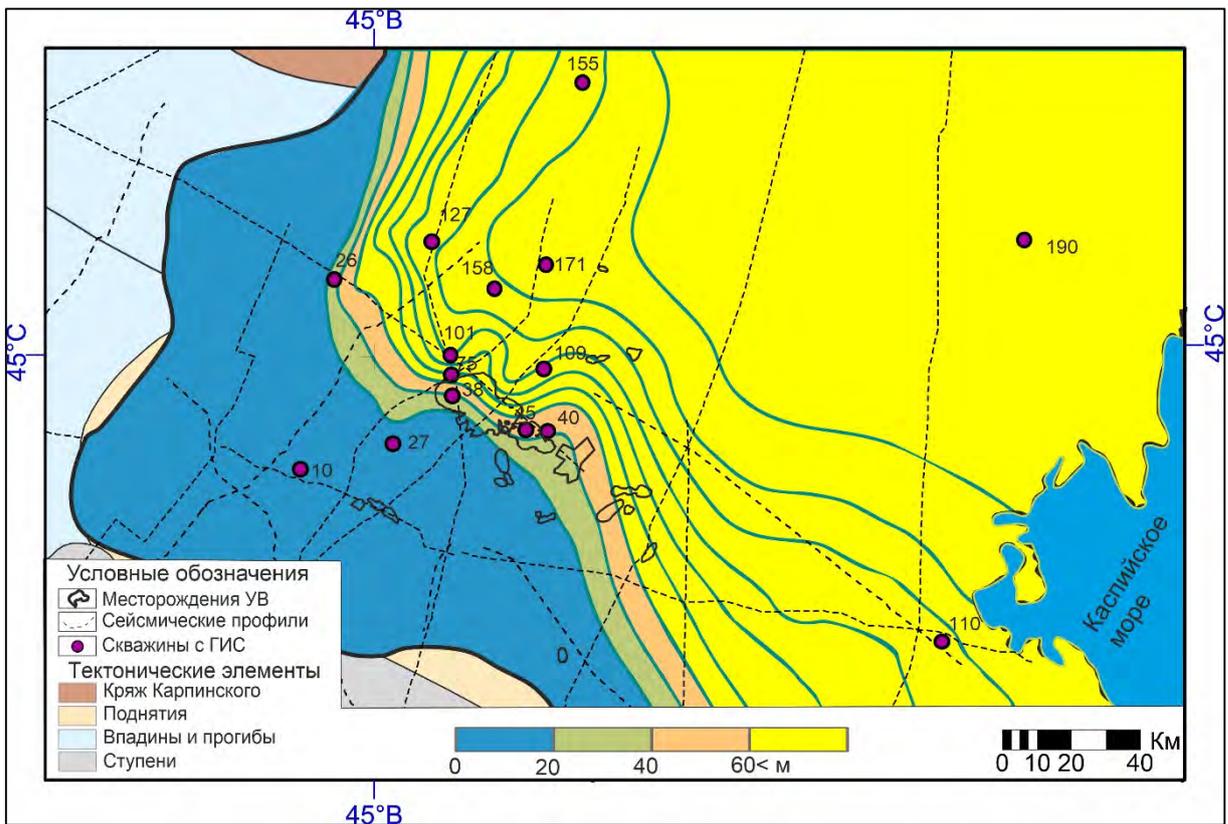


Рисунок 73. Прогнозная схема мощностей развития петротипа 1 (III цикл)

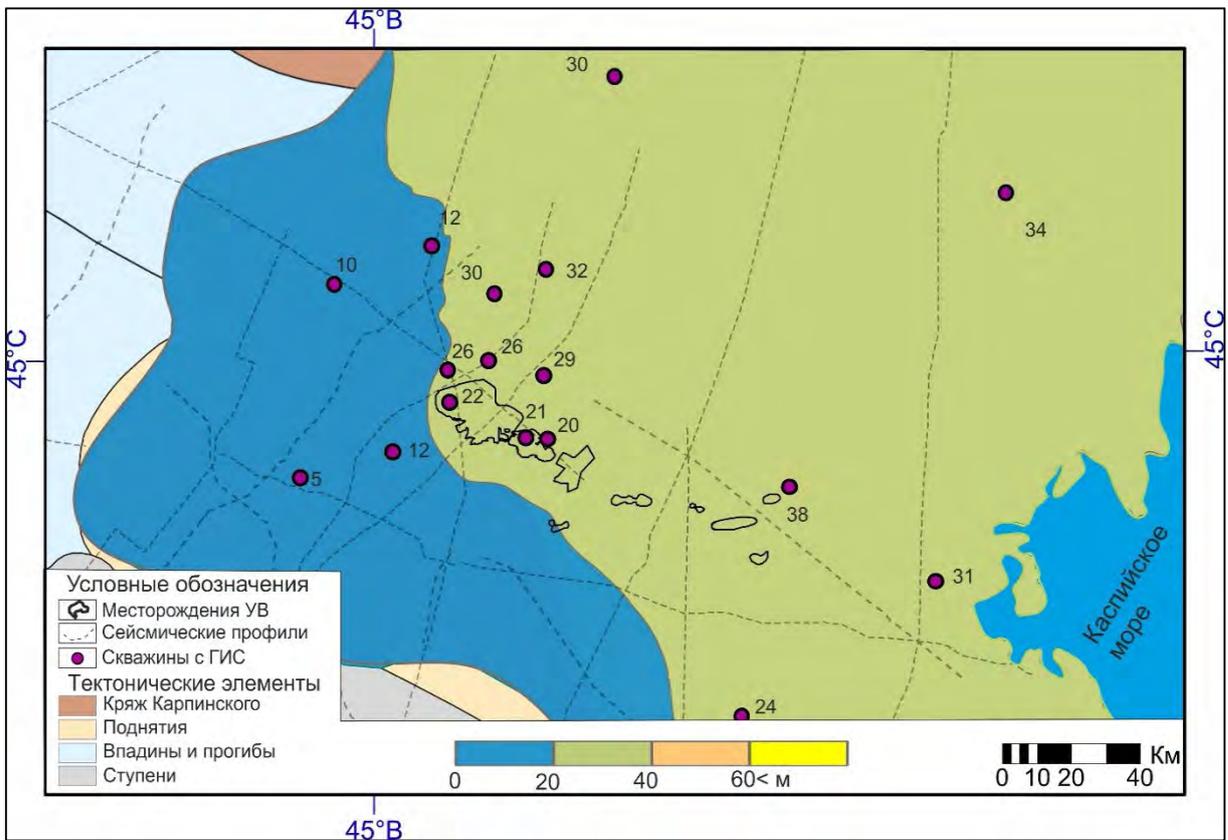


Рисунок 74. Прогнозная схема мощностей развития петротипа 1 (IV цикл)

