

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

АЛЕЕВА АННА ОЛЕГОВНА

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ КАК ПРОГНОЗНО-ПОИСКОВЫЙ ПРИЗНАК ДОЮРСКИХ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
В.И. ИСАЕВ

ТОМСК
2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ	10
2. ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ НАУЧНОЙ ГИПОТЕЗЫ.....	41
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ, НЕ ИМЕЮЩИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИТОКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ	47
3.1. Крапивинское нефтяное месторождение	47
3.2. Двуреченское нефтяное месторождение	55
3.3. Пельгинское нефтяное месторождение	62
3.4. Смоляное нефтяное месторождение	67
3.5. Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение	71
3.6. Анализ и выводы	79
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ, ИМЕЮЩИХ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ	83
4.1. Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение	83
4.2. Останинское нефтегазоконденсатное месторождение	91
4.3. Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение	98
4.4. Анализ и выводы	106
5. ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
ЛИТЕРАТУРА	125

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

На территории Западной Сибири традиционные объекты юрских и меловых нефтегазоносных комплексов (НГК) находятся в поздней стадии разработки, в связи с этим, возникает необходимость повышения коэффициента извлечения нефти на действующих месторождениях, поисков и освоения зон нефтегазонакопления в новых стратиграфических горизонтах, главным образом в сланцевой формации баженовской свиты, а также в доюрском нефтегазоносном комплексе. Все перечисленные объекты отнесены к трудноизвлекаемой нефти, но являются инвестиционно привлекательными из-за приуроченности к территориям нефтепромыслов с уже развитой инфраструктурой.

Различие подходов к проблеме формирования залежей углеводородов (УВ) в палеозойском нефтегазоносном комплексе, вариантный выбор фактических материалов и различные методы их интерпретации привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений, неоднозначности оценки их перспектив. Но открытие месторождений нефти и газа в доюрских отложениях на территории Томской области заставляют продолжать исследования этой проблемы.

Актуальность диссертационной работы обусловлена важностью воспроизводства и расширения ресурсной базы углеводородов Западной Сибири на основе оценки перспектив горизонта зоны контакта и коренного палеозоя.

Объектом диссертационных исследований являются залежи УВ в доюрском основании и перекрывающий юрский разрез на территории Томской области.

Предмет исследований – геофизические и петрофизические характеристики юрских пластов-коллекторов и баженовской свиты месторождений только с юрскими залежами нефти и месторождений, имеющих залежи в доюрском основании.

Степень разработанности темы

Первый этап изучения нефтегазоносности палеозойских отложений, датированный периодом 30-40 гг. прошлого столетия, ассоциируется с исследованиями И.М. Губкина, Н.С. Шатского, Н.А. Кудрявцева, М.А. Усова, М.К. Коровина, А.В. Тыжнова, Р.С. Ильина, В.И. Высоцкого и ряда других исследователей. На возможную перспективность палеозойских отложений в 50-60 гг. указывали Ф.Г. Гурари, Ю.А. Косыгин, И.И. Нестеров, В.Д. Наливкин, Н.Н. Ростовцев, Г.П. Сверчков.

Второй этап поиска залежей углеводородов в палеозойском НГК, датируемый периодом 70-80 гг., характеризуется реализацией программы по оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири под руководством академика А.А. Трофимука. В 80-90-е годы, благодаря А.Э. Конторовичу, И.А. Олли, О.Ф. Стасову, В.С. Вышемирскому, Н.П. Запивалову, И.В. Гончарову, А.Н. Фомину и др., появились новые данные, подтверждающие положительную оценку перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса Нюрольской мегавпадины, исходя из его ограниченной дислоцированности и катагенеза.

Следующим этапом оценки перспективности и освоения палеозоя является проект «ПАЛЕОЗОЙ» с реализацией до 2025 г. Это разработка инновационных методов для оценки ресурсного потенциала и прогноза продуктивных интервалов в доюрском основании, включающих комплексную интерпретацию материалов сейсморазведочных работ, грави- и магниторазведки (В.Б. Белозеров и др., 2018, 2020; В.П. Меркулов и др., 2019, 2020).

Цель настоящих исследований – на основе представлений об аномальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойского разреза разработать геолого-геофизический критерий прогнозирования и поисков новых нефтегазоносных объектов, приуроченных к доюрским образованиям.

В диссертационной работе решалась следующая научная задача – выполнить обоснование гипотезы аномальности геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов, перекрывающих продуктивный палеозойский разрез, на основе сопоставительного анализа геофизических и петрофизических характеристик, а также оценки карбонатности юрского разреза.

Решение задачи разделено на следующие этапы: 1) предварительный анализ нефтегеологических и промыслово-геофизических материалов месторождений Томской области, формулировка научной гипотезы и задачи диссертационных исследований; 2) сбор и систематизация результатов геолого-геофизической изученности месторождений и площадей разных типов Каймысовского, Пудинского и Межовского НГР; 3) качественная интерпретация каротажных диаграмм стандартного комплекса ГИС представительных скважин; 4) оценка удельного электрического сопротивления юрских пластов-коллекторов по данным индукционного каротажа и каротажа сопротивления; 5) анализ показаний методов потенциалов самопроизвольной поляризации, кажущегося сопротивления и гамма-каротажа аргиллитов баженовской свиты; 6) анализ карбонатности пород, определенной газометрическим методом; 7) репрезентативная оценка и определение геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей нефтегазоносности палеозоя.

Научная новизна работы

1. Выполнено промыслово-геофизическое и петрофизическое обоснование научной гипотезы аномальности «отражения» залежей палеозоя в геолого-геофизических характеристиках перекрывающего мезозойского разреза.

2. Установлено, что аномальность геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов может служить поисковым критерием зон нефтегазонакопления в палеозойском разрезе.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Определены 6-ть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза.

2. Использование авторского критерия прогнозирования повышает эффективность поисков и освоения зон нефтегазонакопления в доюрском нефтегазоносном комплексе, отнесенном к трудноизвлекаемой нефти, но инвестиционно привлекательном из-за приуроченности к районам нефтепромыслов Томской области с развитой инфраструктурой.

Методология и методы исследования

Методологической основой исследований является фундаментальная модель стадийности процессов нефтегазообразования (Н.Б. Вассоевич, 1967; А.Э. Конторович и др., 1967; Л.М. Бурштейн и др., 1997).

Концептуально принято, что как в случае возможной восходящей, так и в случае нисходящей миграции УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы транзитных юрских пластов испытывают вторичные преобразования, приводящие к аномальным геофизическим и петрофизическим характеристикам. В первом случае палеозойские отложения рассматриваются как комплекс с самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящим к восходящей миграции УВ (И.А. Мельник, 2013, 2020). Во втором случае, подтвержденной корреляцией нефтей и битумоидов нефтематеринских пород, выявляется нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции УВ из юрских материнских свит в доюрский комплекс (В. И. Исаев и др., 2014, 2020).

Оценка удельного электрического сопротивления по данным индукционного каротажа и каротажа сопротивления по разрезам скважин выполнялась стандартными петрофизическими расчетами. Для типичной характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты выполнен статистический анализ

показаний методов потенциалов самопроизвольной поляризации, кажущегося сопротивления и гамма-каротажа. Карбонатность пород оценивалась по данным объемного газометрического метода.

Положения, выносимые на защиту

1. Геофизические и петрофизические показатели юрских пластов на месторождениях Томской области, не имеющих промышленных притоков углеводородов в доюрском комплексе, характеризуются удельным электрическим сопротивлением нефтенасыщенных пластов – 7-8 ом·м, водонасыщенных пластов – 3-4 ом·м, карбонатизацией – 2-3 %, а баженовская свита, как правило, отмечается вариациями потенциалов собственной поляризации – 3-6 мВ, уровнем естественной радиоактивности – 40-50 мкР/час и удельного электрического сопротивления – 50-130 ом·м.

2. Геофизические и петрофизические показатели юрских пластов на месторождениях Томской области, имеющих залежи углеводородов в доюрском комплексе, характеризуются высокоомностью нефтенасыщенных пластов – 12-14 ом·м, водонасыщенных пластов – до 7 ом·м и высокой карбонатизацией – 5-6 %, а баженовская свита, как правило, отличается отсутствием вариаций потенциалов собственной поляризации, пониженным уровнем естественной радиоактивности – 30-40 мкР/час и удельного электрического сопротивления – 30-50 ом·м.

3. Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза территории Томской области являются прогностическими показателями нефтегазоносности доюрского комплекса, а именно: высокое удельное электрическое сопротивление юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов – (пороговое значение ≥ 10 ом·м); высокое удельное электрическое сопротивление юрских водонасыщенных пластов-коллекторов – (пороговое значение ≥ 7 ом·м); высокая карбонатность юрских пластов-коллекторов – (пороговое значение ≥ 5 %); незначительные вариации показаний метода потенциалов собственной поляризации аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение < 2 мВ); низкие

показания гамма-каротажа аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение <40 мкР/ч); низкие показания каротажа сопротивления аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение <50 ом·м).

Степень достоверности результатов

1. Достоверность результатов аргументируется исследованиями на 8-ми представительных месторождениях, расположенных в разных структурно-фациальных зонах (СФЗ) по палеозою, но в одном структурно-фациальном районе (СФР) по келловее и верхней юре – в Пурпейско-Васюганском.

2. Достоверность результатов обеспечивается статистически значимой выборкой 224 глубоких скважин, представленных комплектом геофизических и геологических материалов.

3. Достоверность результатов подтверждается согласованностью расчета удельного электрического сопротивления юрских пластов с оценкой их карбонатности объемным газометрическим методом.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международных симпозиумах студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2013, 2014, 2017, 2018, 2020); на Всероссийской конференции с международным участием «Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы разработки» (Москва, 2013); на XV Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2014); на Региональной научно-технической конференции молодых специалистов АО «ТомскНИПИнефть» (Томск, 2014, 2015); на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геофизические методы при разведке недр» (Томск, 2016); на конференции «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики» (Пермь, 2019, 2020); на Трофимуковских чтениях (Новосибирск, 2019).

Основные положения диссертационной работы изложены в 22 публикациях диссертанта, в том числе 7 статей в журналах перечня ВАК, из них 3 индексируемые в Scopus и Web of Sciences, 1 статья опубликована в международном журнале, индексируемом в Web of Sciences.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, д.г.-м.н. В.И. Исаеву. Автор признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, рекомендовавшего для публикации обобщенные материалы исследований, профессору Г.А. Лобовой, профессору М.М. Немировичу-Данченко и доценту Г.Г. Номоконовой за совместные исследования и консультации. Автор благодарит руководителя ТФ ФБУ ТФГИ по СФО О.С. Исаеву за предоставление данных.

1. ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ

Западно-Сибирская плита характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности геологического разреза. На большинстве месторождений Томской области промышленное значение имеют горизонты верхней юры, которые детально охарактеризованы керновым материалом, данными геофизических исследований скважин и результатами испытаний.

В настоящее время на территории Западной Сибири ресурсная база традиционных объектов разработки находится в поздней стадии разработки и в значительной степени исчерпана, в связи с этим, возникает необходимость поиска и разведки новых зон нефтегазонакопления на уже изученных территориях и в новых стратиграфических горизонтах, главным образом в палеозойских отложениях доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК).

В связи с этим существует необходимость совершенствования методики геологоразведочных работ, применения новых методов изучения недр, увеличения степени детальности исследований для поиска продуктивных пластов в отложениях палеозойского нефтегазового комплекса. Геологоразведочные работы достигли степени, когда крупные залежи уже открыты, а дальнейшие работы требуют более многофункционального подхода к анализу геолого-геофизической и геохимической информации для правильного выбора направления и методики работ.

Неоднозначность подходов к проблеме формирования месторождений углеводородов (УВ) в палеозойском нефтегазоносном комплексе Западной Сибири, выбор фактических материалов и различные методы их интерпретации привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений. Неоднозначно оценивались и перспективы нефтегазоносности [1]. Но получение прямых признаков нефтегазоносности и открытие месторождений нефти и газа в доюрских отложениях заставляют вновь исследовать эту проблему.

Для определения закономерности размещения углеводородов в доюрском НГК необходимо разработать систему целевых критериев.

Решением данной проблемы занимались многие ученые. Так, Н.П. Запиваловым, Г.Д. Исаевым была выделена система критериев для оценки нефтегазоносности палеозоя, включающая прямые и косвенные признаки УВ. К прямым признакам УВ относятся: повышенный газовый фактор, остатки битумоидов, скопления УВ разного масштаба. К косвенным признакам относятся: стратиграфические, литологические, сейсмические, флюидотектонические [2].

Многими специалистами в области сейсморазведочных работ прогнозирование перспективных объектов в палеозойских отложениях осуществлялось благодаря интерпретации временных разрезов на качественном уровне – выделение рифов, зон разуплотнений, выступов. Однако, впоследствии по результатам поискового бурения по палеозою многие выделенные объекты не подтвердились.

Позднее в ИГиРГИ был создан принципиально новый подход к решению проблемы обнаружения залежей УВ в доюрском фундаменте Западной Сибири. Данный подход базируется на исследовании особенностей глубинного строения земной коры и прогнозировании нефтепроводящих каналов.

По мнению научной группы В.И. Исаева стратегия и технология поиска залежей углеводородов в доюрском основании должна строиться на критерии «зон разуплотнения» и концепции «главного источника» [3].

В качестве возможного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ в диссертационной работе принята гипотеза аномальности петрофизических характеристик юрских пластов – гипотеза «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза.

Изучение нефтегазоносности палеозойских отложений можно, в ретроспективе, разделить на несколько этапов.

Первый этап, датированный периодом 30-40 гг. прошлого столетия, был ассоциирован с исследованиями академика И.М. Губкина (1932), который первым высоко оценил перспективность обнаружения залежей углеводородов в доюрском фундаменте Западной Сибири, которые, в свою очередь, являлись аналогами палеозойских нефтегазоносных комплексов в Северной Америке [4]. Помимо этого, перспективы нефтегазоносности палеозойских залежей УВ рассматривали московские профессора Н.С. Шатский (1932), Н.А. Кудрявцев (1948) [5], а также томские ученые М.А. Усов, М.К. Коровин, А.В. Тыжнов, Р.С. Ильин, В.И. Высоцкий [6] и ряд других исследователей.

Нефтегазоносность палеозойских отложений на территории Западной Сибири эти ученые обосновывали возможностью обнаружения залежей углеводородов на территориях, аналогичных крупным палеозойским унаследовано-наложенным впадинам складчатого обрамления плиты (Кузнецкой, Минусинской, Тенгизской, Карагандинской), перекрытых мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Эти выводы основывались на обнаружении асфальтенов, сапропелитов и горючих сланцев в восточной части Кузбасса, а также на основании ограниченного сходства между Кузбассом и Аппалачским бассейном США. По результатам глубокого бурения на структурах Южно-Минусинской межгорной впадины учеными было установлено, что мощные толщи девонских отложений могли аккумулировать большие объемы углеводородов, но значительная их часть была потеряна в период до мезозойско-кайнозойского размыва [5].

В 1934 г. М.К. Коровин (1934) и другие ученые указывали на то, что в пределах Западной Сибири под мезозойско-кайнозойским комплексом могли сформироваться самостоятельные бассейны массовой миграции углеводородов в палеозойском нефтегазоносном этаже [6].

На возможную перспективность палеозойских отложений в 50-60 гг. прошлого столетия указывали Ф.Г. Гурари, Ю.А. Косыгин, И.И. Нестеров, В.Д. Наливкин, Н.Н. Ростовцев, Г.П. Сверчков [7, 8]. По результатам интерпретации

материалов геофизических работ и поискового бурения был сделан вывод о том, что под мезозойско-кайнозойским чехлом залегают палеозойские осадочные бассейны, перспективные на обнаружение залежей углеводородов.

Второй этап поиска залежей углеводородов в палеозойском НГК, датируемый периодом 70-80 гг. прошлого столетия, характеризуется реализацией программы по оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири под руководством академика А.А. Трофимука, который утверждал, что палеозойский нефтегазовый комплекс необходимо рассматривать в качестве самостоятельного объекта поиска и разведки нефти и газа. В 1965 г. группа ученых, в том числе Г.К. Боярский, И.И. Нестеров, Л.И. Равнин, Н.Н. Ростовцев, Ю.Г. Эрвье в научном докладе на совещании геологов и геофизиков в г. Тюмени высказывались, что «...потенциальным резервом для обнаружения залежей нефти и газа являются палеозойские и триасовые отложения» [9]. В 1971 г. В.С. Вышемирским дается положительный прогноз о нефтегазоносности палеозойских отложений по результатам полученных геохимических данных нефтей и битумоидов [10].

Первооткрывательницей палеозойской нефти в Западной Сибири следует считать скважину Колпашевская 2, при испытании которой в дезинтегрированной зоне палеозойских терригенных отложений была получена высокопарафинистая нефть.

В результате интерпретации и обобщения геолого-геофизических и геохимических результатов проведенных исследований промышленная нефтегазоносность отложений в палеозойском НГК выявлена на всей площади Западной Сибири. Крупномасштабные работы по оценке нефтегазоносности доюрских отложений проводились на территории Томской области, в Нюрольской впадине, в пределах которой позднее было открыто 13 залежей УВ в карбонатных, кремнисто-глинистых, песчаных и гравелитовых отложениях (рисунок 1.1).

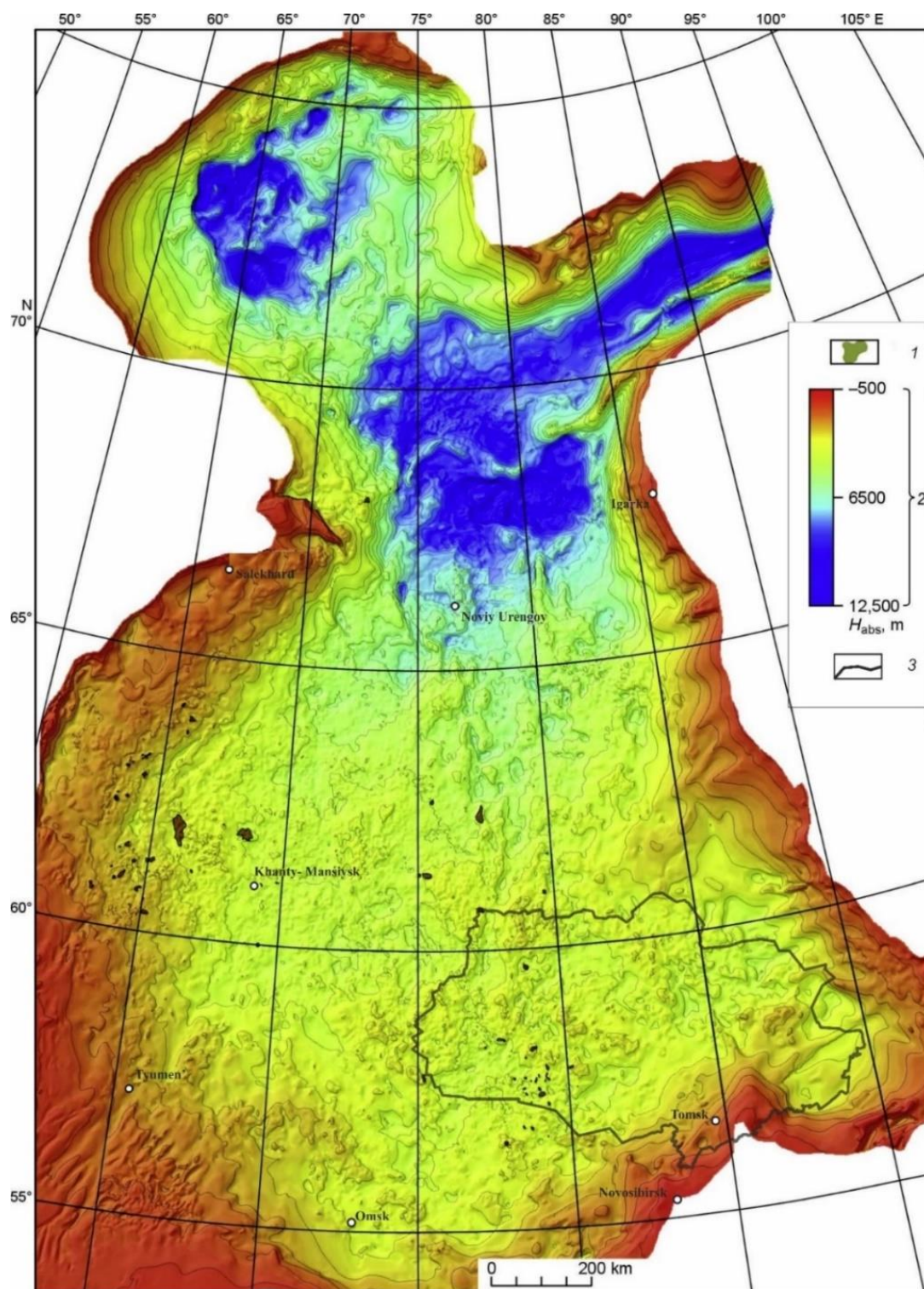


Рисунок 1.1. Положение месторождений углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской плиты на структурной карте по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений, по [11]: 1 – месторождение; 2 – шкала глубин кровли доюрских образований; 3 – административная граница Томской области.

В 80-90-е годы благодаря А.Э. Конторовичу, И.А. Олли, О.Ф. Стасову, В.С. Вышемирскому, Н.П. Запивалову, Ж.О. Бадмаеву и др., появились новые данные, подтверждающие, что палеозойские отложения Нюрольской впадины не подвергались процессам регионального метаморфизма, который свойственен складчатым комплексам фундамента [12].

Данное заключение предопределило положительную оценку перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса, исходя из его ограниченной дислоцированности.

Благодаря исследованиям В.И. Краснова, С.А. Степанова, В.И. Биджакова, Н.И. Карапузова, В.М. Тищенко была доказана возможность выявления аномальных сейсмических зон, связанных с органогенными постройками [13].

Н.И. Карапузовым была предпринята попытка прослеживания внутripалеозойского отражающего горизонта на Тамбаевской площади. Полученные материалы доказывают неравномерность дислоцированности доюрского фундамента Нюрольской впадины.

Неопределенно можно интерпретировать и возраст флюида в палеозойском нефтегазоносном комплексе. Нефть в палеозойском комплексе может иметь как независимый источник УВ, так и аккумулировать из мезозойско-кайнозойского комплекса, перекрывающего палеозойские отложения.

Ученые, предусматривающие нижнеюрский источник палеозойских нефтей, считают, что во временном диапазоне девон – пермь на территории Западной Сибири проходил геотектонический герцинский цикл. Высокие температуры и тектонические движения могли разрушить существующие залежи.

Но по результатам геохимических исследований нефтей и битумоидов было установлено, что органическое вещество (ОВ) палеозойских отложений Нюрольской впадины было преобразовано только до стадии мезокатагенеза [14]. По результатам геохимических исследований углеводородов-биомаркеров на исследуемой территории было доказано наличие нефти палеозойского типа, которая принципиально отличается от нефти юрской и меловой [15]. Стоит

отметить, что палеозойские отложения в пределах Нюрольской впадины в отличие от других районов Западной Сибири характеризуются отсутствием начального регионального метаморфизма, отсутствием глубинных разломов и проявлений вулканизма. В связи с этим отложения палеозойского комплекса Нюрольской впадины могут рассматриваться в качестве потенциально нефтематеринских.

В настоящее время не существует однозначного мнения относительно источника нефти, обнаруженной в палеозойских ловушках.

Следующим важнейшим этапом оценки перспективности и освоения палеозоя следует считать *запуск инвестиционного проекта «ПАЛЕОЗОЙ» в 2018 г.*, в рамках которого планируется сотрудничество нефтегазовых компаний и томского научного сообщества по разработке технологии поисков потенциально продуктивных пластов в отложениях палеозойского нефтегазоносного комплекса. Проект «ПАЛЕОЗОЙ» – это совместная программа компании «Газпромнефть-Восток», администрации Томской области и Томского политехнического университета.

Стоит отметить, что Томская область в 2014 году получила статус полигона по внедрению новейших технологий поиска, разведки и разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья, к которым относят и палеозой.

Проект «ПАЛЕОЗОЙ», включающий три этапа до 2025 г., был создан в связи с многолетней падающей добычей и необеспеченным приростом запасов углеводородов. Цель проекта состоит в разработке инновационных методов для оценки ресурсного потенциала и прогноза продуктивных интервалов в доюрском основании с помощью изучения геологического и тектонического строения палеозойского фундамента, исследования кернового материала в лабораторных условиях, детальной интерпретации геолого-геофизической информации по палеозойским резервуарам, внедрения трехмерной сейсморазведки, интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ, а также грави- и магниторазведки.

Предполагается, что комплексный анализ имеющихся материалов позволит с высокой вероятностью выявить новые перспективные геологические объекты в палеозое. Основанием для создания и реализации проекта «ПАЛЕОЗОЙ» явилось отсутствие понимания геологического строения доюрского комплекса, которое позволило бы с большей вероятностью спрогнозировать залежи УВ, а также решать поставленные задачи по изучению вещественного состава, вторичных преобразований, генерации и миграции УВ [16].

В рамках реализации данного проекта, рассчитанного до 2025г. планируется создание эффективной технологии для поиска потенциально перспективных объектов в палеозойских отложениях. В последствии данную технологию можно масштабировать и на другие участки Западной Сибири.

Таким образом, в связи с низким остаточным ресурсным потенциалом верхнеюрского нефтегазонасного комплекса на юго-востоке Западной Сибири возникла необходимость прогнозирования, поисков и разведки новых зон нефтегазонакопления на уже изученных территориях, но в новых стратиграфических горизонтах, приуроченных к зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) и внутреннего палеозоя, залежи в которых отнесены к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ).

Нефтегазонасность палеозойского НГК Западно-Сибирской плиты во многом определяется тектоническим режимом ее формирования.

Рассмотрим главные ***особенности геологического строения доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты.***

Основной тектонической структурой на территории Западной Сибири является Западно-Сибирская плита, которая характеризуется двухъярусным строением: гетерогенный доюрский фундамент и мезозойско-кайнозойский ортоплатформенный чехол [17]. Геологическое и тектоническое строение Западно-Сибирской плиты отражено в работах В.А. Обручева, А.Д. Архангельского, Н.С.

Шатского, Н.М. Страхова, в также в более поздних исследованиях А.А. Богданова, Ю.А. Косыгина, Т.Н. Спижарского, Э.Э. Фотиади, А.Л. Яншина.

В настоящее время многие ученые сходятся во мнении, что доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и другие) с двумя структурными этажами: нижний – геосинклинально-складчатый этаж и верхний – эпигеосинклинальный этаж. В строении доюрского фундамента принимали участие каледонские, герцинские, байкальские и салаирские складчатые системы. В зависимости от возраста складчатых систем под платформенным мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом развиты сочленяющиеся структурно-формационные зоны геосинклинального, протоорогенного, дейтороорогенного и рифтового типов.

Данные зоны представляют собой участки земной коры, характеризующиеся набором парагенетически связанных друг с другом осадочных, метаморфических и магматических формаций.

Территории диссертационных исследований расположены в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты в непосредственной близости к Томь-Колыванской складчатой зоне. Данная зона сложена структурно-формационными комплексами возрастом от среднего девона до раннего карбона с присутствием интрузивов позднего палеозоя преимущественно кислого и среднего составов.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, 1981 г.) территории исследований расположены в Центрально-Западно-Сибирской складчатой системе в пределах развития поздних герцинид, которая является продолжением Томь-Колыванской складчатой зоны [18] (рисунок 1.2).

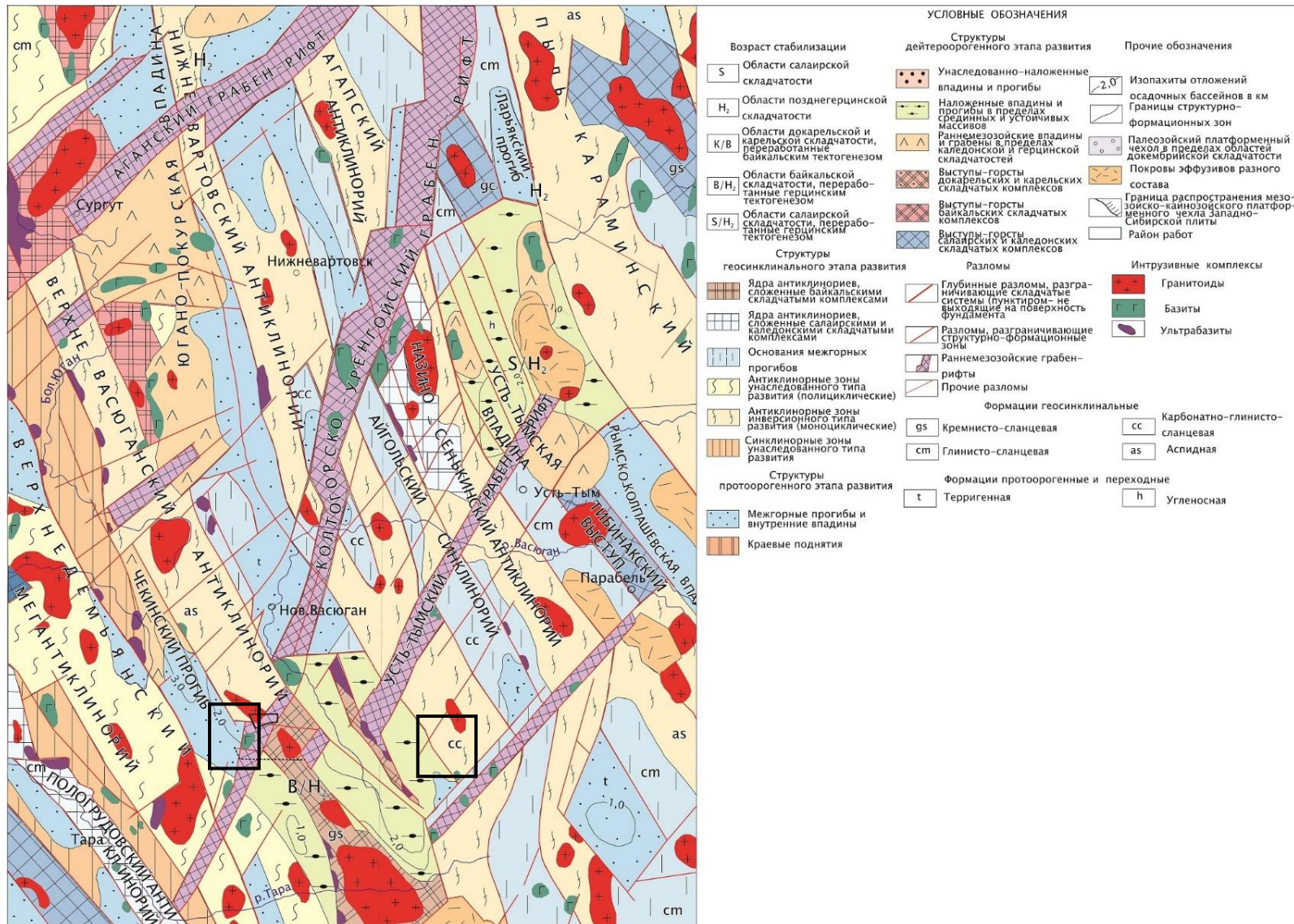


Рисунок 1.2. Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, 1981 г.). Положение территорий исследования показано черным контуром.

Данная система образовалась в силуре – начале девона на коре континентального типа. Геосинклинальные прогибы в пределах Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы выполнены осадочными, преимущественно терригенными комплексами пород.

На юго-западе Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы располагается протяженная и сложно построенная мегаструктура, состоящая из Васюган-Пудинского и Нижневартовского антиклинориев, осложненных рядом синклинорных зон. Васюган-Пудинский антиклинорий (рисунок 1.2) разделен Усть-Тымским грабен-рифтом на два блока: юго-восточный и северо-западный, осевая зона которого представлена метаморфическими комплексами, а осложняющие антиклинорий синклинали представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами.

К северо-западу от Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта в продолжении Васюган-Пудинского антиклинория находится Нижневартовский антиклинорий, в ядре которого скважинами вскрыты позднекембрийские толщи кремнистых сланцев. В юго-восточной части, в области пересечения Нижневартовского антиклинория с Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом, на Ломовой и Пионерской площадях вскрыты гранитоиды, а на Ледовой площади – зеленокаменно-измененные эффузивы основного состава.

Самой западной антиклинорной зоной инверсионного типа развития в составе Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы является Верхневасюганский антиклинорий, который сложен кремнисто-глинистыми и слюдястыми сланцами, метаморфизованными эффузивными породами.

Следует отметить, что мегантиклинории и антиклинории Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы разделяются отрицательными структурно-формационными зонами: Верхневасюганская, Сенькинско-Варьеганская, Нарымско-Колпашевская, Пыль-Караминская.

Помимо геосинклинально-складчатых позднегерцинских структурно-формационных зон в составе Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы

выделяется ряд срединных массивов и небольших блоков более древних складчатых систем. Межовский срединный массив, состоящий из основания байкальского возраста складчатости и формаций нижнего и среднего палеозоя, является наиболее крупным [19]. При этом основание массива представлено метаморфическими и магматическими образованиями, а формации чехла карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными породами. Межовский срединный массив разделен разломами на отдельные блоки, представленные ультраосновными породами [20].

