

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

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТОМСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА»

На правах рукописи

БОБРОВ АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ

**ПРОГНОЗ ЗОНЫ РАЗВИТИЯ ВЕРХНЕЮРСКОГО ПЛАСТА Ю₁³ В
ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОЙ ПЕРИКЛИНАЛИ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА ПО
ДАНЫМ АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Белозеров Владимир Борисович

Новосибирск – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ	15
1.1. Стратиграфия.....	15
1.2. Тектоника.....	19
Глава 2. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА Ю ₁ ³	25
2.1. Палеогеографические условия формирования келловей-оксфордских отложений.....	25
2.2. Корреляция изучаемого объекта	29
2.3. Литолого-седиментологические особенности коллекторов	32
2.4. Анализ гранулометрических характеристик песчаников	41
2.5. Электрофациальный анализ.....	48
2.6. Подбор концептуальной седиментационной модели пласта Ю ₁ ³	56
Глава 3. МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ	68
3.1. Предпосылки обнаружения геологических особенностей пласта Ю ₁ ³ в волновом сейсмическом поле	68
3.2. Сейсмофациальный анализ.....	80
3.3. Анализ сейсмических атрибутов	86
Глава 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ	101
4.1. Характеристика «рукавообразной» аномалии	101
4.2. Характеристика аномалии «конус выноса»	108
4.3. Характеристика «полосовидных» аномалий	110
Глава 5. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА Ю ₁ ³	115
5.1. Трехмерное моделирование.....	115
5.2. Определение перспективных участков территории	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	125
СПИСОК РИСУНКОВ.....	139
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	143
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	144

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследований – пласт Ю₁³ является первоочередным объектом разработки на Моисеевском, Двуреченском и Крапивинском месторождениях.

Актуальность темы и степень ее разработанности

В настоящее время в Западной Сибири существует проблема истощения крупных месторождений углеводородного сырья с относительно простым геологическим строением. В сложившейся ситуации дальнейшее восполнение ресурсной базы возможно за счёт поиска сложнопостроенных ловушек углеводородов (УВ). Одним из таких объектов является исследуемый участок, расположенный в юго-восточной части Каймысовского свода.

В пределах Каймысовского свода открыты Оленье, Первомайское, Крапивинское, Двуреченское месторождения, всего более двадцати. Все залежи УВ открытых месторождений приурочены к терригенным коллекторам горизонта Ю₁ васюганской свиты. Несмотря на высокую степень освоения структурного фонда территории, Каймысовский свод и близлежащие структуры обладают значительным потенциалом для восполнения ресурсной базы региона. Положительным моментом для дальнейшего поиска и добычи углеводородов на данной территории, является близость действующих месторождений с развитой инфраструктурой.

Актуальность работы обусловлена отсутствием методики картирования нетрадиционных ловушек в верхнеюрских коллекторах горизонта Ю₁ в южной части Каймысовского свода, в частности на Моисеевском месторождении и прилегающих территориях, в которой учитывались все имеющиеся материалы. Данные, полученные в результате бурения поисковых и разведочных скважин, свидетельствуют о сложном, неравномерном пространственном размещении продуктивных пластов. Во многих пробуренных скважинах промышленных притоков нефти не получено. Притоки углеводородов в скважинах на исследуемом участке не всегда контролируются структурным фактором, что позволяет предположить наличие залежей нефти в ловушках неструктурного типа.

Проблемы сейсмогеологического прогнозирования коллекторов переходных зон отложений верхней юры Каймысовского свода ранее были отражены в

работах В.А. Конторовича, В.С. Славкина, Р.В. Белова, А.Ф. Глебова.

Необходимость широкого использования сейсмических атрибутов при интерпретации данных сейсморазведки, в особенности на месторождениях, залежи которых связаны с ловушками различного типа экранирования: литологическое, тектоническое, требует новых подходов к совместной интерпретации геологических и геофизических данных [10; 15; 16; 17]. В конце 20 начале 21 века с развитием пространственной сейсморазведки методом общей глубинной точки специалисты все чаще обращаются к комплексированию геолого-геофизической информации с целью повышения достоверности геологических моделей месторождений [26; 28; 52; 65; 70].

Системный комплексный подход к использованию информации по скважинам и данных сейсморазведки 3D, выполненной в пределах рассматриваемой территории в 2011 и 2015 годах, позволяют осуществить качественный пространственный прогноз зон развития улучшенных коллекторов с целью оптимизации процессов разведки и эксплуатации уже открытых месторождений и подготовки новых перспективных нефтепоисковых объектов сложнопостроенного типа.

Цель, задача исследования

Цель работы заключается в разработке методики картирования верхнеюрских коллекторов пласта Ю₁³ для района юго-восточной части Каймысовского свода с помощью атрибутивного анализа сейсморазведки 3D.

В диссертационной работе решалась следующая научная задача: применение методики для оптимизации поиска, разведки и эксплуатации залежей углеводородов в отложениях верхней юры юго-восточной части Каймысовского свода на основе разработки методики картирования продуктивного резервуара по данным атрибутивного анализа сейсморазведки 3D.

Принятая в диссертации методика исследований позволила разделить решение задачи квалификационной работы на ряд этапов:

- определить порядок залегания пластов в интервале верхнеюрских отложений, выделить пласт Ю₁³ и выполнить его корреляцию по скважинам;
- с помощью методов фациальной диагностики терригенных отложений

установить фациальную принадлежность отложений пласта Ю₁³. Осуществить подбор концептуальной седиментационной модели формирования пласта;

- выполнить сейсмостратиграфическую привязку отраженных волн. Определить на временных разрезах интервал, к которому приурочены отложения подугольной толщи васюганской свиты;
- выполнить анализ геологических причин формирования аномалий волнового поля в верхнеюрском интервале разреза с помощью исследования упругих характеристик пород и двухмерного сейсмогеологического моделирования;
- рассчитать сейсмические атрибуты в окнах различной длины в верхнеюрском интервале разреза;
- сопоставить данные по скважинам и результаты атрибутного анализа;
- построить трехмерную фациальную модель исследуемой территории с использованием данных по скважинам и материалов сейсморазведки 3D.

Научная новизна

• Предложена методика построения литолого-фациальной модели на основе комплексной интерпретации данных по скважинам, включающей в себя литолого-седиментологический анализ керн, электрофациальное районирование территории, гранулометрический анализ и результатов атрибутного анализа, выполненного по материалам сейсморазведочных работ 3D.

• Выявлены геологические предпосылки изменения волнового поля в интервале верхнеюрских пород. В результате выполненного анализа сейсмических атрибутов, определены аномалии, отражающие строение пласта Ю₁³. Предложена их геологическая интерпретация в соответствии с выбранной в работе концептуальной моделью среды осадконакопления.

• Впервые построена 3D фациальная модель зоны сочленения Моисеевского и восточной части Двуреченского месторождений с целью картирования коллекторов пласта Ю₁³ при помощи сейсмических атрибутов волнового поля по данным сейсморазведки 3D.

Теоретическая и практическая значимость работы

Работа имеет научно-практическую значимость. Научный подход основан

на литогенетическом исследовании пород, использовании сейсмогеологического моделирования в совокупности с результатами анализа сейсмических атрибутов волнового поля. Такой подход должен являться, по мнению автора, неотъемлемой частью исследований, необходимых для объективного прогноза зон развития нефтеперспективных коллекторов и эффективного промышленного освоения углеводородного потенциала территории. Представленная последовательность исследований позволяет усовершенствовать методику сейсмогеологического прогноза нефтеносных резервуаров. Разработанная методика комплексной интерпретации может использоваться на площадях с близкими условиями формирования нефтесодержащих пород. Практическая реализация работы заключается в сейсмогеологическом прогнозировании зон улучшенных коллекторов с целью корректировки местоположения эксплуатационных скважин в пределах рассматриваемой территории и выявлении новых нефтеперспективных поисковых объектов.

Методология исследования

На первом этапе выполнены работы, направленные на подбор концептуальной седиментационной модели формирования верхнеюрских отложений подугольной толщи горизонта Ю₁ васюганской свиты в пределах рассматриваемой территории. Сведения об обстановках осадконакопления крайне важны для восстановления геологической истории развития района и с этих позиций составляют основу для любых других видов исследований, проводимых в дальнейшем. Знание обстановок осадконакопления, умение распознавать их в разрезе скважин и прогнозировать их пространственное распространение, имеет важное значение. Такие знания играют первостепенную роль на этапах разведки и эксплуатации месторождений углеводородов. Определение обстановок осадконакопления выполнялось с целью их дальнейшего использования при анализе упругих свойств пород, сейсмогеологическом моделировании и сопоставлении с материалами атрибутивного анализа сейсморазведки 3D.

На этапе интерпретации использовались следующие виды работ, направленные на подбор седиментационной модели пласта Ю₁³:

- расчленение и корреляция изучаемого объекта по фонду пробуренных

скважин;

- литолого-седиментологический анализ кернового материала;
- электрофациальный анализ каротажных диаграмм;
- гранулометрический анализ (Л.Б. Рухин, А. Пассега и др.);
- подбор концептуальной седиментационной модели пласта Ю₁³;

На втором этапе для уточнения концептуальной седиментационной модели, выполнена интерпретация данных сейсморазведки 3D с применением следующих методик:

- исследование предпосылок выделения целевого объекта в волновом сейсмическом поле с помощью анализа упругих свойств верхнеюрских пород;
- анализ влияния литологической неоднородности целевого объекта (пласт Ю₁³) и вмещающих толщ (низы куломзинской свиты, толщина и акустическая неоднородность баженовской свиты, надугольной толщи, нижневасюганской подсвиты) на формирование верхнеюрского волнового пакета на основе двухмерного сейсмогеологического моделирования;
- сейсмофациальный анализ;
- динамический анализ сейсмических атрибутов, включающий спектральную декомпозицию.