## Глава 6. Перспективы нефтегазоносности

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

**Нефтегазоматеринские толщи.** Нефтегазоматеринские толщи в нижележащих палеозойских и триасовых отложениях находятся в большей части своей в зоне газообразования. Породы палеозоя на территории исследования достаточно обеднены органическим веществом, концентрация органического углерода (ТОС, %) меняется в среднем от 0,01 до 0,5%. Наибольшие ТОС приурочены к Озек-Суатской площади, где максимальные значения достигают 2,2%. (Ярошенко, 2011). Триасовые отложения, сформированные в относительно глубоководных обстановках морского бассейна, характеризуются низкими генерационными свойствами, среднее содержание органического вещества в них составляет 0,54%, редко достигая 2%. Показатель зрелости соответствует началу градации катагенеза МК4 и, возможно, концу зоны нефтеобразования (Ярошенко, 2011). Средние концентрации Сорг в отложениях нижней юры изменяются от 0,5 до 5-6%, достигая в некоторых углистых прослоях 17%. Наибольшие концентрации органического вещества приурочены к отложениям тоарского возраста, что подтверждено изучением кернового материала на Плавненской площади центральной части зоны Восточно-Маньчжских прогибов. В целом, в составе органического вещества пород нижней юры встречается II-III тип. Зрелость ОВ изменяется от градаций МК3 до МК4-МК5 (Ярошенко, 2011). Таким образом можно сделать вывод, что на территории исследования есть предпосылки для заполнения юрских пород коллекторов.

**Резервуары нефти и газа.** В условиях трансгрессивно-регрессивного характера осадконакопления ниже-среднеюрских отложений коллекторские интервалы приурочены к регрессивным частям циклитов. Было выявлено, что наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками обладают преимущественно песчаные, алевролитово-песчаные разности с поровым типом коллектора и изменением коэффициента пористости от 10 до 25%, при диапазоне проницаемости от 10 до 1000 мД. Породы-коллекторы формировались в условиях высокой гидродинамической активности среды. В среднеюрских отложениях данные интервалы приурочены к континентальным, преимущественно русловым обстановкам осадконакопления плинсбахского возраста. Мощность коллекторов, суммарно по разрезу достигает 80 метров в зонах наиболее повышенных мощностей среднеюрских пород. В среднеюрских отложениях коллекторы приурочены к первому

петротипу и наиболее развиты в нижнебайоских породах, мощность постепенно увеличивается суммарно до 180 метров в северо-восточном направлении, в сторону Кряжа Карпинского. Коллекторы формировались в прибрежно-морских обстановках с дельтовым и приливно-отливным характером осадконакопления. В целом, коллекторы приурочены к III и IV классу по классификации коллекторов по А.А. Ханину (1965).

Необходимо отметить, что достаточно мощные суммарные значения коллекторов не гарантирует тождественное наличие углеводородов в резервуарах, даже при наличии надежных ловушек. Фильтрационно-емкостные характеристики могут быть высокими, но в случае отсутствия надежных экранов, миграционных путей или достаточных источников генерации углеводородов поровое пространство может быть полностью занято водой. Проведенный анализ лито-петрофизических свойств нижнесреднеюрских пород позволил оценить возможные нефтенасыщенные интервалы с учётом петротипизации пород. Из результатов литолого-петрофизического изучения видно, что каждый петротип обладает индивидуальными петрофизическими связями, что может позволить более точно определить характер насыщенности и коллекторские свойства по разрезу. С учётом преобладания ретроспективных скважин с проведенным, исключительно, стандартным комплексом ГИС, коэффициент пористости по разрезу рассчитывался по сопоставлению альфа ПС и коэффициента пористости по керну (Рисунок 75).

Дифференциации связей на выделенные петротипы не прослеживается, связь для всего массива одина. Корреляционная связь выражена уравнением:  $Kn = 11.65 * A_{пс} + 4.23$ .

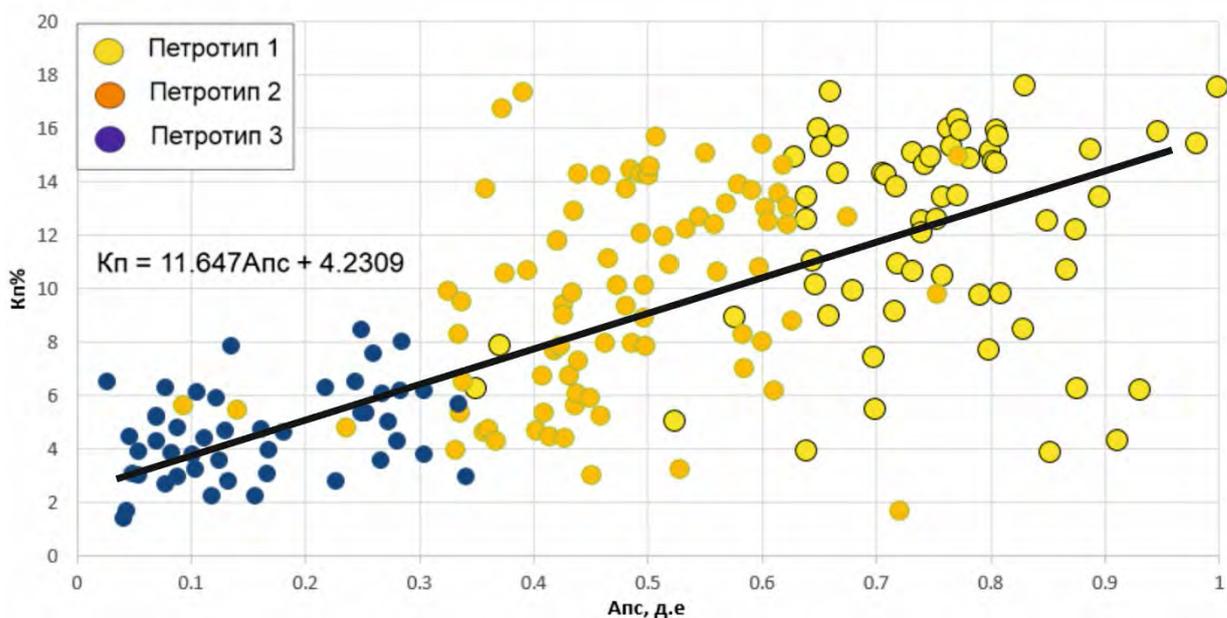


Рисунок 75. Сопоставление  $A_{пс}$  и  $Kn$  керн для нижне-среднеюрских пород

Для выделения эффективных для движения углеводородных флюидов интервалов развития коллекторов по ГИС были определены граничные значения пористости, выше

которых возможен приток. Граничные значения определялись путем сопоставления открытой и динамической пористости по керну. Динамическая пористость - это характеристика горной породы, которая включает объём пор, занятых подвижным флюидом в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью. (Пороскун 2003). Динамическая пористость рассчитывается по формуле:  $K_{пдин} = K_{потк} * (1 - K_{ов} - K_{он})$ , где  $K_{потк}$  - открытая пористость по керну;  $K_{ов}$  - остаточная водонасыщенность;  $K_{он}$  - остаточная нефтенасыщенность.