На территориях *диссертационного* исследования (рисунок 1.2) также располагается система грабен-рифтов, включающая Колтогорско-Уренгойский, Аганский, Усть-Тымский, Чузикский. Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт является одной из крупнейшей рифтовой зоной, проходящей через всю территорию Западно-Сибирской плиты.

На территории Западной Сибири отложения палеозойского нефтегазоносного комплекса представлены в различных тектонических зонах, характеризующихся наличием нефтепроизводящих толщ и флюидоупоров.

Наибольшее количество *месторождений нефти и газа в палеозойском НК* открыто на территории Пудинско-Александровского блока, расположенного в Томской области и охватывающего Межовский мегавыступ, Лавровский мезовыступ, Чузикско-Чижапскую мезоседловину, Средневасюганский мегавал, Пудинское мезоподнятия, а также Александровский свод (рисунок 1.3).

При этом наиболее перспективной в части нефтегазоносности палеозойского НК является Чузикско-Чижапская зона нефтегазонакопления.

Анализ геологических и геофизических материалов позволил сделать заключение, что на рубеже триаса и юры на территории Западно-Сибирской плиты тектонические процессы сопровождались образованием разрывных нарушений, имеющих вертикальную и латеральную направленность.

Рисунок 1.3. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла (А.Э. Конторович, 1998 г.). Черным контуром показано положение территорий исследования.

Многочисленные тектонические нарушения были выявлены по результатам интерпретации сейсмического зондирования и гравимагнитных карт.

Первые *схемы глубинных разломов* на основе геологической интерпретации региональных магнитных и гравитационных карт были составлены в 1950 г. П.А. Кукиным и И.В. Дербиковым. Изучением глубинных разломов также занимались ученые: Ю.Г. Афанасьев, М.П. Гришин, Ф.Г. Гурари, Л.Я. Проводников, К.И. Микуленко, Н.Н. Ростовцев, В.С. Сурков, Н.В. Шаблинская, Д.Ф. Уманцев и другие [21].

Первая карта дизъюнктивной тектоники Западно-Сибирской плиты была составлена под руководством Ф.Г. Гурари в 1967, 1970 гг. По данным сейсморазведочных исследований, а также исследованиям кернового материала тектонические нарушения ориентированы преимущественно в северо-западном направлении. Стоит отметить, что осадочный чехол на изучаемой территории начал формироваться в позднем триасе-ранней юре при этом ряд разломов, сформированных в доюрском фундаменте, пересекает мезозойско-кайнозойские отложения (рисунок 1.4). На структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 (подошва юры) (по В.А. Конторовичу, 2002 г.) приведены основные дизъюнктивные нарушения, дополняющие региональные глубинные разломы (рисунок 1.5). Данные разломы могут способствовать миграции глубинных флюидов, которые, в свою очередь, оказывают влияние на температурный режим, степень катагенеза органического вещества, вещественный состав и фильтрационно-емкостные свойства отложений мезозойско-кайнозойского комплекса [22].

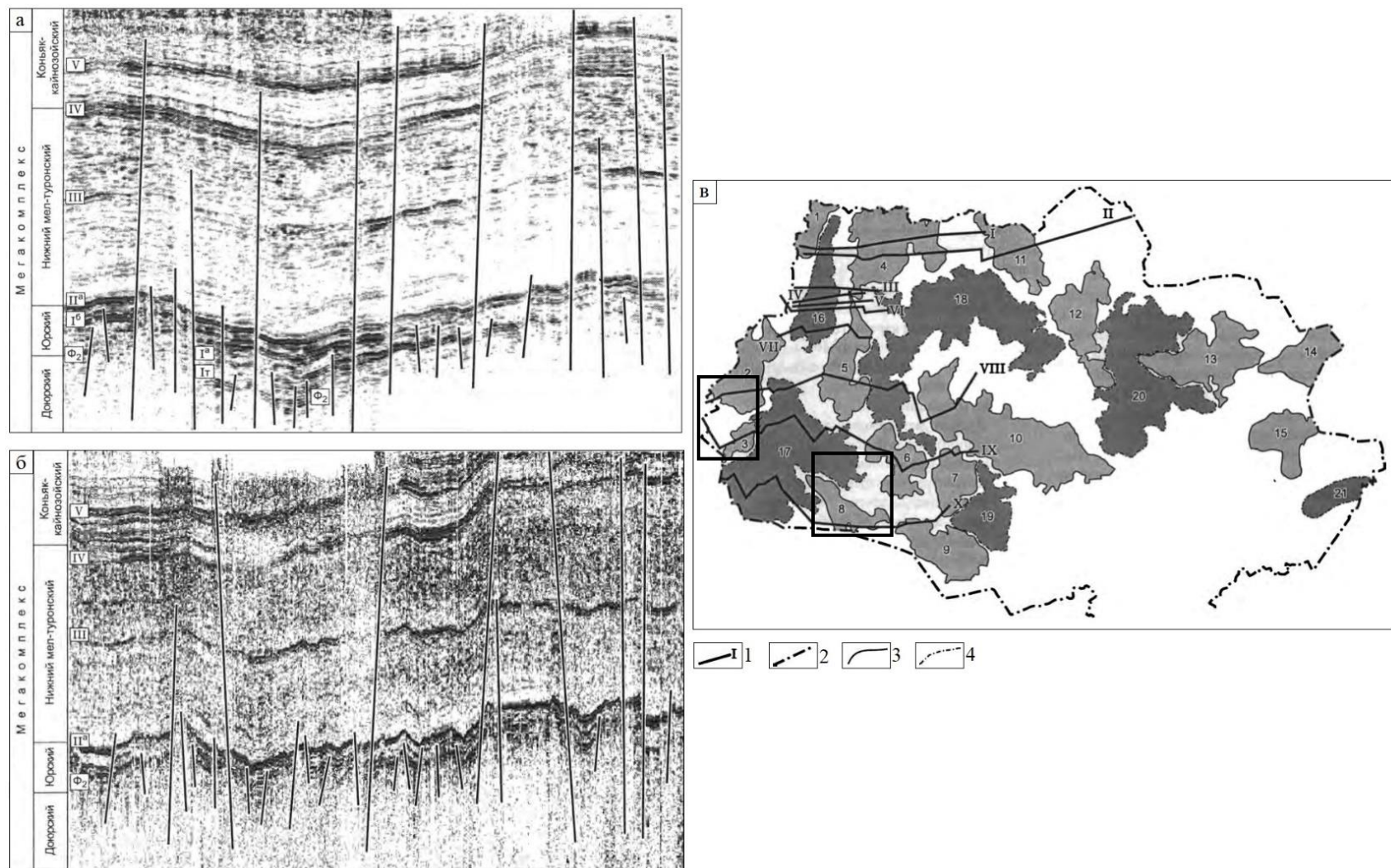


Рисунок 1.4. Региональные временные разрезы по профилям III (а) и IX (б) и схема расположения региональных сейсмических профилей (в): 1 – региональный сейсмический профиль; 2 – граница Томской области; 3 – контур положительных структур, выделенных по горизонту II^а; 4 – контур отрицательных структур, выделенных по горизонту II^а (по В.А. Конторовичу, 2002 г. [23]). Черным контуром показано положение территорий исследования.

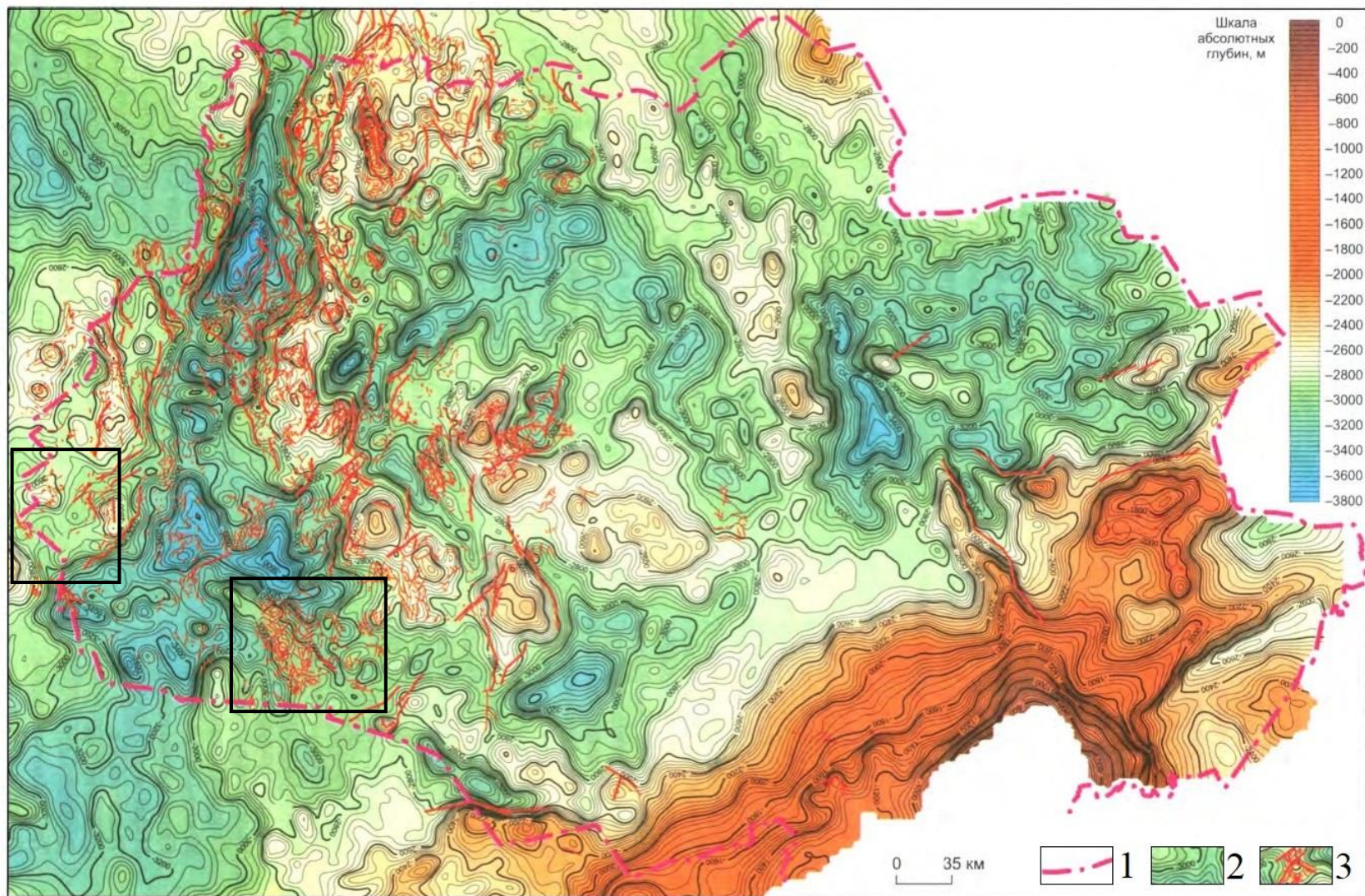


Рисунок 1.5. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (подошва юры) юго-востока Западной Сибири, по В.А. Конторовичу [23]: 1 – административная граница Томской области; 2 – сейсмоизогипса по отражающему горизонту Φ_2 ; 3 – разрывные нарушения. Черным контуром показано положение территорий исследования.

К настоящему моменту *литологический состав пород доюрского основания* изучен благодаря глубокому бурению скважин, в том числе более 700 скважин на территории Томской области (рисунок 1.6). Наиболее изученными глубоким бурением и геофизическими исследованиями районами являются Нижневартовский НГР, далее идут Каймысовский, Среднеvasюганский, Казанский, Пудинский и Александровский НГР.

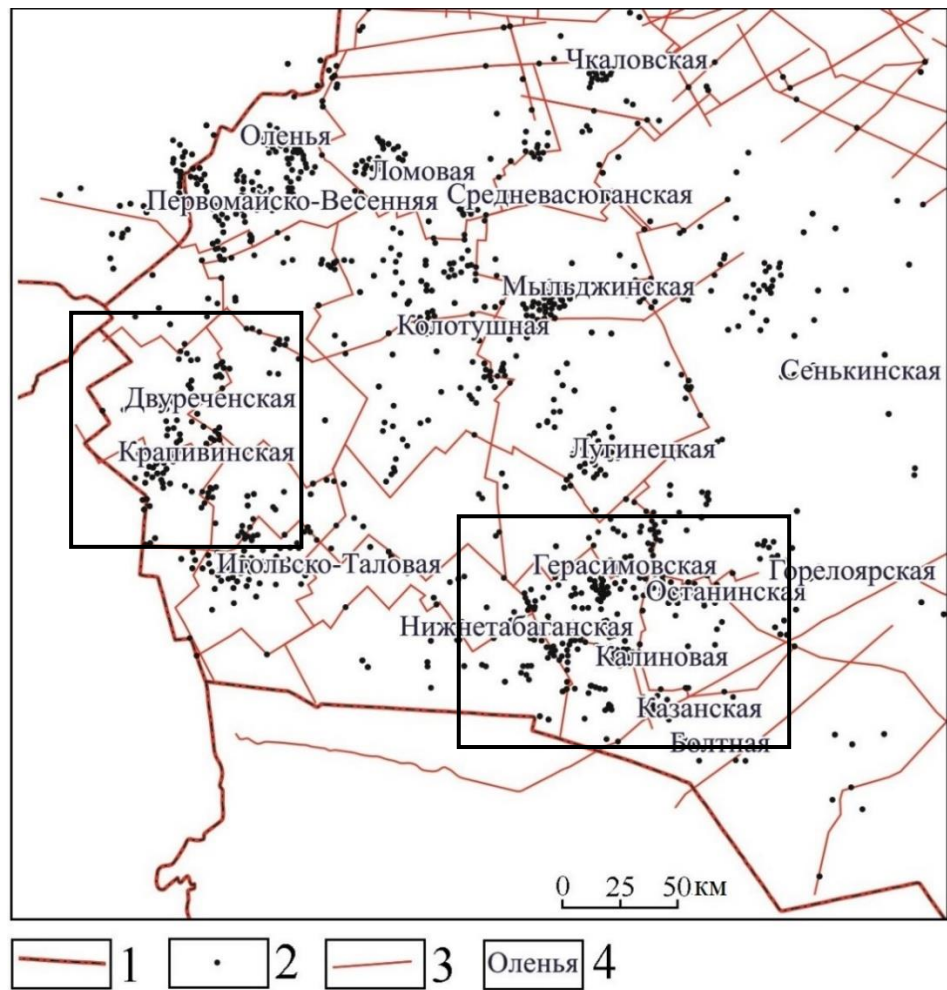


Рисунок 1.6. Схема изученности района исследования глубоким бурением и региональной сейсморазведкой (по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО», 2019 г.): 1 – административная граница Томской области; 2 – глубокая скважина; 3 – линия регионального сейсморазведочного профиля; 4 – название площади. Черным контуром показано положение территорий исследования.

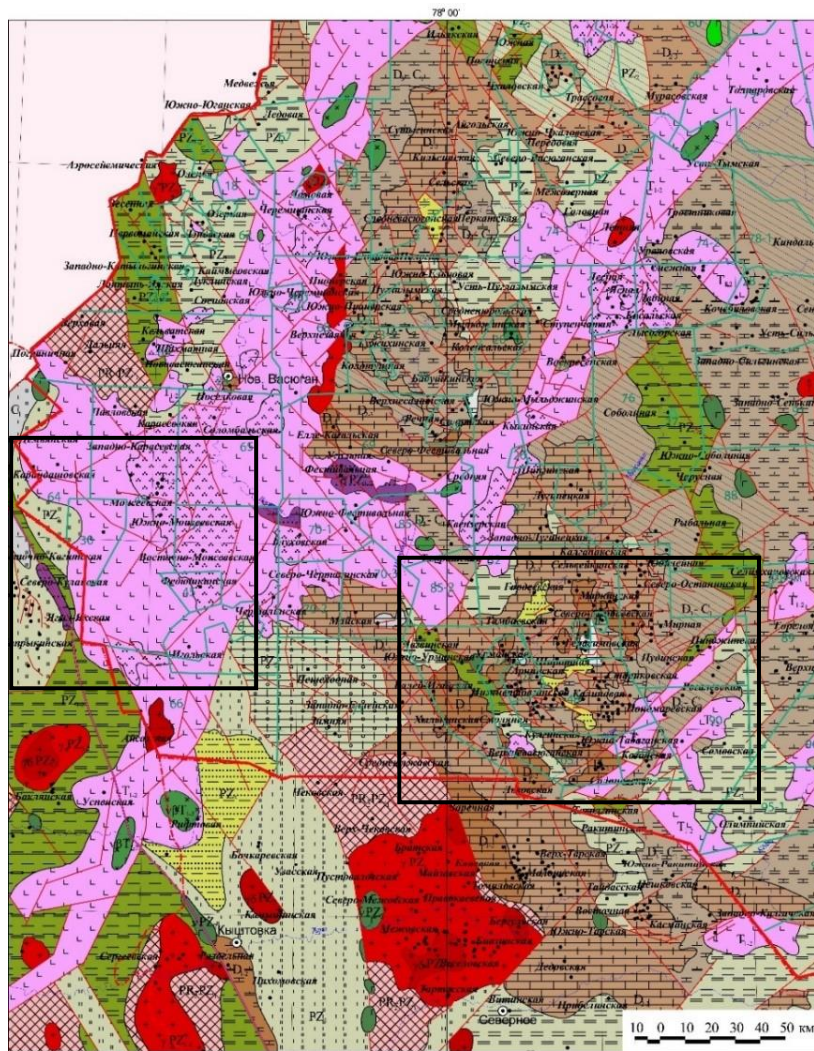
Первоначально глубокое бурение проводилось на юге Западно-Сибирской плиты, где фундамент залегал сравнительно неглубоко. Позднее в 1940 г. была

разработана и принята программа глубокого бурения на территории Западной Сибири, благодаря которой позднее была составлена региональная стратиграфическая схема палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты (Краснов и др., 1993 г.) [24]. Наиболее значительный вклад в формирование современных представлений о стратиграфии палеозоя внесли В.С. Бочкарев, В.Н. Дубатовол, Е.А. Елкин, О.Г. Жеро, В.И. Краснов, Л.В. Смирнов.

Биостратиграфическими исследованиями палеозойских отложений занимались такие ученые как, А.А. Алексеенко, С.А. Анастасиева, О.А. Бетехтина, О.И. Богуш, В.С. Бочкарев, Р.Т. Грацианова, Ф.Г. Гурари, А.И. Жамойда, Н.П. Запивалов, Г.Д. Исаев, А.В. Каныгин, В.А. Каштанов, Н.П. Кирда, В.А. Конторович, И.В. Коровников, В.А. Кринин, Н.П. Кульков, М.А. Левчук, В.А. Лучинина, С.В. Сараев, Б.С. Соколов, Б.И. Сувашов, В.С. Сурков, Ю.И. Тесаков, А.В. Тимохин, Ю.Ф. Филиппов, В.А. Хоменко.

В 2001 г. опубликована монография «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири», обобщающая результаты многолетних исследований палеозойских отложений Западной Сибири (Елкин и др., 2001 г.). По результатам проведенных исследований было установлено, что породы доюрского НГК неоднородны по вещественному составу, структурно-формационному строению, а также условиям залегания.

Согласно геолого-формационной карте фундамента Западно-Сибирской плиты (О.Г. Жеро, А.И. Недоспасов, Л.В. Смирнов, Л.Г. Смирнова, В.С. Сурков, 2008 г.) (рисунок 1.7) в кровле доюрских отложений на участках исследований залегают различные по типу магматические породы: от ультраосновных до кислых, а также от метаморфических до осадочных. Осадочные породы представлены преимущественно карбонатными породами, а метаморфические породы глинистыми, хлорит-серицит-кварцевыми сланцами. В пределах данной территории также распространены эффузивные породы основного и среднего составов.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- T₁ Ранне-среднетриасовые интрузии. Граносиениты, сиениты
- T₂ Ранне-среднетриасовые интрузии. Дolerиты, диабазы
- T₃ Ранне-среднетриасовые интрузии. Серпентиниты
- T₄ Триасовая система, нижний средний отделы. Базальты, порфириты, диабазы, долериты, туфы основного состава, туфогессы; кварцевые порфиры, фельзиты, керагофиты и их туфы
- PZ₁ Позднемезозойские интрузии. Граниты, плагиограниты
- PZ₂ Позднемезозойские интрузии. Граносиениты, сиениты
- PZ₃ Позднемезозойские интрузии. Гранодиориты
- PZ₄ Верхний палеозой. Конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые аргиллиты
- P Пермская система, нерасчлененные отложения. Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями углито-глинистого детрита, каменные угли
- C₂₁ Каменноугольная система, средний-верхний отделы. Известняки окремненные, глинисто-карбонатные сланцы, песчаники, алевролиты, аргиллиты, каменные угли
- PZ₅ Среднепалеозойские интрузии. Граниты, гнейсграниты
- PZ₆ Среднепалеозойские интрузии. Гранодиориты, гранодиорит-порфиры
- PZ₇ Среднепалеозойские интрузии. Кварцевые диориты, тоналиты
- PZ₈ Среднепалеозойские интрузии. Пироксеновые габбро, габбро-диабазы
- PZ₉ Средний палеозой. Глинисто-кремнистые, кремнисто-серпентитовые, альбит-хлоритовые сланцы; известняки с прослоями глинистых сланцев и эффузивов основного и среднего состава
- C₁ Каменноугольная система, нижний отдел. Известняки глинистые, известковистые аргиллиты, песчаники глинистые, углито-глинистые сланцы, туфы андезитовых порфиритов, андезиты, андезит-базальты
- D₁₋₃ Каменноугольная система, нижний отдел - девонская система, верхний отдел. Чередование углито-глинистых и кварцито-глинисто-карбонатных сланцев; углито-глинистые и кремнистые сланцы, эффузивы и туфы основного состава
- D₄ Девонская система, нерасчлененные отложения. Терригенные, терригенно-карбонатные, часто красноватые образования
- D₅ Девонская система, средний-верхний отделы. Известняки органогенные, прослоями глинистые, доломиты, известковистые алевролиты и аргиллиты, песчано-глинистые сланцы, эффузивы основного состава
- D₆ Девонская система, нижний-средний отделы. Известняки органогенные, доломитизированные и мраморизованные известняки, песчано-глинистые сланцы; андезит-базальты, их туфы, туфогессы
- PZ₁₀ Ранне-среднепалеозойские интрузии. Граниты, плагиограниты, гранит-анциты
- PZ₁₁ Ранне-среднепалеозойские интрузии. Гранодиориты
- PZ₁₂ Ранне-среднепалеозойские интрузии. Гарнебуриды, неридиты, пироксениты
- PZ₁₃ Нижний-средний палеозой. Альбит-кварц-хлорит-серпентитовые, углито-карбонатно-кремнистые сланцы, филлиты, мраморизованные известняки, доломиты, эффузивы и туфы основного состава
- S₁ Силурийская система, верхний отдел. Кремнисто-карбонатные породы, известняки органогенные, глинисто-хлоритовые сланцы
- PZ₁₄ Нижний палеозой. Углито-кремнистые, хлоритовые сланцы, филлиты, мраморы, известняки, эффузивы разного состава, порфириты, карбонатно-терригенные отложения, порфириты, эффузивы разного состава
- O₁ Ордовикская система, нижний отдел. Известняки, доломиты, эффузивы основного состава, туфы, туфогессы
- E₁ Кембрийская система, верхний отдел. Брекчиевидные органогенные известняки, мергели, известковистые песчаники и алевролиты
- E₂ Кембрийская система, нижний отдел. Известняки, глинистые и глинисто-кремнистые сланцы, эффузивы основного и среднего состава
- PR-PZ₁ Протерозой-нижний палеозой. Углито-кремнистые, серпент-хлоритовые сланцы, филлиты, кварциты, мраморы, мраморизованные известняки, карбонатно-терригенные отложения, порфириты, эффузивы разного состава
- PR-PZ₂ Верхний протерозой-кембрийская система. Доломиты, доломитовые известняки водорослевые, кремнистые сланцы, эффузивы основного состава
- PR₁ Верхний протерозой. Серпент-хлоритовые, глинистые сланцы, мраморы, рифогенные водорослевые доломиты

- #### Формации
- + Гранитоидная
 - Базальтовая
 - x Дolerитовая
 - Ультрабазитовая
 - Терригенная
 - Рифогенно-дolerитовая
 - Андезит-базальтовая
 - Базальтовая
 - Карбонатная
 - Терригенно-карбонатная
 - Эффузивно-карбонатная
 - Доломитовая
 - Асфальтовая
 - Глинисто-сланцевая
 - Зеленосланцевая
 - Кристаллических сланцев и гнейсов
- #### Разломы:
- разрывно-сдвиговые складчатые системы
 - прочие
 - дайки долеритов
- #### Геологические границы
- 198 Складчатые, и их номера

Рисунок 1.7. Выкопировка из геолого-формационной карты фундамента Западно-Сибирской плиты (О.Г. Жеро, А.И. Недоспасов, Л.В. Смирнов, Л.Г. Смирнова, В.С. Сурков, 2008 г.). Черным контуром показано положение территорий исследования.

Таким образом, проблема прогнозирования перспективности на нефть и газ доюрского фундамента обусловлена сложным его тектоническим строением, резкой расчлененностью его поверхности, большой глубиной его залегания под чехлом мезозойско-кайнозойских отложений, а также присутствием в его составе отличных по генезису и по литолого-формационному составу бассейнов палеозойского осадконакопления.

Для **диссертационных исследований** были выбраны две территории на юго-востоке Западной Сибири, включающие месторождения и площади разных типов. Одна территория выделена в составе Каймысовской нефтегазоносной области (НГО) – Каймысовском нефтегазодобывающем районе (НГР) (рисунок 1.11) и характеризуется наличием месторождений с залежами углеводородов только в юрском нефтегазоносном комплексе (условно, *первый тип месторождений*). Вторая территория выделена в составе Васюганской НГО – Пудинском и Межовском НГР [25] (рисунок 1.12) и характеризуется наличием месторождений с залежами углеводородов как в юрском, так и доюрском НГК (условно, *второй тип месторождений*).

В соответствии со схемой структурно-фациального районирования Западно-Сибирской плиты территории исследования расположены в *одном* структурно-фациальной районе (СФР) по келловею и верхней юре – *Пурнейско-Васюганском структурно-фациальном районе* (рисунок 1.8, 1.9) [26], но в *разных* структурно-фациальных зонах по палеозою. Месторождения, отнесённые к *первому типу*, расположены на территории *Туйско-Барабинской СФЗ* по палеозою, а месторождения, отнесённые ко второму типу территориально приурочены к *Нюрольской СФЗ* по палеозою [27] (рисунок 1.10).

Пурнейско-Васюганский структурно-фациальный район расположен в восточной половине центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. Формирование келловей-кимериджских осадков происходило в прибрежной части моря [28]. В пределах этого района в разрезах выделяются васюганская и георгиевская свиты. Возраст васюганской и георгиевской свит подтвержден

многочисленными исследованиями споро-пыльцевых комплексов, а также макро- и микрофауны [29]. На востоке, на границе с Сильгинским СФР, выделена «переходная зона», охватывающая территорию фациального замещения васюганской свиты на наунакскую.

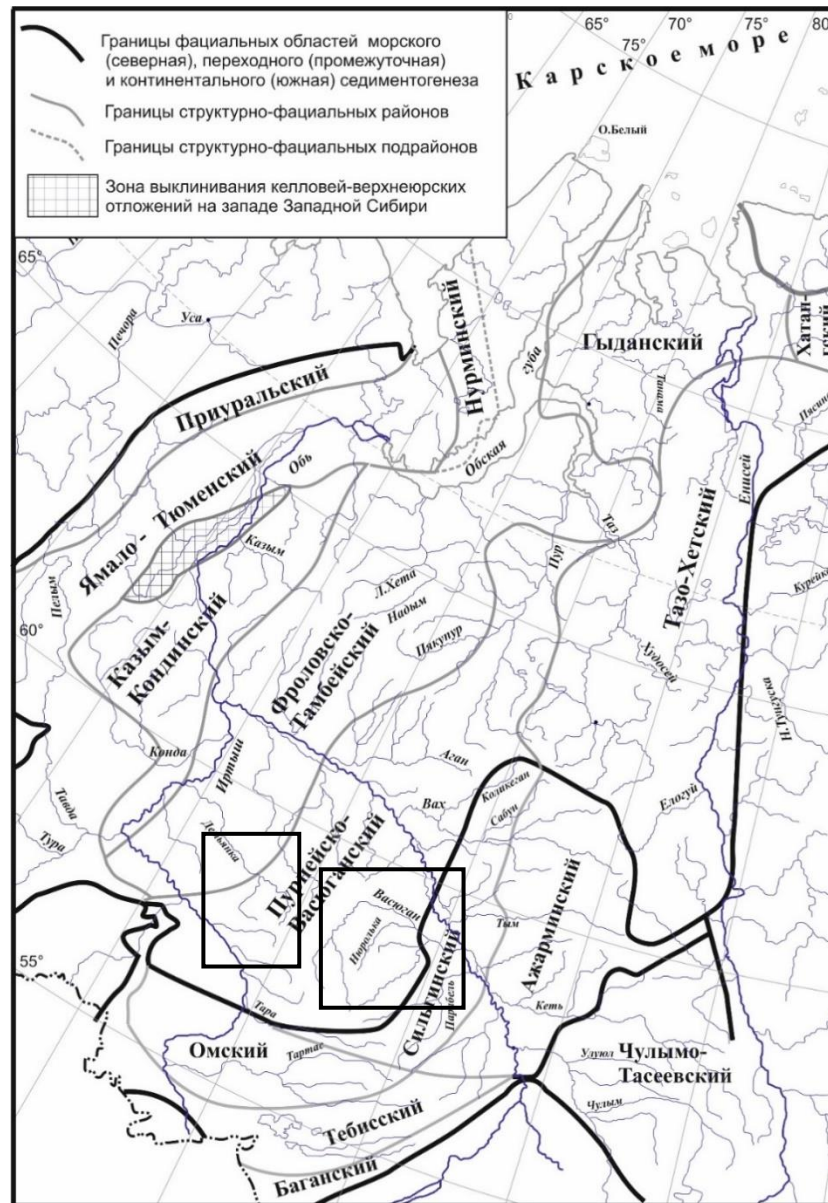


Рисунок 1.8. Схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири (Решения... 2003). Положение территорий исследования показано черным контуром.

Оксфордские образования Пурпейско-Васюганского СФР представлены алевроито-песчаной толщей морского седиментогенеза, характеризующейся значительной песчаностью и низкой расчлененностью [30].

Значительная часть залежей углеводородов верхнеюрского разреза относится к горизонту Ю₁, входящего в состав васюганской свиты Пурпейско-Васюганского СФР. В соответствии с литологическими особенностями в разрезе Пурпейско-Васюганского СФР выделяются три фациальных подрайона: Верхнепурский, Обь-Аганский и Обь-Тарский (рисунок 1.9).

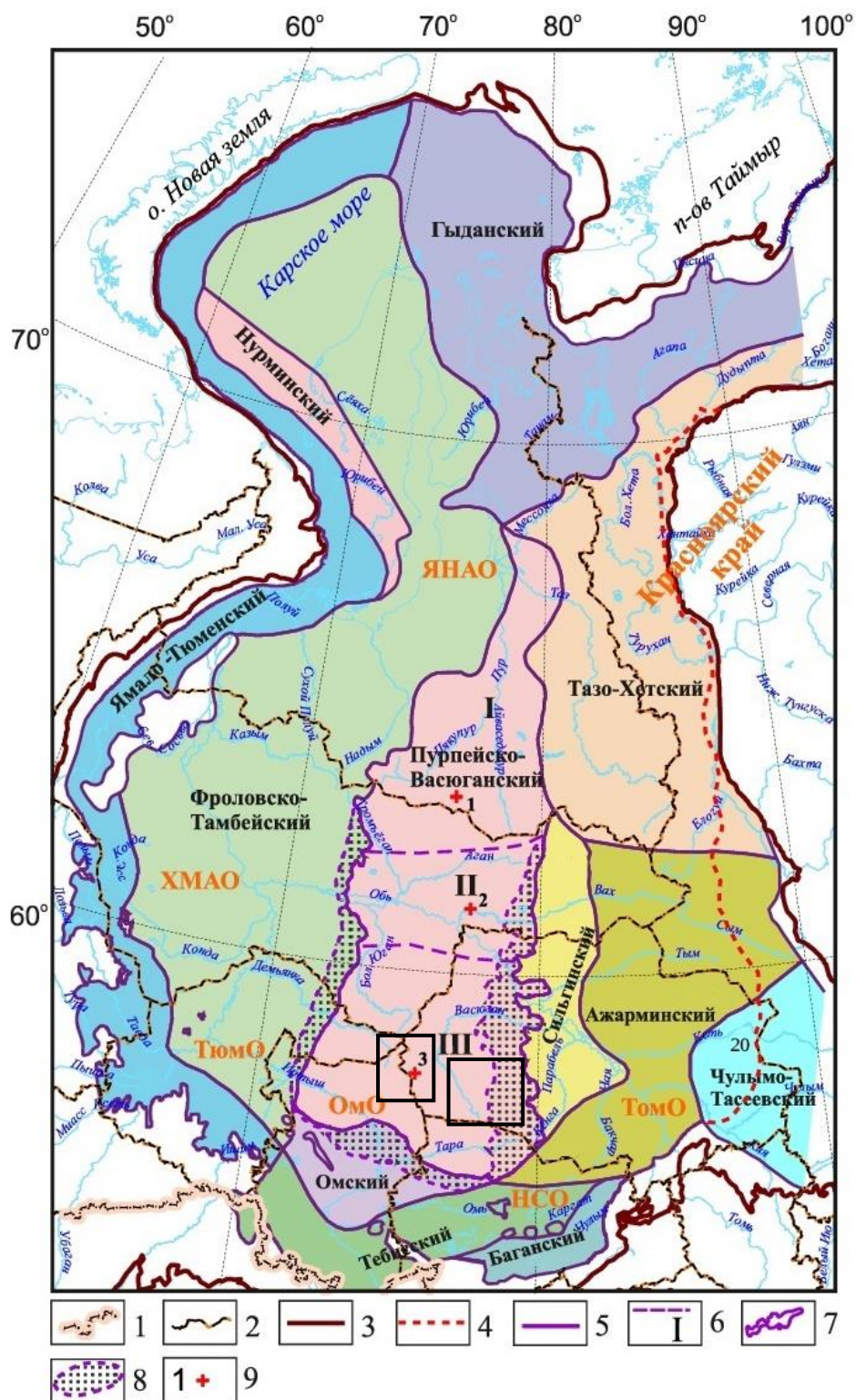


Рисунок 1.9. Карта фациально-стратиграфического районирования васюганской и георгиевской свит Западно-Сибирского осадочного бассейна, включая акваторию южной части Карского моря [30]: 1 – государственная граница РФ; 2 – административная граница (ТюмО – юг Тюменской области, ОмО – Омская область, НСО – Новосибирская область, ТомО –Томская область); 3 – граница отложений мезозойского НГК; 4 – граница распространения георгиевской свиты; 5 – граница структурно-фациального района; 6 – граница структурно-фациального подрайона Пурпейско-Васюганского СФР (I – Верхнепурский, II – Обь-Аганский, **III – Обь-Тарский**); 7 – зона частичного или полного отсутствия келловей-кимериджских отложений; 8 – переходная зона, характеризующаяся фациальным замещением васюганской свиты на наунакскую; 9 – скважина (1 – Западно-Новогодняя-210, 2 – Западно-Сороминская-16, 3 – Крапивинская-201). Положение территорий исследования показано черным контуром.