Современные методы интерпретации данных сейсморазведки включают **анализ сейсмических атрибутов отраженных волн** (по времени, амплитуде, частоте, затуханию). Этот анализ позволяет получить дополнительную информацию о структуре, особенностях расчленения разреза, свойствах коллектора. Однако результаты, полученные по окончании интерпретации, не всегда являются однозначными. Отображение физических характеристик среды в зарегистрированном волновом поле чрезвычайно разнообразно, и зависит от множества факторов, часто не связанных со строением пласта. Изменения волновой картины могут быть обусловлены литологическими границами, путями вертикальной миграции углеводородов, несовершенством процедур графа обработки первичного сейсмического материала и другими причинами. Анализ морфологических и динамических

особенностей геологических тел в сейсмической записи (палеоканалы, конуса выноса, органогенные карбонатные постройки, аномалии типа «яркое пятно») широко применяется по всему миру [79; 86; 87; 90; 95]. При этом во многих случаях нельзя однозначно утверждать, что волновое поле отображает то или иное геологическое событие. Одним из основных ограничений использования атрибутного анализа являются условия формирования изучаемой среды и контрастность изменения упругих свойств, формирующих осадочный разрез. Поэтому в работе изучены предпосылки обнаружения геологических особенностей в волновом сейсмическом поле, в том числе с помощью сейсмогеологического моделирования.

На третьем этапе в результате построения трехмерной фациальной модели с учетом данных сейсморазведки 3D и материалов по скважинам, была выполнена геометризация коллекторов пласта Ю₁³.

Основные защищаемые положения

- Проведенные геолого-геофизические исследования свидетельствуют о формировании пласта Ю₁³ в условиях дельты.
- Основные фациальные обстановки пласта Ю₁³ фиксируются сейсмическими атрибутами: амплитудными, частотными, фазовыми, объективность использования которых подтверждается результатами двухмерного сейсмогеологического моделирования
- Использование данных атрибутного анализа сейсморазведки 3D в комплексе с результатами анализа керна и ГИС позволяют выполнить достоверное построение трехмерной фациальной модели пласта Ю₁³ в межскважинном пространстве.

Фактический материал, методы исследования и личный вклад автора

Для решения поставленной цели использовались данные ГИС по 76 скважинам, данные керна по 16 скважинам данные сейсморазведочных работ 3D общей площадью 350 км².

Лично автором выполнен анализ всех перечисленных выше фактических материалов. Реализована методика комплексной интерпретации данных керна, ГИС

и сейсморазведки для отложений верхневасюганской подсветы исследуемой территории.

Исследования выполнялись в рамках договоров АО «ТомскНИПИнефть»: «Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3D сейсморазведочных работ на Карайско-Моисеевском № 49 (Западно-Моисеевская площадь) и Крапивинском № 30 (Крапивинское месторождение) лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК» (2012 г.) и «Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3D сейсморазведочных работ на Карайско-Моисеевском лицензионном участке (Моисеевское месторождение) ОАО "Томскнефть" ВНК» (2015 г.)

Степень достоверности результатов

Достоверность проведённого фациального анализа верхнеюрских отложений в пределах рассматриваемой территории обеспечивается результатами исследования статистически значимой выборки по 76 глубоким скважинам, представленным комплектом геофизических и геологических материалов.

Достоверность определения критериев сейсмогеологического прогноза пласта Ю₁³ обоснована результатами исследования упругих характеристик пород и двухмерного сейсмогеологического моделирования.

Достоверность прогнозирования пространственного развития пласта Ю₁³ подтверждается бурением в 2016 году 8 скважин на Моисеевском месторождении.

Достоверность результатов выполненного исследования определяется исчерпывающе полным использованием имеющихся геологоразведочных материалов, качеством их интерпретации и применением адаптированной к объекту исследования инновационной методики интерпретации (электрофациальный анализ данных ГИС, атрибутивный анализ материалов сейсморазведки 3D).

Апробация результатов исследования

По теме диссертационной работы опубликовано 10 научных статей и тезисов, из которых 3 статьи опубликованы в журналах, рекомендуемых ВАК РФ.

Полученные в ходе работы выводы и обобщения представлялись на научно-

практических конференциях: молодых специалистов АО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск, 2011 г., 2012 г.); научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию ТИИ-ТюмГНГУ (Тюмень, 2013 г.); VII Сибирской научно-практической конференции молодых ученых по наукам о Земле (с участием иностранных специалистов) (г. Новосибирск, 2014 г.); XVIII и XIX международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2014 г., 2015 г.); пятой международной научно-практической конференции ЕАГО (г. Алушта, респ. Крым 2015 г.); 18-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2016» (г. Геленджик, 2016).

Обзор проблемы

В настоящее время на нефтяных промыслах Западной Сибири все более актуальна проблема, связанная с поддержанием уровня добычи углеводородов на территориях с развитой инфраструктурой. Месторождения нефти и газа, открытые в прошлом столетии, истощаются, и добыча становится нерентабельной. Выходом из данной ситуации является ввод в разработку залежей, сконцентрированных в малоразмерных и сложнопостроенных ловушках, где основными являются литологический, тектонический, и другие факторы, влияющие на распределение углеводородов. Небольшие размеры залежей и как следствие риск бурения непродуктивных скважин поднимают вопрос экономической целесообразности данных проектов, и предъявляют повышенные требования к геологическим моделям таких месторождений. К одному из таких сложных в геологическом плане объектов относится исследуемая территория, включающая в себя Моисеевское, восточную часть Двуреченского и северо-восточную оконечность Крапивинского нефтяных месторождений.

Освоение территории было начато в 1962 году бурением поисковой скважины Моисеевская 1Р. Затем, в течении последующих 5 лет было пробурено еще 4 разведочные скважины: Моисеевская 2Р, 3Р, 4Р и 5Р. Согласно представлениям,

об условиях формирования залежей в ловушках структурного типа, скважины закладывались в наиболее приподнятых, присводовых частях Моисеевской структуры. Признаки углеводородов в интервале пласта Ю₁³ были установлены в скважинах 2Р, а промышленные притоки нефти из пласта Ю₁³ получены в скважинах 3Р и 4Р. В 1975 году пробурена скважина Моисеевская 6Р, в которой при испытании пласта Ю₁³ получена обильная пленка нефти. В 1983 и 1985 годах пробурены скважины Моисеевские 9Р и 15Р, которые были опробованы испытателем пластов без получения притока. В 2007 г. по окончании бурения скважины Моисеевская 17Р при испытаниях притока флюида также не отмечено.

Промышленные притоки нефти из пласта Ю₁³ на Крапивинском месторождении получены в 1984 году из скважины 197Р. После этого был пробурен еще ряд разведочных скважин. В 1997 году месторождение введено в разработку.

Двуреченское месторождение открыто в 1991 году скважиной 10Р, пробуренной в присводовой части антиклинальной складки, осложняющей западный склон Крапивинско-Моисеевского куполовидного поднятия. При опробовании в скважине был получен приток безводной нефти. В 2002 началось промышленное освоение месторождения.

Пласт Ю₁³ на Крапивинском и Двуреченском месторождениях формировался в схожих седиментационных условиях. Геологическое строение пласта Ю₁³ подробно разобрано в работах [27; 112].

Поисково-разведочное бурение на Крапивинском и Двуреченском месторождениях начато значительно позднее, чем на Моисеевском месторождении. Тем не менее, оба этих месторождения введены в разработку. Отсутствие достоверной модели размещения коллекторов пласта Ю₁³ сдерживали промышленное освоение Моисеевского месторождения. В связи с дефицитом нефтеперспективных объектов пригодных для разработки было принято решение в 2016-2017 годах приступить к эксплуатационному бурению на Моисеевском месторождении. Для подготовки структурно-тектонической модели к началу промышленного освоения в 2015 году были предусмотрены сейморазведочные работы 3D на Моисеевской площади. Ранее сейморазведочные работы 3D были выполнены на территории,

включающей в себя западный склон Моисеевского поднятия, восточную часть Двуреченского месторождения, северо-восточную краевую часть Крапивинского месторождения.

Подводя краткий итог геологоразведочных работ на Моисеевском месторождении можно отметить следующие моменты. Несмотря на благоприятное гипсометрическое положение Моисеевских скважин промышленный приток нефти был получен только в скважинах 3Р и 4Р. Отмечается значительное ухудшение коллекторских свойств пласта Ю₁³ на Моисеевском месторождении относительно соседних Двуреченского и Крапивинского месторождений. Об этом свидетельствуют результаты испытаний. В четырёх из девяти скважин, опробованных в открытом стволе, притока не было получено. Из вышесказанного следует, что структурный фактор не является основным для успешной доразведки залежи нефти в пласте Ю₁³. Противоречие с традиционными представлениями об условиях формирования залежей жидких углеводородов в структурных ловушках, заключается в том, что в некоторых скважинах притоки нефти были получены на более низких абсолютных отметках, относительно интервалов испытаний скважин, в которых была получена вода (рисунок 1).