Для первого и второго петротипа были построены сопоставления открытой и динамической пористости (Рисунок 76). Для пород первого типа граничное значение пористости 10.6%. Для второго петротипа стоит отметить, что большинство образцов представлены не коллекторами, где все пустотное пространство представлено связанной водой и нефтью, однако порядка 25% выборки обладают эффективными порами. Фильтрация в данных породах начинается от 8.2% пористости. Это может говорить, что породы второго петротипа также могут быть потенциально коллекторами. Конечно, 25% выборки (11 образцов) недостаточно для перевода пород второго типа (алевролиты) в интервалы промышленных коллекторов, однако признаки их наличия в данной работе были прослежены. При разведке и поиске на локальных объектах стоит учитывать петротипизацию разреза, что может позволить увеличить коллекторский потенциал. На региональном уровне в рамках проведенного исследования применялось пороговое значение пористости 10.6%.

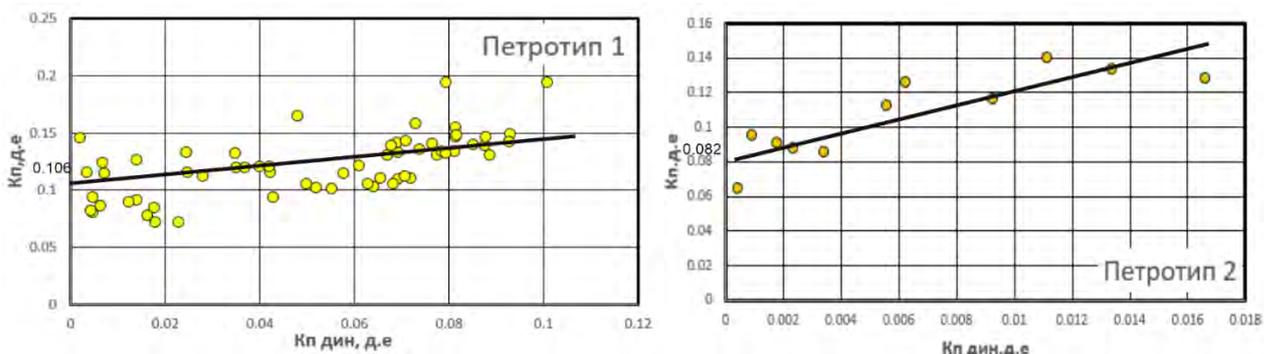


Рисунок 76. Сопоставление открытой и динамической пористости по керну.

Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по электрической модели Арчи-Дахнова с учётом различного для каждого петротипа коэффициента насыщенности ( $n$ ). Для пород первого типа  $n=2$ , для второго типа  $n=2.4$ , третий тип не коллектор. Параметр  $m$  для обоих петротипов составил 2.016. Интервалы с возможной продуктивностью определялись с помощью индивидуальных граничных (критических) значений водонасыщенности определенные лабораторным путем. Для первого типа  $K_{вгр} = 0.5$  д.е ( $K_{н} = 0.5$ ), для второго типа  $-0.6$  ( $K_{н} = 0.4$ ).

Интерпретация данных ГИС с учетом петротипизации позволили наметить прогнозные интервалы насыщенные нефтяными УВ (Рисунок 77 - Рисунок 79). В скважине Зимняя Ставка 400 в нижнеюрских породах прогнозируется 11.8 метров прогнозных нефтенасыщенных толщин. В подсчётных планах в нижнеюрских породах было выделено порядка 9.2 метров. Стоит отметить, что в интервале 3420-3428 были получены притоки нефти порядка 46 тонн в сутки. В среднеюрских породах суммарно по разрезу выделяется порядка 24 метров нефтенасыщенных толщин. По утвержденным планам было определено 18.2 метра. В интервале 3264-3280 получен приток нефти 1.5 тонн в сутки. В целом по скважине прирост прогнозных нефтенасыщенных толщин с использованием петротипизации составил порядка 20%. Северо- западнее в скважине Величаевская 35 в нижнеюрских породах суммарно выделяется 18.9 метров нефтенасыщенных толщин, по принятым подсчётным планам 15.2 метра. В интервале 3412-3416 получен приток нефти в объёме 3м<sup>3</sup> за 80 минут. Видно, что прогнозируется изменение толщин на 20%. В среднеюрском разрезе прогнозируется 32.4 метра нефтенасыщенных толщин. Таким образом видно, что с учётом петротипизации разреза прослеживаются нефтенасыщенные интервалы в зонах повышенных мощностей выделенных коллекторов. Также в скважинах открытых месторождений в ниже-среднеюрских породах выявлена тенденция увеличения нефтенасыщенных толщин при использовании индивидуальных параметров в зависимости от петротипа. В скважине Арбалинская 13, которая находится в одном из депоцентров. В нижнеюрских породах прогнозируется порядка 25 метров возможных нефтенасыщенных толщин. В среднеюрских породах прогнозируется суммарно более 60 метров нефтенасыщенных толщин.

Таким образом, видно, что прогнозные нефтенасыщенные интервалы составляют в среднем порядка 20-30% от суммарных толщин коллекторов, приуроченных к петротипу 1. Так же видна тенденция увеличения толщин с использованием подходов петротипизации.

*Ловушки нефти и газа.* В ниже-среднеюрских отложениях зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий к настоящему моменту уже открыто значительное количество месторождений нефти, газа, газоконденсата. Значительное их количество приурочено к пластово-сводовому типу. Отсутствие новых открытий на протяжении более чем 30 лет связано во много с исчерпанием фонда антиклинальных структур. Перспективным направлением для поиска все еще остаются ловушки неантиклинального, преимущественно литологического типа. В нижнеюрских отложениях выявлены зоны развития пород коллекторов песчаников руслового генезиса, это подтверждается наличием выклинивающихся линзоподобных тел залегающих в наиболее