Далее приведена литологическая характеристика **Обь-Тарского структурно-фациального подрайона**, в пределах которого расположены территории исследования.

Нижневасюганская подсвита в *Обь-Тарском подрайоне* имеет алевритоглинистый состав. В основании нижневасюганской подсвиты выделяется пахомовская пачка, представленная буроватыми песчаниками и глинистыми алевролитами. Средняя часть подсвиты представлена глинистыми образованиями с присутствием ихнофоссилии *Chondrites*, большого количества пирита, фораминифер, прослоев с остатками морской фауны [31].

Верхняя часть подсвиты преимущественно представлена прослоями алеврито-песчаных пород с подугольной, межугольной и надугольной толщами [32].

Подугольная пачка, имеющая алеврито-песчаный состав с присутствием органического вещества и аутигенного пирита, сформировалась в прибрежной части моря в зоне волновой деятельности и низкоградиентных прибрежно-морских течений.

Межугольная пачка, имеющая алеврито-глинистый состав с прослоями песчаников, вторичных известняков, углистых аргиллитов, сформировалась на прибрежной равнине, периодически заливавшейся морем, и на озерно-аллювиальной, временами заболачивающейся равнине.

Надугольная пачка, имеющая алеврито-песчаный состав с незначительным содержанием глауконита, прослоев органогенно-детритовых известняков, морской фауны сформировались в мелководно-морских, в меньшей степени прибрежно-морских условиях.

Далее более подробно рассмотрим литологическую характеристику *структурно-фациальных зон по палеозою* (рисунок 1.10).

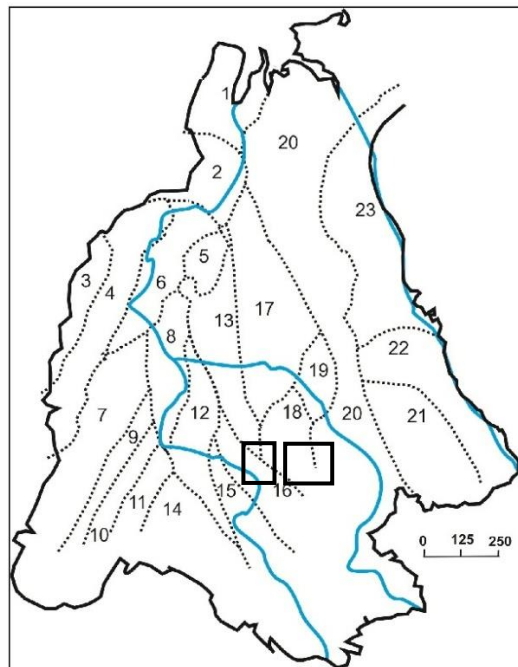


Рисунок 1.10. Подразделение палеозойских образований Западно-Сибирской тектонической плиты на структурно-фациальные зоны (СФЗ) [33]. СФЗ: 1 – Бованенковская; 2 – Новопортковская; 3 – Тагильская; 4 – Березово-Сартыньинская; 5 – Ярудейская; 6 – Шеркалинская; 7 – Шаимская; 8 – Красноленинская; 9 – Тюменская; 10 – Косолаповская; 11 – Уватская; 12 – Салымская; 13 – Усть-Балыкская; 14 – Ишимская; 15 – Тевризская; **16 – Туйско-Барабинская**; 17 – Варьеганская; **18 – Нюрольская**; 19 – Никольская; 20 – Колпашевская; 21 – Вездеходная; 22 – Тыйская; 23 – Ермаковская. Положение территорий исследования показано черным контуром.

Месторождения *первого типа*, приуроченные к *Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоне*, расположены в Каймысовском нефтегазоносном районе (НГР) (рисунок 1.11).



Рисунок 1.11. Выкопировка из схемы нефтегазгеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А.Э. Конторовича, 2003): 1 – месторождение; 2 – административная граница; 3 – речная сеть; 4 – населенный пункт; 5 – граница нефтегазоносного района; 6 – граница нефтегазоносной области (1 – Каймысовская НГО, 2 – Васюганская НГО). Положение территории исследования показано черным контуром.

В тектоническом отношении по платформенному чехлу территория исследования приурочена к северо-восточной части Каймысовского свода и Крапивинско-Моисеевского куполовидного мезоподнятия [34]. Нефтегазоносность Каймысовского НГР связана с верхнеюрским горизонтом Ю₁ васюганской свиты и генетически связана с кремнисто-глинисто-карбонатными породами бажендовской свиты.

В Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоне установлены два типа разрезов девонских образований. Первый, западный, отличается карбонатным и терригенным составом пород с примесью известняков и туфогенных пород. Во втором типе разреза девонские отложения представлены куйбышевской толщей, представленной переслаиванием коричневых аргиллитов, темно-серых глинистых известняков, туфов и туффитов, туфогенных песчаников, глинисто-кремнистых пород и аргиллитов [35].

Каменноугольные отложения, как и девонские, образуют два типа разреза: существенно терригенный и туфогенно-эффузивный. Первый тип представлен кехорегской свитой (C₁), образованной серыми и черными известняками с прослоями аргиллитов, радиоляритов, светлых спонголитов и туфопесчаников. С перерывом на кехорегской свите залегает тевризская толща. Во втором типе разреза каменноугольные отложения начинаются туйской толщей туфопесчаников и туфов. Завершается разрез каменноугольных отложений кислыми и средними эффузивами, условно относящимися к тевризской толще карбона и перми.

Важно обратить внимание на то, что палеозойские образования в пределах Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоны изучены по редким глубоким скважинам в условиях крайне незначительного выноса керна.

Месторождения второго типа, приуроченные к Нюрольской структурно-фациальной зоне по палеозою, расположены в Пудинском и Межовском нефтегазодобывающих районах (НГР) (рисунок 1.12).



Рисунок 1.12. Выкопировка из схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А.Э. Конторовича, 2003): 1 – месторождение; 2 – административная граница; 3 – речная сеть; 4 – озеро; 5 – населенный пункт; 6 – граница нефтегазоносного района. Положение территории исследования показано черным контуром.

По тектонике платформенного чехла в южной части Пудинского НГР выделяется положительная структура II порядка Калгачский мезовыступ, в северной части – Пудинское и Горелоярское куполовидные мезоподнятия. Южная часть Межовского НГР представляет собой приподнятую зону, на территории которой выделяется положительная структура I порядка – Межовский мезовыступ,

в северной части расположен Лавровский мезовыступ и Чузикско-Чижапская мезоседловина. Нефтегазоносность Пудинского и Межовского НГР связана с верхне- и среднеюрскими отложениями. По результатам глубокого бурения, вскрывшего палеозойские отложения, в пределах Нюрольской СФЗ были получены промышленные притоки углеводородов.

Девонские образования Нюрольской СФЗ, представленные терригенно-карбонатными отложениями среднего и верхнего девона, отличаются содержанием кремнистых пород [36].

Нюрольская СФЗ характеризуется наличием в разрезе свит преимущественно карбонатного состава, относимые к рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления [37, 38].

Главным фактором формирования пород-коллекторов в палеозойских известняках Нюрольской СФЗ является проявление вторичных процессов, которые представлены как трещинные зоны гидротермальной проработки, заложенные при формировании юрско-палеогенового комплекса отложений и сопутствующего погружения дна бассейна седиментации, при котором палеозойские породы представляли дно этого юрско-палеогенового моря [39]. Вторичные процессы проявились вдоль трещинных зон в виде процессов гидротермального выщелачивания и гидротермальной доломитизации с формированием участков развития пор и каверн, формирующих породы-коллекторы.

Фациальный профиль девонской системы Нюрольской СФЗ отличается от отложений девона соседних структурно-фациальных зон преобладанием морских рифогенных карбонатных отложений [40].

На рисунке 1.13 показано положение *месторождений диссертационных исследований* на схеме структурно-фациального районирования юрских и палеозойских отложений.

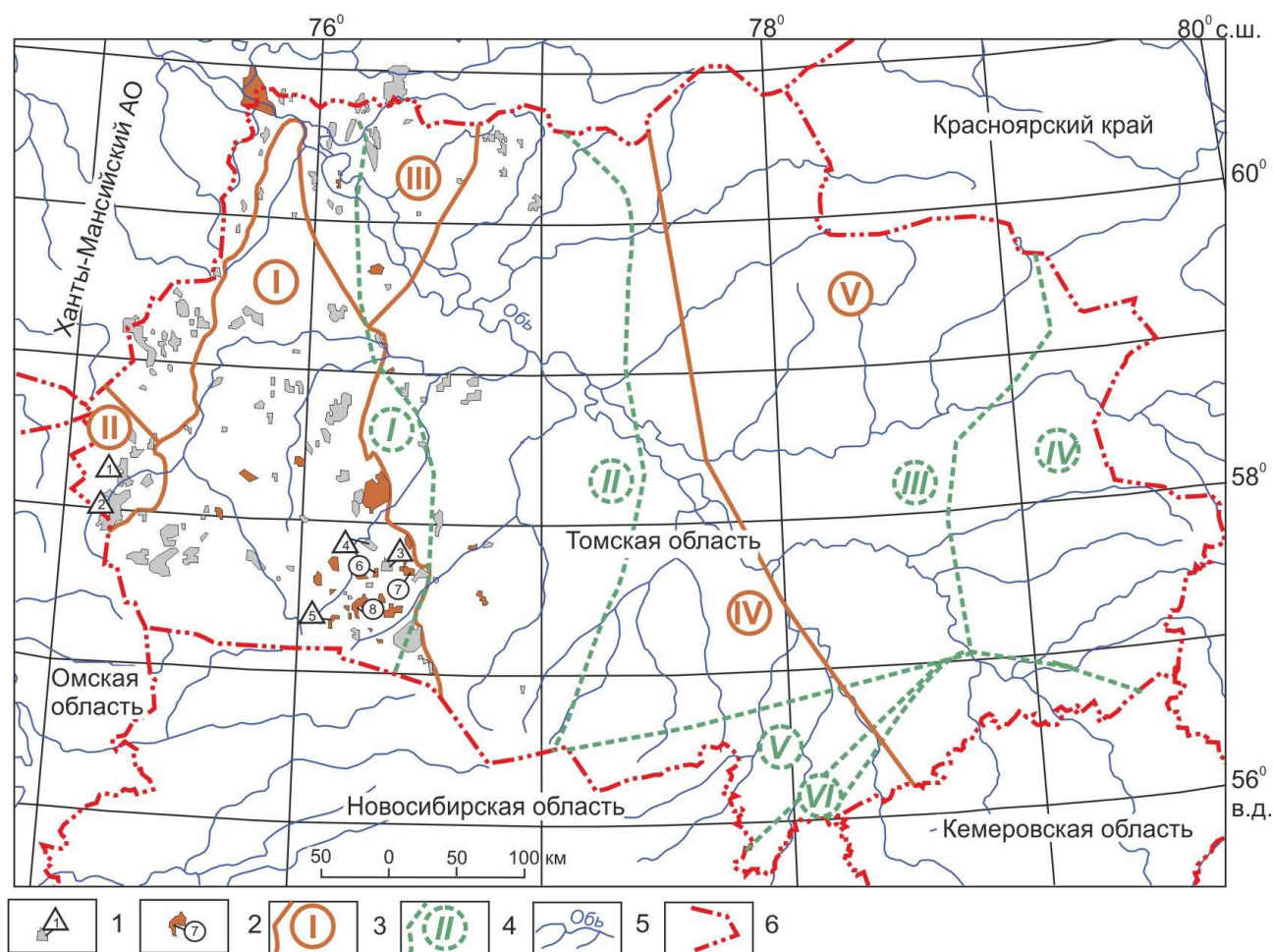


Рисунок 1.13. Обзорная схема территорий исследования на основе структурно-фациального районирования верхнеюрских [26] и доюрских [27, 28] отложений. Месторождение с залежами: 1 – в верхнеюрском НГК (исследуемые месторождения: 1 – Двуреченское, 2 – Крапивинское, 3 – Западно-Останинское, 4 – Пельгинское; 5 – Смоляное); 2 – включая доюрский НГК (исследуемые месторождения: 6 – Герасимовское, 7 – Останинское, 8 – Нижнетабаганское); 3 – граница структурно-фациальной зоны по палеозойским отложениям (I – Нюрольская, II – Туйско-Барабинская, III – Никольская, IV – Колпашевская, V – Вездеходная); 4 – граница верхнеюрского структурно-фациального района (I – Пурпейско-Васюганский, II – Сильгинский, III – Ажарминский, IV – Чулымо-Тасеевский, V – Тебисский, VI – Баганский); 5 – речная сеть; 6 – административная граница Томской области.

Таким образом, диссертационные исследования проводятся на месторождениях разных типов, одной структурно-фациальной принадлежности по юре, но разной структурно-фациальной принадлежности по палеозою. Первый тип месторождений, выделенный в составе Туйско-Барабинской СФЗ по палеозою, характеризуется наличием залежей углеводородов только в юрском нефтегазоносном комплексе. Второй тип месторождений, выделенный в составе Нюрольской СФЗ по палеозою, характеризуется наличием залежей углеводородов как в юрском, так и доюрском НГК.

Выводы:

1. В настоящее время на территории юго-востока Западной Сибири (Томская область) основным объектом разработки является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс, приуроченный к пласту Ю₁ васюганской свиты, ресурсный потенциал которого в большей степени исчерпан. К новым **актуальным** для изучения и освоения нефтегазоносным объектам отнесены образования, приуроченные к эрозионно-тектоническим и рифогенным выступам доюрских отложений, а также к внутренним горизонтам палеозоя.
2. Проблема перспективности на нефть и газ доюрского фундамента, испытавшего влияние процессов герцинской складчатости, связана со сложным его геологическим строением, резкой расчлененностью его поверхности, большой глубиной его залегания под чехлом мезозойско-кайнозойских отложений, а также присутствием отличных по генезису и по литолого-формационному составу осадочно-породных образований.
3. Для **корректных исследований** петрофизической характеристики юрских отложений, как прогнозно-поискового признака доюрских залежей УВ, на территории Томской области имеют место и **могут быть использованы месторождения разных типов**, одной Пурнейско-Васюганской структурно-фациальной принадлежности по юре и разной структурно-фациальной принадлежности по палеозою.

4. **Первый тип месторождений**, в составе Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоны по палеозою, характеризуется наличием залежей углеводородов только в юрском нефтегазоносном комплексе.
5. **Второй тип**, выделенный в составе Нюрольской структурно-фациальной зоны по палеозою, характеризуется наличием залежей углеводородов как в юрском, так и доюрском НГК.

2. ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ НАУЧНОЙ ГИПОТЕЗЫ

В настоящее время перспективы нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири обосновываются новыми геологическими данными и открытием значительных скоплений углеводородов в доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК). Основным нефтепоисковым объектом считается зона контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГКЗ), зона дезинтеграции палеозойских и мезозойских пород – кора выветривания [41]. При этом залежи углеводородов в пределах НГГКЗ контролируются эрозионными выступами доюрских образований, часть из которых представляет собой палеозойские горст-синклинали и рифовые постройки.

Основными критериями прогнозирования и поисков доюрских залежей углеводородов являются критерии «зон разуплотнения» и концепция «главного источника» [3].

В качестве *первого критерия* выступают «зоны массивированной трещиноватости», «тектонически ослабленные зоны», «зоны дезинтеграции», «зоны активных тектонических и гидротермальных процессов», прослеживаемые в разрезе и в плане [42].

Зоны разуплотнения доюрского нефтегазоносного комплекса представляют собой продуктивные терригенные и карбонатные образования [43], а также интрузивные тела кислого состава, испытавшие влияние гидротермальной деятельности. В эти геологические образования проникают углеводороды из осадочного мезозойского-кайнозойского комплекса, перекрывающего палеозойский комплекс. При этом зоны разуплотнения доюрского основания можно рассматривать в качестве систем дилатансии, осуществляющих перенос глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию углеводородов из рассеянного органического вещества в осадочный чехол. Данные зоны ассоциируются с очагами трещин, разломов, проницаемых каналов в кристаллическом фундаменте, через которые происходит проникновение глубинного тепла и магматических флюидов, а также ассоциируются с

промежуточными резервуарами УВ или подводящими каналами УВ в осадочный чехол из глубинных оболочек Земли [44].

Поиск зон разуплотнения осуществляют с помощью геоплотностного моделирования в гравитационном поле, а также комплексированием данных сейсморазведки. При этом атрибутивный анализ сейсмических кубов является наиболее эффективным способом выявления и картирования зон разуплотнения [45]. С помощью геоплотностного моделирования обнаруживают зоны развития вторичных коллекторов, а также производят количественную оценку параметров толщ с улучшенными коллекторскими свойствами, которые могут выступать в качестве зон вероятного нефтегазонакопления.

Таким образом, выявление зон разуплотнений является важным прогнозно-поисковым признаком нефтегазонакоплений в доюрском сновании.

О концепции *«главного источника»* высказываются и обосновываются два альтернативных варианта.

По первой концепции палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов согласно геодинамическому механизму по каналам, приуроченным к тектоническим разломам, зонам рифтонежа и коллизии литосферных плит [46, 47, 48]. На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских отложениях указывает значительное отличие нафтидов палеозоя и коры выветривания от юрских, являющееся признаком самостоятельного генотипа палеозойской нефти [49, 50]. О *восходящей миграции* углеводородов судят также по катагенетическим, минералогическим и геохимическим аномалиям ряда элементов, возникающим в отложениях. Наиболее индикаторными элементами являются уран и Al_2O_3 , характеризующиеся аномально низкими концентрациями в зонах разуплотненных коллекторов, связанных с зонами вероятного нефтегазонакопления.

В качестве индикаторов также рассматривается аномальная концентрация аутигенных минералов [51], в том числе карбонатов, образованных под воздействием химически агрессивных УВ-флюидов в результате растворения

неустойчивых компонентов: основных и средних плагиоклазов, ортоклазов, слюд, хлоритов.

Проявление аутигенного минералообразования в породах осадочного чехла связано в первую очередь с типами пород доюрского фундамента, по которым производится миграция УВ-флюидов. Так, в пределах надрифтовых желобов, представленных базитами и ультрабазитами, и территорий, фундамент которых представлен карбонатными породами, в перекрывающих отложениях осадочного чехла получили распространение карбонаты кальция и магния. А в доюрском фундаменте с многочисленными интрузиями обнаружены в перекрывающих осадочных отложениях аутигенные минералы: каолинит, кварц, альбит.

Кроме того, флюидалную миграцию УВ можно оценить по коэффициентам катагенеза горных пород (Перозио, 1971) и по высоким значениям отражающей способности витринита [52, 53].

Кроме вышеназванных индикаторов, признаками наличия вертикальной межпластовой миграции углеводородов служат широкий стратиграфический диапазон НГК и единый состав флюидов на значительном вертикальном расстоянии (Конторович и др., 1975).

Обоснование второй концепции сводится к следующему. Системный анализ геохимических и литолого-петрографических данных, а именно посредством геохимической корреляции состава нефтей и битумоидов нефтематеринских пород выявляют генетическое единство нефтей из юрских свит и палеозойского НГК методом хромато-масс-спектрометрического анализа [54-57]. Наиболее представительными геохимическими параметрами, определяющими сходство генезиса юрских и палеозойских нефтей являются n-алканы, стераны, хейлантаны, пентациклические терпаны, алкилбензолы, нафталины и фенантрены [57]. Результативным показателем, идентифицирующим генезис углеводородов, является изотопный состав углерода по параметру $\delta^{13}\text{C}$ [58]. *Нисходящую миграцию* УВ-флюидов определяют также с помощью ЯМР-спектроскопического анализа фрагментарного состава нефтей из осадочного чехла и отложений фундамента [59].

Интерпретация вышеизложенных геохимических показателей устанавливает нисходящую направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс [60-61].

Нисходящая миграция может осуществляться по механизму перетока флюидов по трещинам и кавернам под действием капиллярных сил [62-63]. Нисходящая миграция УВ может осуществляться по механизму диффузии в свободной парогазовой фазе с опережающим перемещением легких УВ [64, 65]. Нисходящая миграция из более молодых в более древние отложения возможна по ослабленным зонам, образованным геодинамическим режимом растяжения [66].

Восходящая и нисходящая миграция углеводородов может быть следствием возникновения локальных диссипативных структур внутри глубинных геофлюидодинамических систем, сформированных повышенной геодинамической напряженностью [67].

Таким образом, многовариантный концептуальный подход к вопросу происхождения («главного источника») залежей нефти и газа в палеозое вызывает существенную неоднозначность рекомендаций относительно стратегии поисков залежей не только в доюрском основании, но и в юрском комплексе. *Вместе с тем, каждая из концептуальных трактовок постулирует процесс восходящей/нисходящей вертикальной межпластовой миграции углеводородных флюидов.*

Поэтому, в качестве возможного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ в настоящей работе принята и обосновывается ***гипотеза аномальности петрофизических характеристик юрских пластов – гипотеза «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза.***

Таким образом, предпосылки сформулированной гипотезы сводятся к следующему:

1. В результате возможной восходящей и нисходящей миграции химически агрессивных УВ-флюидов и пластовых рассолов образуются химически активные соединения, которые вызывают изменения первичного минерального или

химического состава горных пород и появление в них минералов вторичной фазы [68]. То есть, флюидомиграция сопровождается наложенными эпигенетическими процессами, включая карбонатизацию [69, 70].

2. Карбонатизация приводит не только к минеральным преобразованиям, но к изменению петрофизических свойств горных пород: пористости, проницаемости, плотности (рисунок 2.1). Так, уменьшение эффективного порового пространства приводит к уменьшению проницаемости и величины открытой пористости, следовательно, к увеличению удельного электрического сопротивления (УЭС). Карбонатизация может выражаться в низкой радиоактивности разрезов скважин за счет выноса урана [71].

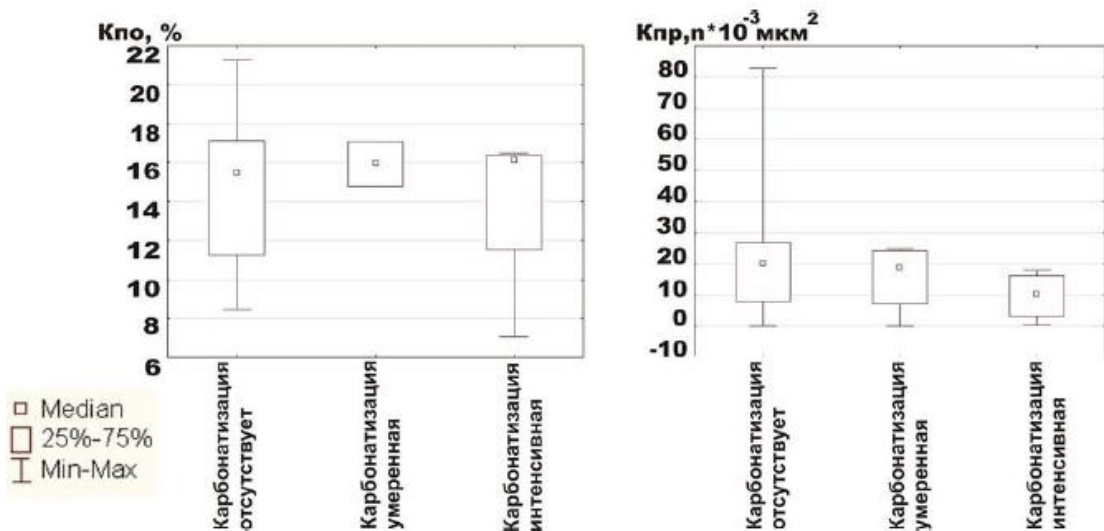


Рисунок 2.1. Влияние процесса карбонатизации на параметры пористости и проницаемости [72, 73].

3. Проявление процессов карбонатизации отражается в значениях интервального времени твердой фазы коллектора ($\Delta T_{тв}$) (по данным акустического каротажа). Согласно принятой для месторождений Томской области модели, карбонатизированные интервалы характеризуются пониженными значениями интервального времени в сравнении с песчаниками [74].

4. В целом карбонатизация приводит к резкому ухудшению коллекторских свойств пород, включая уменьшение объема пустотного пространства [75].

Здесь также важно сказать о недавней публикации томских коллег [76]. Ими, на примере Герасимовского месторождения, исследована интенсивность *вторичной карбонатизации* юрских песчаных пластов и ее связь с характером насыщения палеозойских образований. Установлено, что интенсивность процессов вторичной карбонатизации является индикатором характера насыщения палеозойских пород. Подчеркнуто, что работа основана на концепции субвертикальной миграции УВ-флюидов, снизу в верх, от глубинного источника с разгрузкой в песчаных коллекторах.

Таким образом, интенсивность вторичных процессов, выраженная в аномальности геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов, включая, возможно, и баженовскую свиту, может служить индикатором очагов генерации, путей миграции, терминальных точек (зон нефтесбора), т.е. может служить критерием их обнаружения.

Выводы:

- 1. В результате восходящей и нисходящей миграции химически агрессивных УВ-флюидов в юрском разрезе происходят процессы наложенного эпигенеза, приводящие к вторичной, наложенной, и, как следствие, аномальной карбонатизации транзитных пластов-коллекторов.*
- 2. Карбонатизация является причиной возникновения ряда эффектов, а именно ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, в том числе уменьшение открытой пористости, проницаемости и, соответственно, аномальное увеличение удельного электрического сопротивления.*
- 3. Интенсивность аномальности геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов, может служить индикатором присутствия в палеозойском разрезе зон нефтегазонакопления, т.е. может служить критерием их обнаружения.*

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ, НЕ ИМЕЮЩИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИТОКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Для сопоставительного обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложений, как возможного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, в этом разделе диссертации проведен анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на Крапивинском, Двуреченском, Пельгинском и Смоляном месторождениях только с юрскими залежами нефти, на Западно-Останинском – с юрскими залежами и незначительными признаками УВ в керне доюрских образований. По палеозою Крапивинское и Двуреченское месторождения находятся в Туйско-Барабинской СФЗ. А Пельгинское, Смоляное и Западно-Останинское находятся в Нюрольской СФЗ (рисунок 3.1).

Но по келловей и верхней юре эти месторождения относятся к одному СФР – Пурпейско-Васюганскому (рисунок 1.13), т. е. все пять перечисленных месторождений весьма сходны по особенностям юрского осадкообразования и тектонического строения. А возможные отличительные особенности геофизических и петрофизических характеристик этих месторождений могли сформироваться в послейурское время, под воздействием вторичных эпигенетических процессов.

3.1. Крапивинское нефтяное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение, расположенное на западе Томской области в Каймысовском нефтегазоносном районе (рисунок 1.11), было открыто в 1984 г. бурением скважины 195Р.

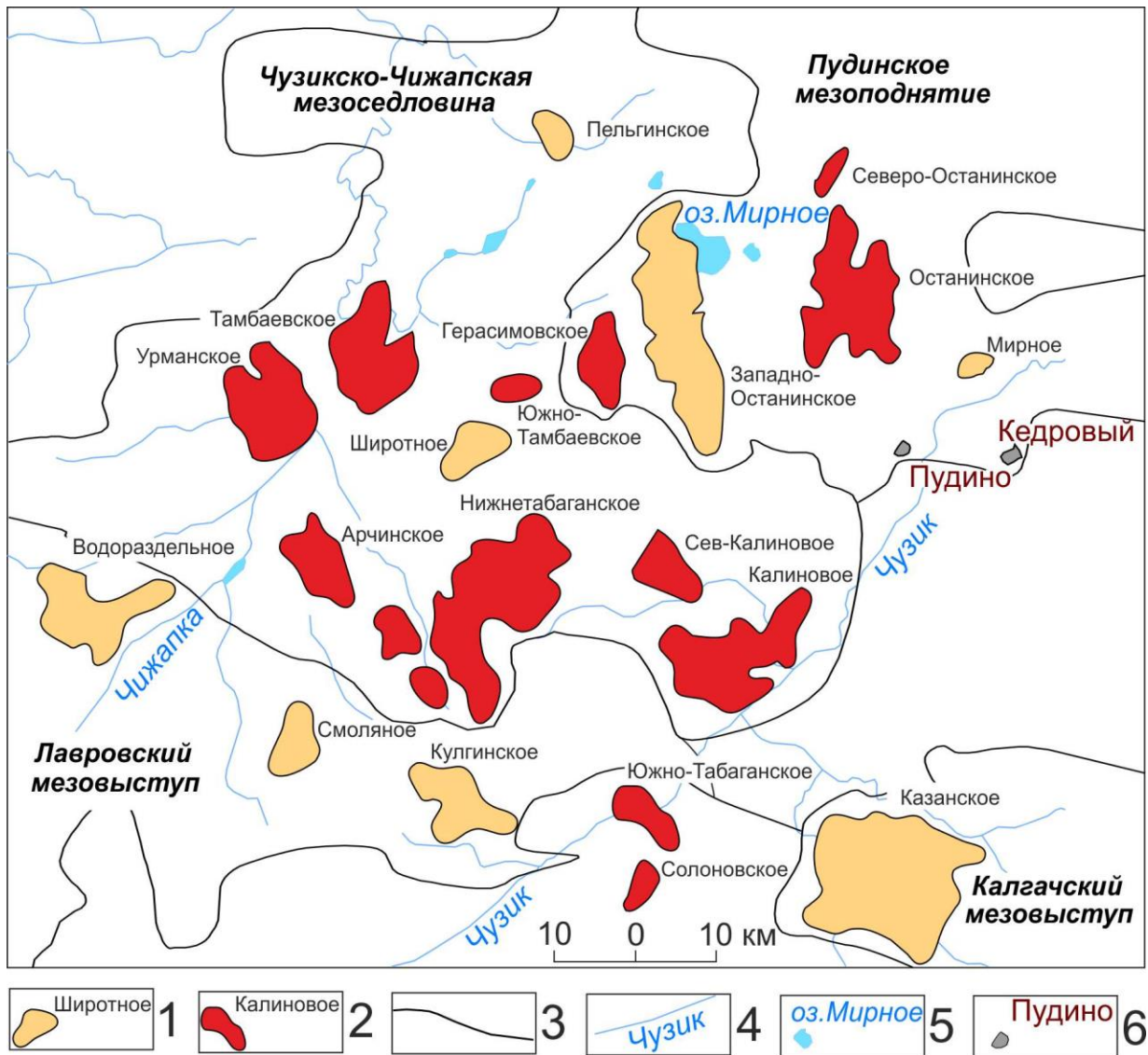


Рисунок 3.1. Схема размещения группы месторождений углеводородов в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны по палеозою: 1-2 – месторождение и его название: 1 – в юрских НГК, 2 – в юрских и доюрском НГК; 3 – контур тектонического элемента II порядка платформенного чехла, по [23]; 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт.

Месторождение приурочено к группе сложно-построенных локальных поднятий, отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами (рисунок 3.2). По морфологическому признаку поднятия образуют две крупные структуры III порядка – Крапивинскую и Западно-Крапивинскую. Обе структуры имеют близкую морфогенетику и формируют в плане обособленную

структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры Крапивинского месторождения [77].

Нефтегазоносность на Крапивинской площади приурочена к отложениям верхней юры, васюганской свиты, делящуюся на преимущественно глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчано-глинистый горизонт Ю₁ [78]. Данный горизонт формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки: подугольную, межугольную, надугольную [79].

Промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с терригенными отложениями продуктивного горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной от 4 до 10 м.

Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (около 80 %) сконцентрированы в пласте Ю₁³. На данной стадии изученности месторождения в пласте Ю₁³ выявлено 6 залежей нефти: северо-западная залежь, северная залежь, центральная залежь, 2 восточные залежи, южная залежь. Пласт Ю₁² представлен единой залежью.

Пласт Ю₁². По пласту Ю₁² месторождение обособляется в виде двух участков – первый собственно Крапивинский участок (район скважин 207Р, 197Р, 213Р) и второй Западно-Крапивинский участок (район скважин 220Р, 200Р). Пласт Ю₁² обладает низкими фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемость резервуара не превышает 5 мД, при пористости 15 %. По материалам ГИС пласт во всех скважинах нефтенасыщенный. В настоящее время продуктивность резервуара Ю₁² подтверждена получением притоков нефти в ряде эксплуатационных скважин. В рамках залежи пласта Ю₁² выделяется 7 частей: Северная, Восточная, Центральная, район скважины 210Р, Южная, Юго-Восточная и Юго-Западная [80].

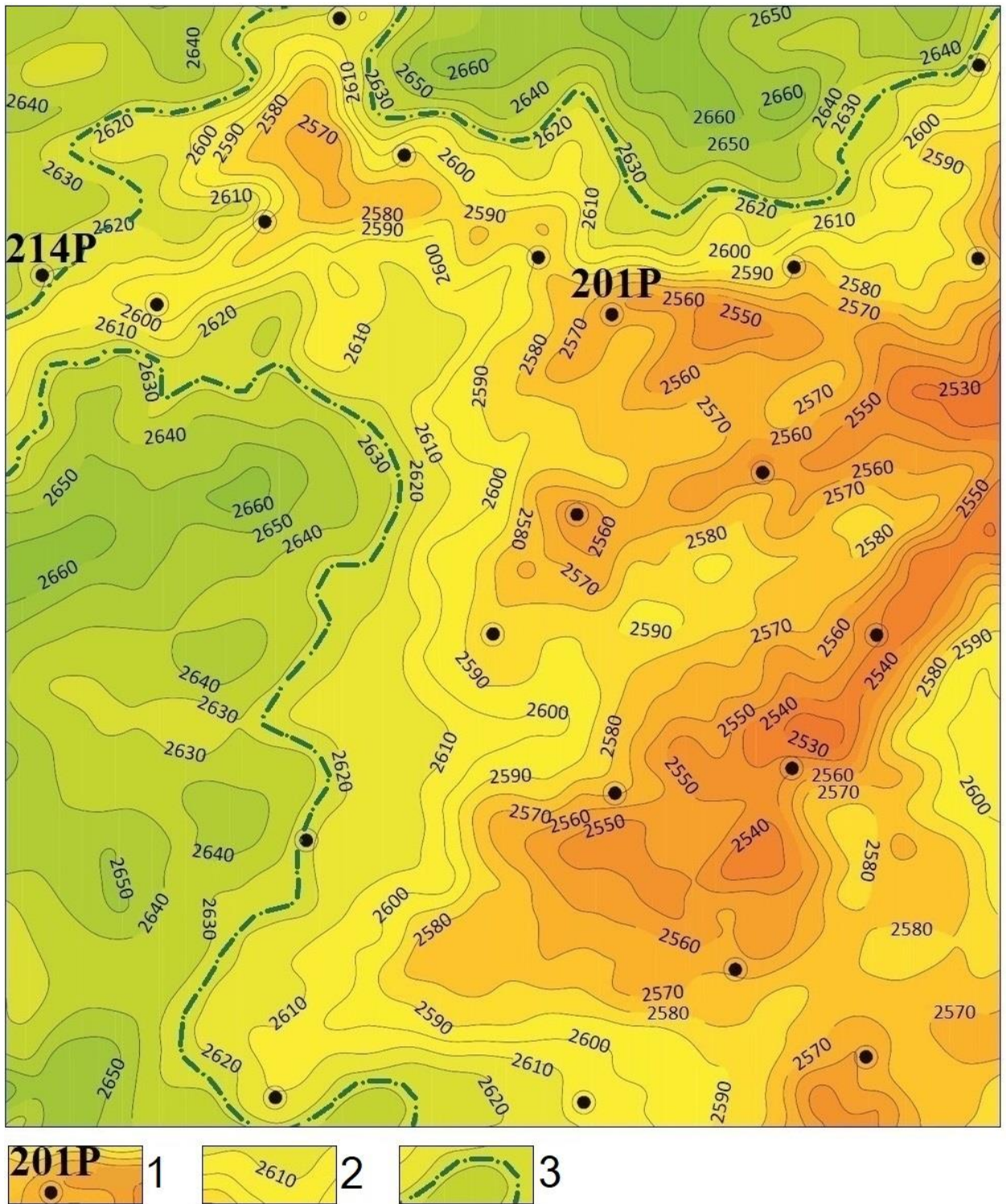


Рисунок. 3.2. Схема Крапивинского нефтяного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – изогипса подошвы баженовской свиты, м; 3 – водонефтяной контакт по пласту Ю₁³.

Пласт Ю₁³. Основным продуктивным объектом Крапивинского месторождения является пласт Ю₁³ подугольной толщи васюганской свиты. Практически все, связанные с этим пластом участки, ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора [81]. Это позволяет определить тип участков Ю₁³ как, предположительно, капиллярно-экранированный.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для анализа данных геофизических исследований и петрофизики юрских пластов Крапивинского месторождения были выбраны разрезы поисковых и разведочных скважин (рисунок 3.3). Исследование заключалось в анализе результатов методов ПС, ГК, КС и НГК по разрезам скважин разной продуктивности (скважина 201Р с нефтенасыщенными пластами и скважина 214Р с водонасыщенными пластами в юрской части разреза).

Породы ниже залегающей васюганской свиты характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров по причине присутствия в разрезе пород-коллекторов (пласты Ю₁), алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев и углей, имеющих четкую однозначную геофизическую характеристику на комплексе каротажных кривых [82] (рисунок 3.3).

Для пород баженовской свиты характерны аномально высокие значения удельного электрического сопротивления и естественной радиоактивности.

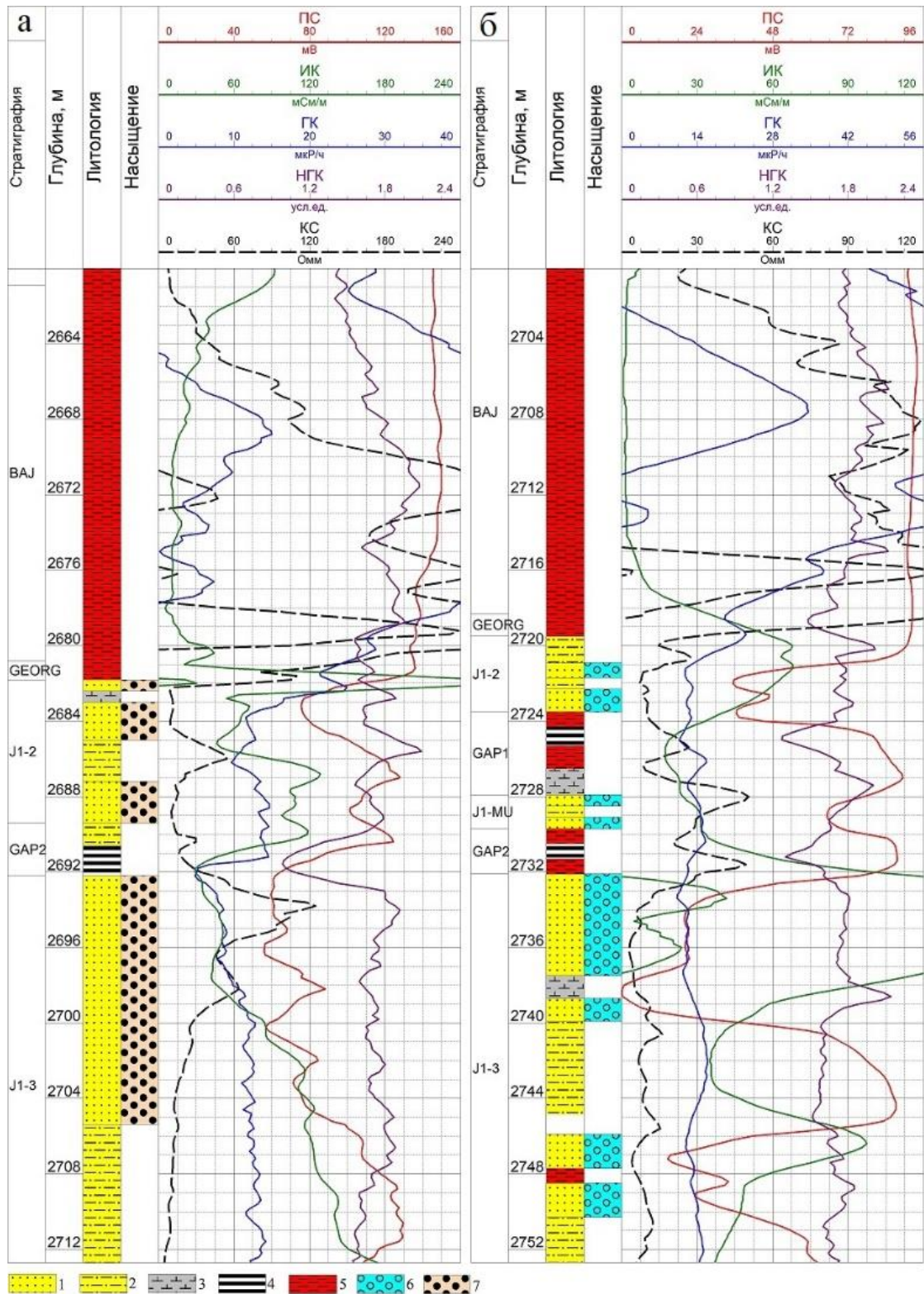


Рисунок 3.3. Крапивинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 201Р (а) и 214Р (б) в интервалах баженовской, георгиевской свит и пластов Ю₁² (J1-2), Ю₁^{MU} (J1-MU), Ю₁³ (J1-3): 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – карбонатная порода; 4 – уголь; 5 – глина; 6 – водонасыщенный; 7 – нефтенасыщенный.

Для оценки удельного электрического сопротивления юрских пластов-коллекторов Крапивинского месторождения были использованы данные геофизических исследований по разрезу 28 скважин (рисунок 3.2) – материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (таблица 3.1), юрские пласты-коллекторы Крапивинского месторождения имеют заметно низкие значения для нефтенасыщенных пластов $УЭС=6-8$ ом·м при среднем значении 7 ом·м, а для водонасыщенных пластов $УЭС=3-3,2$ ом·м при среднем значении 3,1 ом·м [83].

Таблица 3.1. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{п}$ нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Крапивинского месторождения.

Пласт	* $\rho_{нп}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, ом·м
Ю ₁ ²	6	0,15	0,53	3,2
Ю ₁ ^{МУ}	–	0,14	0,27	3,0
Ю ₁ ³	8	0,15	0,45	3,2
(диапазон), среднее	(6–8), 7	(0,14–0,15), 0,15	(0,27–0,53), 0,42	(3,0–3,2), 3,1

*средневзвешенные значения по 28 скважинам.

**нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики петрофизики аргиллитов баженовской свиты на Крапивинском нефтяном месторождении проанализированы разрезы скважин 201Р (с нефтеносными пластами Ю₁², Ю₁³) и 214Р (с водоносными пластами Ю₁², Ю₁^{МУ}, Ю₁³). Был сделан качественный и количественный (статистический) анализ показаний методов ПС, КС, ГК и НГК (таблица 3.2).

Таблица 3.2. Значения геофизических параметров баженовской свиты разрезов скважин Крапивинского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч	НГК*, усл. ед.
201Р	19,9	± 4,8	244/92	55/42	2,0/1,7
214Р	21,4	± 2,0	479/174	91/56	2,1/1,8

*максимальное значение/средний уровень

Особо следует выделить *значительные вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты в продуктивной скважине.

Можно заметить, что баженовская свита в разрезе скважины 201Р с *нефтепродуктивными* юрскими пластами обладает несколько меньшей радиоактивностью и существенно меньшим УЭС, по сравнению с *непродуктивной* скважиной 214Р, что возможно указывает на некоторое обеднение баженовской свиты в районе скважины 201Р органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 28 скважинам Крапивинского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [84].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются низким содержанием карбонатных минералов при среднем значении 1,9 %. В качестве иллюстрации на рисунке 3.4 приведены графики карбонатности образцов керна по 2 скважинам.

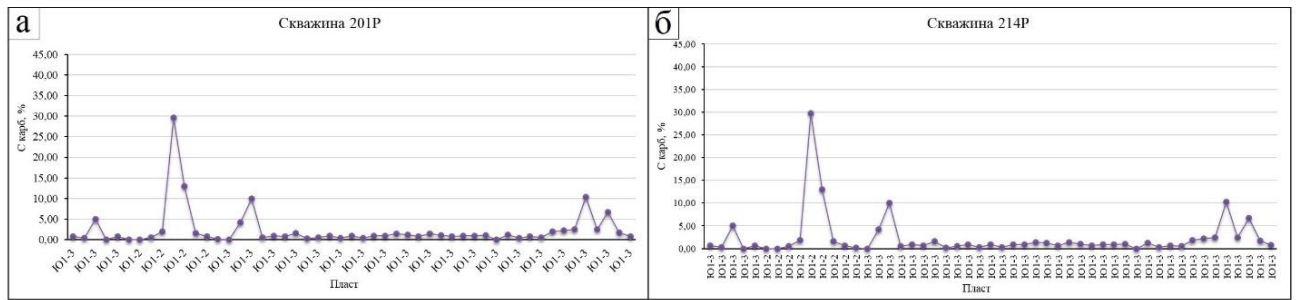


Рисунок 3.4. Карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 201P (а) и 214 (б) Крапивинского месторождения.

3.2. Двуреченское нефтяное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Двуреченское нефтяное месторождение относится к Каймысовскому нефтегазоносному району (рисунок 1.11). Геология месторождения представлена терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и метаморфизованными, дислоцированными образованиями различного состава доюрского фундамента. По *тектонике платформенного чехла* месторождение приурочено к трем локальным поднятиям: Междуреченскому, Лёсмуровскому и Западно-Моисеевскому, расположенным в южной части Каймысовского свода – структуры I порядка Западно-Сибирской плиты [85] (рисунок 3.5).

Нефтегазоносность Двуреченского месторождения составляют 4 продуктивных пласта: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М и Ю₁³. Основным продуктивным пластом и объектом разработки является пласт Ю₁³ [86].

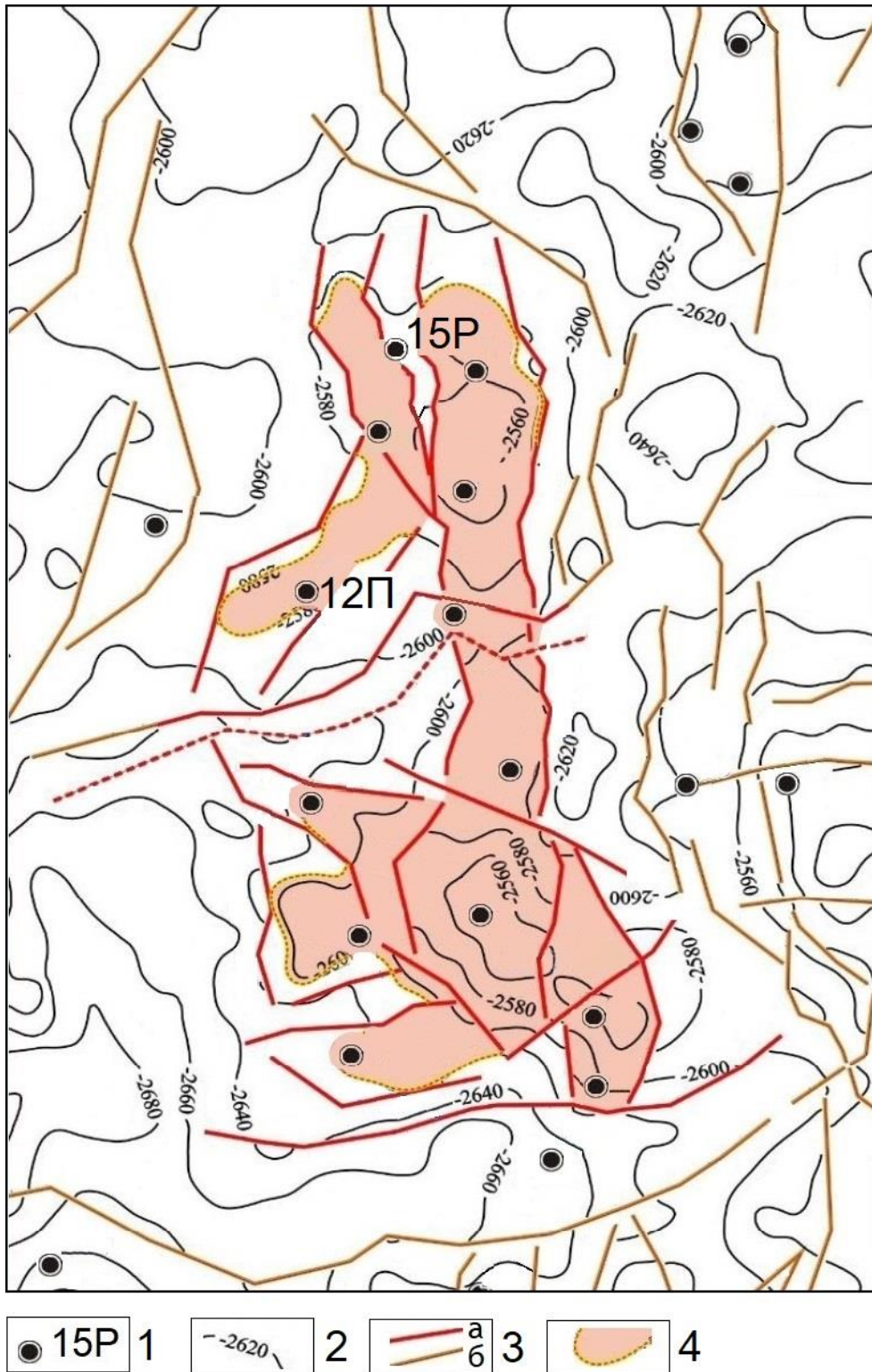


Рисунок 3.5. Схема Двуреченского нефтяного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – изогипса кровли подугольной пачки пласта Ю₁³, м; 3 – разрывное нарушение (а – установленное, б – предполагаемое); 4 – площадь нефтеносности по пласту Ю₁³.

В пласте $Ю_1^1$ присутствует одна залежь на Двуреченском поднятии, который является верхним трансгрессивным пластом, сложенным прибрежно-морскими фациями мелководного шельфа и представлен серыми мелкозернистыми песчаниками кварц-полевошпатового и полевошпатово-кварцевого состава. Среднее значение пористости составляет 15,8 %, проницаемости – 12 мД.

Пласт $Ю_1^2$ представлен песчаниками средне-мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми, иногда граувакковыми с глинистым (каолинит-гидрослюдистым), изредка карбонатным цементом. В целом по пласту пористость составляет 14,9 %, проницаемость – 7 мД.

Пласт $Ю_1^M$ имеет прибрежно-морское происхождение и представлен песчаниками крупно-, средне- и мелкозернистыми, полевошпатово-кварцевыми, граувакковыми с глинисто-карбонатным поровым и пленочно-поровым цементом. По пласту пористость составляет 15,3 %, проницаемость – 8 мД.

Пласт $Ю_1^3$ является основным продуктивным пластом Двуреченского месторождения. Формирование фильтрационно-емкостных свойств коллектора происходило под воздействием седиментационных и постседиментационных процессов. Характерной особенностью отложений пласта является значительная изменчивость литолого-петрографических и фильтрационно-емкостных свойств, что объясняется различиями в фациальных обстановках формирования данных отложений. Пласт $Ю_1^3$ разделен на две пачки: А и Б.

Пачка А представляет собой верхнюю высокопроницаемую часть пласта $Ю_1^3$. В литологическом отношении эта часть пласта представлена песчаниками крупно-, средне- и мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми граувакковыми, иногда аркозо-граувакковыми. Средние значения пористости и проницаемости соответственно составляют 20,6 % и 680 мД. Пачка Б представляет собой нижнюю, менее проницаемую, часть пласта $Ю_1^3$ [87]. В литологическом отношении эта часть пласта представлена песчаниками, в основном мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми граувакковыми. Средние значения пористости и проницаемости соответственно составляют 15 % и 7 мД [88].

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для анализа данных геофизических исследований и петрофизики юрских пластов Двуреченского месторождения были выбраны разрезы поисковых и разведочных скважин (рисунок 3.6). Исследование заключалось в анализе результатов методов ПС, ГК, КС и плотности тепловых нейтронов (НКТ) по разрезам скважин разной продуктивности (например, скважина 12П с нефте- и нефтеводонасыщенными пластами и скважина 15Р с водонасыщенными пластами в юрской части разреза).

Юрский разрез скважин представлен песчаниками, глинами, плотными песчаниками, алевролитами, углями, которые стандартно отражаются в показаниях методов каротажа (рисунок 3.6). Баженовская свита трансгрессивно, согласно перекрывает аргиллиты георгиевской свиты [89]. При этом георгиевская свита хорошо обособляется большими значениями естественной гамма-активности от залегающей ниже верхневасюганской подсвиты и меньшими значениями – от перекрывающей баженовской свиты. Баженовская свита отличается аномальными показаниями геофизических методов и, в первую очередь, высоким сопротивлением по КС и высокой радиоактивностью по ГК.

Для оценки удельного электрического сопротивления юрских пластов-коллекторов Двуреченского месторождения были использованы данные геофизических исследований по разрезу 14 скважин (рисунок 3.5) – материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (таблица 3.3), юрские пласты-коллекторы Двуреченского месторождения имеют заметно низкие значения: для нефтенасыщенных пластов $УЭС=6-12$ ом·м при среднем значении 8 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=2-5$ ом·м при среднем значении 4 ом·м [90].

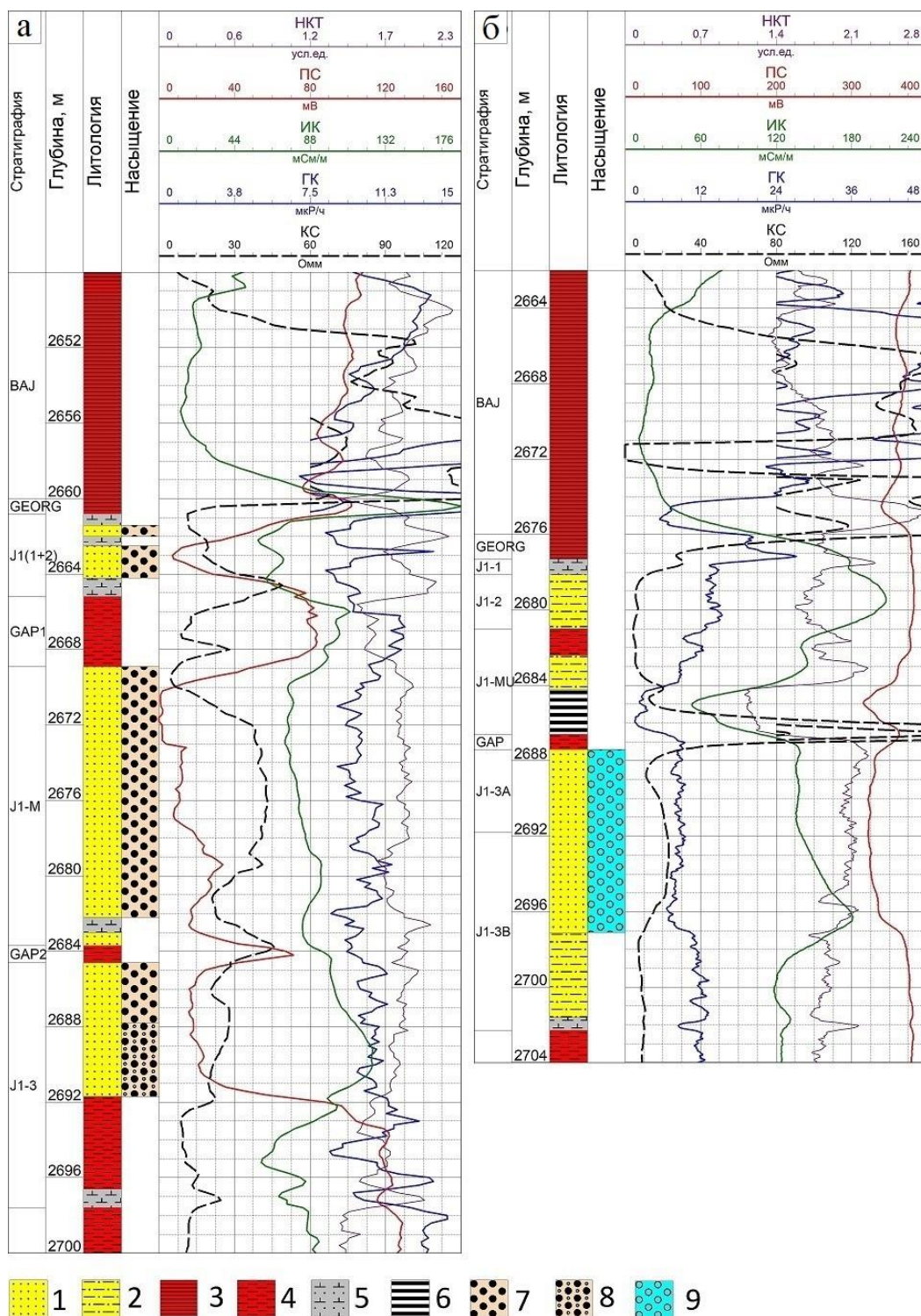


Рисунок 3.6. Двуреченское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 12П (а) и 15Р (б) в интервалах баженовской (BAJ), георгиевской (GEORG) свит и пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₁² (J1-2), Ю₁^М (J1-M), Ю₁^{МУ} (J1-MU), Ю₁³ (J1-3), Ю₁^{3А} (J1-3A), Ю₁^{3Б} (J1-3B): 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – глина; 5 – карбонатная порода; 6 – уголь; 7 – нефтенасыщенный; 8 – нефтеводонасыщенный; 9 – водонасыщенный.

Таблица 3.3. Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{Π} нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Двуреченского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, ом·м
Ю ₁ ¹	6	0,16	0,48	1,9
Ю ₁ ²	7	0,15	0,60	3,6
Ю ₁ ^М	7	0,16	0,54	–
Ю ₁ ^{3А}	12	0,20	0,51	4,5
Ю ₁ ^{3Б}	7	0,15	0,45	4,6
(диапазон), <i>среднее</i>	(6,0–12,0), 7,8	(0,15–0,20), 0,16	(0,45–0,60), 0,52	(1,9–4,6), 3,6

*средневзвешенные значения по 14 скважинам

**для нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики петрофизики аргиллитов баженовской свиты на Двуреченском нефтяном месторождении проанализированы разрезы скважин 15Р (с водоносными пластами Ю₁^{3А}, Ю₁^{3Б}) и 12П (с нефтеносными пластами Ю₁¹, Ю₁^М). Был сделан качественный и количественный (статистический) анализ показаний методов ПС, КС, ГК и НКТ (таблица 3.4).

Таблица 3.4. Значения геофизических параметров баженовской свиты разрезов скважин Двуреченского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч	НКТ*, усл. ед.
15Р	13,7	± 5,0	249/111	120/59	2,8/1,8
12П	12,0	± 8,0	149/95	54/40	2,3/1,9

*максимальное значение/средний уровень.

Важно отметить *значительные вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты как в продуктивной, так и в непродуктивной скважинах.

Интересно заметить, что баженовская свита в разрезе скважины 12П с *нефтепродуктивными* юрскими пластами обладает заметно меньшей радиоактивностью и несколько меньшим УЭС, по сравнению с *непродуктивной* скважиной 15Р, что, возможно, указывает на некоторое обеднение баженовской свиты в районе скважины 12П органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 6 скважинам Двуреченского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [84].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются низким содержанием карбонатных минералов при среднем значении 1,1 %. В качестве иллюстрации на рисунке 3.7. приведены графики карбонатности образцов керна по 2 скважинам.

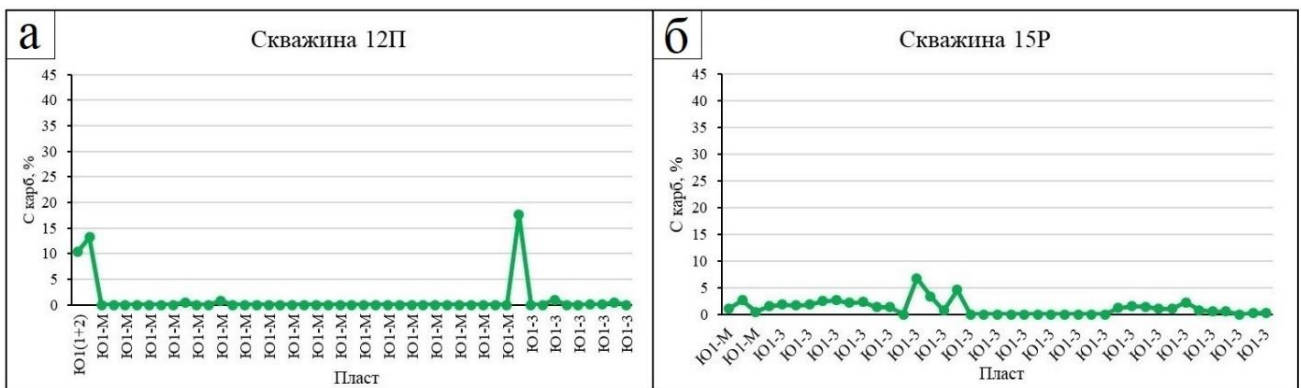


Рисунок 3.7. Карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 12П (а) и 15Р (б) Двуреченского месторождения.

3.3. Пельгинское нефтяное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Пельгинское нефтяное месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12). В тектоническом отношении осадочного чехла Пельгинское месторождение приурочено к северо-восточной части Чузикско-Чижапской мезоседловины (рисунок 3.1). Всего на месторождении пробурено три поисковых скважины: 1П, 2П, 3П (рисунок 3.8).

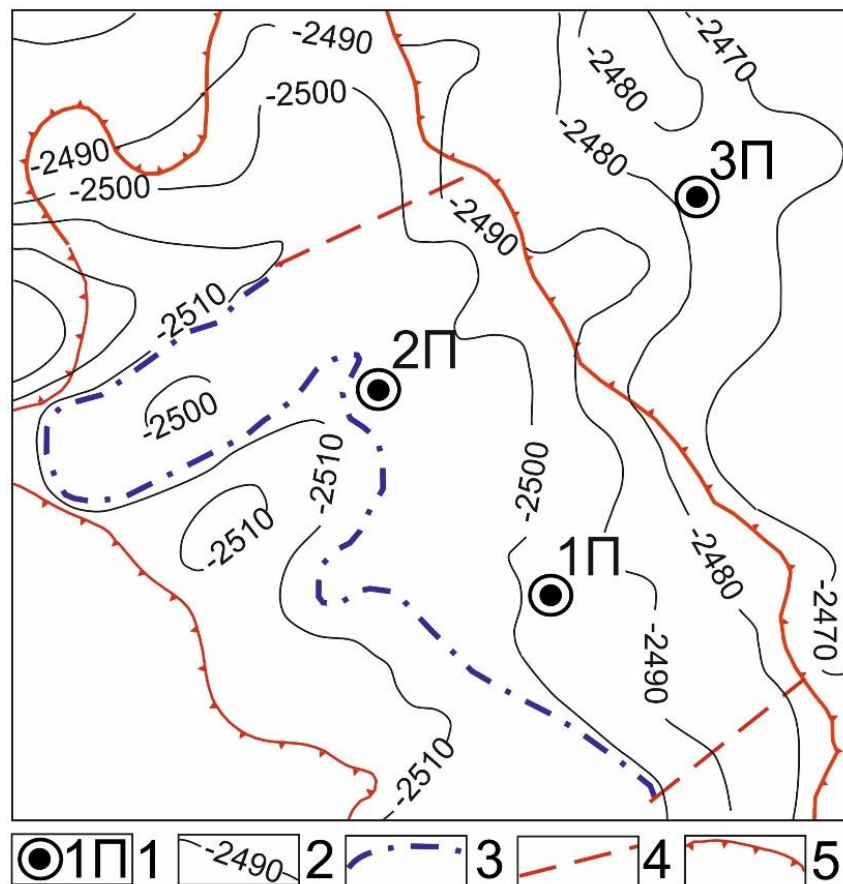


Рисунок 3.8. Схема Пельгинского нефтяного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – сейсмоизогипса подошвы верхнеюрской баженовской свиты; 3 – контур ВНК по пласту Ю₁¹; 4 – линия условного ограничения залежи; 5 – установленная линия замещения продуктивного пласта.