На Моисеевском месторождении установлены: литолого-фациальная неоднородность продуктивных отложений, значительная изменчивость толщины и фильтрационно-емкостных свойств коллектора, разные значения дебитов нефти. О том, что модель залежи Моисеевского поднятия имеет сложное строение, свидетельствует большое количество разных вариантов строения ловушек, высказанных авторами в разные годы. Так Г.П. Мясниковой была предложена модель залежи на Моисеевском месторождении с наклонным ВНК [51], который погружается с севера на юг с отметки -2485 м, до отметок -2520 – -2540 м, что связано с литологическим экранированием залежи. Формирование литологического барьера происходило за счет вторичных процессов. Версия о наклонной поверхности ВНК была также высказана С.М. Фузеевым [110], И.А. Ивановым [114] и другими. А.В. Крыловым [109] предложена модель месторождения, в которой пласт Ю₁³ представлен несколькими нефтяными залежами с самостоятельными отметками

ВНК. Залежи приурочены к сводовым участкам куполов, т.е. предполагается наличие пластовых, сводовых залежей. Версия предприятия «Томскнефтегазгеология» о строении собственно Моисеевской залежи, разработанная в 1985 году в рамках отчета по оценке запасов нефти, предполагает пликативную модель единой залежи с наклонным ВНК от отметки -2488 м. (на северо-востоке) до -2512 м. (на юго-востоке) с замещением коллекторов на западе практически непроницаемыми породами.

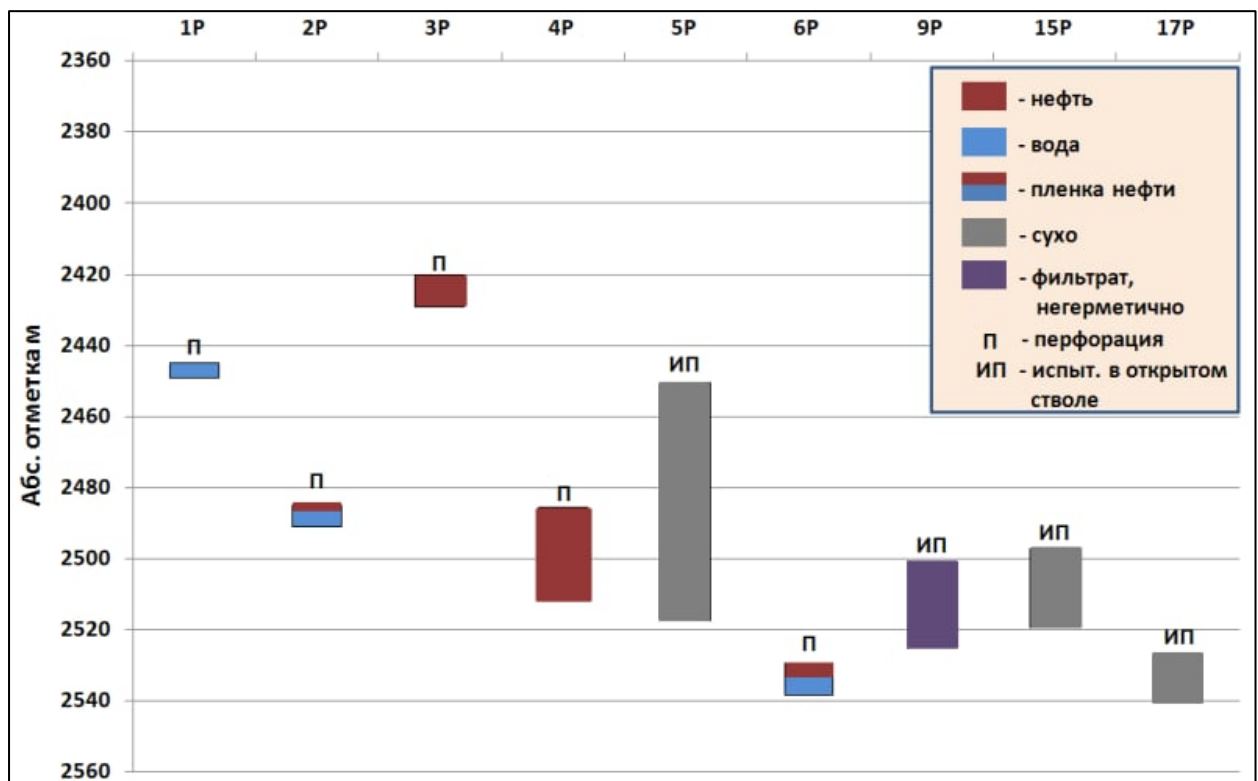


Рисунок 1 – Интервалы и результаты испытаний пласта Ю₁³ на Моисеевском месторождении

Все модели, предложенные выше, рассматривались в пликативном варианте. Определенный интерес представляют выводы, сделанные по результатам площадных сейсморазведочных работ на восточном склоне Каймысовского свода, Карасевской и Моисеевской площадях, в которых Берлин Г.И. и соавторы [111] отмечают, что зоны улучшенных верхнеюрских коллекторов контролируются локальными микроформами палеорельефа. В свою очередь палеорельеф контролируется тектоническими дислокациями субмеридионального простирания (Ю₁³) с возможной накладкой широтной составляющей (пласт Ю₁¹⁻²), в результате чего

зоны улучшения коллекторов в пределах отдельных структур должны иметь общее субмеридиональное простирание, формируя залежи шнуркового типа. Достаточно подробно разобрано геологическое строение района сочленения Моисеевского с Крапивинским и Западно-Моисеевским поднятиями в работе В.С. Славкина [107]. Учитывая ранее предложенные модели залежи на Моисеевском поднятии, авторы предлагают модель тектонически экранированных залежей с горизонтальными ВНК. Сейсморазведочные материалы 3D, полученные в 2012 и 2015 годах были проинтерпретированы на предмет выделения тектонических нарушений. Сопоставив карту с выделенными разломами по сейсморазведочным данным 3D со схемой дизъюнктивных дислокаций выделенных по данным 2D, можно отметить, что значительно меньшее количество тектонических нарушений фиксируется по сейсморазведочным данным 3D. В итоге, структурно-тектоническая модель залежи пласта Ю₁³, которую предлагают авторы [107] не имеет надёжных доказательств. Выше названные авторы предлагали различные модели залежи на Моисеевском поднятии. В разделе перечислены не все точки зрения на поднятую проблему. Исследованием верхнеюрских отложений на Моисеевском поднятии занимались Конторович В.А. [109], Глебов А.Ф. [115] и др. Большое количество вариантов модели залежи, и строения ловушки, свидетельствует лишь о том, что район Моисеевского поднятия и прилегающие территории имеют крайне сложное геологическое строение.

Из вышесказанного следует, что прогнозирование коллекторов на исследуемой территории сводится к решению задач по двум направлениям:

- поиск зон улучшенных коллекторов продуктивного пласта Ю₁³ для оптимального размещения эксплуатационных скважин на Моисеевской площади.
- картирование зоны перехода высокочемких коллекторов пласта Ю₁³ Крапивинско-Двуреченской зоны к коллекторам с худшими фильтрационно-емкостными свойствами Моисеевского месторождения с целью проектирования разведочного бурения на западном склоне Моисеевского куполовидного поднятия.

Глава 1

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

В административном отношении исследуемая территория находится в Каргасокском районе Томской области. В географическом плане участок работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины.

1.1. Стратиграфия

В геологическом строении района работ и прилегающих территорий принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в разной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2700-3000 м, несогласно залегают со стратиграфическим перерывом на выветрелой поверхности фундамента.

Разрез отложений является типичным для Каймысовского свода. Вопросы строения и условий формирования келловей-оксфордских отложений в данном районе были рассмотрены в следующих работах: В.Я. Шерихора (1961), Т.И. Гуровой и В.П. Казаринова (1962, 1971), Ф.Г. Гурари (1962, 1999), З.Я. Сердюк (1966), И.И. Нестерова (1966), Г.Э. Прозоровича и З.Л. Валюженича (1966, 1968), Г.Н. Перозио (1967, 1970, 1995), Л.В. Залазаевой и Н.П. Запивалова (1972), С.И. Филиной и др. (1973, 1976, 1979), М.С. Зонн и др. (1973, 1975), Е.Е. Даненберга (1973, 1980, 1984), А.Э. Конторовича (1977, 1999, 2000), М.В. Коржа и А.Ю. Ульмасвай (1979), В.Б. Белозерова (1980, 1985, 2001), Г.М. Волощука (1985), Ю.Н. Карогодина и Е.А. Гайдебуровой (1985), Н.А. Брылиной (1986, 1989), И.А. Иванова и Г.И. Кириенко (1987), В.А. Конторовича (1992, 1998, 2002), А.В. Ежовой и М.Р. Цибульниковой (1989), В.С. Славкина и др. (1995), Г.Ф. Степаненко и Л.С. Черновой (1998), М.Ю. Зубакова (1999, 2001), В.В. Казарбина и С.А. Моисеева (2000), Г.Ф. Ильиной (2002), Н.М. Недоливко (2003), Т.Г. Тен (2003) и многих других исследователей [27].