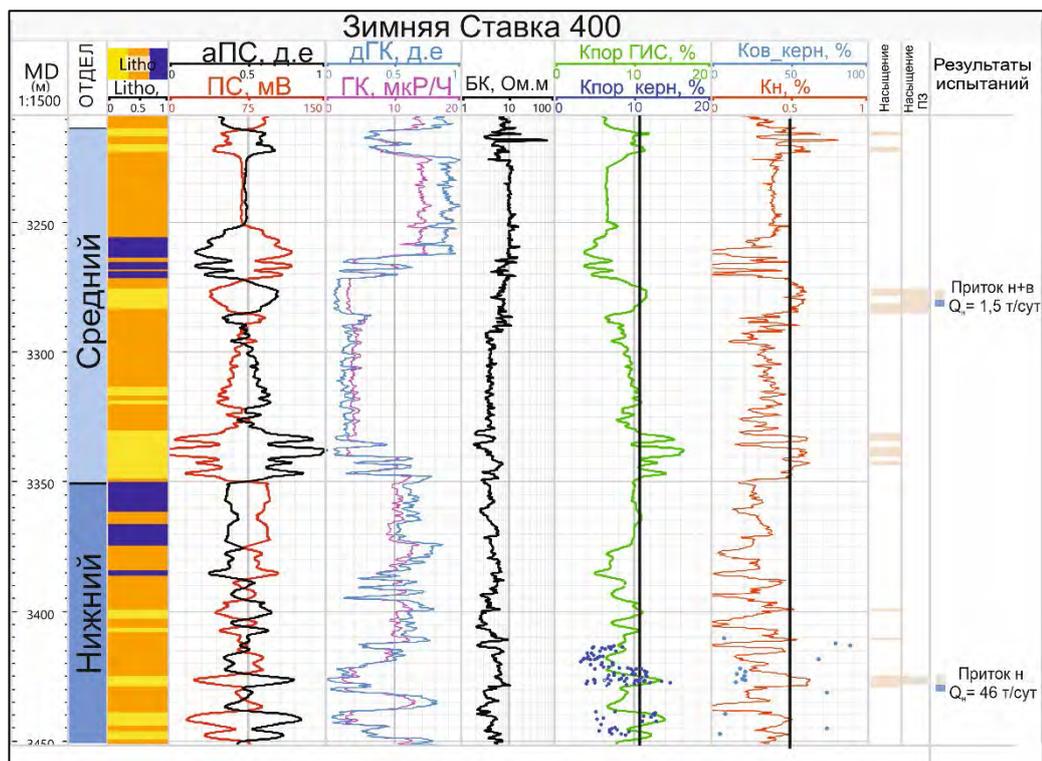


Рисунок 77. Анализ интерпретации данных ГИС ниже-среднеюрских пород по скв  
Зимняя Ставка 400

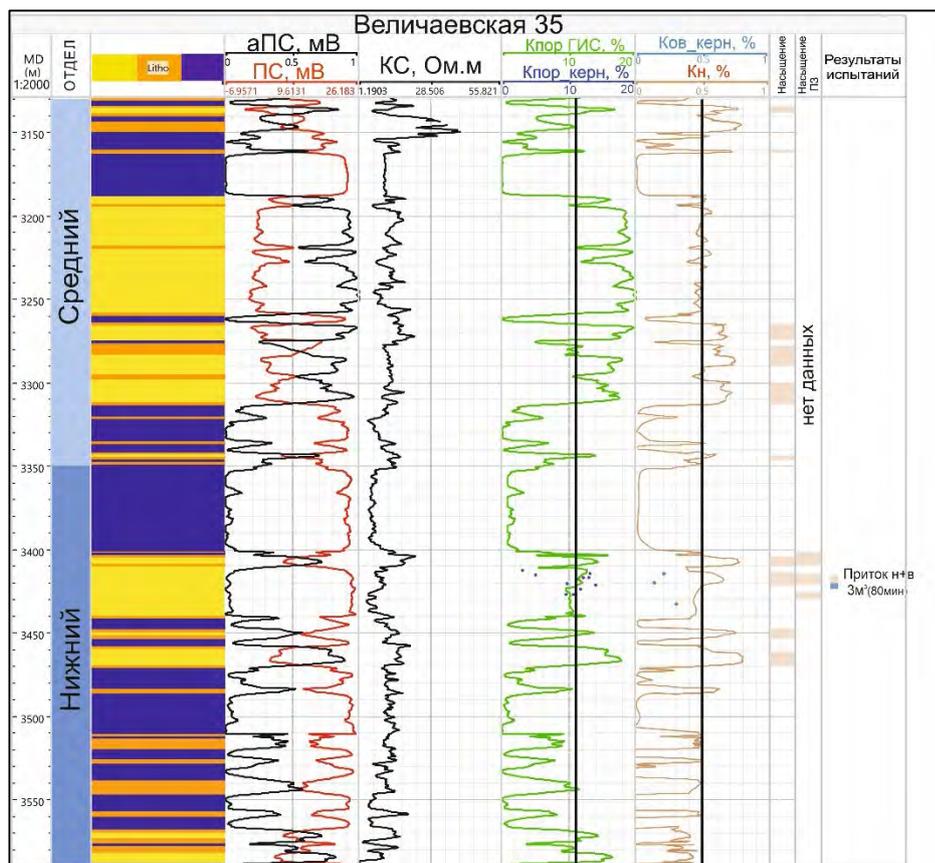


Рисунок 78. Анализ интерпретации данных ГИС ниже-среднеюрских пород по скв  
Величаевская 35

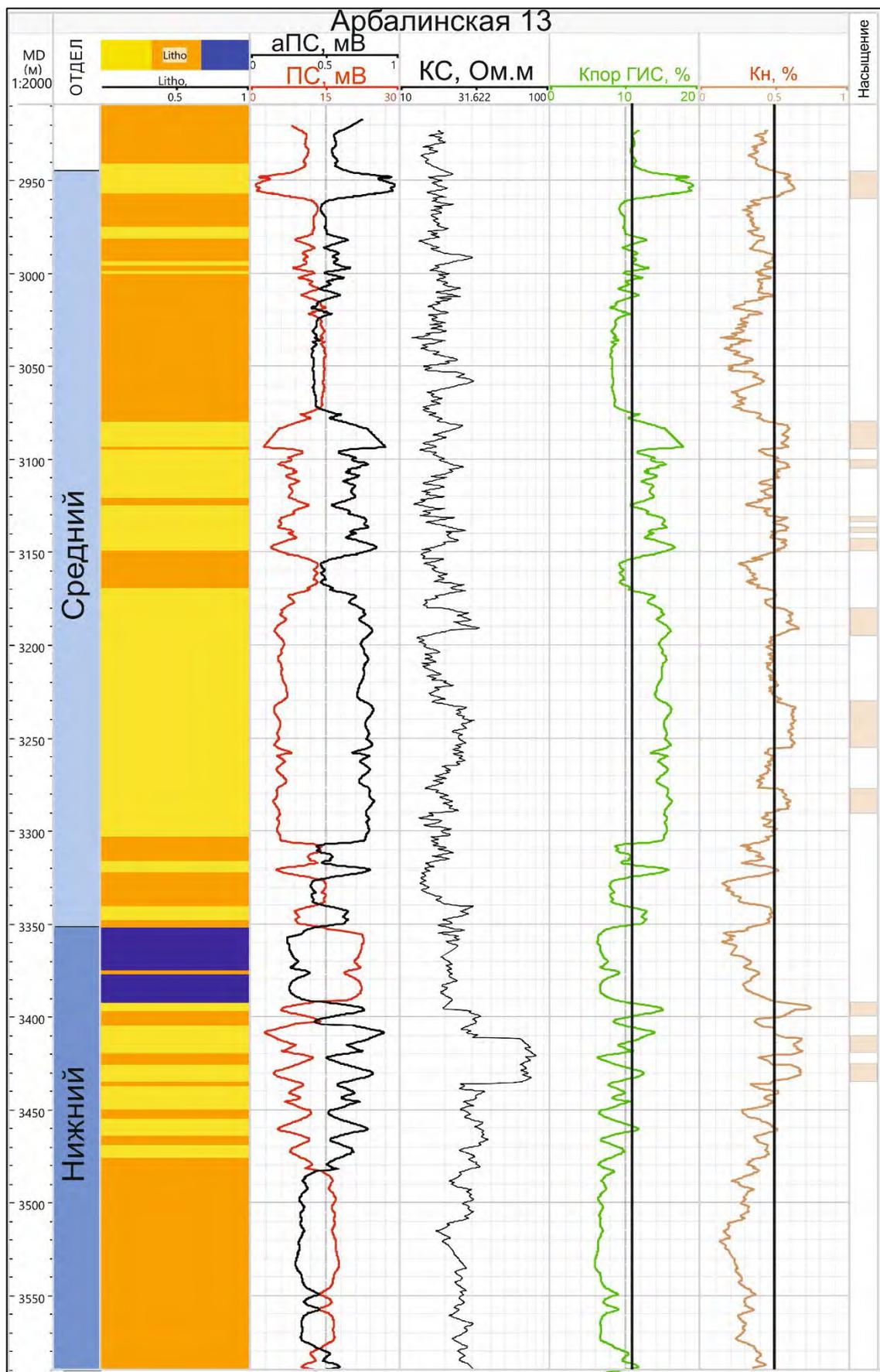


Рисунок 79. Анализ интерпретации данных ГИС ниже-среднеюрских пород по скв  
Арбалинская 13