Нефтегазоносность месторождения приурочена к *верхнеюрской* васюганской свите. Продуктивный пласт Ю₁¹ в скважине 1П представлен переслаиванием алевролитов и песчаников серых, мелкозернистых, крепкосцементированных. Коэффициент пористости по каротажу составляет 13 %. В скважине 2П пласт Ю₁¹ представлен песчаниками темно-серыми, мелко-среднезернистыми, среднесцементированными с плохой сортировкой обломков. Коэффициент пористости 15 %.

Доюрские образования вскрыты скважинами 1П, 2П и 3П. В скважине 1П в интервале 3010-3054 м встречены выветрелые и коренные породы палеозоя (литологически не охарактеризованы), заключение испытаний – объект «сухой». Интервал 3050-3200 м представлен известняками темносерыми, трещиноватыми, объект «сухой».

В скважине 2П интервалы палеозоя 3035-3051 м и 3105-3200 м – известняки темно-серые органогенные, интенсивно трещиноватые. Большая часть трещин залечена кальцитом. В этих интервалах получены притоки пластовой воды 5,5-9,5 м³/сут с небольшим количеством растворенного газа. В скважине 3П интервал 2968-2996 м представлен органогенными, светло-серыми с буроватым оттенком доломитизированными трещиноватыми известняками. Получен слабый приток смеси фильтрата и пластовой воды.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Иллюстрация данных геофизических исследований, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения представлена разрезами скважин (рисунок 3.9) с разным характером насыщения (скважина 1П с нефтеводонасыщенным и водонасыщенным пластами Ю₁¹, а скважина 3П с неоцененным насыщением в юрской части разреза).

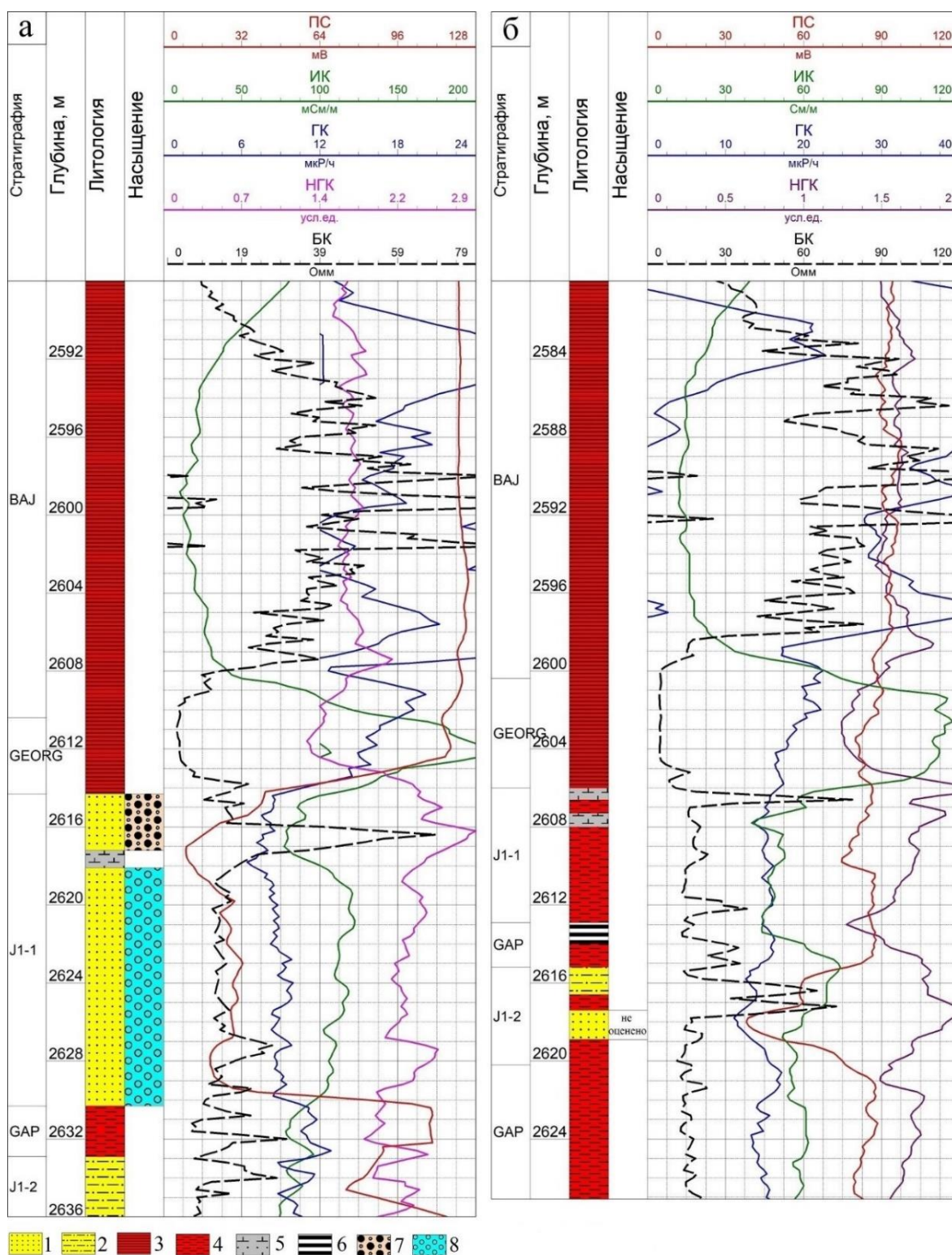


Рисунок 3.9. Пельгинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1П (а) и 3П (б) в интервалах баженовской (BAJ), георгиевской свит (GEORG) и пластов Ю₁¹, Ю₁²: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – глина; 5 – карбонатизированный песчаник; 6 – уголь; 7 – нефтеводонасыщенный; 8 – водонасыщенный.

Оценка УЭС юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения выполнена по данным геофизических исследований по разрезу 3 скважин (рисунок 3.8) – материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС, юрский пласт-коллектор Ю₁¹ Пельгинского месторождения имеет невысокое значения УЭС: для нефтенасыщенных пластов УЭС=7 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС=4 ом·м (таблица 3.5).

Таблица 3.5. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Пельгинского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, ом·м
Ю ₁ ¹	(6–9), 7	0,14	0,55	(3–5), 4

*средневзвешенные значения по 3 скважинам.

**нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики аргиллитов баженовской свиты на Пельгинском месторождении проанализированы разрезы скважин 1П, 2П с нефтеводонасыщенным пластом Ю₁¹ и скважина 3П с неогенным насыщением. Был сделан анализ показаний методов ПС, бокового каротажа (БК) и ГК (таблица 3.6).

На фоне вмещающих пород баженовская свита стандартно выделяется положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления.

Можно отметить *значимые вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты, особенно в разрезе скважины 3П (рисунок 3.9б).

Таблица 3.6. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Пельгинского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	БК*, ом·м	ГК*, мкР/ч
1П	22,4	± 1,6	91/35	49/33
2П	19,0	± 1,9	97/41	61/35
3П	20,4	± 2,5	145/66	63/39

*максимальное значение/средний уровень

Стоит отметить, что баженовская свита в разрезах скважин 1П и 2П с *продуктивными* юрскими пластами обладает заметно меньшей радиоактивностью и несколько меньшим УЭС, по сравнению с *непродуктивной* скважиной 3П. Возможно это указывает на некоторое обеднение баженовской свиты в районе скважин 1П и 2П органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по поисково-оценочным (1П, 2П, 3П) скважинам с помощью объемного газометрического метода [84].

Простой расчет общей карбонатности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения показывает, что среднее значение $C_{\text{карб.}}$ юрских пластов составляет 3 % (таблица 3.7).

Таблица 3.7. Общая карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов Пельгинского месторождения.

Скважина	$C_{\text{карб.}}$, %
1П	3,94
2П	2,38
3П	6,07
<i>Среднее значение</i>	<i>3,07</i>

3.4. Смоляное нефтяное месторождение.

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Смоляное нефтяное месторождение относится к Межовскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12). В тектоническом отношении осадочного чехла месторождение приурочено к южной части Лавровского мезовыступа (рисунок 3.1).

По основному отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) локальное поднятие представляет собой куполовидную складку северо-западного простирания, оконтуренную сейсмоизогипсой – 2520 м, с размерами 10,5х3 км, амплитудой 30 м (рисунок 3.10). По отражающему горизонту Ф₂ (кровля доюрских образований) поднятие оконтуривается изогипсой – 2900 м, имеет размеры 8х3 км, амплитуду 60 м, площадь 22 км². Поднятию осложнено двумя куполами (выступами).

Песчаные пласты горизонта Ю₁ определены, как слабопроницаемые [91]. Из песчаного пласта Ю₃ на месторождении получен приток нефти в скважине 1.

Промышленная *нефтегазоносность* Смоляного месторождения связывается с продуктивным пластом Ю₄ [92]. Предполагаемый контур залежи нефти обусловлен, с одной стороны, границами песчаного тела, а с другой – структурным фактором. Керновым материалом пласт не охарактеризован, открытая пористость рассчитана по промыслово-геофизическим данным и составляет 17 %.

В нижней части юрского разреза по данным сейсморазведки выделяется потенциально продуктивный песчаный пласт Ю₁₀. Во всех скважинах, вскрывших этот интервал разреза, пласт Ю₁₀ охарактеризован керном и несёт признаки нефтегазоносности.

Доюрский разрез представлен известняками с прослоями аркозовых песчаников, а также метаморфизованной породой, с трещинами, заполненными кальцитом, и палеозойскими магматическими породами типа порфирита. В разрезе присутствует глинисто-кремнистая трещиноватая кора выветривания. В скважинах 1, 2 и 4, в которых в процессе бурения выполнено поинтервальное опробование

палеозойских объектов, все объекты оказались «сухими». Необходимо отметить, что бурение этих скважин проводилось с отбором керна доюрских отложений. Литологическая характеристика доюрских образований не установила каких-либо признаков нефтегазоносности. В целом, по продуктивности доюрских образований, Смоляная площадь рассматривается как бесперспективная.

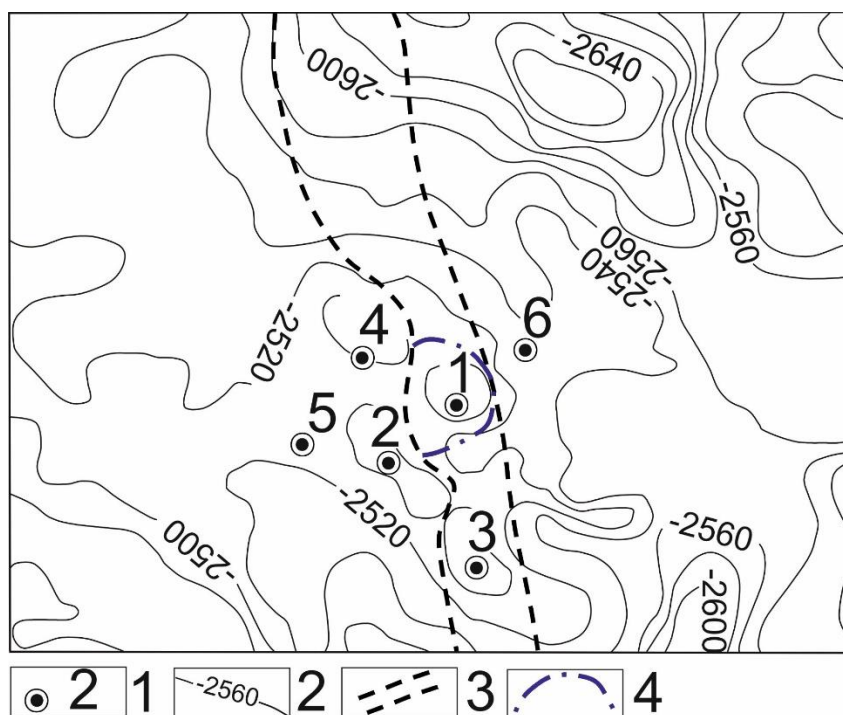


Рисунок 3.10. Схема Смоляного нефтяного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – сейсмоизоги́пса отражающего горизонта Па (кровля вехнеюрской баженовской свиты); 3 – предполагаемый контур песчаного тела; 4 – предполагаемый контур нефтяных залежей юрских пластов Ю₃, Ю₄.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Иллюстрация данных геофизических исследований и продуктивности юрских пластов-коллекторов Смоляного месторождения представлена разрезами скважин 1, 2 и 3 (рисунок. 3.11) с разным характером насыщения (скважина 1 с нефте- и водонасыщенными пластами, а скважина 2 – без насыщения).

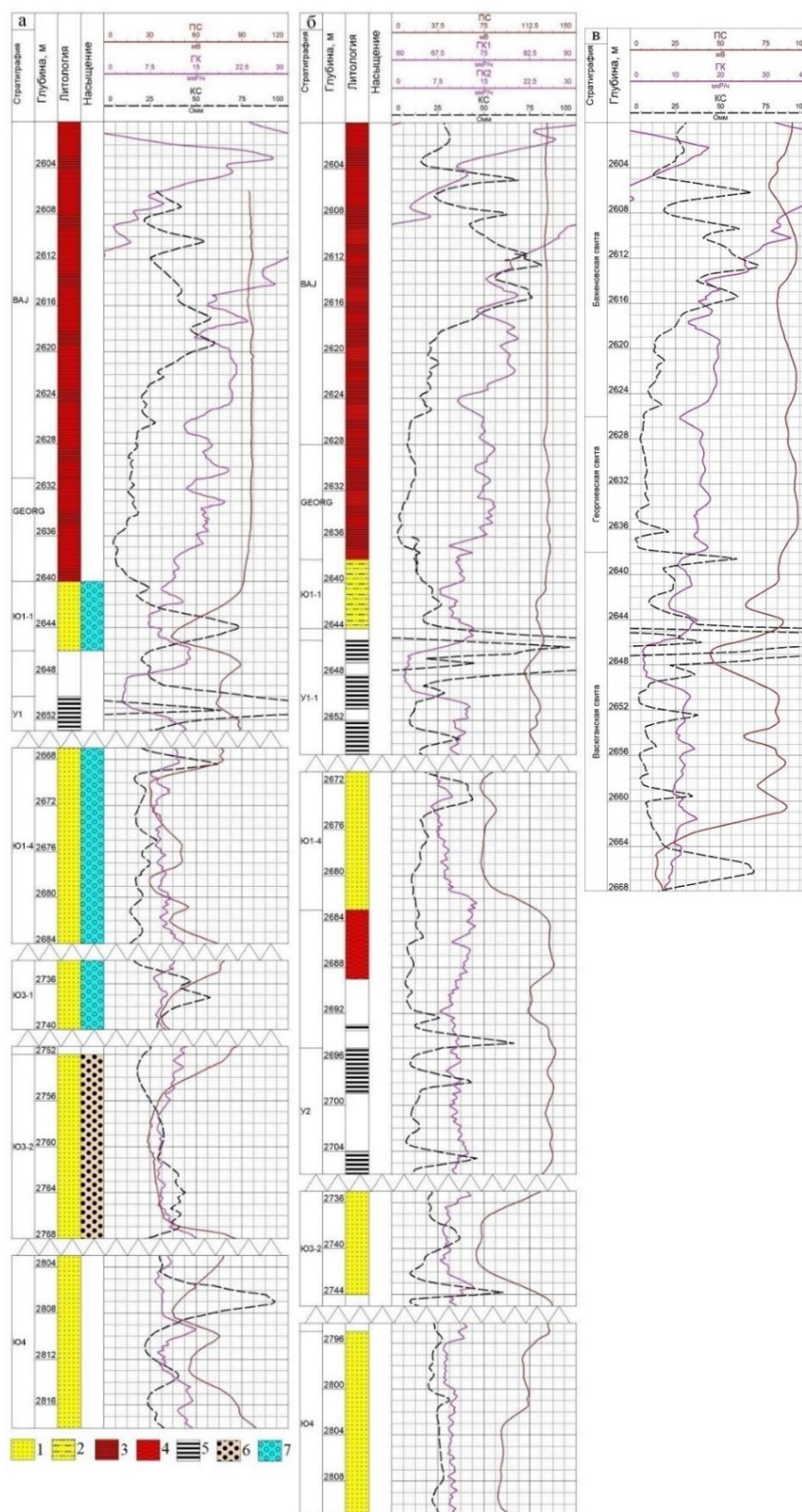


Рисунок 3.11. Смоляное месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1 (а), 2 (б), 3 (в) в интервалах баженовской, георгиевской свит и пластов Ю₁¹, У₁, У₁¹, Ю₁⁴, У₂, Ю₃¹, Ю₃², Ю₄: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – глина; 5 – уголь; 6 – нефтенасыщенный; 7 – водонасыщенный.

Для оценки УЭС юрских пластов-коллекторов Смоляного месторождения были использованы данные геофизических исследований по разрезу скважин 1, 3, 4, 5 (рисунок 3.10) – материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». По результатам расчета (таблица 3.8), юрские пласты месторождения имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС: 6,0-8,5 ом·м при среднем значении 7,3 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС: 4,4-4,8 ом·м при среднем значении 4,6 ом·м.

Таблица 3.8. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{п}$ нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов-коллекторов Смоляного месторождения.

Пласт	* $\rho_{нп}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, ом·м
Ю ₃	8,5	0,15	0,48	4,4
Ю ₄	6,0	0,17	0,42	4,8
(диапазон, среднее)	(6,0–8,5), 7,3	(0,15–0,17), 0,16	(0,42–0,48), 0,45	(4,4–4,8), 4,6

*средневзвешенные значения по 4 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Баженовская свита на фоне вмещающих отложений, как обычно, выделяется положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления (рисунок 3.11). Для характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты на Смоляном месторождении проанализированы разрезы 3-х скважин. Был сделан анализ показаний методов ПС, КС и ГК (таблица 3.9).

Таблица 3.9. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Смоляного месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч
1	35,0	± 0,8	60/34	58/27
2	35,0	± 0,8	78/32	62/26
3	26,0	± 4,3	71/31	57/28

*максимальное значение/средний уровень

На Смоляном месторождении имеют место значительные вариации диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты (скважина 3, рисунок 3.11в). Отмечается низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по скважинам Смоляного месторождения (таблица 3.10) с помощью объемного газометрического метода [84]. Из данных таблицы видно, что юрские разрезы скважин характеризуются невысоким содержанием карбонатных минералов – порядка 3 %.

Таблица 3.10. Общая карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) юрских пластов Смоляного месторождения.

Скважина	$C_{\text{карб.}}$, %
1	2,8
2	3,3
3	2,9
4	2,1
5	3,3
<i>Среднее значение</i>	2,9

3.5. Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12). Месторождение в *тектонике* фундамента приурочено к антиклинорной зоне инверсионного типа развития – Васюган-Пудинскому антиклинорию позднегерцинского возраста, в юрском структурном ярусе осадочного чехла (рисунок 3.1) – к юго-западному борту Юбилейного куполовидного поднятия Пудинского мезоподнятия [93].

Нефтеносность месторождения связана с пластами горизонта Ю₁ васюганской свиты (рисунок 3.12). Пласты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, слабо-, средне- реже крепкосцементированными, с запахом и выпотами нефти. Толщи разделяются аргиллитовыми прослоями и углями.

Нефтяная залежь пласта Ю₁¹ пластовая, сводовая, литологически экранированная в северо-западной части, по форме близкая к изометричной, слегка вытянутая в субмеридиональном направлении. В литологическом отношении пласт сложен песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, среднесцементированными. В нефтенасыщенной части пласта средневзвешенное значение открытой пористости – 14,6 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁² характеризуется очень высокой песчаностью и однородным строением. Средневзвешенное значение открытой пористости – 15,1 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁³ приурочена к сводовой части поднятия. Литологически продуктивный пласт представлен песчаниками серыми, темно-серыми, мелкозернистыми и алевритистыми, плотными, крепкими. Средневзвешенное значение открытой пористости – 13,5 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁⁴ приурочена к сводовой части поднятия. В литологическом отношении пласт сложен серым, мелко-среднезернистым, полимиктовым, массивным песчаником с прожилками углистого детрита. В нефтенасыщенной части пласта средневзвешенное значение открытой пористости – 14,6 %.

Отдельный интерес представляют результаты изучения *разреза доюрских образований*. Доюрские породы на Западно-Останинском месторождении вскрыты пятью разведочными скважинами 440Р, 442Р, 443Р, 445Р, 447Р.

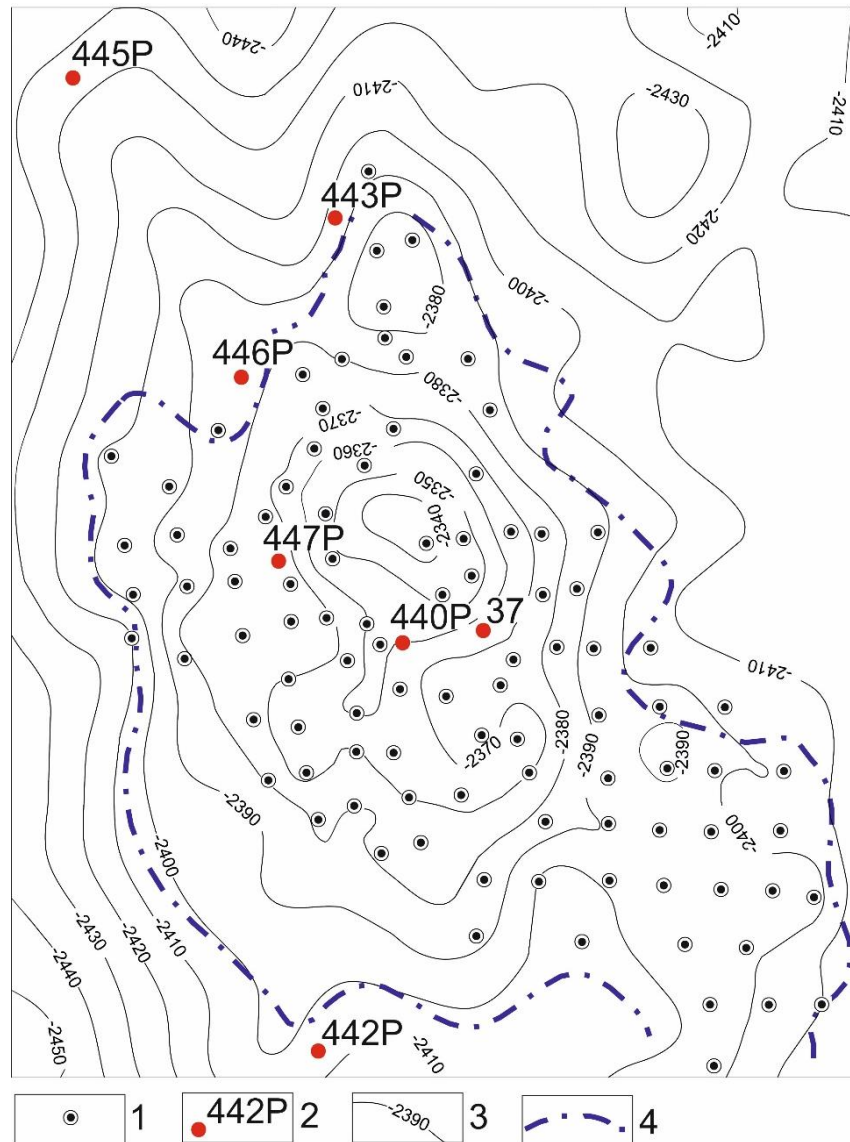


Рисунок 3.12. Схема Западно-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 – скважина; 2 – представительная скважина и ее номер; 3 – сейсмоизоги́пса кровли пласта Ю₁¹⁺²; 4 – контур ВНК по пласту Ю₁¹⁺².

В скважинах, вскрывших палеозой, выявлена выветренная часть разреза – *кора выветривания*. Вскрытая толщина изменяется от 5 м до 31 м, представлена глинистыми породами с прослоями брекчий глинистого состава, по минералогическому составу преобладают гидрослюды, кремнезем, сидерит.

Ниже по разрезу *коренные палеозойские отложения* представлены переслаиванием известняков, глинистых известняков, мергелей и известковистых аргиллитов. В отдельных нижних горизонтах отмечается присутствие обломочного материала. В верхней части разреза преобладают органогенно-обломочные

разности известняков. Нижняя часть толщи имеет более окремненный и глинистый состав, глинистые известняки и известковистые аргиллиты достигают толщины 40 м.

Следует отметить, что в разведочных скважинах 440Р, 442Р, 443Р и 445Р, в которых в процессе бурения выполнено поинтервальное опробование палеозойских объектов, практически все палеозойские объекты оказались «сухими». То есть, *в разрезе доюрских образований нефтенасыщенный/водонасыщенный резервуар-коллектор не выявлен (не вскрыт).*

Не менее важно отметить, что бурение разведочных скважин 440Р, 442Р, 443Р, 445Р, 447Р проводилось с отбором керна доюрских отложений. Результаты литолого-минералогического и петрографического анализов палеозойских пород показали следующее.

Скважина 440Р, интервал 2842-2845 м, в образце 34 встречены *примазки битума*. Скважина 442Р, интервал 2955-2959 м, буроватый органогенный известняк с трещинами, выполненными *буровато-коричневым битумом*. Скважина 445, интервал 2995-3000 м, в образце 6 отмечаются *примазки окислевшегося битума*; интервал 2951-2956 м, в образце 4 трещинки заполнены *черным окислившимся битумом*. То есть, *в разрезе доюрских образований присутствуют, хотя и незначительные, но прямые признаки нефтегазоносности.*

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для иллюстрации данных геофизических исследований, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Западно-Останинского месторождения представлены разрезы скважин (рисунок 3.13) с разным характером насыщения (скважина 37 с нефте- и водонасыщенными пластами, а скважина 442Р с водонасыщенными пластами).

В качестве основных маркирующих горизонтов на Западно-Останинском месторождении использовались региональные реперы: высокоомные аргиллиты

баженовской свиты, низкоомные отложения георгиевской свиты и низкоомные отложения нижневасюганской подсвиты.

Породы *васюганской свиты* характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров в связи с присутствием в разрезе пород-коллекторов (пласты горизонта Ю₁), а также алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев и углей, имеющих однозначную геофизическую характеристику на каротажных диаграммах [94].

Горизонт Ю₁ перекрывается маломощной (до 2 м) *георгиевской свитой*, представленной плотными аргиллитами. Свита характеризуется низкими значениями по данным кажущихся сопротивлений (3-5 Ом·м), а также пониженными значениями плотности тепловых нейтронов и гамма-квантов.

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководными морскими отложениями *баженовской свиты*. Аномальные значения геофизических параметров баженовской свиты позволяют выделять ее на диаграммах как основной репер при корреляции разрезов скважин.

Для оценки УЭС юрских пластов-коллекторов использованы данные геофизических исследований по разрезу 103 скважин – материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО» (рисунок 3.12). По результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных пластов (таблица 3.11), юрские пласты-коллекторы Западно-Останинского месторождения имеют следующие значения: весьма высокие для нефтенасыщенных пластов УЭС=6-15 ом·м при среднем значении 10 ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС: 3-4 ом·м при среднем значении 4 ом·м.

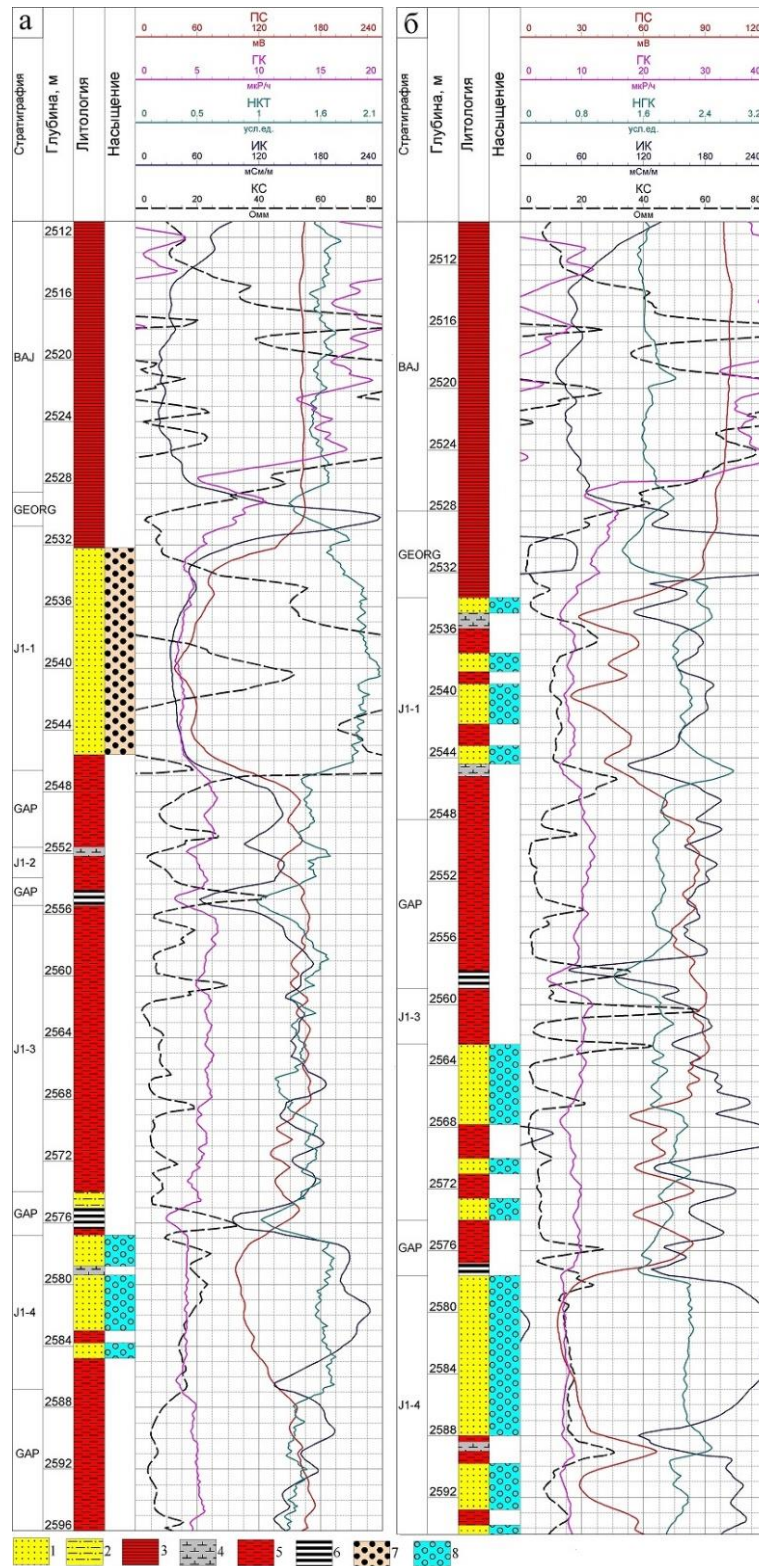


Рисунок 3.13. Западно-Останинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 37 (а) и 442Р (б) в интервалах баженовской (BAJ), георгиевской свит (GEORG) и пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₁² (J1-2), Ю₁³ (J1-3), Ю₁⁴ (J1-4): 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – карбонатная порода; 5 – глина; 6 – уголь; 7 – нефтенасыщенный; 8 – водонасыщенный.

Таблица 3.11. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Западно-Останинского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, ОМ·М	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, ОМ·М
Ю ₁ ¹	15	0,15	0,61	3,8
Ю ₁ ²	9	0,13	0,53	3,7
Ю ₁ ³	9	0,15	0,58	3,5
Ю ₁ ⁴	6	0,16	0,48	2,9
(диапазон), <i>среднее</i>	(6,0–15,0), 9,8	(0,13–0,16), 0,15	(0,48–0,61), 0,55	(2,9–3,8), 3,5

*средневзвешенные значения по 103 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты проанализированы разрезы скважин с разной продуктивностью: скважины 37, 440Р, 447Р с нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами в юрской части разреза, а скважины 442Р, 443Р, 445, 446Р только с водонасыщенными пластами. Был сделан анализ показаний методов ПС, КС и ГК (таблица 3.12).

Баженовская свита на фоне вмещающих выделяется отрицательными аномалиями НКТ/НГК, положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления (рисунок 3.13).

Обращаем внимание на изменение естественной радиоактивности и УЭС по разрезу баженовской свиты. Из диаграмм ГК (рисунок 3.13) видим, что радиоактивность в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и, в основном, совпадает с менее выраженным закономерным ростом УЭС.

Также отмечаем практическое отсутствие значимых вариаций диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты.

Вместе с тем, отмечаем, что наряду со сравнительно низкой естественной радиоактивностью баженовской свиты на Западно-Останинском месторождении 17-38 мкР/ч при среднем уровне 32 мкР/ч, наблюдаются весьма высокие значения

электрического сопротивления в диапазоне 52-114 ом·м при среднем уровне 77 ом·м.

Таблица 3.12. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Западно-Останинского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч
37	17,6	± 1,1	104/58	24/17
442Р	18,8	± 2,0	107/52	52/38
440Р	15,5	± 1,3	150/80	46/32
447Р	18,4	± 1,9	124/64	53/34
443Р	18,8	± 1,4	208/114	54/35
445Р	18,4	± 1,8	136/75	52/35
446Р	15,2	± 1,7	143/93	53/33

*максимальное значение/средний уровень

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 14 скважинам Западно-Останинского месторождения, включая разведочные скважины 440Р, 442Р, 443Р, 445Р, 447Р вскрывшие доюрский разрез, с помощью объемного газометрического метода [84].