Объект исследований – пласт Ю₁³ в стратиграфическом отношении датируется оксфордским веком. В качестве стратотипа верхнеюрских отложений для юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты рассматривается васюганская свита (Рисунок 2), выделенная В.Я. Шерихорой (1961 г.) в скв. Нововасюганская 1Р [36]. Васюганская свита залегает на батских отложениях тюменской свиты, которая в свою очередь перекрывает отложения доюрских пород фундамента. Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты, довольно хорошо опознаваемые в разрезах верхней юры. По находкам разнообразной морской фауны, в том числе аммонитов, верхняя граница свиты соответствует верхнему оксфорду (внутри слоев с *Amoboceras* spp.). Нижняя граница, в связи с переопределением аммонитов на севере Сибири, проводится в верхах верхнего бата, а не в низах нижнего келловея, как это было принято ранее (Решение..., 1991). Таким образом, васюганская свита рассматривается в объеме верхов верхнего бата – нижней половины верхнего оксфорда.

Детальное литолого-стратиграфическое расчленение пород васюганской свиты на территории Томской области выполнено Е.Е. Даненбергом, В.Б. Белозеровым, Н.А. Брылиной и др. [5; 6; 19] на основе спорово-пыльцевого анализа Марковой Л.Г. и др. [46], микрофаунистических определений Костеши О.Н. [116], Татьянина Г.М. и др. [69].

В пределах исследуемой территории нижневасюганская подсвита представлена преимущественно глинами и аргиллитами темно-серыми до черных, часто с буроватым или зеленоватым оттенками, тонкоотмученными, с редкими прослойками алевролитов.

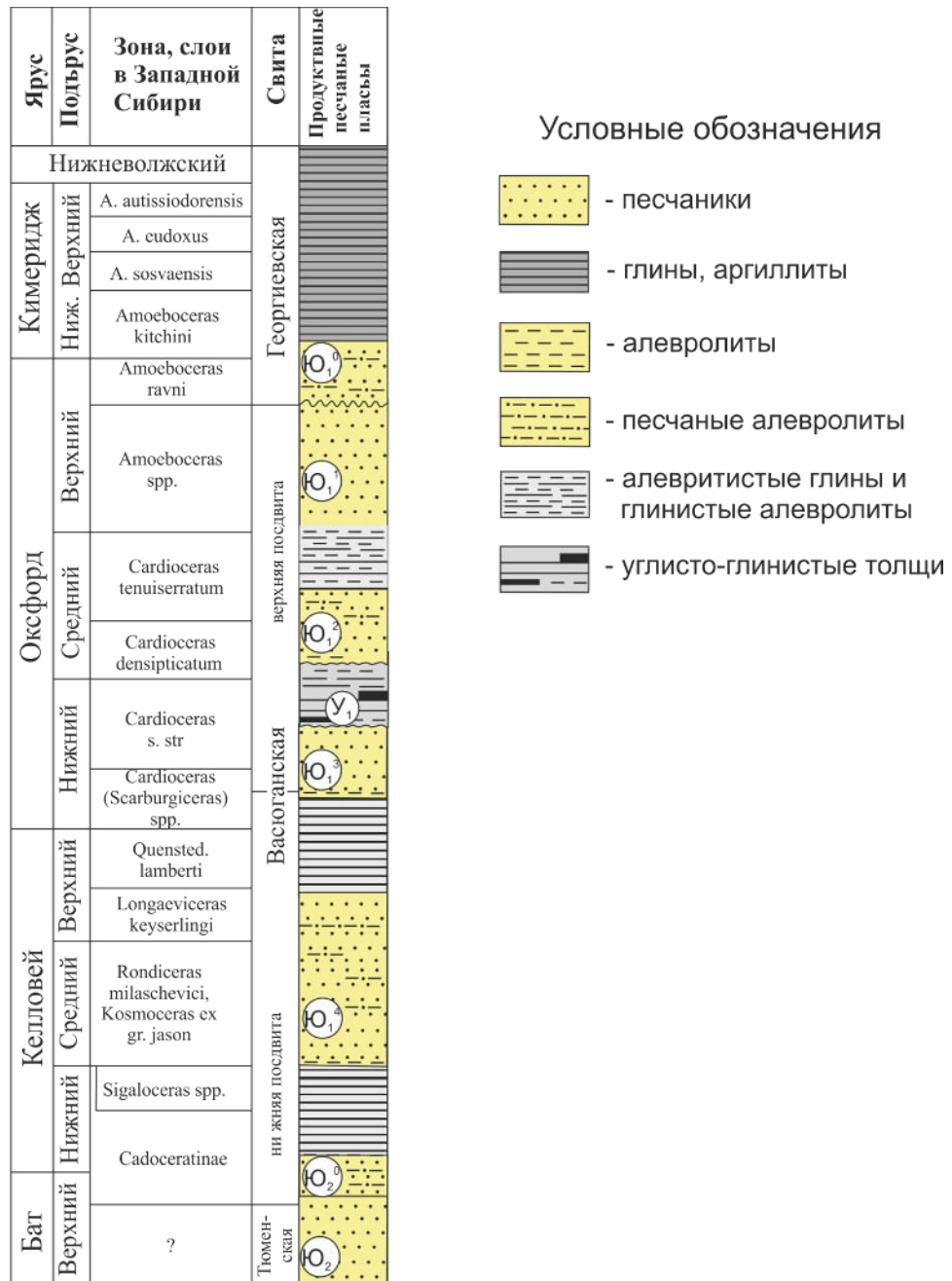


Рисунок 2 – Строение верхов средней и верхней юры юго-востока Западной Сибири [36]

Подсвита подразделяется на три литологические пачки. Верхняя и нижняя пачки сложены аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов, средняя глинистой толщей. Наиболее латерально и литологически выдержанной в пределах распространения свиты является средняя пачка, которая опесчанивается лишь в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Граница выклинивания нижне-васюганской подсвиты отмечается вдоль восточного склона Александровского свода, восточнее Средневасюганского мегавала, захватывая западную часть Пудинского мезоподнятия и прилегающие части Усть-Тымской мегавпадины [27].

Толщина подсвиты на исследуемой территории составляет 25-40 метров.

Верхневасюганская подсвита представлена песчаниками и алевролитами светло-серыми, иногда с буроватым оттенком, с прослоями аргиллитов от тонко-отмученных до алевритовых (приуроченных к средней части подсвиты), на юго-востоке Западно-Сибирской равнины замещающихся глинисто-углистыми образованиями. К верхневасюганской подсвите приурочен песчаный горизонт Ю₁. Согласно существующему расчленению горизонт Ю₁ повсеместно разделяется выдержанным угольным пластом У₁ на две толщи. Нижняя подугольная толща, включает пласты Ю₁³, Ю₁⁴ и иногда в верхней части нижневасюганской подсвиты Ю₁⁵⁻⁶ [33]. Верхняя – надугольная толща объединяет пласты Ю₁¹, Ю₁².

На некоторых территориях морские отложения подугольной и надугольной толщ отделены не угольным пластом У₁, а песчано-углисто-глинистой пачкой континентального генезиса (межугольной толщей). Верхняя граница ее фиксируется реперным углем У₁¹, в то время как нижняя может выделяться либо угольным пропластком У₁^{II}, либо интерпретироваться по фациальному облику пород слагающих междуугольную толщу.

Верхневасюганская подсвита, а в некоторых разрезах и верхняя часть нижневасюганской, охарактеризованы палинокомплексом келловей-окфордского времени, где выделяются доминанты: *Syathidites* spp., *Disaccites*, *Punaceae* и субдоминанты: *Syathidites*, *Classopollis*, *Gingocycadophytus*, *Podocarpus* spp. Микрофитопланктон: акритархи, *Pterospermopsis*, *Nannoceratopsis pellicidus*, *Hystrichosphaeridium*, *Goniaulax* sp., *Cyclonephelium* sp., *Lithodinia* sp. и др. [27].

Васюганская свита перекрывается георгиевской свитой, которая характеризуется непостоянной мощностью и глинистым составом. Однако в подошве свиты в большинстве районов обособляется пачка песчаников с глауконитом (Ю₁⁰ – бабабинская пачка).

В зонах отсутствия георгиевской свиты васюганский горизонт перекрывается баженовской свитой, которая была выделена (сначала как пачка) по скважинам Саргатской площади и скв. Большереченской 1Р (Гурари, 1959). Толща хорошо выдержана по латерали и прослежена в южных, центральных и северных

районах Западно-Сибирской плиты. Нижняя и верхняя границы свиты четко фиксируются по данным электрокаротажа по резкому (до 30-75 Ом*м) увеличению КС. В многочисленных разрезах баженовской свиты совместно с характерным для типового разреза комплексом формаминифер, двустворок, спор и пыльцы найдены аммониты. Баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижне-волжского подъяруса – низов нижнего берриаса. Баженовская свита является завершающей (финальной частью) одноименного регионального циклита [36].

1.2. Тектоника

В тектоническом отношении исследуемый район расположен в юго-восточной части молодой Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Согласно "Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты" 1981 г. под редакцией В.С. Суркова (рисунок 3) [68] рассматриваемый район расположен в западной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, в пределах Верхневасюганского антиклинория. Верхневасюганский антиклинорий является зоной инверсионного типа развития в составе ЗСП. Сложена эта зона кремнисто-глинистыми и слюдястыми сланцами, метаморфизованными эффузивными породами. В начале триасового периода произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их раздвиг. Возникла серия плюмов [29], ограниченных рифтами. По рифтовым системам происходило излияние базальтоидной магмы на поверхность. Это послужило, по мнению В.С. Суркова, одной из основных причин огромного прогибания всей территории Западно-Сибирской равнины в мезозойско-кайнозойское время. В то же время межрифтовые поднятия имели тенденцию к относительному подъему. Наиболее крупными межрифтовыми поднятиями являются *Каймысовское*, *Александровское*, *Васюганское* и другие. Рифтовые системы образовались только в пределах Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы и имеют северо-восточное простирание.