депресссионных (врезных) участках развития нижнеюрских пород. При сопоставлении зон развития русловых фаций с открытыми месторождениями отмечается факт наличия открытых крупных месторождений, таких как Величаевско-Колодезное, Зимняя Ставка, Безводненское в одном из палеорусел, однако гипсометрически ловушки являются антиклинальными структурами и основным поисковым критерием в 50х годах прошлого столетия являлся структурный план. Определение контуров распространения ловушек неантиклинального, литологического типа стало возможным благодаря комплексной интерпретации сейсмических, скважинных и керновых материалов, которая была последовательно показана в предыдущих главах настоящей работы. В среднеюрских отложениях прогнозируемыми ловушками являются преимущественно лито - стратиграфические, и малоамплитудные структурные ловушки вдоль северного склона Прикумской системы поднятий.

**Флюидоупоры.** Выделенная в районе исследования цикличность позволила проследить региональные флюидоупоры приуроченные к трансгрессивным частям циклов. В нижнеюрских отложениях основными флюидоупорами являются аргиллиты тоарского возраста, которые полностью перекрывают плинсбахские коллекторские интервалы. Мощность непроницаемых пород составляет в среднем 50 метров. В среднеюрских породах, основным региональной реперной покрывкой является верхнебайосские аргиллиты, перекрывающие большую часть района исследования. Мощность толщи в среднем более 75 метров.

Таким образом, наличие элементов углеводородной системы, позволило выделить зоны с разной степенью перспективности в ниже-среднеюрских породах для проведения геолого-разведочных работ с целью поиска скоплений углеводородов.

Район исследования был ранжирован на 4 зоны: высокоперспективная, перспективная, среднеперспективная, низкоперспективная (Рисунок 80).

*Высокоперспективная зона* приурочена к участкам повышенных мощностей коллекторов в ниже-среднеюрских породах, где неантиклинальные залежи нефти и газа могут быть связаны с русловыми фациями нижней юры и прибрежно-морскими песчаниками средней юры с суммарными мощностями более 120 метров.

*Перспективная зона* характеризуется суммарными мощностями в интервале 60-80 метров, что существенно меньше чем в высокоперспективной зоне, главенствующую роль в нижеюрских породах по-прежнему занимают преимущественно русловые обстановки осадконакопления. В среднеюрское время обстановки оставались прибрежно-морскими.

*Среднеперспективная зона* обрамляет область распространения нижнеюрских пород. Коллекторы суммарно изменяются от 20 до 60 метров. Залежи УВ приурочены к

зонам выклинивания нижнеюрских отложений, обстановки осадконакопления в нижней юре преимущественно пойменные (в том числе озерные).

*Низкоперспективная зона* приурочена к периферийным частям района исследования, это северный борт зоны Восточно-Маньчских прогибов и зона сочленения с Кряжем Карпинского. Несмотря на наличие достаточно мощных толщ коллекторов первого типа, нефтегазоматеринский потенциал данных участков достаточно беден, так же в данной зоне отсутствуют выявленные ловушки. На юге, в южной части Прикумской системы поднятий, доля коллекторов в среднеюрских породах минимальна и не превышает 10-15 метров суммарно, с учетом отсутствия материнского потенциала и минимальных коллекторов, открытие новых объектов возможно в зонах выклинивания.

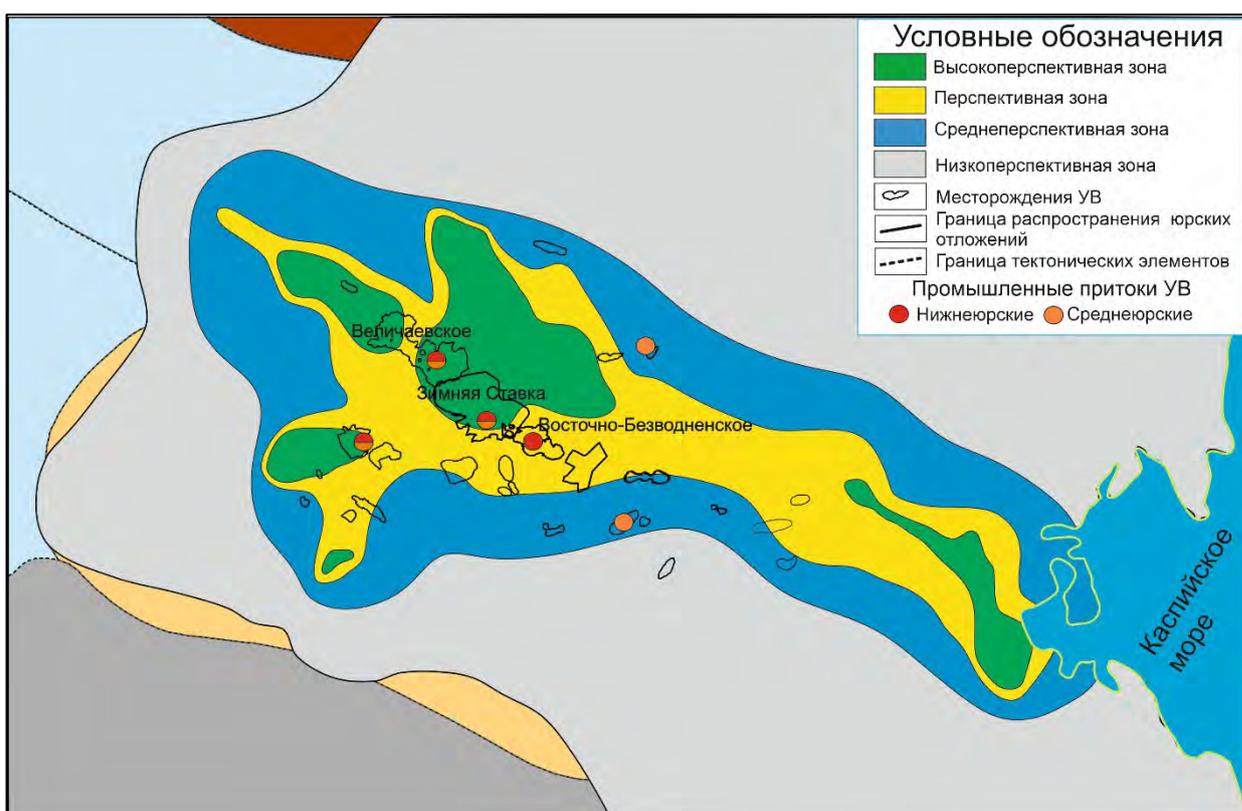


Рисунок 80. Схема перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений

## Заключение

Строение и особенности распространения ниже-среднеюрских отложений в пределах зоны Восточно-Маньчских прогибов и Прикумской системы поднятий свидетельствуют об унаследованности области их распространения от древних форм палеорельефа и последовательном увеличении влияния морского бассейна на протяжении всего ранне-среднеюрского периода. Нижеюрские отложения имеют локальное распространение субширотной ориентировки вдоль грабенообразной системы, где выделяется 4 основных депоцентра осадконакопления. Область развития среднеюрских отложений была намного шире при общем увеличении мощности в северо-восточном направлении, в сторону современного кряжа Карпинского.