Установлено, что юрские разрезы характеризуются содержанием карбонатных минералов в диапазоне 2,0-10,8 %, при *высоком* среднем значении 5 %. В качестве иллюстрации на рисунке 3.14 приведены графики карбонатности образцов керна по 2 скважинам.

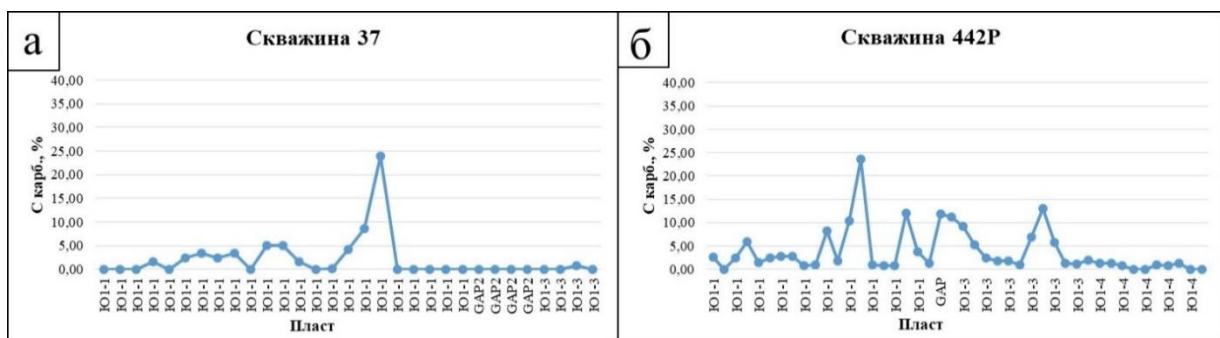


Рис. 3.14. Карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 37 (а) и 442Р (б) Западно-Останинского месторождения.

3.6. Анализ и выводы

Таким образом, были проанализированы месторождения, не имеющие промышленных притоков углеводородов в доюрском комплексе и относящиеся к одному Пурпейско-Васюганскому структурно-фациальному району по юре, но к разным структурно-фациальным зонам по палеозою.

Так, Крапивинское и Двуреченское месторождения относятся к Туйско-Барабинской структурно-фациальной зоне по палеозою, а Пельгинское, Смоляное и Западно-Останинское месторождения относятся к Нюрольской структурно-фациальной зоне по палеозою.

Анализ удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, оценка карбонатности образцов керна юрских пластов с помощью объемного газометрического метода, а также анализ геофизических характеристик баженовской свиты показали, что исследуемые месторождения *в значительной степени имеют схожие геофизические и петрофизические характеристики.*

По результатам расчета УЭС нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов 28-и скважин Крапивинского месторождения и 14-ти скважин Двуреченского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=7-8$ ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=3-4$ ом·м. Отмечена невысокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов – до 2%. Геофизические характеристики баженовской свиты – вариации показаний метода ПС= $\pm 3-6,5$ мВ; средний уровень $УЭС=103-133$ ом·м и естественной радиоактивности 49-50 мкР/ч.

По результатам расчета УЭС нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов 3-х поисковых скважин Пельгинского месторождения и 4-х скважин Смоляного месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=7-8$ ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=4$ ом·м. Отмечена невысокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов – до 3%. Геофизические характеристики баженовской свиты – это небольшие вариации

показаний метода $ПС=\pm 2,0$ мВ; средний уровень $УЭС=32-47$ ом·м и естественной радиоактивности 27-36 мкР/ч.

Исследования юрских пластов 103-х поисковых и разведочных скважин Западно-Останинского месторождения показало, что для нефтенасыщенных пластов $УЭС=6-15$ ом·м при среднем значении 10 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=3-4$ ом·м при среднем значении 4 ом·м. Установлена высокая карбонатизации юрских пластов-коллекторов месторождения порядка 5 %. На Западно-Останинском месторождении в интервале баженовской свиты незначительные вариации $ПС=\pm 1,1-2,0$ мВ; высокий уровень $УЭС=77$ ом·м и низкий уровень естественной радиоактивности 32 мкР/ч.

Таким образом, можно сделать **вывод**, что как для Пельгинского и Смоляного, так и для Крапивинского и Двуреченского месторождений, не имеющих залежей в доюрском НГК, однозначно характерно отсутствие высокоомности и аномальной карбонатизации юрских пластов-коллекторов (таблица 3.13), т. е. отсутствие признаков вторичных, эпигенетических изменений пород под воздействием нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов как исследуемого в диссертации прогностического критерия нефтегазоносности палеозоя.

Не вписывается в этот **вывод** Западно-Останинское месторождение (таблица 3.13). Анализ $УЭС$ и карбонатности юрских пластов, геофизических параметров баженовской свиты этого месторождения показал, что по большинству показателей на этом месторождении имеют место эпигенетические изменения юрских пластов. Поэтому Западно-Останинское месторождение остается исключением, требующим дополнительных исследований.

Таблица 3.13. Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза месторождений без залежей в доюрском НГК.

Характеристики юрского разреза	Крапивинское	Двуреченское	Пельгинское	Смоляное	Западно-Останинское
1. УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	6 – 8; 7	6 – 12; 8	6 – 9; 7	6 – 8; 7	6 – 15; 10
2. УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	3,0 – 3,2; 3	2 – 5; 4	3 – 5; 4	4 – 5; 5	3 – 4; 4
3. Карбонатность юрских пластов-коллекторов: диапазон; среднее , %	1 – 3; 2	1 – 2; 1,6	2 – 6; 3	2 – 3; 3	2 – 11; 5
4. Вариации (\pm) показаний метода ПС баженовской свиты: диапазон; среднее , мВ	2,0–4,8; 3,4	5,0–8,0; 6,5	1,6–2,5; 2,0	0,8–4,3; 2,0	1,1–2,0; 1,6
5. Показания метода ГК баженовской свиты: диапазон; среднее , мкр/час	42 – 56; 49	40 – 59; 50	33 – 39; 36	26 – 28; 27	17 – 38; 32
6. Показания метода КС баженовской свиты: диапазон; среднее , ом·м	92 – 174; 133	95 – 111; 103	35 – 66; 47	31 – 34; 32	52 – 114; 77
Приуроченность к юрской СФЗ	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район
Приуроченность к палеозойской СФЗ	Туйско-Барабинская	Туйско-Барабинская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская

Проведенный выше анализ и выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:

«Геофизические и петрофизические показатели юрских пластов на месторождениях Томской области, не имеющих промышленных притоков углеводородов в доюрском комплексе, характеризуются удельным электрическим сопротивлением нефтенасыщенных пластов – 7-8 ом·м, водонасыщенных пластов – 3-4 ом·м, карбонатизацией – 2-3 %, а баженовская свита, как правило, отмечается вариациями потенциалов собственной поляризации –3-6 мВ, уровнем естественной радиоактивности – 40-50 мкР/час и удельного электрического сопротивления – 50-130 ом·м».

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ, ИМЕЮЩИХ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Для сопоставительного обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложений, как возможного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, в этом разделе диссертации проведен анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на Герасимовском, Останинском и Нижнетабаганском месторождениях с залежами углеводородов в юрском и доюрском НГК.

Данные месторождения расположены в одном структурно-фациальном районе (СФР) по келловее и верхней юре – *Пурпейско-Васюганском* (рисунок 1.13), а также в одной *Нюрольской СФЗ* по палеозою (рисунок 3.1).

Таким образом, вышеуказанные месторождение сходны не только по особенностям доюрского осадкообразования и тектонического строения, но, и, что важно, по особенностям юрского осадкообразования. Возможные отличительные особенности геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов этих месторождений могли сформироваться в послейюрское время, под воздействием вторичных эпигенетических процессов.

4.1. Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12).

Геологический разрез Герасимовского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойско-мезозойской систем и карбонатными, глинисто-кремнистыми породами коры выветривания доюрского комплекса [95]. По *тектоническому районированию фундамента* Герасимовское месторождение расположено в пределах развития поздних герцинид (рисунок 1.2), по

тектоническому районированию осадочного чехла приурочено к локальному одноименному поднятию в восточной части Нюрольской мегавпадины (рисунок 3.1).

Нефтегазоносность Герасимовского месторождения связана с газовыми пластами Ю₁¹⁻², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂, нефтяными пластами Ю₁₁, Ю₁₃, Ю₁₄, Ю₁₅ и газонефтяными пластами Ю₁₀ и М (рисунок 4.1). Основными объектами разработки являются пласты М (кора выветривания палеозоя) и Ю₁₀.

Пласты группы Ю представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми, в различной степени глинистыми и карбонатизированными, содержащими 1–7 проницаемых пропластков различной толщины. Тип коллектора – межзерновой.

Пласт М, выделенный в толще коры выветривания, представлен кремнистыми и глинистыми породами и их переходными разностями, в различной степени карбонатизированными [96]. Коллекторские свойства обусловлены широким развитием пор выщелачивания, кавернозностью и трещиноватостью. Тип коллектора, преимущественно, трещино-каверново-межзерновой. Лабораторные исследования керн показали, что наличие кавернозности и трещиноватости существенной роли в общей емкости породы не играет.

В целом месторождение относится к категории мелких, а по сложности геологического строения – к группе сложных [97].

Геофизическая характеристика юрских пластов

Герасимовское месторождение характеризуется многопластовостью и большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности. Эти обстоятельства позволяют изучать и сравнивать геофизические характеристики пластов, локализованных в разных частях разреза и в различной степени нефтенасыщенных, а также геофизические параметры вмещающих эти пласты отложений.

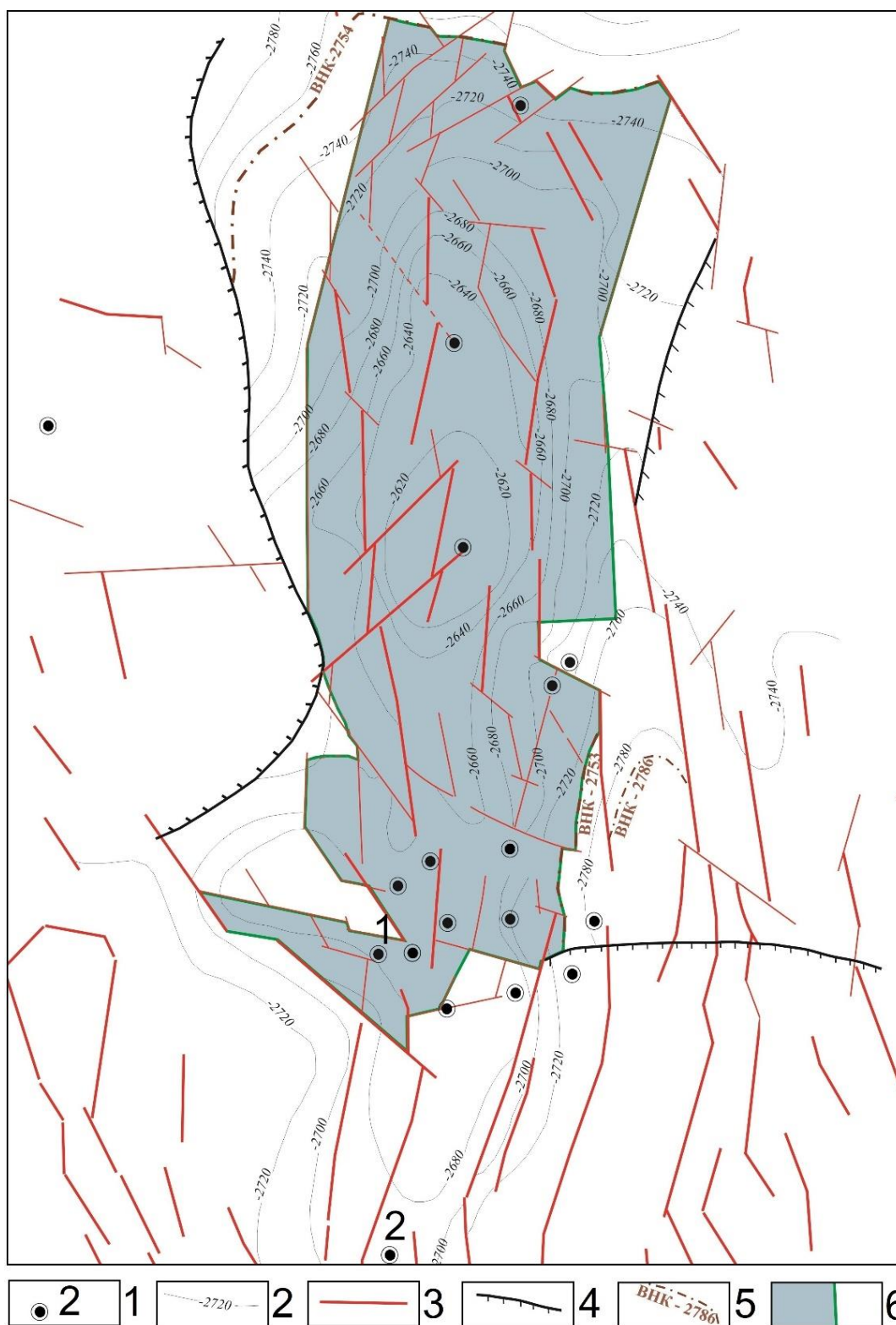


Рисунок 4.1. Схема Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – сейсмоизогипса отражающего горизонта Φ_2 (подошва осадочного чехла); 3 – тектоническое нарушение; 4 – линия замещения коллектора пласта М; 5 – контур водонефтяного контакта по пласту М; 6 – контур запасов категории С1.

Для анализа данных геофизических исследований юрских пластов месторождения выбраны разрезы скважин с разной продуктивностью (скважина 1 с нефтенасыщенными пластами в юрской и в доюрской частях разреза и скважина 2 с водонасыщенными пластами в юрской и в доюрской частях разреза) (рисунок 4.2).

Исследованы следующие геофизические параметры разрезов: естественная радиоактивность (ГК), УЭС по данным бокового каротажа (БК), потенциал самопроизвольной электрической поляризации (ПС) и водородосодержание, оцененное по данным нейтронного каротажа.

В геофизических данных разрезы скважин 1 и 2 Герасимовского месторождения отображаются классическим образом.

Баженовская свита отличается от вмещающего песчано-глинистого разреза по комплексу признаков: аномально-высокими показаниями методов сопротивления и гамма-каротажа, а также ярко выраженной изменчивостью этих параметров по разрезу свиты.

Газонасыщенные пласты Ю1(1+2), Ю1-3 и Ю1-4 в разрезе скважины 1 обладают большим сопротивлением (меньшими показаниями индукционного каротажа), чем водонасыщенные Ю1-3, Ю1-4 в скважине 2. В целом, кроме отражения в данных ИК разного насыщения пластов Ю1-3, Ю1-4, геофизические разрезы качественно выглядят идентичными.

Ниже тюменской свиты залегает переходная зона, представленная корой выветривания (рисунок 4.2). По данным геофизических методов эта зона выделяется аномально низкой радиоактивностью (скорее всего связанная с гидротермально-метасоматическими процессами при ее образовании) и неоднородностью плотности гамма-квантов по кривой НГК. Названная геофизическая характеристика, вероятно, соответствует карбонатному составу пород разреза.

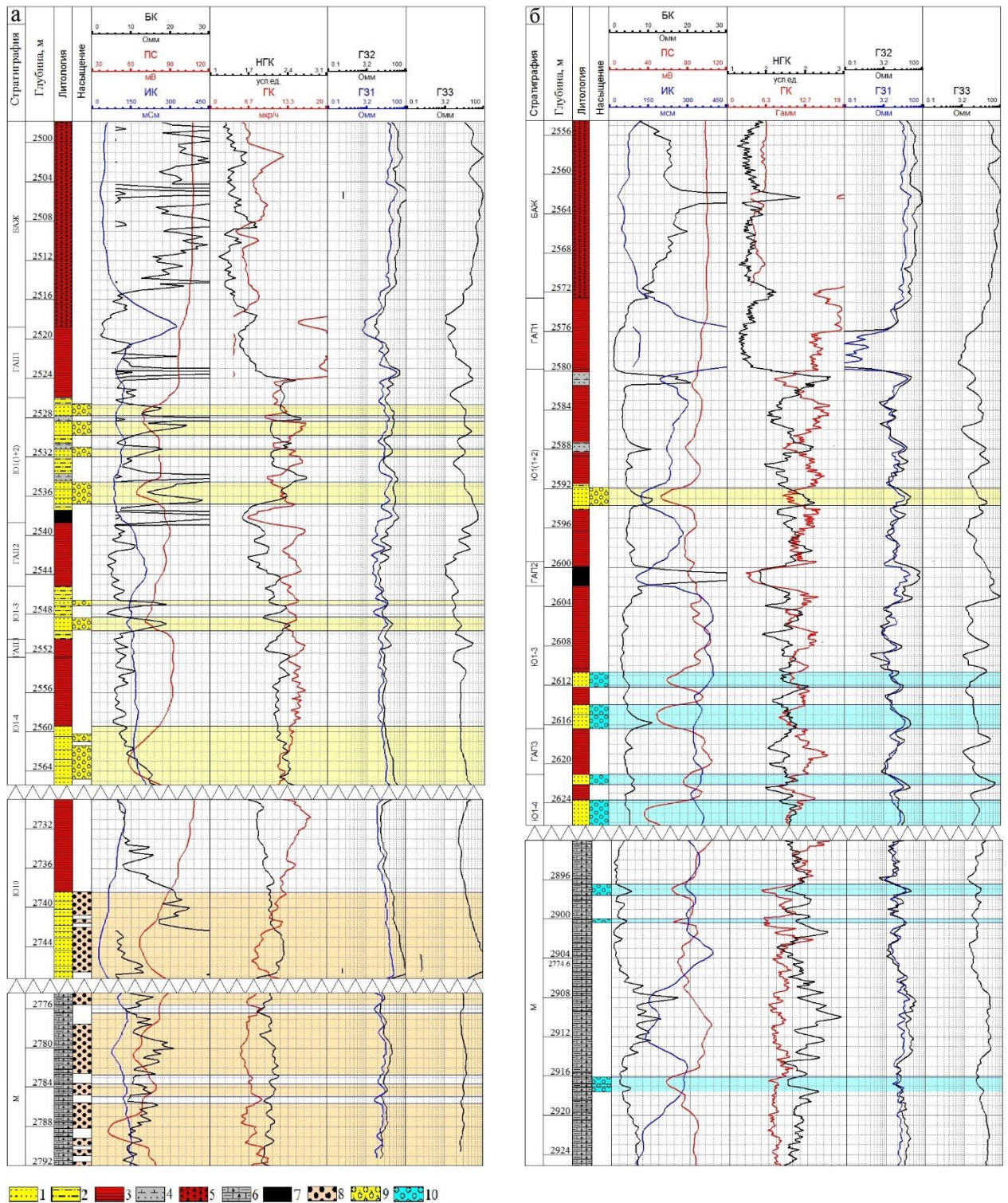


Рисунок. 4.2. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1 (а) и 2 (б) в интервалах баженовской свиты и пластов Ю₁¹⁺², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₁₀, М Герасимовского месторождения: 1 – песок; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – карбонатизированный песок; 5 – битуминозные глины; 6 – глинисто-кремнистая порода; 7 – уголь; 8 – нефтенасыщенный; 9 – газонасыщенный; 10 – водонасыщенный.

Для нефтенасыщенной части разреза (пласты Ю₁₀, М) скважины 1 характерны более низкие показания НГК, ГК и ИК, а также отрицательные аномалии ПС.

Характерной особенностью разрезов является проявления возможной карбонатизации, развивающейся как по пластам-коллекторам (интервалы в скважине 1: 2527,8-2528,2; 2530,8-2531,3; 2634-2534,4 м), так и по перекрывающим породам (аргиллиты, интервалы в скважине 2: 2580,1-2582,8; 2587,6-2588,2 м). Участки прогнозной карбонатизации пород хорошо выделяются по данным ГИС (рисунок 4.2) – повышениями показаний НГК и понижениями ГК при относительно неизменном уровне ПС, т.е. обычно [98].

Для характеристики петрофизики юрских пластов на Герасимовском месторождении использованы данные каротажа 18-ти поисковых и разведочных скважин (рисунок 4.1) – материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам стандартного расчета УЭС [82] как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (таблица 4.1), юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения имеют существенно высокие значения для нефтенасыщенных пластов УЭС=8-20 ом·м при среднем значении 13 ом·м, а для водонасыщенных пластов УЭС=2,5-3,4 ом·м при среднем значении 2,9 ом·м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики аргиллитов баженовской свиты на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении проанализированы разрезы скважин 1 и 2 (рисунок 4.2). Сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК и НГК (таблица 4.2).

На фоне вмещающих пород баженовская свита выделяется отрицательными аномалиями НГК, положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления. Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК, как правило, связано с высоким содержанием органического вещества – с высокой битуминозностью, а также с возможной нефтенасыщенностью [99].

Таблица 4.1. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Герасимовского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, ом·м
Ю ₁ ¹⁺²	9	0,15	0,57	–
Ю ₁ ³	8	0,16	0,57	3,3
Ю ₁ ⁴	19	0,16	0,58	2,5
Ю ₂	8	0,15	0,53	3,2
Ю ₃	–	0,15	0,20	3,4
Ю ₄	13	0,15	0,64	2,9
Ю ₅	12	0,15	0,63	3
Ю ₆	14	0,14	0,61	2,7
Ю ₈	14	0,15	0,65	2,7
Ю ₉	20	0,15	0,66	3,2
Ю ₁₀	17	0,14	0,67	–
Ю ₁₁	11	0,13	0,58	–
Ю ₁₂	11	0,13	0,59	–
Ю ₁₄	14	0,14	0,64	–
Ю ₁₅	13	0,15	0,66	–
(диапазон), <i>среднее</i>	(8–20), <i>13,1</i>	(0,13–0,16), <i>0,15</i>	(0,20–0,67), <i>0,59</i>	(2,5–3,4), <i>2,9</i>

*средневзвешенные значения по 18 скважинам

**нефтенасыщенных пластов.

Таблица 4.2. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Герасимовского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч	НГК*, усл. ед.
1	21,8	± 2,1	89/39	63/33	2,0/1,6
2	18,1	± 0,8	100/53	32/26	2,1/1,6

*максимальное значение/средний уровень.

В результате анализа каротажей (рисунок 4.2) и данных в таблице 4.2 отмечаем незначительные *вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Отмечаем, отличный от обычного, *низкий уровень* показаний КС и, особенно, ГК (таблица 4.2).

Также стоит акцентировать внимание на изменение УЭС по разрезу баженовской свиты. Как можем наблюдать из диаграмм КС скважины 1 (рисунок 4.2), УЭС в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и в основном совпадает с ростом естественной радиоактивности (ГК). Так что верхняя часть свиты является одновременно и более высокоомной, и более радиоактивной, следовательно, и более битуминозной, а нижняя часть свиты, соответственно, обеднена органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($S_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 22 скважинам Герасимовского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [84].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются *высоким содержанием карбонатных минералов* при среднем значении 5,4 %. В качестве иллюстрации на рисунке 4.3 приведены графики карбонатности образцов керна по 2 скважинам.

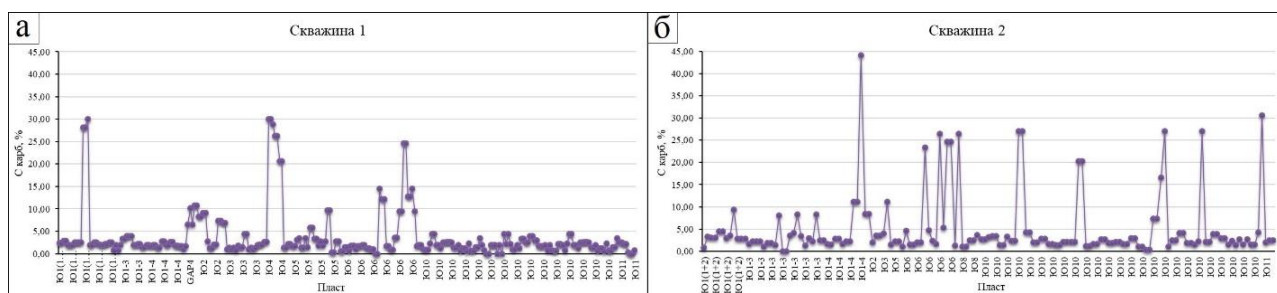


Рисунок 4.3. Карбонатность ($S_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 1 (а) и 2 (б) Герасимовского месторождения.

4.2. Останинское нефтегазоконденсатное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Останинское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12).

Геология Останинского месторождения представлена образованиями доюрского фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. По *тектоническому районированию фундамента* площадь месторождения входит в состав южной части Нижневартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, сложенной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией (рисунок 1.2). Особенности тектонического развития территории в позднем палеозое и раннем мезозое обусловили блоковое строение фундамента. По *тектоническому районированию платформенного чехла* Останинская структура IV порядка приурочена к центральной части тектонической структуры II порядка – Пудинскому мезоподнятию (рисунок 3.1).

Нефтегазоносность Останинского месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт M_1), отложениям коры выветривания (пласт M), песчаным коллекторам тюменской (пласты $Ю_3, Ю_4$) и васюганской (пласты $Ю_1^4, Ю_1^3, Ю_1^2, Ю_1^1$) свит (рисунок 4.4). Нефтеносными являются пласты $Ю_1^1, M$ и M_1 , газоносными – $Ю_1^3, Ю_1^4, Ю_3, Ю_4, M$.

Пласты $Ю_1$ – $Ю_4$. Изучаемый разрез пород васюганской и тюменской свит Останинского месторождения сложен породами прибрежно-морских и континентальных фаций. По данным литолого-петрографических исследований коллекторы продуктивных пластов представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками, переходящими местами в крупнозернистые алевролиты. Пористость коллекторов изменяется от 12,6 до 14,4 %. Проницаемость по пластам изменяется в диапазоне – от 1,9 до 9,1 мД.

Продуктивные образования коры выветривания – пласт M . Залежи углеводородов в коре выветривания на Останинском месторождении приурочены

в основном к глинисто-кремнистым отложениям, формирование которых происходило за счет разрушения силикатосодержащих пород. К коре выветривания отнесены также брекчии (из базального слоя), образованные при разрушении и местном перемыве нижележащих глинисто-кремнистых пород. Пористость коллекторов меняется от 8,6 до 36,5 %, в среднем составляя 19,5 %. Проницаемость на керне не замерялась.

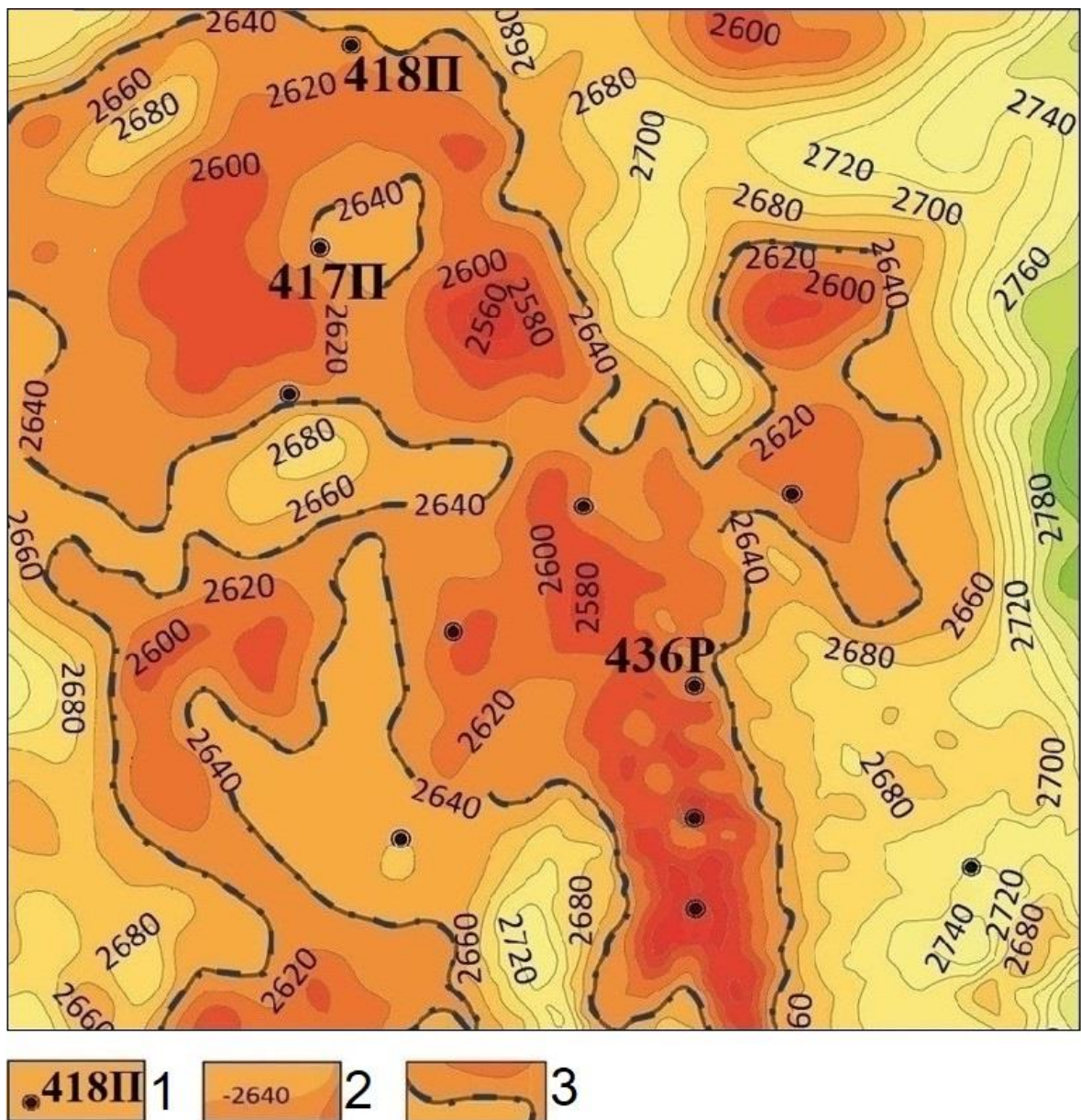


Рисунок 4.4. Схема Останинского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – сейсмоизогипса отражающего горизонта Φ_2 (подошва осадочного чехла); 3 – контур ВНК по пласту М.

Продуктивные образования палеозоя – пласт M_1 . По литолого-петрографическому описанию породы фундамента на Останинском месторождении представлены карбонатными породами – известняками. Коллекторы фундамента в основном водонасыщенные. Небольшая залежь УВ выделена по результатам испытаний только в скважине 418П. Пористость меняется от 0,2 до 6,7 %, в среднем составляя 1,7 %.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для анализа данных геофизических исследований юрских пластов Останинского месторождения были выбраны разрезы скважин с разной продуктивностью (например, скважина 417П с водонасыщенными пластами в юрской и в доюрской частях разреза и скважина 418П, вскрывшая залежи нефти в юрской части разреза и в доюрском основании) (рисунок 4.5).

Коллекторами в пластах $Ю_1^1$ – $Ю_1^3$ являются песчаники и алевролиты с межзерновой структурой. Объект коры выветривания (пласт М) сложен переслаиванием глинисто-кремнистых пород. Фундамент сложен известняками трещинными и порово-трещинными, чистыми и глинистыми, плотными карбонатными прослоями и глинами.

Пласт $Ю_1^1$ в разрезах изучаемых скважин выделяется как коллектор: глубокие отрицательные аномалии методов ПС и гамма-каротажа (ГК), повышение показаний нейтронного гамма-каротажа (НГК) и методов каротажа сопротивления (КС), понижение электропроводности по индукционному каротажу (ИК). Георгиевская свита характеризуется отрицательной аномалией НГК и положительной ИК. Баженовская свита в изученных разрезах фиксируется классической [100] комплексной геофизической аномалией: высокой радиоактивностью, низкой электропроводностью, отличными от вмещающих пород показаниями нейтронного каротажа.

Кривая ПС остается неизменной по выделению пластов-коллекторов – характерными [101] отрицательными аномалиями разной амплитуды.