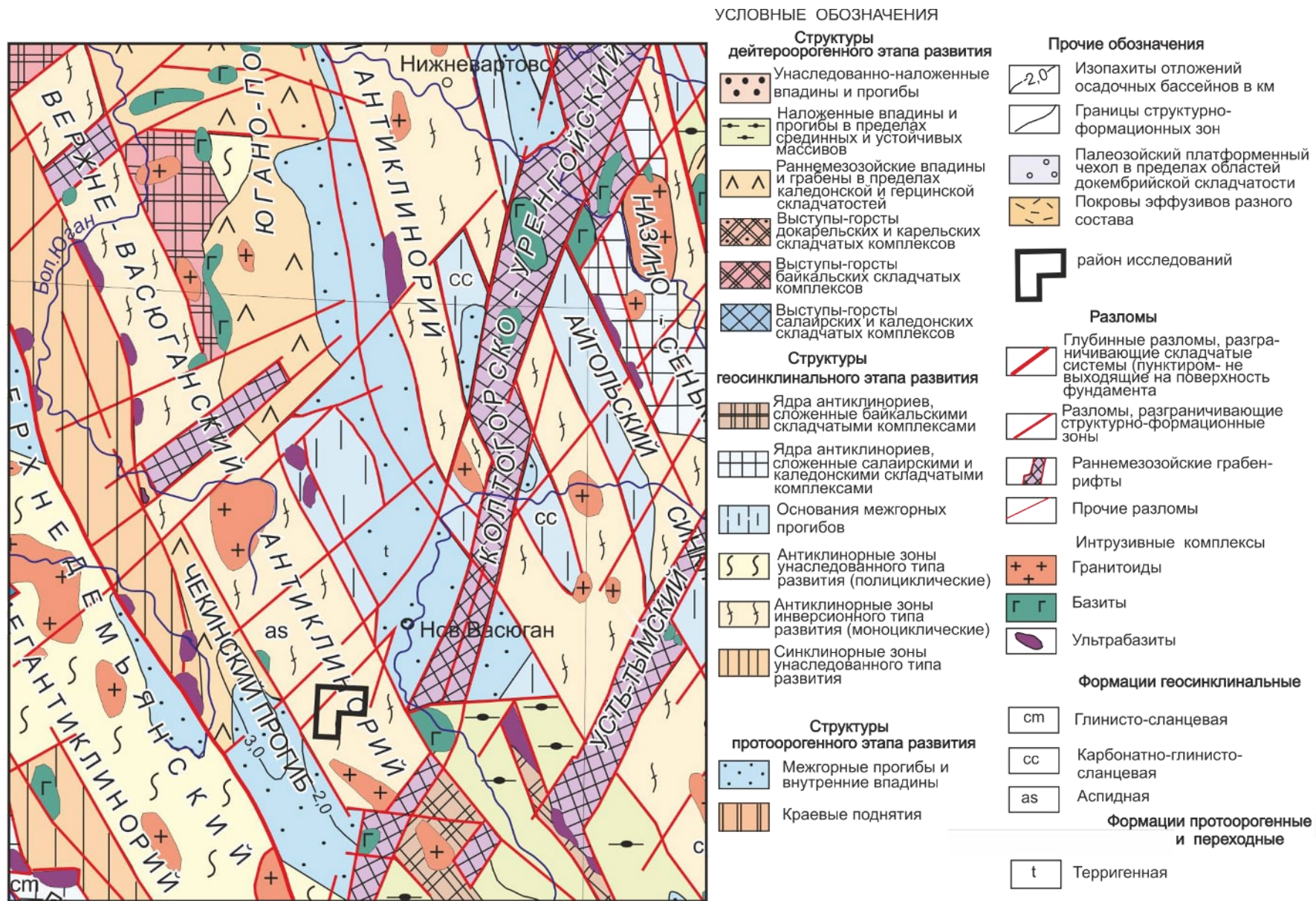


Рисунок 3 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор В.С. Сурков, 1981 г.

Во время континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. Одновременно в кровле доюрских отложений происходило образование кор выветривания. К началу прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-денудационный тип рельефа поверхности доюрского фундамента.

Согласно тектоническому районированию юрского структурного яруса район работ расположен в пределах Крапивинско-Моисеевского поднятия – структуры третьего порядка. Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие расположено в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины [37]. Площадь структуры по отражающему горизонту Π^a составляет 940 км², амплитуда - 180 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке минус 2600 м. Структура несколько вытянута в северо-восточном направлении и ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины. На территории проводимых исследований расположены полностью Моисеевское и Мелимовское локальные поднятия, и частично Западно-Моисеевское и Южно-Моисеевское поднятия (рисунок 4).

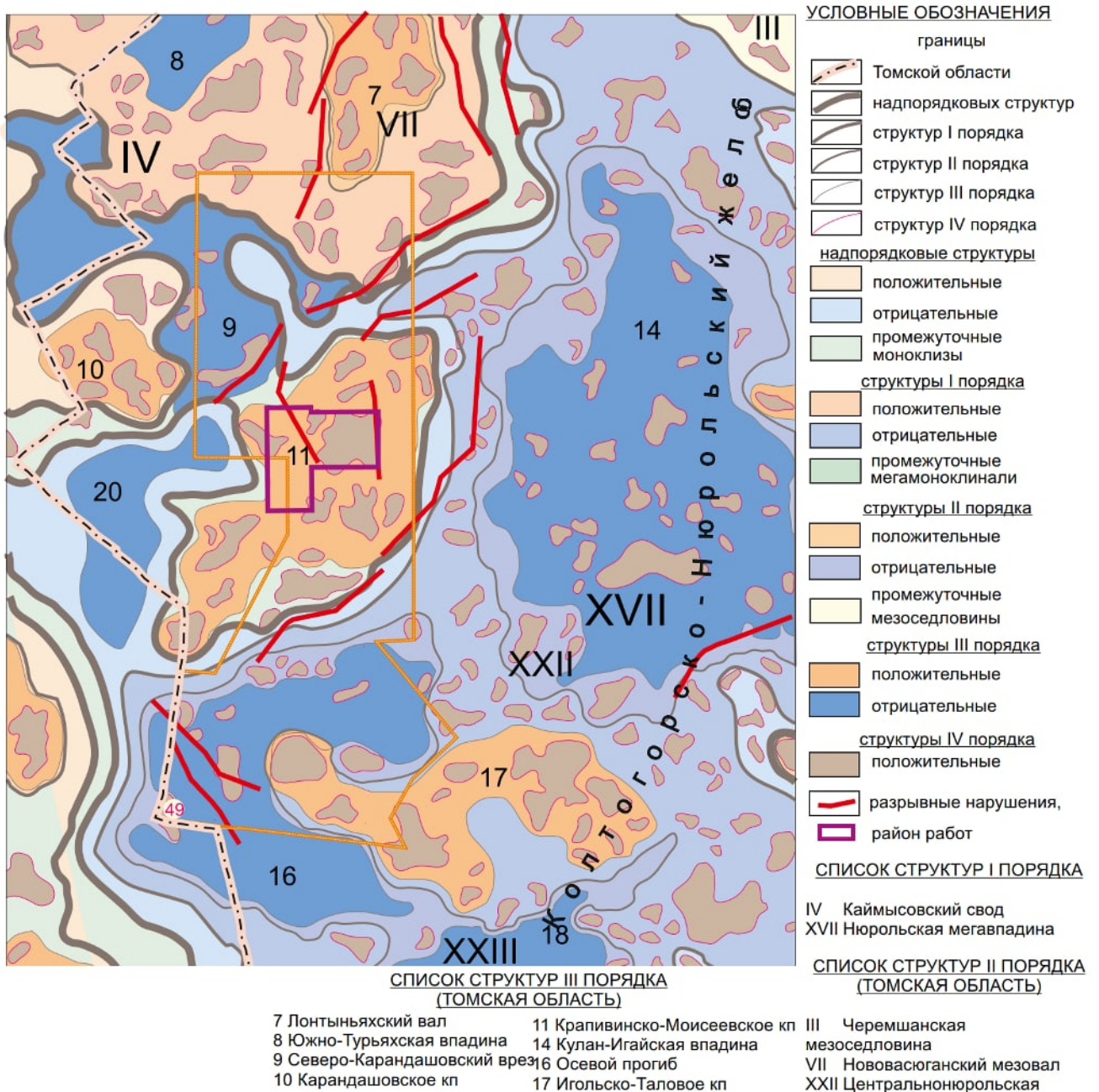


Рисунок 4 – Тектоническая карта юрского структурного яруса (фрагмент). Редактор Конторович В.А., 2002 г.