В строении ниже-среднеюрских отложений выделено 4 трансгрессивно-регрессивных циклита. Трансгрессивные части циклитов представлены преимущественно морскими алевролитово-глинистыми породами, регрессивные – преимущественно алевропесчаными аллювиальными и прибрежно-морскими отложениями. Анализ седиментационной цикличности позволил выявить изохронные границы в составе ниже-среднеюрских отложений и сопоставить разновозрастные отложения по разрезу и площади. Выполненный литолого-петрофизический анализ керна позволил выделить в ниже-среднеюрских скважинах по данным ГИС три петрофизических типа пород. Было выявлено, что наилучшими коллекторскими интервалами является петротип представленный преимущественно песчаными и алевролитово-песчаными породами. Петротип приурочен к регрессивным частям циклитов, породы формировались в обстановках с высокой гидродинамической активностью среды. Области распространения пород, обладающих наилучшими коллекторскими свойствами, увязанна с данными катагенетической преобразованности пород позволили выявить зоны перспективные на поиск новых скоплений УВ.

Перспективы поиска новых залежей углеводородов связаны с унаследованными от пермско-триасового времени нижеюрскими прогибами, где максимально развиты коллекторские интервалы, сложенные песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акиньшин А.В. Повышение точности определения подсчётных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин //, дисс. к.г.- м. н. Тюмень: ТГУ. 2013. С.6-17 .
2. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Газалеев С.С., Печеркин М.Ф., Русский В.И., Свечников Л.И. Цикличность как рациональная основа стратификации терригенных толщ // Изд-во: Томского государственного университета. 2002. С. 32-37.
3. Арцишевич М.Е., Жатькова Э.А., Сократов Б.Г. Новые материалы к стратиграфии нижне- и среднеюрских отложений Вост. Предкавказья // Тр. Сев. -Кавказ. н.-и. проектн. ин-та нефт. пром-ти. 1973. №. 13. С 3-13.
4. Асташкин Д.А. Разработка петрофизической модели неоднородных песчано-алевритовых пород – коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС // дисс. к.м.-н.г., Москва: ВНИГНИ. 2005. С 126.
5. Атанасян С.В., Гаркушин А.С., Гасангусейнов Г.Г., Горлов С.И., Данков Б.С., Дьяконов А.И., Жабрева П.С., Мирзоев Д.А., Мирошников М.В., Романов П.Г., Томкина А.В., Фролов Н.Ф., Фурсова Н.П., Шарафутдинов Ф.Г., Юдин Г.Т. // Нефтегазоносность триаса Предкавказья. Москва.Изд-во: Наука, 1974. — С. 86.
6. Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Титаренко И.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Величко М.А., Махнутина 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
7. Безносов Н.В., Байосские и Батские отложения Северного Кавказа. // Недра. Москва. 1967. С. 179.
8. Безносов Н.В., Бурштар М.С.и др.// Объяснительная записка к стратиграфической схеме юрских отложений Северного Кавказа. Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т. Недра. Москва. 1973. С.194.
9. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П., Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения // Изд-во Урал. ун-та. Свердловск. 1991. С.334.
10. Брод И.О., Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья // Гостоптехиздат. Ленингр. Отд-ние. Ленинград. 1958. С 621.
11. Бурштар М.С. и др. Стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа и Крыма // Труды ВНИГНИ. Т. XX. Недра. Москва. 1969. С. 238.
12. Бурштар М.С., Родионова К.Ф., Милешина А.Г., Окунькова Ф.Е., Геохимические особенности пород и нефтей триаса Восточного Предкавказья, Проблемы

- нефтегазоносности глубоко залегающих горизонтов мезозоя Кавказа// Тр. ВНИГНИ. Т. 120. Москва 1972. С.49-64.
13. Воронин М.Е., Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Гилаев Р.М. Геологическое строение и условия формирования мезозойских отложений Восточного Предкавказья // Научный журнал Российского газового общества. 2024. Т.46. № 4. - С. 6–17.
  14. Воронин М.Е., Стафеев А.Н., Близнюков В.Ю., Сауткин Р. С., Мордасова А. В., Гилаев Р. М. Циклическое строение ниже-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья // Георесурсы, 2025. Т. 27, № 2. - С. 138–150.
  15. Воронин М.Е. Петротипизация разрезов и прогноз развития пород-коллекторов в нижеюрских отложениях Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий // Научный журнал Российского газового общества. 2025. Т.48, № 2. - С. 22–32.
  16. Воронин М. Е., Сауткин Р.С., Седых К.А., Стафеев А.Н., Махнутина М.Л., Абрамов В.Ю. Перспективы нефтегазоносности хадумской свиты Восточного Предкавказья по данным сейсмофациального и атрибутивного анализа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. Т.37. №1. – С. 30–38.
  17. Гаврилов Ю.О., Нижне- и среднеюрский дельтовый осадочный комплекс Северо-Восточного Кавказа // Литология и полезные ископаемые. 1994. № 4. С. 77-104.
  18. Гаврилов Ю.О., Динамика формирования юрского терригенного комплекса Большого Кавказа// ГЕОС. Труды геологического института. 2002.С. 299.
  19. Глумов И.Ф.,Маловицкий Я.П., Новиков А.А.,Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря// Недра-Бизнесцентр.2004.С.342.
  20. Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Русинова Г. В., Генерация адамантанов и диамантанов в результате термического крекинга высокомолекулярных насыщенных фракций нефтей разного генотипа // Нефтехимия. 2006. Т. 46. №. 4. С. 251-261.
  21. Гудков А.С., Оперативный пересчет запасов углеводородов Солончакового месторождения // ООО "НК "Роснефть"- НТЦ".2017. С. 123.
  22. Дёмина Л.И., Копп М.Л., Короновский Н.В., Леонов Ю.Г., Ломизе М.Г., Панов Д.И., Сомин М.Л., Тучкова М.И., Большой Кавказ в альпийскую эпоху // ГЕОС. Москва: 2007. С.368.
  23. Евдокимова М.Л., Условия формирования и нефтегазоносность Майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья // автореф. диссерт. к.г-м.н. РУДН. 2004. С. 184.