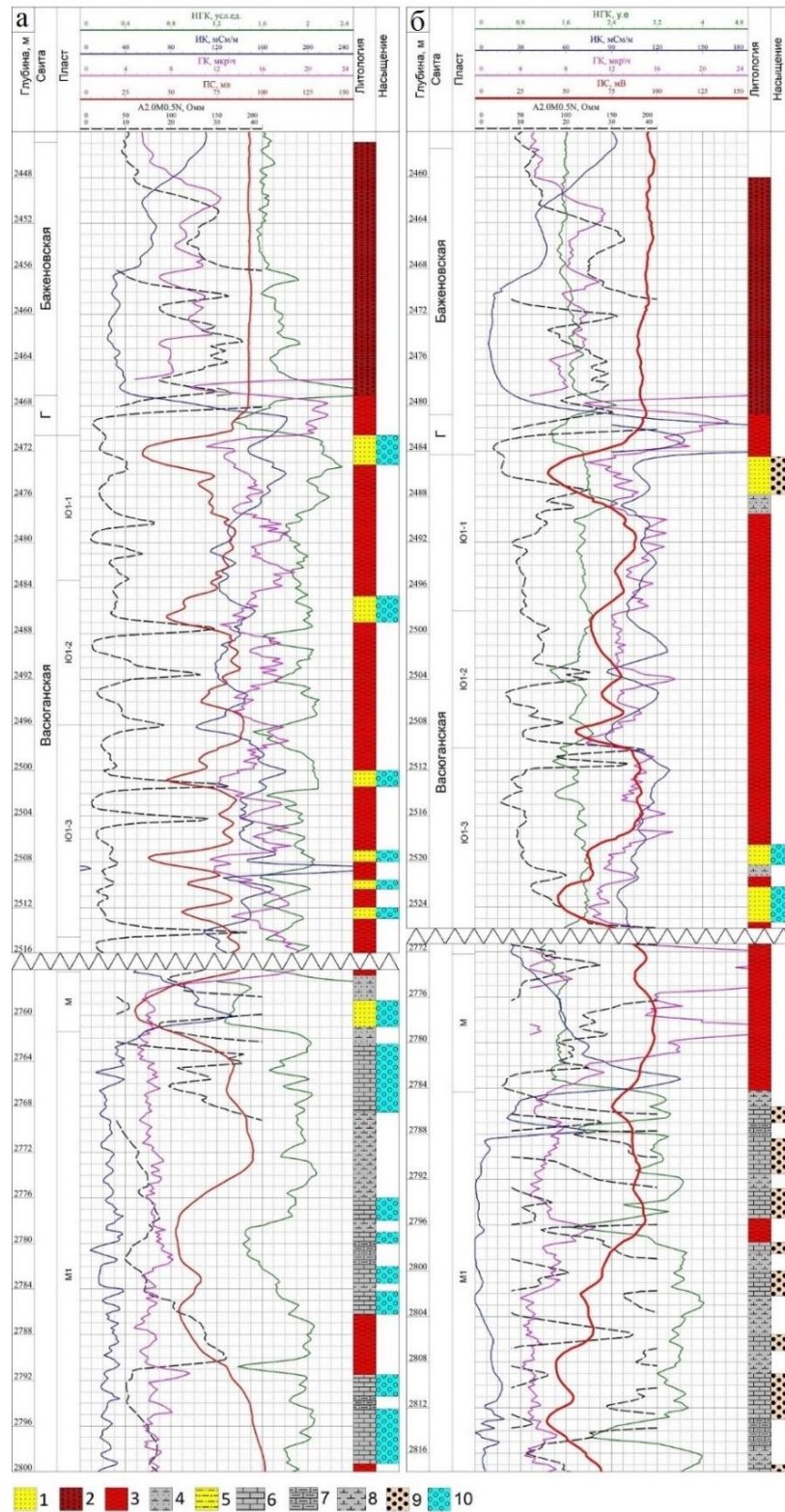


Рисунок 4.5. Останинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 417П (а) и 418П (б) в интервалах баженовской, георгиевской свит (Г) и пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, М, М₁: 1 – песчаник; 2 – аргиллит; 3 – глина; 4 – карбонизированный песчаник; 5 – алевролит; 6 – известняк; 7 – глинистый известняк; 8 – карбонатная порода; 9 – нефтенасыщенный; 10 – водонасыщенный.

По геофизическим параметрам кора выветривания значительно отличается от юрского разреза и пласта M_1 . Кора выветривания более радиоактивна в сравнении с юрской частью разреза и пластом M_1 (более 27 мкР/час против 11-17 мкР/час юрского разреза и 4-9 мкР/час пласта M_1) и отличается понижением показаний НГК (1,4-1,6 против 1,6-2,0 юрского разреза и 2,4-4,0 пласта M_1).

Пласт M_1 характеризуется пониженной электропроводностью (показания ИК 0-20 мСим/м против 90-120 мСим/м юрского разреза и 30-115 мСим/м коры выветривания) и отличается от вышележащей коры выветривания аномально высокими показаниями КС.

Характерной особенностью юрского разреза скважины 418П является карбонатизация пород. Карбонатизация в юрской части разреза проявляется и локально, в виде отдельных слоев (например, интервалы 2487,8-2489,5 м и 2520,2-2521,2 м). Карбонатизация развивается преимущественно по коллекторам и уверенно выделяется в показаниях каротажа как типичные [102] плотные песчаники: пониженными значениями ГК и высокими значениями КС и НГК.

Из каротажных диаграмм скважины 418П (рисунок 4.5) видно, что юрский разрез, кора выветривания (М) и пласт M_1 имеют отличительные геофизические свойства, которые указывают на переход от терригенного разреза юрского возраста к карбонатному разрезу палеозоя.

Для характеристики петрофизики юрских пластов на Останинском месторождении использованы данные каротажа 14-ти поисковых и разведочных скважин (рисунок 4.4) – материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам стандартного расчета УЭС [103] как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов (таблица 4.3), юрские пласты-коллекторы Останинского месторождения имеют существенно высокие значения: для нефтенасыщенных пластов $УЭС=11-21$ ом·м при среднем значении 14 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=5-9$ ом·м при среднем значении 7 ом·м.

Таблица 4.3. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Останинского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, Ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, Ом·м
Ю ₁ ¹	21	0,14	0,77	5,4
Ю ₁ ²	12	0,14	0,62	–
Ю ₁ ³	11	0,17	0,70	9,4
Ю ₁ ⁴	12	0,15	0,64	6,3
Ю ₃	15	0,14	0,65	6,3
Ю ₄	14	0,13	0,62	5,9
(диапазон), среднее	(11,0–21,0), 14,2	(0,13–0,17), 0,14	(0,62–0,77), 0,67	(5,4–9,4), 6,7

*средневзвешенные значения по 14 скважинам

**для нефтенасыщенных пластов.

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для характеристики аргиллитов баженовской свиты на Останинском нефтегазоконденсатном месторождении проанализированы разрезы скважин 417П, 418П и скважины 436Р, нефтепродуктивной в доюрской части (рисунок 4.5). Был сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК и НГК (таблица 4.4).

На фоне вмещающих пород баженовская свита выделяется отрицательными аномалиями НГК, положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления. Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК связано с высоким содержанием органического вещества – высокоомного адсорбента радиоактивных элементов, с высокой битуминозностью, а также с возможной нефтенасыщенностью [104].

Важно отметить практическое *отсутствие вариаций* диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты.

Таблица 4.4. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Останинского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч	НГК*, усл. ед.
417П	19,0	± 0,5	98/40	62/44	2,7/1,7
418П	22,0	± 2,5	99/32	57/40	2,5/1,7
436Р	16,0	± 1,6	138/42	43/36	—

*максимальное значение/средний уровень.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($S_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 20 скважинам Останинского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [84].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются высоким содержанием карбонатных минералов при среднем значении 6 %. В качестве иллюстрации на рисунке 4.6. приведены графики карбонатности образцов керна по 2 скважинам.

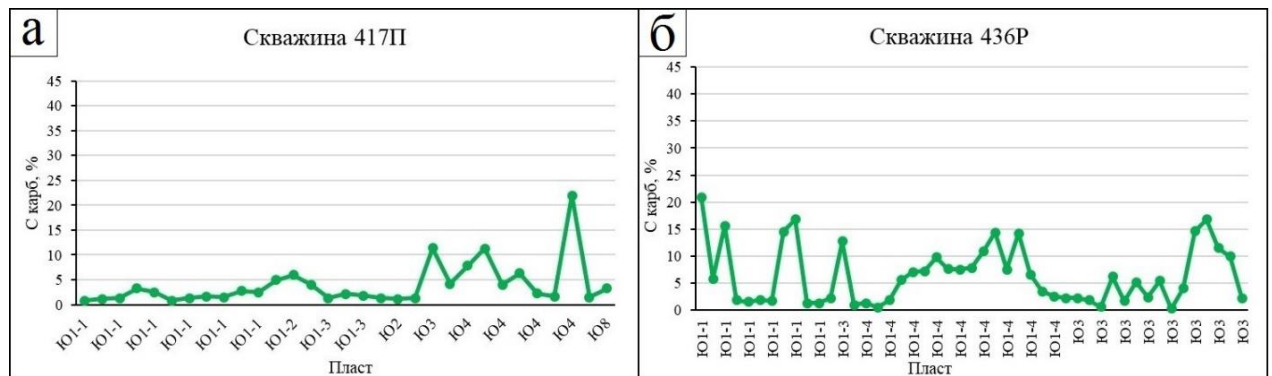


Рисунок 4.6. Карбонатность ($S_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 417П (а) и 436Р (б) Останинского месторождения.

4.3. Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Межовскому нефтегазоносному району (рисунок 1.12).

В *тектоническом* плане по платформенному чехлу Нижнетабаганское месторождение расположено в пределах одноименного локального поднятия, в южной части Чузикско-Чижапской мезоседловины в зоне сочленения Лавровского и Калгачского мезовыступов и Пудинского мезоподнятия (рисунок 3.1).

В *геологическом* строении месторождения принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла. Литологические образования доплатформенного комплекса представлены различными известняками – глинистыми и биогермными серого и коричневатого-серого цвета, карбонатно-кремнисто-глинистыми породами коры выветривания, а юрские пласты представлены песчаниками и алевролитами серыми и темно-серыми, мелкозернистыми, крепко- и среднесцементированными с прослоями углистого детрита и вкраплениями пирита. На керновом материале встречаются интервалы с запахом и выпотами нефти.

Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями васюганской свиты – пласт Ю₁¹, тамбаевской свиты – пласты Ю₃, Ю₅ и доюрского фундамента – пласты М, М₁₋₁₀ [105] (рисунок 4.7).

Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом на месторождении и приурочен к верхней части васюганской свиты. Литологически пласт представлен песчаниками светло-серыми, серыми, до темно-серых, мелко-, средне- реже крупнозернистыми, крепко сцементированными с прослоями алевролита и аргиллита. В пределах пласта выделены четыре газоконденсатные залежи. Коэффициент открытой пористости определен по керну и комплексу ГИС и составляет 12-20 %.

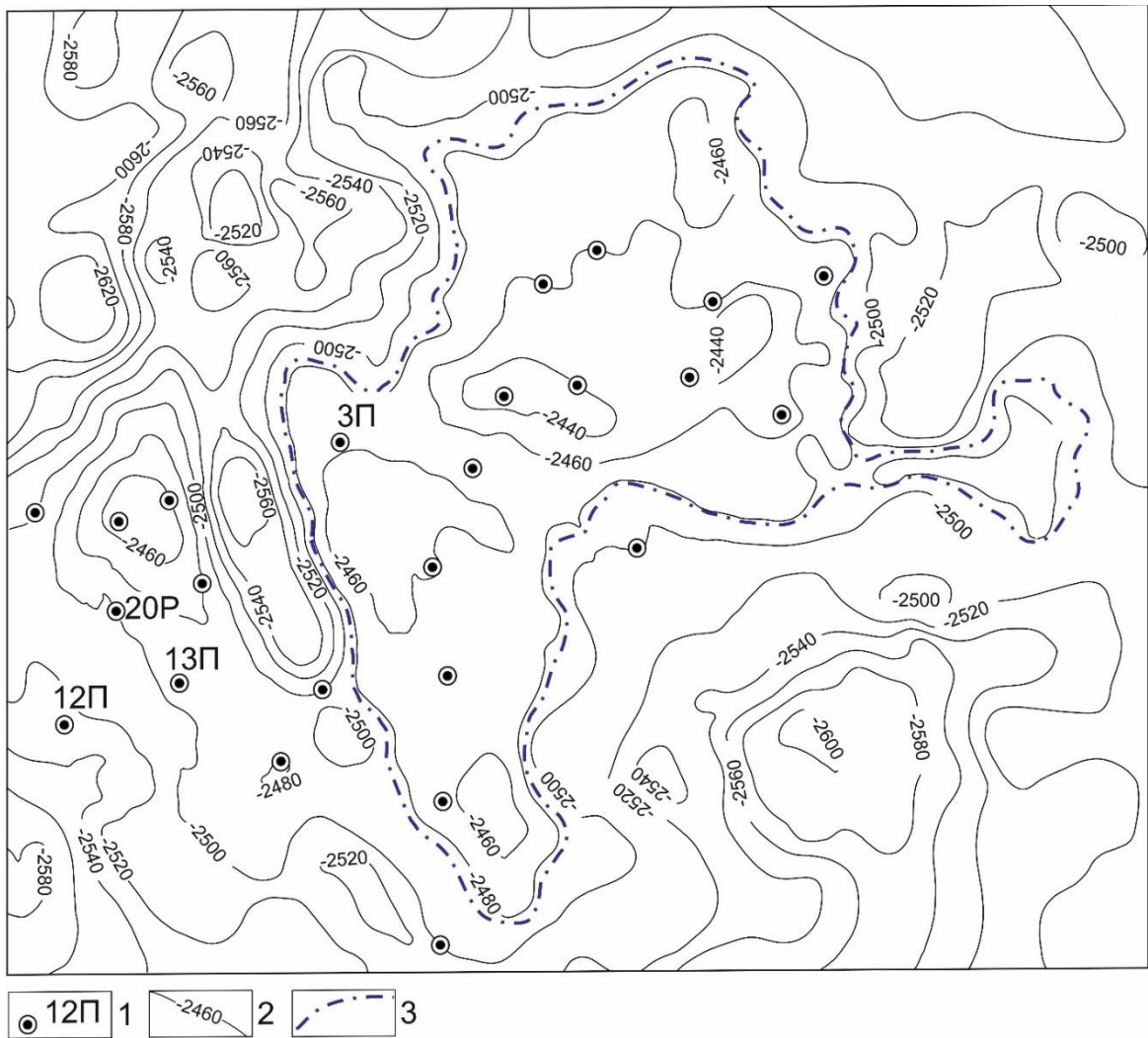


Рисунок 4.7. Схема Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 – скважина и ее номер; 2 – сейсмоизогипса кровли пласта Ю₁¹; 3 – контур ВНК по пласту Ю₁¹.

Пласт Ю₃ залегает в верхней части тамбаевской свиты и является наиболее крупным объектом по запасам нефти. В пределах пласта выделены четыре нефтяные залежи, доказано наличие газовых шапок. По данным кернового материала пласт неоднородный и представлен различными ассоциациями алевропесчаных и песчано-алевритовых пород. Коэффициент открытой пористости равен 18 %.

Пласт Ю₅ приурочен к тамбаевской свите и представлен песчаником серым, мелкозернистым, крепко цементированным. В пределах пласта выявлена одна

газоконденсатная залежь. По данным лабораторных исследований керна коэффициент открытой пористости составляет 13 %.

Пласт-коллектор М₁ выделяется в карбонатных отложениях девона, выходящих на доюрскую поверхность. К кавернозно-трещиноватым карбонатам коренных пород палеозоя [106] приурочены промышленные притоки нефти и газа в скважинах 3П и 4П.

В пределах месторождения в образованиях *коры выветривания* встречаются кремнисто-глинистые породы-коллекторы – пласт *М*. Открытая пористость составляет до 8 %.

Геофизическая характеристика юрских пластов

Для иллюстрации данных геофизических исследований скважин, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Нижнетабаганского месторождения приводятся разрезы скважин (рисунок 4.8) с различным характером насыщения пластов (скважина 3П с нефте- и газонасыщенными пластами, а скважина 12П с водонасыщенными пластами). В целом, исследование заключалось в анализе по 23 скважинам Ias-файлов диаграмм методов ПС и гамма-каротажа (ГК), диаграмм методов каротажа сопротивления (КС) и электропроводности по индукционному каротажу (ИК), а также показаний нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Разрез юрских отложений начинается с битуминозных аргиллитов баженовской свиты, которая для исследуемых отложений является репером. Баженовская свита в изученных разрезах фиксируется классической комплексной геофизической аномалией: высокой радиоактивностью, низкой электропроводностью, отличными от вмещающих пород показаниями нейтронного каротажа.

Породы нижезалегающей васюганской свиты характеризуется резкой изменчивостью геофизических параметров в связи с присутствием в разрезе пород-коллекторов, а также глинистых песчаников, алевролитов, глинистых образований,

карбонатизированных прослоев, имеющих однозначную геофизическую характеристику на каротажных диаграммах. Пласты-коллекторы, сложенные песчаниками, на уровне глинистых образований выделяются отрицательной аномалией ПС, средними и повышенными значениями по диаграмме НГК, а также низкими значениями радиоактивности.

Характерной особенностью юрского разреза (рисунок 4.8) является ощутимое проявление карбонатизации пород. Плотные карбонатные пропластки выделяются по аномально высоким показаниям метода НГК, низким показаниям гамма-метода.

По данным геофизических исследований скважин доюрский интервал разреза выделяется высокой изрезанностью графика КС, что подтверждает переход от терригенного разреза, сложенного породами юрского возраста, к карбонатному разрезу, представленному отложениями палеозойского возраста. Доюрский интервал разреза также отличается по ГК, аномально низкими показаниями ИК и низкой плотностью гамма-квантов по кривой НГК.

Для характеристики петрофизики и фильтрационно-емкостных свойств юрских пластов на Нижнетабаганском месторождении были использованы данные каротажа 23-х поисковых и разведочных скважин – материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО» (рисунок 4.7).

Судя по результатам расчета УЭС нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов (таблица 4.5), юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения имеют высокие значения – для нефтенасыщенных пластов $УЭС=10-14$ ом·м при среднем значении 12 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=6-9$ ом·м при среднем значении 7 ом·м.

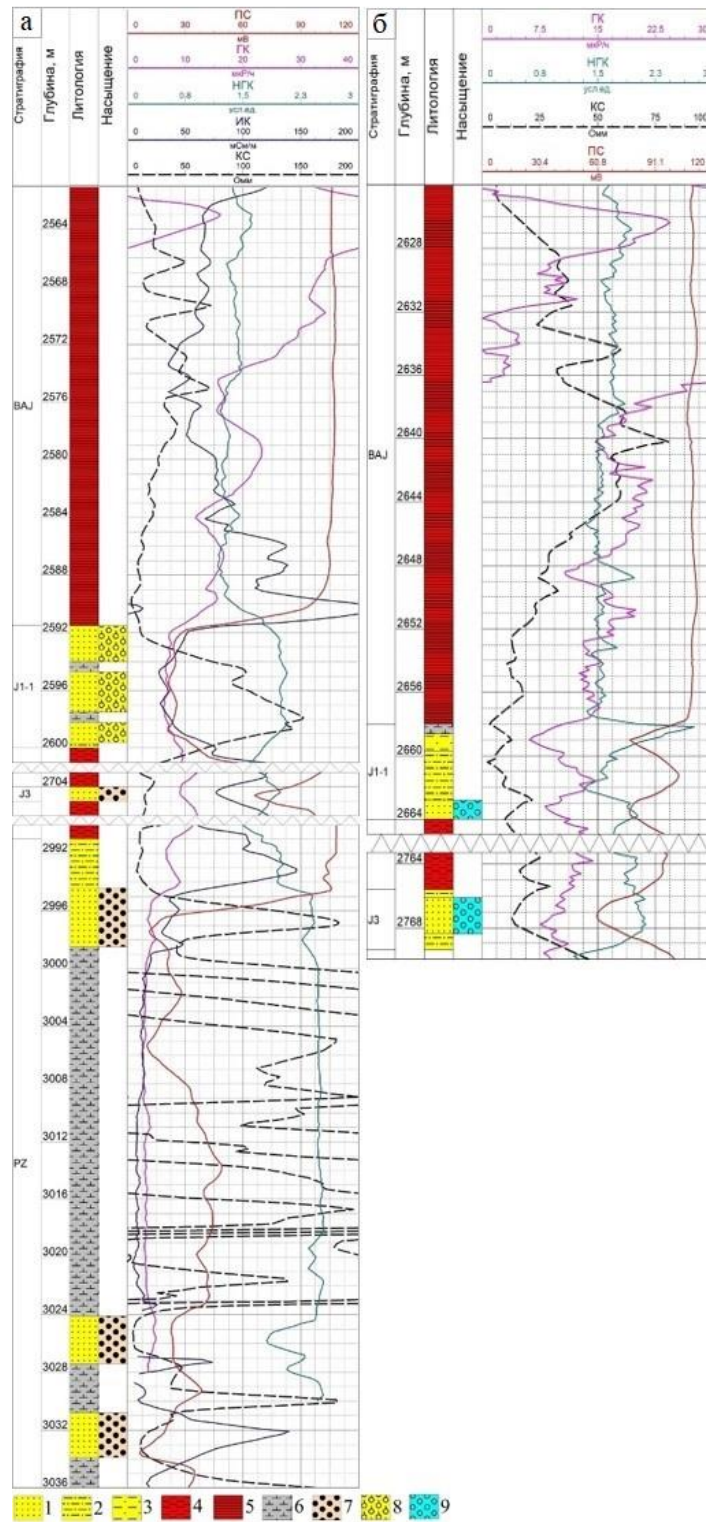


Рисунок 4.8. Нижнетабаганское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 3П (а) и 12П (б) в интервалах баженовской свиты (BAJ), юрских пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₃ (J3) и палеозойских образований (Pz): 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – песчаник глинистый; 4 – глина; 5 – аргиллит; 6 – карбонатная порода; 7 – нефтенасыщенный интервал; 8 – газонасыщенный; 9 – водонасыщенный.

Таблица 4.5. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Нижнетабаганского месторождения.

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, ом·м	*коэффициент **пористости, д. е.	*коэффициент **нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, ом·м
Ю ₁ ¹	10	0,17	0,61	8,2
Ю ₂	12	0,15	0,55	5,9
Ю ₃	14	0,15	0,58	5,8
Ю ₄	-	0,14	0,48	8,6
Ю ₅	-	0,16	0,39	5,6
(диапазон значений), <i>среднее</i>	(10–14), 12	(0,14–0,17), 0,15	(0,39–0,61), 0,52	(5,6–8,6), 6,8

*средневзвешенные значения по 23 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

Геофизическая характеристика баженовской свиты

Для геофизической характеристики аргиллитов баженовской свиты анализируются разрезы скважин с разной продуктивностью: скважины 20Р, 3П, 13П с нефтенасыщенными, газонасыщенными и водонасыщенными пластами в юрской части разреза, а скважина 12П только с водонасыщенными пластами. Сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК (таблица 4.6).

Баженовская свита на фоне вмещающих отложений выделяется положительными аномалиями радиоактивности и высокими значениями электрического сопротивления (рисунок 4.8). Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК связано с высокой битуминозностью, с высоким содержанием органического вещества – высокоомного адсорбента радиоактивных элементов, а также с возможной нефтенасыщенностью [99].

Таблица 4.6. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Нижнетабаганского месторождения.

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, ом·м	ГК*, мкР/ч
20Р	27,0	± 1,3	78/38	67/30
3П	19,0	± 0,7	72/33	56/31
13П	35,0	± 1,1	74/28	72/27
12П	34,0	± 1,4	80/34	56/23

*максимальное значение/средний уровень

Интересно обратить внимание на изменение естественной радиоактивности и УЭС по разрезу баженовской свиты. Как можем наблюдать из диаграмм ГК (рисунок 4.8), радиоактивность в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и в основном совпадает с менее выраженным ростом УЭС. Так что верхняя часть свиты является одновременно и более радиоактивной, и более высокоомной, а, следовательно, и более битуминозной. Нижняя часть свиты, соответственно, обеднена органическим веществом.

Таким образом, наряду со сравнительно низкой естественной радиоактивностью баженовской свиты на Нижнетабаганском месторождении 23-31 мкР/ч при среднем уровне 27 мкР/ч, наблюдаются и существенно низкие значения электрического сопротивления в диапазоне 28-38 ом·м при среднем уровне 33 ом·м.

Важно отметить практическое отсутствие вариаций диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Возможно, что на Нижнетабаганском месторождении отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а сравнительно низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности говорит о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества. Указанные отличия геофизической характеристики баженовской свиты Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения, с залежами в доюрском НГК, имеют генетическое обоснование, допускающее обеднение баженовской свиты органическим веществом по причине того, что,

наряду с девонскими доманиками, баженовская свита является источником УВ для палеозойских залежей [107, 108].

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов

Определение общей карбонатности пород ($S_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 23 скважинам Нижнетабаганского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [84].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются содержанием карбонатных минералов в диапазоне 3,1-6,5 %, при *высоком* среднем значении 5 %. В качестве иллюстрации на рисунке 4.9 приведены графики карбонатности образцов керна по 4 скважинам.

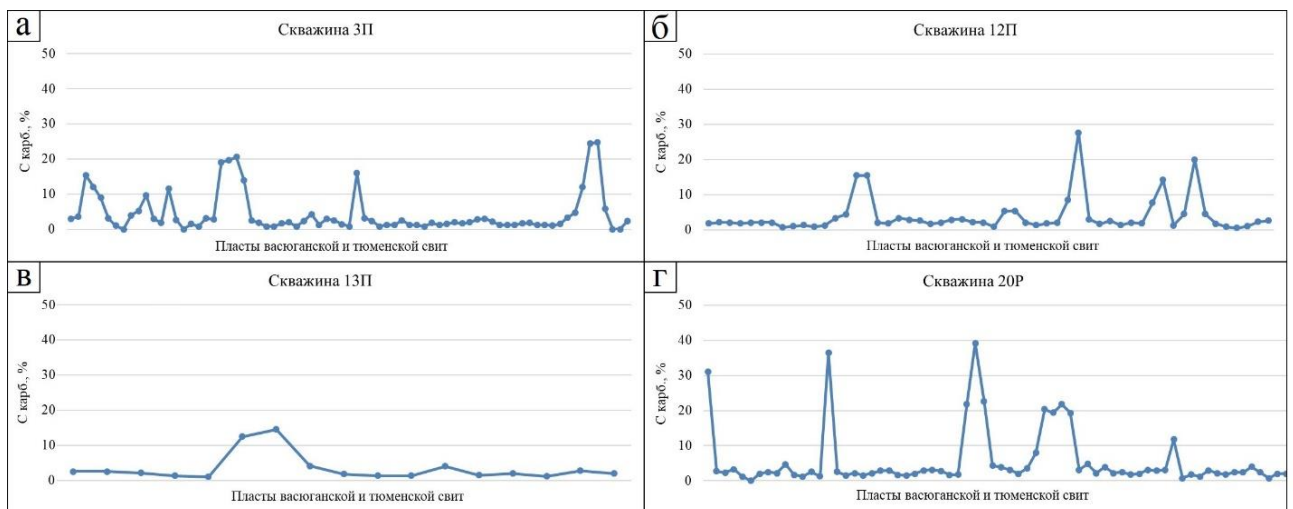


Рисунок 4.9. Карбонатность ($S_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 3П (а), 12П (б), 13П (в) и 20Р (г) Нижнетабаганского месторождения.

4.4. Анализ и выводы

Выше были проанализированы месторождения, имеющие залежи углеводородов в юрском и доюрском комплексах и относящиеся к одному Пурпейско-Васюганскому структурно-фациальному району по юре, а также к одной Нюрольской структурно-фациальной зоне по палеозою.

Анализ удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, оценка карбонатности образцов керна юрских пластов с помощью объемного газометрического метода, а также анализ геофизических характеристик баженовской свиты показали, что исследуемые месторождения в высокой степени имеют схожие геофизические и петрофизические характеристики.

Исследованиями 18-ти скважин установлено, что юрские нефтенасыщенные пласты-коллекторы Герасимовского месторождения, по результатам расчета удельного электрического сопротивления (УЭС), имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=8-20$ ом·м при среднем значении 13 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=2,5-3,4$ ом·м при среднем значении 2,9 ом·м. Отмечена высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов – более 5 %. Геофизические характеристики баженовской свиты – это незначительные вариации показаний метода ПС= $\pm 1-2$ мВ; средний уровень $УЭС=39-53$ ом·м и низкий уровень естественной радиоактивности 26-33 мкР/ч.

Исследованиями установлено, что юрские пласты-коллекторы Останинского месторождения, по результатам расчета УЭС пластов 14-ти поисково-оценочных и разведочных скважин, имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=11-21$ ом·м при среднем значении 14 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=5-9$ ом·м при среднем значении 7 ом·м. Отмечена высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов – порядка 6 %. Геофизические характеристики баженовской свиты – это незначительные вариации показаний метода ПС= $\pm 0,5-2,5$ мВ; средний уровень $УЭС=32-42$ ом·м и естественной радиоактивности 36-44 мкР/ч.

Исследованиями установлено, что юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения, по результатам расчета УЭС пластов 23-х

поисково-оценочных и разведочных скважин, имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=10-14$ ом·м при среднем значении 12 ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=6-9$ ом·м при среднем значении 7 ом·м. Установлена высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов – порядка 5 %. Геофизические характеристики баженовской свиты – это незначительные вариации показаний метода $ПС=\pm 0,7-1,4$ мВ; низкий уровень $УЭС=28-38$ ом·м и естественной радиоактивности 23-31 мкР/ч.

Таким образом, можно сделать *вывод*, что высокоомность транзитных юрских пластов Герасимовского, Останинского и Нижнетабаганского месторождений есть следствие нисходящей/восходящей миграции УВ-флюидов, или обеспечивающей нефтесбор(?) в ловушках доюрского НГК или являющейся элизией(?) углеводородов доюрского НГК, как самостоятельного генерирующего комплекса. Так как процессы наложенного эпигенеза приводят к вторичной, наложенной, и, как следствие, *аномальной* карбонатизации транзитных пластов-коллекторов, а, следовательно, к аномальному увеличению их $УЭС$ (таблица 4.7).

Таким образом наличие прямых (карбонатизация) и косвенных (высокое $УЭС$) признаков вторичных, эпигенетических изменений пород под воздействием нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов может служить прогностическим критерием нефтегазоносности палеозоя.

Таблица 4.7. Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза месторождений с залежами в юрском и доюрском НГК.

Характеристики юрского разреза	Герасимовское	Останинское	Нижнетабаганское
1. $УЭС$ юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	8 – 20; 13	11 – 21; 14	10 – 14; 12
2. $УЭС$ юрских водонасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	2 – 3; 3	5 – 9; 7	6 – 9; 7
3. Карбонатность юрских пластов-коллекторов: диапазон; среднее , %	4 – 8; 5	1 – 16; 6	3 – 9; 5

4.Вариации (\pm) показаний метода ПС баженовской свиты: диапазон; среднее , мВ	0,8–2,1; 1,5	0,5–2,5; 1,5	0,7–1,4; 1,1
5.Показания метода ГК баженовской свиты: диапазон; среднее , мкР/час	26 – 33; 30	36 – 44; 40	23 – 31; 28
6.Показания метода КС баженовской свиты: диапазон; среднее , ом·м	39 – 53; 46	32 – 42; 38	28 – 38; 33
Приуроченность к юрской СФЗ	Пурпейско-Васюганская	Пурпейско-Васюганская	Пурпейско-Васюганская
Приуроченность к палеозойской СФЗ	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская

Что касается геофизической характеристики баженовской свиты, то на Герасимовском, Останинском и Нижнетабаганском месторождениях отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности говорит о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества. Что также может рассматриваться как следствие возможной нисходящей миграции УВ.

Проведенный выше анализ и выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:

«Геофизические и петрофизические показатели юрских пластов на месторождениях Томской области, имеющих залежи углеводородов в доюрском комплексе, характеризуются высокоомностью нефтенасыщенных пластов – 12-14 ом·м, водонасыщенных пластов – до 7 ом·м и высокой карбонатизацией – 5-6 %, а баженовская свита, как правило, отличается отсутствием вариаций потенциалов собственной поляризации, пониженным уровнем естественной радиоактивности – 30-40 мкР/час и удельного электрического сопротивления – 30-50 ом·м».

5. ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

Основная задача исследований состояла в обосновании авторской гипотезы [109] аномальности геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов – гипотезы «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза как нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей.

Для этого проведен анализ и сопоставление геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов двух основных типов месторождений, а, именно, отличных по продуктивности палеозойского разреза, расположенных в разных палеозойских СФЗ – Нюрольской и Туйско-Барабинской, но в пределах одного Пурпейско-Васюганского СФР по келловей и верхней юре. Таким образом, оба типа месторождений весьма сходны по особенностям юрского осадкообразования и отличия в характеристиках юрских пластов могут быть связаны с эпигенетическими изменениями, обусловленными восходящим/нисходящим транзитом углеводородных флюидов.

Месторождения первого типа (без признаков нефтеносности доюрского разреза) – это Крапивинское, Двуреченское, Пельгинское и Смоляное месторождения, месторождения второго типа (с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе) – Герасимовское, Останинское и Нижнетабаганское, а также месторождение невыясненной принадлежности (с признаками УВ в керне доюрских образований) – Западно-Останинское.

Исследованиями в третьем разделе диссертационной работы показано [83, 90, 110], что юрские пласты-коллекторы Крапивинского, Двуреченского, Пельгинского и Смоляного месторождений отмечаются *отсутствием высокоомности* нефтенасыщенных пластов – $УЭС=7-8$ Ом·м и водонасыщенных пластов – $УЭС=3-5$ Ом·м, *низкой карбонатизацией* – не более 3 %, а также отличительными характеристиками аргиллитов баженовской свиты –

значительные вариации показаний метода ПС= \pm (2,0-6,5) мВ; *высокий уровень* УЭС – до 133 ом·м и естественной радиоактивности – до 50 мкР/ч. Таким образом, для месторождений без залежей в доюрском разрезе однозначно характерно отсутствие высокоомности и аномальной карбонатизации юрских пластов-коллекторов, т. е. отсутствие признаков нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов как критерия нефтегазоносности палеозоя.