Проанализировав результаты палеотектонического анализа, выполненного в работе [108] можно сделать вывод о том, что на протяжении этапа формирования юрских отложений Моисеевское локальное поднятие занимало приподнятое положение относительно соседних структур, это соответствует выводам, сделанным в работе [109]. Как известно положительные формы рельефа подвержены денудационным процессам, с последующей аккумуляцией продуктов разрушения в ближайших палеодепрессиях. К началу формирования осадочного чехла Моисеевское

поднятие представляло собой систему эрозионных выступов, которые имели, вероятно, вулканическое происхождение [117]. В раннесреднеюрское время выступы подвергались эрозионным процессам. Материал, образовавшийся в процессе денудации, отлагался как непосредственно у подножия выступов, так и выносился за пределы горной системы поверхностными водотоками. Таким образом, в период с аалена вплоть до батско-келловейского времени, на восточной части территории палеорельеф нивелировался. Это подтверждается разбросом общей толщины отложений тюменской свиты от 46 м в скважине Моисеевская 1Р до 220 м в скважине Корсево-Мелимовская 1 (рисунок 5).

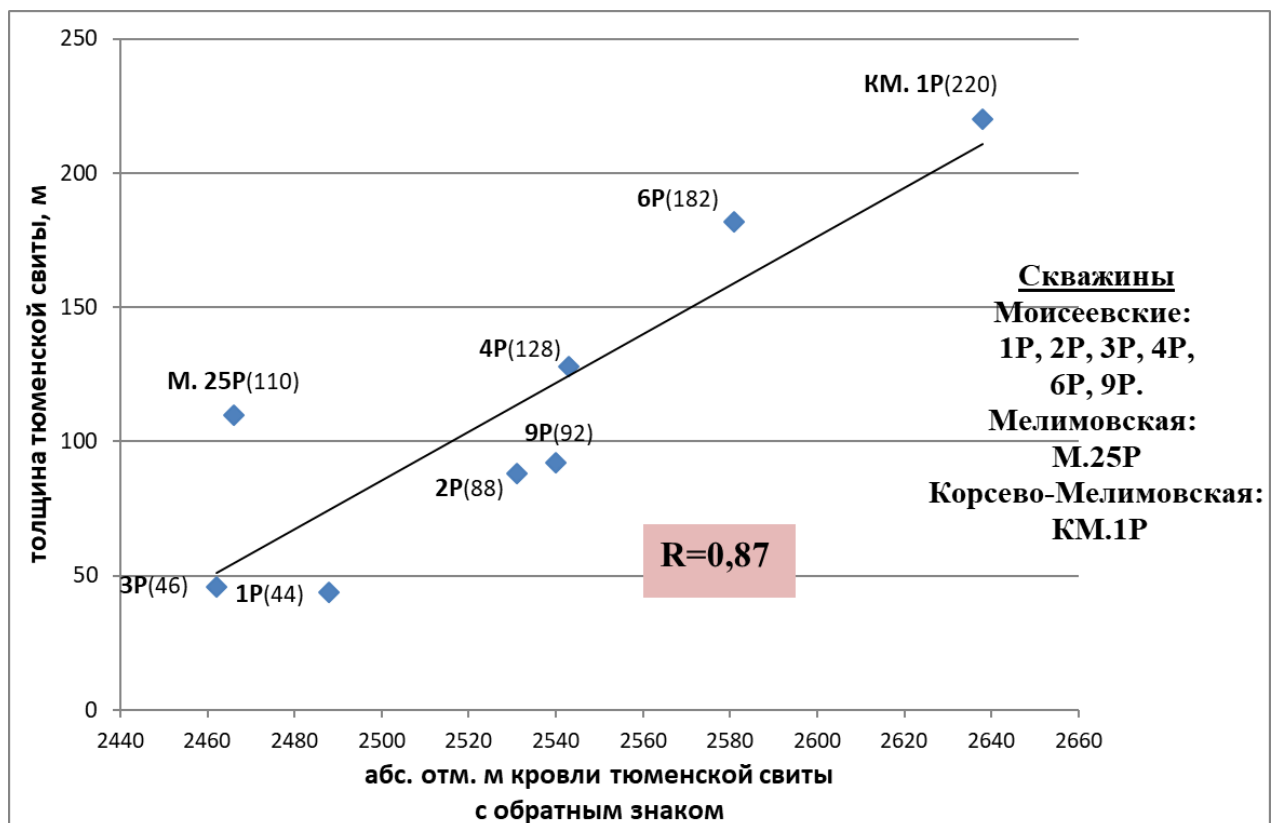


Рисунок 5 – График зависимости между общей толщиной среднеюрских отложений и гипсометрией кровли тюменской свиты

К началу формирования глин нижневасюганской подсвиты палеорельеф был в значительной мере сивелирован. Однако, основные тенденции сохранились и к келловей-оксфордскому времени. Отмечается зависимость между общей толщиной горизонта Ю₁ от гипсометрии пласта. Чем более приподнятое положение занимает скважина, тем меньше общая мощность горизонта Ю₁ (рисунок 6). Скважины Моисеевская 4Р и Корсево-Мелимовская 1 выделяются в отдельную

зависимость, это связано с тем, что скважины вскрыли разрез, предположительно сложенный потоковыми фациями.

Проанализировав историю развития территории Моисеевского поднятия можно сделать выводы:

Структурный каркас в виде останцов преимущественно кислого состава, возникший предположительно в конце ааленского времени на восточной части территории, значительно повлиял на условия и характер распределения осадков. Увеличение общих толщин верхневасюганской подсветы следует ожидать в прогибах и на склонах периферийных частей Моисеевского поднятия либо в случае вскрытия разреза, сложенного потоковыми фациями вне зависимости от гипсометрического положения скважин.

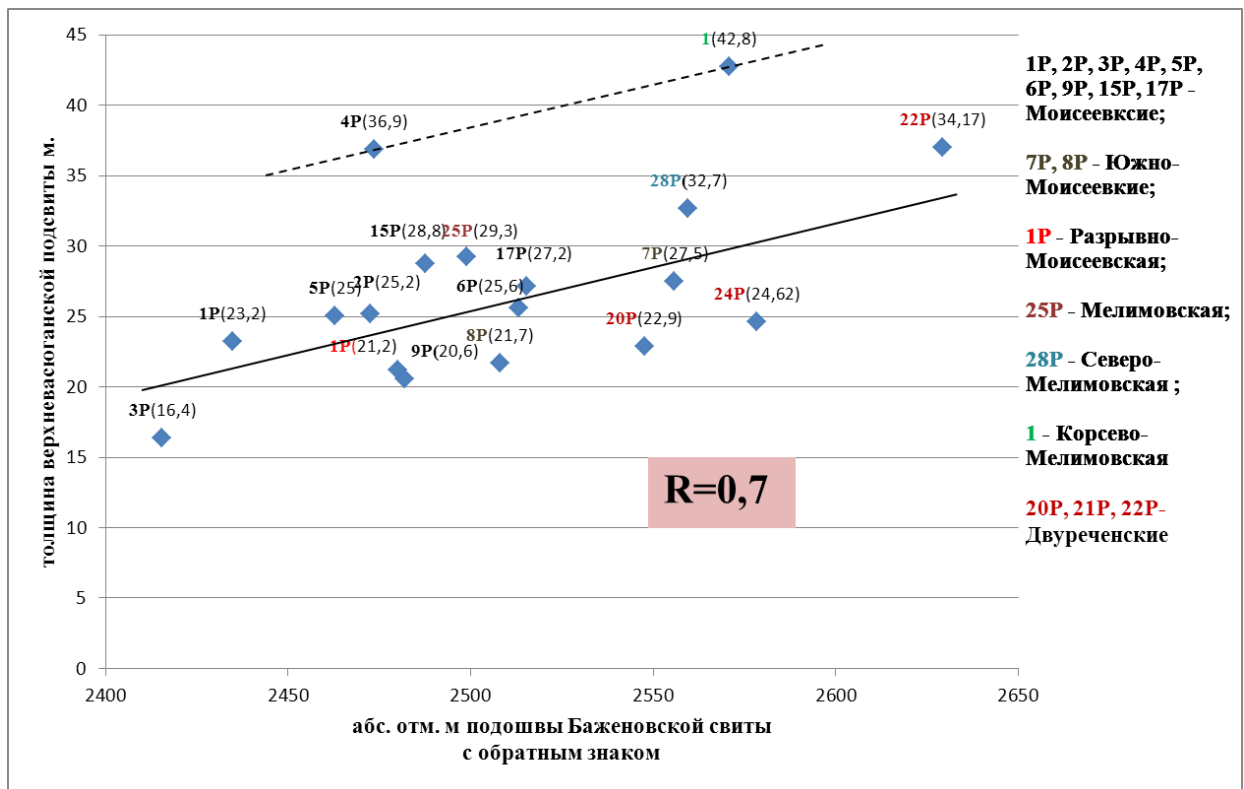


Рисунок 6 – График зависимости между общей толщиной горизонта Ю₁ и его гипсометрией

Глава 2

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА Ю₁³

2.1. Палеогеографические условия формирования келловей-оксфордских отложений

Исследования сиквенс-стратиграфической структуры келловей-оксфордских отложений, проведенные в районе Каймысовского свода и прилегающих территории, позволили определить типичные системные тракты (TST, HST, LST), комплексы заполнения врезанных долин, связанные с руслами рек и образования форсированной регрессии. В разрезах васюганской свиты на рассматриваемой территории идентифицированы четыре осадочных сиквенса, в которых выделяются трансгрессивные (TST), низкого (LST) и высокого стояния (HST) системные тракты (Шурыгин и др. 1999) [36 стр. 345].