24. Жемчугова В.А., Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем // Учебное пособие для вузов. Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Москва. 2014. С.341.
25. Жемчугова В.А., Эпов К.А., Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии // Изд-во МГУ. Москва. 2017. С 28–48.
26. Земцова П.А. Создание седиментологической (фациальной) модели коллекторов нижнеюрских отложений Зимне-Ставкинского-Правобережного (с полями Пушкарское и Поварковское) и Величаевско-Колодезного месторождений в связи с доразведкой литологических ловушек // РН-Ставрополь. 2011.С.156.
27. Иванов М.К., Алексеев В.И., Литология (петрография осадочных пород) //: Изд-во: Ленинградский горный институт им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург .2008. С.89.
28. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акинъшин А.В., Яценко В.М. Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС // Георесурсы, Т.23. №2. 2021. С.170–178.
29. Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., Егорова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А., Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. // Георесурсы, Т.24. №2. 2021. С 172–185.
30. Карогодин, Ю.Н. Седиментационная цикличность.//Недра. 1980. С.242
31. Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д. Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе кернового материала скважин Ново-Юдоконского месторождения // Георесурсы, Т.24. №2. 2022.С. 75-92.
32. Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. Ресурсная база УВ сырья и перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья // Геология и геофизика юга России. № 2, 2014. С 30–41.
33. Ярошенко А.А., Козуб А.П. Отчёт по объекту «Обоснование перспективных направлений геологоразведочных работ в мезокайнозойских отложениях Восточно-Манычского прогиба и прилегающих территориях на основе комплексных геолого-геофизических исследований»// ОАО Ставропольнефтегеофизика, 2011.С.244.

34. Комков И.К., Перспективы нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений юго-западной части западно-сибирской НГП по геолого-геохимическим критериям // диссерт. к.г.м.н МГУ. 2022. С.123.
35. Конюхов А.И., Минералого-геохимические особенности юрских отложений Восточного Предкавказья // дисс.к.г-м.н. Ин-т геологии и разработки горючих ископаемых. Москва 1968. С349.
36. Копыльцов А.И., Марков А.Н., Климашин В.П., Новые данные о нефтегазоносности валанжинских отложений северо-западного обрамления Терско-Каспийского прогиба// Труды СевКавНИПИнефть. Т. 45. Грозный. 1986. С.74-77.
37. Короновский Н.В., Геология России и сопредельных территорий // ИНФРА-М. Москва. 2018. С.230.
38. Корчагин О.А, Федорова В.П. и др. Обработка и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, полученных при проведении ГРП на нефть и газ за счет средств федерального бюджета в 2014-2016 гг. на территории Сибирского, Приволжского ФО и шельфа РФ с целью уточнения геологического строения и выявления новых перспективных объектов УВ // ЦГЭ. 2019.С.241.
39. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Сулова 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
40. Крылов Н.А., Мальцева А.К., Юрские отложения запада Средней Азии и их нефтегазоносность // Изд-во Наука. Москва 1967. С 175.
41. Крымов Б.Ф., К характеристике мощностей, литофаций и палеогеографической обстановки накопления среднеюрских осадков на территории ЧИ АССР //Сб. науч.трудов Грознен.НИИ. Т. 18. Грозный. 1965.С. 3-18.
42. Крымов Б.Ф. К характеристике палеогеографической обстановки накопления юрских осадков Прикумской равнины // Гостоптехиздат. ГрозНИИ. Т. X. 1961.С.23-32.
43. Кудин Е. В., Описание геологического строения и проявлений нефтегазоносности глинистого коллектора хадумской свиты Прасковейско-Ачикулакского вала Восточного Предкавказья // Инновации в науке, 2013, Т.21. С.63-77.
44. Кунин Н.Я., Косова С. С. Изучение клиноформ майкопа в Восточном Предкавказье // Геология нефти и газа. № 10. 1987. С. 18 – 24.
45. Летавин А.И., Мезозойско-кайнозойские комплексы Предкавказья (строение и корреляция) //Москва: Изд-во: Наука. 1988. С.94.

46. Летавин А.И., Орел В.Е., Чернышев С.М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа // ИГИРГИ- Наука. Москва. 1987.С. 93.
47. Ломизе М.Г., Панов Д.И. Основные этапы тектоно-магматического развития // Юра Кавказа. Тр. Межведомств. стратиграф. комитета. Т. 22. СПб, 1992. С.158-164.
48. Любофеев В. Н., Корнев Г. П., Николаевский А. С. Нефтегазоносность фундамента Скифской плиты в Западном Предкавказье. // «Недра». Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. Москва. 1973.С 43-51.
49. Ляйстер А.Ф. и Чурсин Г.Ф., География Кавказа. Природа и население // Изд-во Закавказ. Коммун. Универс. 1924.С. 352.
50. Максимов С. П., Нефтяные и газовые месторождения СССР // Недра. Справочник. Книга вторая. Азиатская часть СССР. Москва. 1987. С 303.
51. Мацкевич М.М. О литологическом составе и возрасте нефтеносных отложений месторождения Озек-Суат. // Новости нефтяной техники. серия геология № 2, 1957. С12-16.
52. Мацкевич М.М. О стратиграфии среднеюрских отложений северных районов Восточного Предкавказья и вала Карпинского // Гостоптехиздат. ТР.ГрозНИИ. Вып XVII. 1964. С 56-82.
53. Мельников Е.А. Прогноз и условия нефтегазоносности зон развития кор выветривания палеозоя и докембрия (территория центрального и восточного Предкавказья в пределах Ставропольского края)// диссерт. к.г.м.н. Ставрополь. 2006. С167.
54. Милановский Е.Е., Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии) // Изд-во: МГУ. Учебник. Москва. 1996. С.448.
55. Милановский Е.Е., Новейшая тектоника Кавказа. Москва: Изд-во: Недра, 1968. С.483.
56. Мордвилко Т.А., Нижнемеловые отложения северного Кавказа и Предкавказья. Москва-Ленинград: Изд-во: Академии наук СССР, 1960. С.257.
57. Муромцев В. С., Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа // Недра. Ленинград. 1984. С.260.
58. Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Швыдко Н.И. О генезисе «Пятнисто-брекчиевидных известняков» нижнего триаса Восточного Предкавказья // Наука. 1988. С.259-288.
59. Назаревич. Б.П., Литология и условия осадконакопления отложений юрской терригенной формации Восточного Ставрополя в связи с их нефтегазоносностью // диссерт. к.г.м.н. МГУ. 1969.С 271.
60. Недумов Р.И., Холодов В.Н., Литология и геохимия среднего миоцена Восточного Предкавказья //Наука. Москва. 1981. С.219.