Исследованиями в четвертом разделе диссертационной работы показано [83, 90, 110], что юрские пласты-коллекторы Герасимовского, Останинского и Нижнетабаганского месторождений отличаются *высокоомностью* нефтенасыщенных пластов – УЭС=12-14 Ом·м и водонасыщенных пластов – УЭС=3-7 Ом·м, *аномальной карбонатизацией* – до 6 %, а также отличительными характеристиками аргиллитов баженовской свиты – *незначительные вариации* показаний метода ПС= \pm (1,1-1,5) мВ; *низкий уровень* УЭС – не более 46 ом·м и естественной радиоактивности – не более 40 мкР/ч.

С учетом вышеуказанных данных с уверенностью можно полагать, что высокоомность транзитных юрских пластов Герасимовского, Останинского и Нижнетабаганского месторождений есть следствие нисходящей/восходящей *миграции УВ-флюидов*, обеспечивающей или нефтесбор в ловушках доюрского НГК или являющейся элизией углеводородов доюрского НГК, как самостоятельного генерирующего комплекса. В результате вертикальной миграции химически агрессивных УВ-флюидов в юрском разрезе происходят процессы наложенного эпигенеза, приводящие к вторичной, наложенной, *аномальной карбонатизации* транзитных пластов-коллекторов, и, как следствие, к аномальному увеличению их УЭС.

Можно полагать вероятным, что на Герасимовском, Останинском и Нижнетабаганском месторождениях отсутствие вариаций ПС, низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности баженовской свиты обусловлены более однородным, выравненным вещественным составом, обедненным содержанием органического вещества.

Замеченные отличия геофизической характеристики аргиллитов баженовской свиты месторождений, имеющих залежи в доюрском НГК, пока остаются артефактом, не имеющим однозначного генетического обоснования. Вместе с тем, результаты новейшего палеотемпературного моделирования «современного» (юрско-мелового) осадочного бассейна и палеозойских «палеобассейнов» на Останинском месторождении и Сельвейкинской площади глубокого бурения позволили определить наиболее вероятный источник УВ палеозойских залежей [108, 111]. Установлено, что источником жидких углеводородов (нефть) доюрского НГК на Останинском месторождении скорее всего является нефтематеринская верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных углеводородов (газа и газоконденсата) доюрского НГК на Сельвейкинской площади являются породы доманикоидного типа чагинской свиты девонского возраста.

Исследования юрских пластов 103-х поисковых и разведочных скважин Западно-Останинского месторождения показало [110], что для нефтенасыщенных пластов $УЭС=10$ ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=4$ ом·м. Отмечена высокая карбонатизации юрских пластов-коллекторов месторождения – порядка 5 %. На Западно-Останинском месторождении в интервале баженовской свиты незначительные вариации $ПС=\pm (1,1-2,0)$ мВ; высокий уровень $УЭС$ – порядка 77 ом·м и низкий уровень естественной радиоактивности – порядка 32 мкР/ч.

Анализ $УЭС$ и карбонатности юрских пластов, геофизических параметров аргиллитов баженовской свиты Западно-Останинского месторождения показал, что практически по всем характеристикам, за исключением высоких значений $УЭС$ аргиллитов баженовской свиты, это месторождение принадлежит к типу месторождений с нефтегазоносным палеозоем. Тем не менее, на этом месторождении нефтегазоносность палеозоя в настоящее время отмечена только незначительными признаками в керне. Таким образом, Западно-Останинское месторождение остается месторождением с неясной нефтегазоносностью доюрского НГК. К этому нужно добавить, что еще в 70-е годы прошлого века на Западно-Останинское месторождение было обращено особое внимание. И здесь,

для расширения стратиграфического диапазона объектов поиска, был пробурен ряд скважин специального назначения – для изучения глубокозалегающих горизонтов палеозоя. Максимальная вскрытая мощность доюрского разреза – 1157 м (скважина 443Р), остальными скважинами палеозой вскрыт в пределах толщин 100 м.

Суммируя вышеизложенное, можно выделить 6-ть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза (таблица 5.1):

- *показатель 1* – высокое УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение ≥ 10 ом·м);
- *показатель 2* – высокое УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение ≥ 7 ом·м);
- *показатель 3* – высокая карбонатность юрских пластов-коллекторов (пороговое значение ≥ 5 %);
- *показатель 4* – незначительные вариации (\pm) показаний метода ПС бажендовской свиты (пороговое значение < 2 мВ);
- *показатель 5* – низкие показания ГК бажендовской свиты (пороговое значение < 40 мкР/ч);
- *показатель 6* – низкие показания КС бажендовской свиты (пороговое значение < 50 ом·м).

Таблица 5.1. Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза исследуемых месторождений.

Характеристики юрского разреза	Месторождения без залежей в доюрском НГК				Месторождения с залежами в доюрском НГК			Месторождение с неясной нефтеносностью доюрского НГК
	Крапивинское	Двуреченское	Пельгинское	Смоляное	Герасимовское	Останинское	Нижнетабаганское	Западно-Останинское
1.УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	6 – 8; 7	6 –12; 8	6 – 9; 7	6 – 8; 7	8 – 20; 13	11 – 21; 14	10 – 14; 12	6 – 15; 10
2.УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов: диапазон; среднее , ом·м	3,0 – 3,2; 3	2 – 5; 4	3 – 5; 4	4 – 5; 5	2 – 3; 3	5 – 9; 7	6 – 9; 7	3 – 4; 4
3.Карбонатность юрских пластов-коллекторов: диапазон; среднее , %	1 – 3; 2	1 – 2; 1,6	2 – 6; 3	2 – 3; 3	4 – 8; 5	1 – 16; 6	3 – 9; 5	2 – 11; 5
4.Вариации (±) показаний метода ПС баженовской свиты: диапазон; среднее , мВ	2,0–4,8; 3,4	5,0–8,0; 6,5	1,6–2,5; 2,0	0,8-4,3; 2,0	0,8–2,1; 1,5	0,5–2,5; 1,5	0,7–1,4; 1,1	1,1–2,0; 1,6

Продолжение таблицы 5.1.

5. Показания метода ГК баженовской свиты: диапазон; среднее , мкр/час	42 – 56; 49	40 – 59; 50	33 – 39; 36	26 – 28; 27	26 – 33; 30	36 – 44; 40	23 – 31; 28	17 – 38; 32
6. Показания метода КС баженовской свиты: диапазон; среднее , ом·м	92 – 174; 133	95 – 111; 103	35 – 66; 47	31 – 34; 32	39 – 53; 46	32 – 42; 38	28 – 38; 33	52 – 114; 77
Приуроченность к юрской СФЗ	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район
Приуроченность к палеозойской СФЗ	Туйско-Барабинская	Туйско-Барабинская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская

В контексте содержательной нагрузки, показателям с порядковыми номерами 1, 2 и 3 следует присвоить важность 1-го ранга (вес=2). Остальным показателям, в том же контексте, можно присвоить важность 2-го ранга (вес=1), что представляется соразмерным.

С помощью таблицы 5.2 оценим репрезентативность принятых прогностических показателей и их пороговых значений, с учетом присвоенной им важности (ранга).

Анализ позволяет сделать следующие *выводы*:

- 1) применение для прогноза нефтеносности (для промыслового диагноза) доюрского разреза комплекса показателей, включающего показатели 1-го и 2-го рангов, может обеспечить вероятность правильного прогноза в пределах 70-100 %;
- 2) применение для промысловой диагностики доюрского разреза только показателей 1-го ранга может обеспечить вероятность правильного прогноза в пределах 67-100 %;
- 3) для 100 % вероятности правильной промысловой диагностики доюрского разреза *месторождения без залежей в доюрском НГК* может быть достаточным применение только показателей 1-го ранга;
- 4) 100 % вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза *месторождения с залежами в доюрском НГК* не обеспечивается ни показателями только 1-го ранга, ни комплексом показателей;
- 5) вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза *месторождения с залежами в доюрском НГК* только показателями 1-го ранга может составить 67-100 %;
- б) вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза *месторождения с залежами в доюрском НГК* комплексом показателей 1-го и 2-го ранга может составить 78-100 %.

Сделаем допущение, что поисковая ситуация на площади прогноза (не обязательно месторождения) складывается таким образом, что на площади имеются скважины только с *водонасыщенными* юрскими пластами. Такая ситуация вполне реалистична.

Для такой ситуации (таблица 5.2) формулируются следующие выводы:

- 1) применение для промысловой диагностики палеозоя комплекса показателей может обеспечить правильный прогноз с вероятностью 62-100 %;
- 2) применение для промысловой диагностики палеозоя только показателей 1-го ранга (2+3) может обеспечить правильный прогноз с вероятностью 50-100 %;
- 3) для 100 % вероятности промыслового прогноза палеозоя *на площади без залежей в доюрском НГК* достаточно применение показателей только 1-го ранга (2+3);
- 4) 100 % вероятность правильного промыслового прогноза палеозоя *на площади с залежами в доюрском НГК* не обеспечивается ни показателями 1-го ранга (2+3), ни комплексом показателей;
- 5) вероятность правильной диагностики палеозоя *на площади с залежами в доюрском НГК* только показателями 1-го ранга (2+3) может составить 50-100 %, т. е. *весьма вероятен «пропуск» площади, продуктивной по палеозою;*
- 6) вероятность правильной диагностики палеозоя *на площади с залежами в доюрском НГК* комплексом показателей может составить 71-100 %, т.е. это весьма надежный прогнозно-поисковый прогноз.

Таблица 5.2. Корреляционная таблица прогностических показателей нефтеносности доюрского разреза месторождений.

Прогностический показатель	Месторождения без залежей в доюрском НГК				Месторождения с залежами в доюрском НГК			Месторождение с неясной нефтеносностью доюрского НГК
	Крапивинское	Двуреченское	Пельгинское	Смоляное	Герасимовское	Останинское	Нижнетабаганское	Западно-Останинское
1.УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов.	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»
2.УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов.	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«-»«-»	«+»«+»	«+»«+»	«-»«-»
3.Карбонатность юрских пластов-коллекторов.	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»
4.Вариации (±) показаний метода ПС баженовской свиты.	«+»	«+»	«+» «-»	«+» «-»	«+»	«+»	«+»	«+»
5.Показания метода ГК баженовской свиты.	«+»	«+»	«-»	«-»	«+»	«+» «-»	«+»	«+»
6.Показания метода КС баженовской свиты.	«+»	«+»	«-»	«-»	«+»	«+»	«+»	«-»

Продолжение таблицы 5.2.

Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по комплексу показателей – 1-6), %	100	100	70	70	78	90	100	67
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по показателям 1-го ранга – 1-3), %	100	100	100	100	67	100	100	67
Допущение поисковой ситуации – случай отсутствия скважин с нефтенасыщенными юрскими пластами								
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по комплексу показателей – 2-6), %	100	100	62	62	71	88	100	57
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по показателям 1-го ранга – 2-3), %	100	100	100	100	50	100	100	50

Примечание: «+» – соответствие пороговому значению показателя 2-го ранга; «+»«+» – соответствие пороговому значению показателя 1-го ранга; «-» – не соответствие пороговому значению показателя 2-го ранга; «-»«-» – несоответствие пороговому значению показателя 1-го ранга; * – условная оценка вероятности рассчитана отношением: количество показателей «+»/сумма показателей «+» и «-».

Из рассмотрения таблицы 5.2 может последовать вывод, что *достаточно показателя 3 (1-го ранга) для правильной диагностики с вероятностью 100%*.

Однако, дело в том, что получение показателя «карбонатность юрских пластов-коллекторов» весьма неоперативно и весьма несамодостаточно по следующим причинам:

- 1) определение общей карбонатности ($C_{\text{карб.}}$) объемным газометрическим методом [84] – это результат стационарных лабораторных исследований;
- 2) кроме того, $C_{\text{карб.}}$ – это суммарная карбонатность породы, значительная часть которой или целиком может быть сформирована не вторичными эпигенетическими изменениями, а первичными процессами осадкообразования. Для определения доли вторичной карбонатности нужны специальные литогеохимические исследования;
- 3) использование для диагностики (прогноза) только одного показателя представляется некорректным в рамках методологии геологического поиска. *Комплексирование показателей (прогностических показателей 1-6, таблица 5.2) безусловно предпочтительно, если геологический процесс один, а физико-химическая природа показателей разная.*

Отдельно необходимо сказать о Западно-Останинском месторождении (таблицы 5.1 и 5.2.). Если это месторождение условно рассматривать как объект прогноза, то при всех названных вариантах поисковой ситуации вероятность правильного прогноза составляет 50-57%. Как видим, и такой прогноз *оставляет неясной, неопределенной нефтегазоносность доюрского НГК Западно-Останинского месторождения.*

Приведенный выше анализ основывается на материалах первого десятка объектов/месторождений, но, тем не менее, это фактическая геофизика и петрофизика более 200 поисковых и разведочных скважин. Этот анализ, в контексте обоснования научной гипотезы, интересен как в теоретическом, так и в прикладном аспекте.

Проведенный выше анализ и выводы обосновывают 3-е защищаемое положение:

*«Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза территории Томской области являются прогностическими показателями нефтегазоносности доюрского комплекса, а именно: **высокое** удельное электрическое сопротивление юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов – (пороговое значение ≥ 10 ом·м); **высокое** удельное электрическое сопротивление юрских водонасыщенных пластов-коллекторов – (пороговое значение ≥ 7 ом·м); **высокая карбонатность** юрских пластов-коллекторов – (пороговое значение $\geq 5\%$); **незначительные вариации** показаний метода потенциалов собственной поляризации аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение < 2 мВ); **низкие** показания гамма-каротажа аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение < 40 мкР/ч); **низкие** показания каротажа сопротивления аргиллитов баженовской свиты – (пороговое значение < 50 ом·м)».*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве предпосылки разработки нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на территории Томской области в настоящей диссертационной работе сформулирована научная гипотеза аномальности геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов – гипотеза «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза.

При этом концептуально принято, что как в случае возможной восходящей, так и в случае нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы транзитных пластов испытывают вторичные преобразования, приводящие к аномальным геофизическим и петрофизическим характеристикам. В первом случае палеозойские отложения рассматриваются как комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов. Во втором случае, подтвержденной корреляцией нефтей и битумоидов нефтематеринских пород, выявляется нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции УВ из юрских материнских свит в доюрский комплекс.

Проведены следующие исследования, результаты которых позволили обосновать *1-е защищаемое положение*:

1. Выполнен сопоставительный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза Крапивинского, Двуреченского, Пельгинского и Смоляное месторождений, условно отнесенных к первому типу – только с юрскими залежами нефти, а также на месторождении невыясненной принадлежности – Западно-Останинском с юрскими залежами и незначительными признаками УВ в керне доюрских образований.
2. Установлено, что юрские пласты-коллекторы месторождений первого типа отмечаются *отсутствием высокоомности* нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, а также *низкой* их карбонатизацией.

3. Выявлены отличительные характеристики аргиллитов баженовской свиты – *значительные вариации* показаний метода ПС, *высокий* уровень УЭС и естественной радиоактивности.

4. Резюмировано, что месторождения без залежей в доюрском разрезе однозначно характеризуются отсутствием признаков эпигенетических изменений юрских пластов-коллекторов, обусловленных нисходящим/восходящим транзитом УВ-флюидов как критерия нефтегазоносности палеозоя.

Проведены следующие исследования, результаты которых позволили обосновать **2-е защищаемое положение:**

1. Выполнен сопоставительный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза Герасимовского, Останинского и Нижнетабаганского месторождений, условно отнесенных ко второму типу – с залежами углеводородов в юрском и доюрском НГК.

2. Установлено, что юрские пласты-коллекторы месторождений второго типа отличаются *высокоомностью* нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, а также *высокой* их карбонатизацией.

3. Выявлены отличительные характеристики аргиллитов баженовской свиты – *незначительные вариации* показаний метода ПС, *низкий* уровень УЭС и естественной радиоактивности.

4. Резюмировано, что высокоомность транзитных юрских пластов месторождений второго типа есть следствие нисходящей/восходящей *миграции УВ-флюидов*, обеспечивающей или нефтесбор в ловушках доюрского НГК или являющейся элизией углеводородов доюрского НГК, как самостоятельного генерирующего комплекса. В результате вертикальной миграции химически агрессивных УВ-флюидов в юрском разрезе происходят процессы наложенного эпигенеза, приводящие к вторичной, наложенной, *аномальной* карбонатизации транзитных пластов-коллекторов, и, как следствие, к аномальному увеличению их УЭС.

5. Показана высокая вероятность того, что на месторождениях второго типа отсутствие вариаций ПС, низкий уровень УЭС и естественной

радиоактивности баженовской свиты обусловлены более однородным, выравненным вещественным составом, обедненным содержанием органического вещества.

Проведены следующие исследования, результаты которых позволили обосновать *3-е защищаемое положение*:

1. Определены 6-ть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза.
2. Выполнен анализ эффективности приложения прогностических показателей для диагностики месторождений без залежей и месторождений с залежами в доюрском НГК, для разных поисковых ситуаций на площади прогноза, с учетом возможного комплексирования показателей, их ранга значимости и фактической доступности.
3. Резюмирована предпочтительность комплексирования прогностических показателей при диагностике нефтегазоносности доюрского разреза.

Таким образом *научная гипотеза* аномальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических и петрофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза как нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов – получила авторское обоснование. *Цель диссертационных исследований* – разработать и предложить геолого-геофизический критерий прогнозирования и поисков новых нефтегазоносных объектов на территории Томской области, приуроченных к доюрским образованиям, – достигнута.

Использование полученных и приведенных в диссертационной работе теоретических и прикладных результатов, обосновывающих новый критерий прогнозирования, повысит эффективность поисков и освоения зон нефтегазонакопления в новом стратиграфическом горизонте – в доюрском нефтегазоносном комплексе. Этот горизонт отнесен к трудноизвлекаемой нефти, но является инвестиционно привлекательным из-за приуроченности к территориям нефтепромыслов Томской области с развитой инфраструктурой. Кроме того, для

прогнозной оценки (диагностики) палеозойского разреза можно использовать материалы геофизики и петрофизики старого фонда скважин, пробуренных на юрско-меловые поисковые объекты.

Большой интерес представляет *продолжение исследований* геолого-геофизических причин «отражения» залежей палеозоя в геофизических и петрофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза.

Предлагается:

1. Детализировать оценку карбонатности транзитных юрских пластов, с выявлением и определением доли *вторичной*, наложенной карбонатизации, с использованием комплекса способов, включая технологию определения интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам промысловой геофизики, а также применение технологии прикладных литогеохимических исследований.
2. Провести массовый, представительный анализ геофизических характеристик баженовской свиты обоих типов месторождений для установления парагенетической связи нефтеносности палеозоя и характеристик баженовской свиты как возможного источника УВ. Установленная закономерность может стать дополнительным аргументом той или другой концепции «главного источника» залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 201 с.
2. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232.
3. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, М.Я. Кузина, Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
4. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности / Под ред. В.С. Вышемирского, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Наука Сиб.отделение, 1976. – 239 с.
5. Ростовцев В.Н., Ростовцев В.В. От дискуссий к поиску палеозойской нефти // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 5 (6). – С. 12–18.
6. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. – 202 с.
7. Нестеров И.И. Проблемы нефти и газа второй половины XX века: Избранные труды / гл. ред. А. Э. Конторович; РАН СО, ИНГиГ им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с.
8. Косыгин Ю.А. Проблемы сибирской нефти. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. – 214 с.
9. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. – Новосибирск: Издательство СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 369 с.
10. Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности // Проблемы нефтегазоносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 133–139.

11. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr.). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. – 2011. – vol. 52. – no. 8. – pp. 781–791.
12. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методы поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // *Советская геология*. – 1979. – № 3. – С. 22–37.
13. Краснов В.И., Степанов С.А., Биджаков В.И. Органогенные постройки среднего палеозоя Западной Сибири. Экостратиграфия осадочных бассейнов Сибири // *Сборник трудов СНИИГГиМС*. – 1980. – Вып. 279. – С. 38–52.
14. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
15. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 179 с.
16. Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
17. Жеро О.Г., Сурков В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва: Изд-во Недра, 1981. – 143 с.
18. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
19. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
20. Ковешников А.Е., Стреляев В.И. Роль тектонических структур и трещинных систем при формировании пород-коллекторов в доюрских образованиях юго-восточной части Западно-Сибирской тектонической плиты (Межовский срединный массив) // *Геосферные исследования*. – 2019. – № 2. – С. 62–71.

21. Максимов Е.М. Тектоника и геологические формации Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 370 с.
22. Предтеченская Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – С. 1–17.
23. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
24. Краснов В.И., Асташкина В.Ф., Бочкарев В.С., Дубатолов В.Н., Кульков Н.П., Макаренко С.Н., Мирецкая Н.М., Нефедов В.А., Перегоедов Л.Г., Савина Н.И., Саев В.И., Сердюк З.Я., Исаев Г.Д. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири: сборник научных трудов. – Новосибирск, 1993. – С. 47–78.
25. Дикенштейн Г.Х., Алиев И.М., Аржевский Г.А. и др. Нефтегазоносные провинции СССР. – М.: Изд-во «Недра», 1977. – 328 с.
26. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 113 с.
27. Исаев Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 355. – С. 161–168.
28. Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. Фациально-стратиграфическое районирование васюганского и георгиевского горизонтов (Западная Сибирь) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и

технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – 2018. – Т. 1. – С. 136–144.

29. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions // Sea level changes: an integrated approach. 1988. SEPM Special Publication 42. – P. 39–46.

30. Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н., Борисов Е.В., Калинина Л.М., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 3. – С. 409–421.

31. Ян П.А., Вакуленко Л.Г. Смена состава ихнофоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1517–1537.

32. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозеров В.Б., Иванов И.А., Коптяев Н.В., Миндегалеев А.С., Нарута Ю.С., Огарков А.М., Пастухова Т.Н., Ростовцев В.Н., Скуратенко А.В., Татьянин Г.М., Тищенко В.М., Тищенко Г.И., Ткачева Л.Г., Худорожков Г.П. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1979. – вып. 141. – С. 77–84.

33. Елкин, Е. А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири [Текст] / Е. А. Елкин, В. И. Краснов, Н.К. Бахарев, Е.В. Белова, В. Н. Дубатолов, Н. Г. Изох, А. Г. Клец, А. Э. Конторович, Л. Г. Перегоедов, Н.В. Сенников, И.Г. Тимохина, В. Г. Хромых. – Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.

34. Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2005. – 570 с.

35. Волченкова Т.Б. Модель стратификации доюрского разреза восточной части Уватского района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 3. – С. 1–18.
36. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52–68.
37. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. – 247 с.
38. Макаренко С.Н., Савина Н.И., Татьянин Г.М. Стратиграфия кембрия и ордовика юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Горные ведомости. – 2014. – № 3. – С. 44–55.
39. Ковешников А.Е. Влияние прогрессивного, регрессивного эпигенеза, гипергенеза, вторичного катагенеза на формирование пород-коллекторов в палеозойских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 152–156.
40. Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. – Berlin: Springer, 1975. – 471 p.
41. Дмитриевский А. Н. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности (Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов) / А. Н. Дмитриевский, В. Шустер, С. Пунанова. – Berlin: LAP LAMBERT Academi Publishing, 2012. – 135 с.
42. Djunin V., Korzun A. Oil Origin and Formation of Hydrocarbon Accumulations // Hydrogeodynamics of Oil and Gas Basins. – 2009. – pp. 343–380.
43. Зубков М.Ю. Перспективы обнаружения залежей углеводородов во вторичных коллекторах гидротермального происхождения // Нетрадиц источн. углеводор. сырья и пробл. его освоения. Тр. Междунар. симп. – Санкт-Петербург, 1992. – С. 155–156.
44. McCollom T.M. Laboratory Simulations of Abiotic Hydrocarbon Formation in Earth's Deep Subsurface // Reviews in Mineralogy & Geochemistry. – 2013. – V. 75. – pp. 467–494.

45. Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К. Синхронная сейсмическая инверсия для выявления перспективных участков в карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 76–94.
46. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 60–64.
47. Дюнин В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
48. Bjørlykke K. Petroleum Migration // Petroleum Geoscience. – 2010. – pp. 349–360.
49. Ali H.N., Hsu C.S., Robinson P.R. Fundamentals of Petroleum Geology // Springer Handbook of Petroleum Technology. – 2017. – pp. 321–357.
50. Peters K.E. Biomarkers in Sediments and Petroleum // Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series. – 2017. – pp. 1–10.
51. Helgeson H.C., Owens C. E., Shock E. L. Petroleum, oil field waters, and authigenic mineral assemblages are they in metastable equilibrium in hydrocarbon reservoirs // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1993. – V. 57. – pp. 3295–3339.
52. Suggate R.P. Relations between depth of burial, vitrinite reflectance and geothermal gradient // Journal of Petroleum Geology. – 1998. – V. 21. – pp. 5–32.
53. Barker C.E., Halley R.B. Fluid inclusion, stable isotope and vitrinite reflectance evidence for the thermal history of the Bone Spring Limestone, southern Guadalupe Mountains // Roles of organic matter in sediment diagenesis. – 1986. – pp. 129–203.
54. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
55. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений

нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1 – С. 113–129.

56. Мадешева Р.К., Серебренникова О.В., Исаев В.И., Портнов В.С., Оздоев С.М. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскупского прогиба (Южный Казахстан) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2020. – Т. 331. – № 7. – С. 116–130.

57. Philp R.P. Composition and Properties of Petroleum // Hydrocarbons, Oils and Lipids: Diversity, Origin, Chemistry and Fate. – 2020. – pp. 269–310.

58. Гольшев С.И., Падалко Н.Л., Мадешева Р.К., Оздоев С.М., Портнов В.С., Исаев В.И. Изотопный состав нефтей Арыскупского прогиба (Южный Казахстан) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 80–89.

59. Оздоев С.М., Мадешева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев В.И. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна // Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 17–32.

60. Bjorlykke K. Petroleum Migration // Petroleum Geoscience. – 2015. – pp. 373–384.

61. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 183 с.

62. Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я. Генезис углеводородов доюрского комплекса Ханты Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2020. – Т. 42. – № 5. – С. 130–147.

63. Mechanism of hydrocarbon migration of Paleozoic clastic rocks in Western Section of the Tabei Uplift, Tarim Basin: YМ34 silurian accumulations as a case / W. Guan, M. Zha, T. Li, J. Qu, F. Li, L. Deng, Y. Tan, C. Zhang // Proc. of the International Field Exploration and Development Conference. – Singapore, 2018. – pp. 782–797.

64. Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей

нефти Красноленинского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 32–38.

65. Jiang D., Robbins E.I., Wang Y., Yang H. Mechanisms of Petroleum Migration // *Petrolipalynology*. – Berlin: Springer Geology, 2016. – pp. 153–158.

66. Карпов В.А. Некоторые замечания по проблемам нефтегазообразования и нефтегазонакопления // *Недропользование XXI век*. – 2017. – № 4. – С. 142–149.

67. Мельник И.А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // *Геофизика*. – 2013. – № 4. – С. 29–36.

68. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии как индикаторы воздействия флюидных потоков в зонах дизъюнктивных нарушений в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири // *Литосфера*. – 2009. – № 6. – С. 54–65.

69. Поднебесных А.В., Кузнецов С.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 2015. – № 2. – С. 26–30.

70. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения – ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири) // *Известия Саратовского университета*. – 2008. – Т. 8. – № 1. – С. 42–50.

71. Гавшин В.М. Постседиментационное перераспределение урана в осадочных толщах // *Проблемы радиогеологии*. – М.: Наука, 1983. – С. 107–122.

72. Исаева Е.Р. Геохимические критерии выявления коллекторов и прогноз характера их насыщения на примере отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области (Западная Сибирь): диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.09 – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – 140л.

73. Исаева Е.Р., Ворошилов В.Г., Тимкин Т.В., Зиаи М. Геохимические критерии выявления коллекторов и прогноза их нефтегазоносности в терригенных отложениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 132–141. – http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/47203/1/bulletin_tpu-2018-v329-i4-12.pdf.

74. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С., Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 520 с.

75. Irwin H., Hurst A. Application of geochemistry to sandstone reservoir studies// Petroleum geochemistry and exploration of Europe. – 1983. – pp. 127–146.

76. Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимина С.В. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 32–38.

77. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – no. 4. – pp. 346–357.

78. Девятов В.П., Берилко В.И., Фоменко В.В., Карапузов Н.И. Особенности строения продуктивного пласта Ю1–3/4 Крапивинского месторождения нефти по геологосейсмическим данным // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. – Томск: Изд-во НТЛ, 1997. – С. 12–18.

79. Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керн // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 80–86.

80. Бирюкова О.Н., Демьяненко М.В. Геологическая характеристика васюганской свиты и особенности разработки продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³ в пределах Крапивинского нефтяного месторождения // Особенности современного этапа развития естественных и технических наук: сборник научных трудов по

материалам Международной научно-практической конференции 28 декабря 2017 г.: в 2 ч. / Под общ. ред. Е. П. Ткачевой. – Белгород: ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ), 2018. – С. 160–169.

81. Шайхиев Д.Р. Закономерности изменения проницаемости коллекторов Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 50–56.

82. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.

83. Алеева А.О. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. http://www.ngtp.ru/rub/2020/18_2020.html.

84. Digital petrophysics and standard laboratory methods for determining terrigenous container rocks capacitive properties / V.M. Aleksandrov, A.A. Ponomarev, G. Imashev, V.E. Makhatova, A.N. Shakibayeva // Journal of Industrial Pollution Control. – 2017. – V. 33. – no. 1. – pp. 1048–1051.

85. Kontorovich V.A., Solov'ev M.V., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. The role of Meso-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – V. 52. – no. 8. – pp. 845–858.

86. Устинова В.Н., Зиборов С.С., Гаврилов С.И., Горкальцев А.А., Филимонова А.И., Бойло О.И. Геологоразведочные работы на Двуреченском месторождении, решение задач картирования песчаных фаций и выделения зон высокоёмких коллекторов // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 1. – С. 27–33.

87. Зимина С.В. Гидродинамические исследования как метод обоснования сложного типа коллектора залежи нефти Двуреченского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 63–65.

88. Белов Р.В., Петров В.Н., Сысоев А.Т. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Двуреченского месторождения нефти (Междуреченское поднятие, Томская область) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 5. – С. 25–29.

89. Белозеров В.Б., Белозеров Б.В., Главнова Е.Н., Кузьмин Т.Г., Куреленков С.Х. Геологические особенности и перспективы дальнейшей разработки залежей нефти Крапивинско-Двуреченской зоны нефтенакопления // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 66–69.

90. Алеева А.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Останинского и Двуреченского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 49–62.

91. Кааров Ж.З., Соснова И.М. Создание геологической модели среднеюрских отложений на основе интеграции геофизической и петрофизической информации // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2020. – № 5–3 (44). – С. 78–83.

92. Кааров Ж.З. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты на примере Смоляного нефтяного месторождения // Достижения науки и образования. – 2019. – 5 (46). – С. 31–33.

93. Конторович В.А., Калинина Л.М. Условия формирования и модель строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещений морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижалской зоны нефтегазонакопления) // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 2–13.

94. Serra O. Well Logging and Reservoir Evaluation. – Paris, France: Editions Technip, 2007. – 250 p.

95. Космачева А.Ю., Федорович М.О. Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3-D и данных глубокого бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С. 1–15.

96. Белова Е.В., Бурштейн Л.М., Жилина И.В., Иванов И.А., Каштанов В.А., Конторович В.А., Тищенко Г.И., Мельников В.П. Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугинецкого нефтегазоносного района (Томская область) // Геология нефти и газа. – 1998. – № 5. – С. 30–35.

97. Алеева А. О. Геофизические особенности Верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области // Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», 20–23 апреля 2016 г., Томск. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 82–85.

98. Yabe S., Fukuchi R., Hamada Y. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism// Earth Planets Space. – 2019. – V. 71. – pp. 1–15.

99. Jarvie D.M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 – Shale-oil Resource Systems // Shale reservoirs – giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. – 2012. – pp. 89–119.

100. Zanin Y.N., Zamirailova A.G., Eder V.G. Uranium, thorium, and potassium in black shales of the Bazhenov Formation of the West Siberian marine basin // Lithology and Mineral Resources. – 2016. – V. 51. – no. 1. – pp. 74–85.

101. Ellis D.V., Singer J.M. Well Logging for Earth Scientists (Second Edition). – Luxembourg: Springer Science+Business Media B.V., 2008. – 699 p.

102. Lowrie W. Fundamentals of geophysics. – New York: Cambridge University Press, 2007. – 384 p.

103. Buryakovsky L., [Chilingar](#) G.V., [Rieke](#) H.H., Shin S. Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs. – USA: John Wiley & Sons, 2012. – 400 p.

104. Cannon S. Petrophysics: A Practical Guide. – USA: John Wiley & Sons, 2015. – 224 p.

105. Паровинчак К.М. Обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.16 – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2013. – 187 л.

106. Ежова А.В. Генезис пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов Томской области// Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 20–36.

107. Галиева М. Ф., Крутенко Д. С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженовского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область) // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 22–25.

108. Исаев В.И., Галиева М.Ф., Алеева А.О., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область) // Георесурсы. – 2021. – № 1 (в печати).

109. Алеева А.О., Исаев В.И. Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 21–31.

110. Исаев В.И., Алеева А.О., Лобова Г.А., Исаева О.С., Старостенко В.И. О природе палеозойских залежей нефти и их поисковом «отражении» в геофизическом разрезе юрских пластов (юго-восток Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2021. – Т. 43. – № 1. – (в печати).

111. Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html