Формирование отложений в верхнеюрскую эпоху происходило под воздействием чередующихся регрессивно-трансгрессивных циклов, обусловленных колебательным характером тектонических процессов. По направленности процессов седиментации, отложения васюганской свиты разделяются на два трансгрессивных, один регрессивный и переходный – трансгрессивно-регрессивный литолого-фациальные осадочные комплексы (рисунок 7).

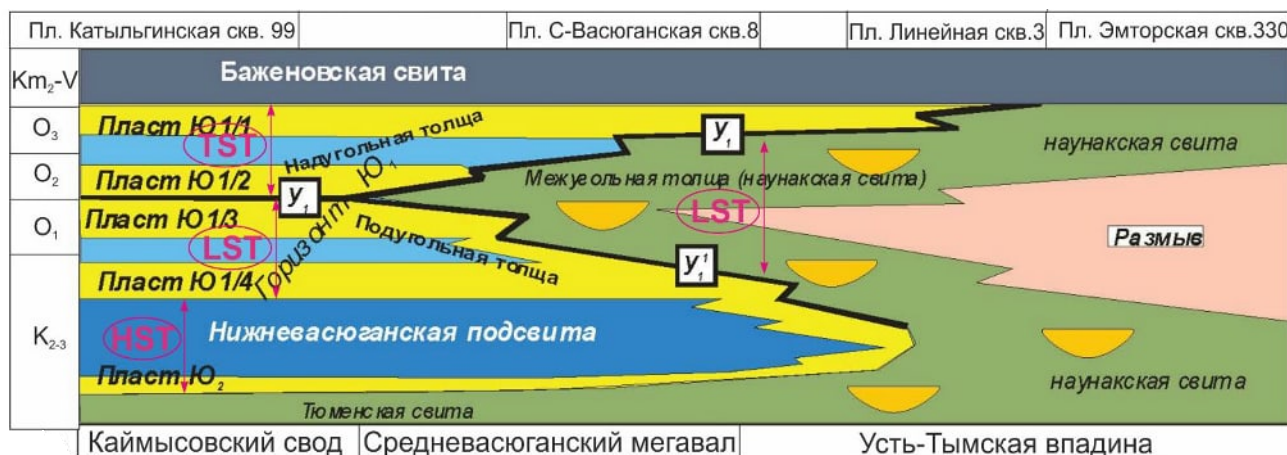


Рисунок 7 – Схема формирования верхнеюрских отложений (Белозеров В.Б. с изменениями)

Трансгрессивный, верхний бат - среднекелловейский мелководно-морской комплекс выделяется в основании васюганской свиты. Он залегает над серией пла-

стов углей и пропластков углистого аргиллита ($У_2$) тюменской свиты, и представлен песчано-алевритовыми отложениями группы песчаных пластов $Ю_2$ тюменской свиты и глинами нижневасюганской подсвиты.

Регрессивный келловей-раннеоксфордский прибрежно-морской комплекс вмещает глинисто-алевритовые отложения верхней части нижневасюганской подсвиты и преимущественно песчаные осадки – подугольной толщи.

Следующий, трансгрессивный комплекс оксфорд-киммериджа включает в себя прибрежно-морские отложения надугольной толщи.

Отложения переходного трансгрессивно-регрессивного комплекса келловей-оксфорда, представленного межугольной толщей сформированы на завершающей стадии келловей-нижнеоксфордской регрессии и начальной стадии оксфорд-киммериджской трансгрессии. Стратиграфически скользящий характер кровельной и подошвенной границ этой толщи predetermined клиновидную форму ее развития от единичного угольного пласта $У_1$ на западе до мощной континентальной осадочной толщи, в центральных районах области [27].

В результате первого этапа регрессии (время и условия формирования объекта исследования) в среднем позднем келловее морской бассейн значительно обмелел, и береговая линия переместилась в западном направлении. Это способствовало отложению обширной полосы грубообломочного материала (пласт $Ю_1^4$). В фациальном отношении пласт сложен регрессивными, покровными, прибрежно-морскими песчаниками, осложненными аккумулятивными постройками вдольбереговых барьерных баров и валов. Латеральное распространение пласта $Ю_1^4$ ограничено полосой субмеридионального простираения, охватывающей центральную и восточную части Нюрольской мегавпадины, Средневасюганский мегавал, западную часть Пудинского мезоподнятия, восточную периклиналь *Каймысовского свода*, почти весь Александровской свод, а также северо-западный борт Усть-Тымской мегавпадины и часть Колтогорского мезопрогиба. Западнее этой зоны на Нижневартовском, Каймысовском сводах, прилегающих к ним западных бортах Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины, продолжалось накопление морских алевритоглинистых отложений нижневасюганской подсвиты.

Последующий восходящий импульс тектонических подвижек в раннем оксфорде повлек за собой дальнейшее отступление моря и формирование второй ступени покровных песков прибрежно-морского генезиса (пласт Ю₁³), расположенных западнее первой. Отмечается две обстановки осадконакопления – континентальная и прибрежно-морская. Граница раздела этих обстановок в пределах Нюрольской мегавпадины почти совпадает с границей мелководно-морского побережья предыдущего этапа регрессии (рисунок 8) [27].

Приуроченность исследуемой территории к зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины предполагает наличие переходных обстановок осадконакопления пласта Ю₁³ на Моисеевской площади с последующей их сменой на прибрежно-морские обстановки по мере продвижения в западном направлении. Регрессивные морские песчаники и баровые постройки сложены мелко и среднезернистыми разностями, часто глинистыми, с остатками морской фауны и растительным детритом. В них, как правило, отмечается закономерное уменьшение зернистости обломочного материала от кровли пласта к его подошве. Эти признаки можно наблюдать в разрезах подугольной толщи скважин Двуреченской и Крапивинской площадей.

Подугольная толща верхневасюганской подсвиты включает в себя объект исследований – продуктивный пласт Ю₁³, являющийся первоочередным объектом разработки на Моисеевском, Двуреченском и Крапивинском месторождениях, поэтому среди пород верхней юры акцент в изучении был сделан именно на отложениях раннего оксфорда.

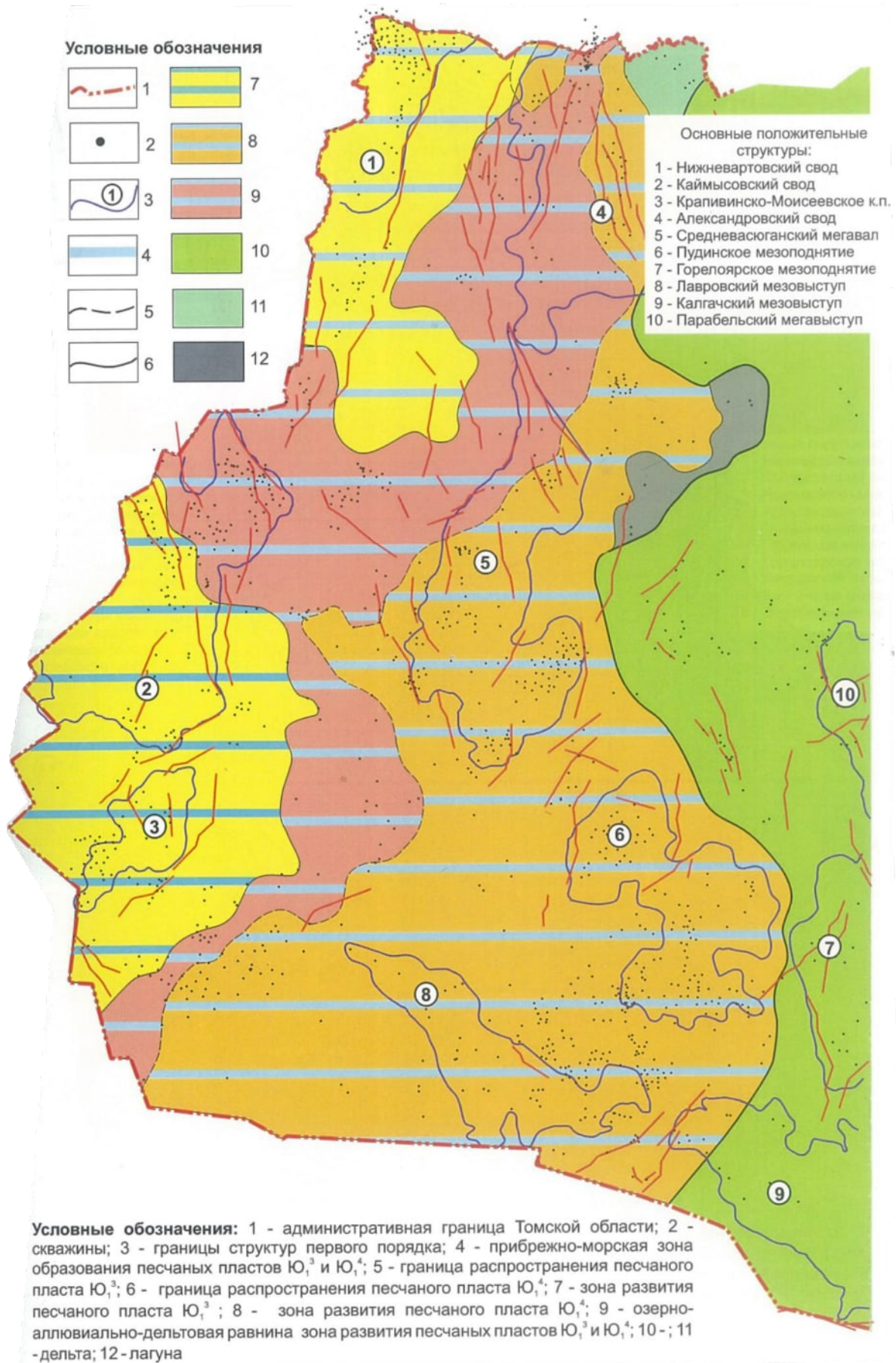


Рисунок 8 – Палеогеографическая карта времени формирования горизонта Ю₁ (подугольная толща) [27]

2.2. Корреляция изучаемого объекта

Одним из важнейших аспектов решения задач успешного выделения песчаных тел - коллекторов, формирующих ловушки и залежи УВ, установления генезиса этих тел, прогноза и формы их размещения является задача дробного расчленения разрезов отложений и детальной их корреляции.