61. Немцов Н.И и др. «Создание региональной сети взаимно-увязанных опорных геолого-геофизических профилей с целью создания объемной модели Терско-Каспийской, Центрально- и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей и оценки ресурсной базы основных нефтегазоносных комплексов палеозой-кайнозойских отложений на основе 3D бассейнового моделирования, новых данных сейсморазведки и бурения //ВНИГНИ. 2022.С. 261.
62. Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н., Скворцов М.Б., Титаренко И.А., Ступакова А.В., Алисолтанов А.А., Гейдеко Т.В., Дьяконова Т.Ф., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Меркулова Н.М., Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований // Геология нефти и газа. № 4. 2023— С.176-190.
63. Никитенко Б.Л., Фурсенко Е.А., Князев В.Г., Глинских Л.А., Нижнетоарские высокоуглеродистые глинистые толщи севера Восточной Сибири (стратиграфия, фации, органическая геохимия). Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья // Ахсаан. Якутск. 2015. С.166-170.
64. Панов Д.И., Стафеев А.Н. Юцис В.В., Раннеюрский этап развития Северного Кавказа и Предкавказья // Бюллетень Московского общества испытателей природы МГУ. Т.71. № 6 Москва. 1998. С.3-14.
65. Панов Д.И., Стафеев А.Н., Юцис В.В., Ааленский этап развития Северного Кавказа и Предкавказья // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1999. Т. 74, №.1. С. 3-13.
66. Панов Д.И., Структурно-фациальное районирование Большого Кавказа на раннеальпийской стадии его развития (ранняя и средняя юра) // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1988. Т. 63, №.1. С. 13-24.
67. Папоротная А.А., Ярошенко А.А., Выделение нефтегазоматеринских толщ и типизация органического вещества мезозойских пород Восточно-Ставропольской впадины// Геология, география и глобальная энергия. 2009. Т.34. № 3. С.93-96.
68. Папоротная А.А., Ярошенко А.А., Условия формирования углеводородных скоплений в мезозойских отложениях Восточно-Ставропольской впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011, Т. 6, № 3. С.6.
69. Разницын, Александр Вячеславович. Повышение эффективности изучения карбонатных пород нефтегазовых залежей методом ядерного магнитного резонанса // диссерт. к.г.м.н. ПНИПУ. 2021.С. 129.

70. Разумова Е.Р., Кукушкина З.П. Геохимическая характеристика состава нефтей и рассеянного органического вещества пород мезокайнозойских отложений Восточного Предкавказья (по данным инфракрасной спектроскопии) // Геохимические проблемы оценки нефтегазоносности. ИГиРГИ. 1989.С.50-56.
71. Самойлович В.Л., Ерхов С.В. и др. Отчет «Выделение зон развития ловушек неантиклинального типа в отложениях юрско-нижнемелового комплекса Предкавказья, с целью увеличения ресурсной базы углеводородов нераспределенного фонда недр»// Ессентуки. 2014. С. 224.
72. Сафронова Т.П., Бурова Е.Г., Атанасян СВ., Миграция углеводородов в низах осадочного чехла Восточного Предкавказья // Перспективы нефтегазоносности переходного комплекса молодых платформ. Москва. 1985. С.83-100.
73. Серов А. В., Геолого-геохимические условия нефтегазоносности пермо-триасового комплекса Восточного Предкавказья //дисс к.г.-м.н. Ставрополь. 2001. С. 165.
74. Скрипнюк О.В. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности мезозойских отложений зоны Манычских прогибов и южного склона кряжа Карпинского// дисс.к.г.-м.н. Краснодар. 2010. С.190.
75. Соколов Б.А. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Интерпринт.. История нефти в осадочных бассейнах. Москва. 1994. С.48-56.
76. Сократов Б.Г., Капустина И.Н. Геологическое строение и качественная оценка перспектив нефтегазоносности домеловой неметаморфизованной толщи Центрального и Восточного Предкавказья // Отчет по теме № 106/63. СевКавНИИ. Пятигорск. 1966. С453
77. Стафеев А.Н. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности мезозойских отложений Прикумской зоны поднятий и смежных территорий (Восточное Предкавказье) // МГУ. Москва 1988. С.212.
78. Стафеев А.Н., Смирнова С.Б., Гущин, А.И. Казакова З.И., Короновский Н.В., Ландшафтные обстановки и история формирования среднеюрских отложений восточного Предкавказья // Вестник МГУ. Т. 1. Москва. 1993. С 26-37.
79. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Шитова Я.А., Махнутина М.Л., Воронин М.Е. Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья // Георесурсы. 2023 Т.25. № 2. - С 89- 104.
80. Тимофеев В.А., Тимофеев А.А., Парада С.Г., Теоретические предпосылки промышленной нефтегазоносности палеозойских комплексов Предкавказья // Вестник Южного научного центра РАН. 2009. Том 5, №4. С.50-51.

81. Туманова Е.Ю. Литолого-фациальные, палеогеографические и структурные критерии нефтегазоносности верхнепермских-нижнетриасовых отложений Восточного Предкавказья // дисс к.г.-м.н. Ставропольский государственный университет. 1998. С.186.
82. Фролов В.Т., Опыт и методика комплексных стратиграфо-литологических и палеогеографических исследований (на примере юрских отложений Дагестана) // МГУ, 1965. С.201.
83. Ханин А.А., Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение // Недра. Москва. 1965. №4. С.368.
84. Шарафутдинов Ф.Г., Баширова А.А., Гасангусейнов Г.Г., Джапаридзе Л.И., Жгенти Т.Г., Ланда Е.М., Мирзоев Д.А., Ройтман Л.А., Романов П.Г., Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья // Дагнефть. Махачкала. 1978.С.120.
85. Шиманский В. В., Танинская Н. В., Низяева И. С, Колпенская Н.Н., Васильев Н.Я, Шиманский С.В., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Нугуманова А.А., Грислина М.Н. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19. № 1. С.23-42
86. Яндарбиев Н.Ш., Перспективы нефтегазоносности палеозоя Предкавказья // Сборник: Материалы 3-й международной конференции по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей «Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей». Геленджик. 2006. С.148-151.
87. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В., Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск, ч. 2. С. 208-226.
88. Ярошенко А.А., Папоротная А.А., Бигун П.В., Катагенез органического вещества и оценка нефтегазогенерационных свойств мезозойских отложений Восточно-Ставропольской впадины // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2011. № 4.С. 91-97.
89. Ярошенко А.А., Папоротная А.А., Савина Ю.А., Скрипнюк О.В., Оценка основных нефтегазоматеринских свойств юрских отложений Терско-Каспийского передового прогиба // Наука. Инновации. Технологии. 2018. № 2. С197-210.
90. Ясенева М. А., Палеозойские отложения района Джанай. (На северо-западном берегу Каспийского моря). Доклады Акад. наук СОСР, т. 110, № 6. 1956. С.8.
91. Archie G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks / G.E. Archie // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1950. – Vol. 34. – P. 943-961.

92. Gardner G.H.F. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps// Geophysics. 1974. V. 39. – P. 770–780.
93. Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk swell, ne Greater Caucasus, Southern Russia // Journal of Petroleum Geology. Vol. 44. № 3. July 2021. P 317-348.
94. Passey Q. R., Creaney S. and others. A Practical Model for organic richness from porosity and resistivity logs // December 1990. P 17-29.
95. Skalinski, M. Rock type definition and pore type classification of a carbonate platform, Tengiz field, Republic of Kazakhstan // The SPWLA 50th Annual Logging Symposium. The Woodlands. Texas. the USA. 2009. P. 1-16.
96. Vail, P.R. et al., Seismic stratigraphy and global changes of sea level Seismic stratigraphy- Applications to Hydrocarbon Exploration // American Association of Petroleum Geologist (AAPG). 1977. 26. P 49-212.