Прежде чем приступать к детальному анализу строения пласта Ю₁³, необходимо определить его положение в разрезе васюганской свиты. Для этого была выполнена корреляция верхнеюрских отложений.

Нижняя граница васюганской свиты устанавливается по данным каротажного зондирования, на которых фиксируется резкое увеличение кажущегося сопротивления в отложениях, непосредственно подстилающих глинистую часть васюганской свиты. Это связано с углисто-глинистыми отложениями верхней части тюменской свиты. Однако часто при развитии песчаных пластов в низах васюганской свиты граница с подстилающими отложениями определяется по каротажу достаточно условно. Верхняя граница васюганской свиты проводится по появлению в разрезах отложений георгиевской свиты, мощность которой не превышает 2 метров. Выше георгиевской свиты *первый реперный горизонт* – баженовская свита. Появление данного репера фиксируется на каротажных диаграммах резким возрастанием кажущихся сопротивлений, показаний радиоактивного и акустического каротажа (рисунок 9а).

В интервале верхневасюганской подсвиты согласно общепринятому расчленению [66; 67] были выделены песчаные пласты надугольной пачки – пласт Ю₁¹⁻², межугольной пачки – пласт Ю₁^М и подугольной пачки – пласт Ю₁³. В качестве реперных границ здесь выступают угли, либо углистые аргиллиты.

Анализируемый интервал исследований, включающий пласт Ю₁³, снизу ограничивается глинистыми отложениями нижневасюганской подсвиты, а в кровле *вторым реперным горизонтом* – угольным пропластком У₁.

Третий вспомогательный реперный горизонт – «глина» был выделен в интервале нижневасюганской подсвиты, по аналогии с исследованиями на соседних

площадях. При выделении использовались данные индукционного каротажа и каротажа сопротивлений (рисунок 9б). [27]

Схема корреляции пласта Ю₁³ на Моисеевском месторождении представлена на рисунке 9б. На схеме видны значительные изменения в мощности песчаных пластов, что свидетельствует об изменчивости обстановок формирования пласта Ю₁³. При корреляции по скважинам Двуреченского и Крапивинского месторождений наблюдается выдержанность пласта Ю₁³ по латерали.

Вывод:

С использованием реперных горизонтов в объеме верхневасюганской под-свиты был выделен объект исследований – пласт Ю₁³. Согласно выполненной корреляции на площади исследований наблюдается 2 принципиально разных типа пласта Ю₁³. Изменчивый тип пласта на Моисеевской площади и выдержанный по латерали тип пласта на Двуреченской и Крапивинской площадях.

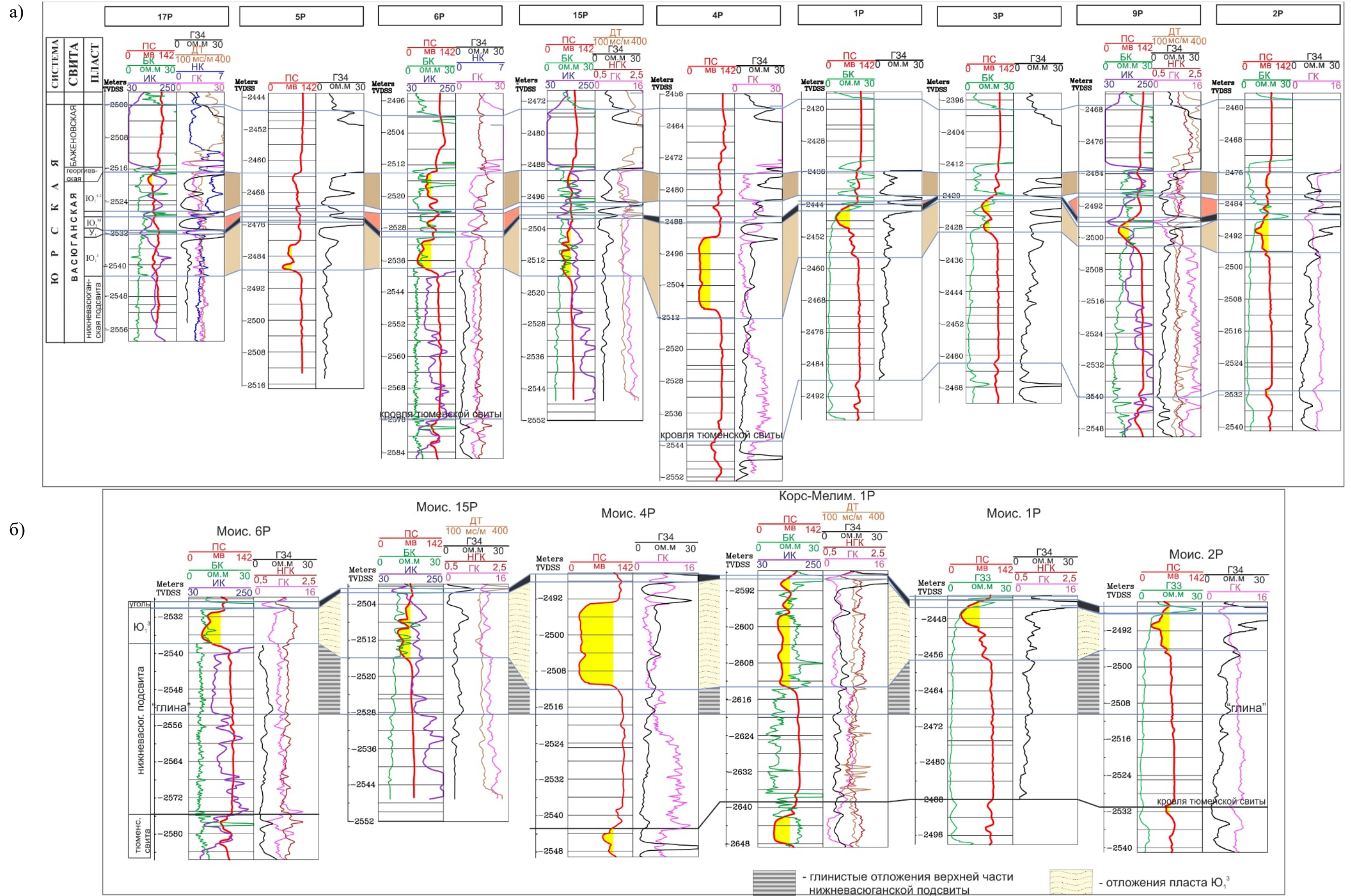


Рисунок 9 – Схемы корреляции а) палеосхема корреляции верхнеюрских отложений (выровнена на подошву баженовской свиты); б) палеосхема корреляции пласта Ю₁³ (выровнена на репер «глина») для восточной части территории

2.3. Литолого-седиментологические особенности коллекторов

Выявление фациальных типов отложений, их локализация в пространстве, уточнение зон распространения литологической неоднородности и обоснование перспективных объектов для поиска углеводородов, является необходимым этапом эффективной разработки месторождений [4]. Знание обстановок осадконакопления имеет большое значение для любых последующих исследований. Особенности изучения обстановок осадконакопления опубликованы в работах [2; 42; 59; 61; 62].

Отсутствие кернового материала в большинстве разведочных скважин усложняло объективное представление о седиментационной модели подугольной толщи на исследуемой территории. В таких случаях комплексный подход к изучению генезиса осадка, который включает седиментационные исследования керна, гранулометрический анализ, электрофациальный анализ, позволяет более точно подобрать концептуальную седиментационную модель.

С целью уточнения обстановки осадконакопления были использованы результаты имеющихся материалов исследования керна по скважинам Моисеевские: 17Р, 55, Двуреченские: 637, 589 и Северо-Мелимовская 28Р.

Анализ керна на Моисеевской площади

По результатам литолого-седиментационного анализа в скважине 17Р было отмечено, что пласт Ю₁³ разделяется на 2 интервала по типам обстановок осадконакопления (рисунок 10).

Для нижнего интервала пласта характерно переслаивание песчаника мелкозернистого светло-серого, крепко сцементированного, с плотным аргиллитом алевритовым от темно-серого до чёрного цвета. Песчаник в виде слоек и прослоев толщиной до 15 см, нередко с однонаправленной косо́й слоистостью ряби течения, подчеркнутой намывами углисто-глинистого материала. В подошве прослоев в песчанике нередко встречаются глинистые интракласты размером до 2×14 мм. Прослой песчаника были проинтерпретированы как отложения *конусов прорыва*. Аргиллит алевритовый был проинтерпретирован как отложения *лагуны*. В целом

для нижней части пласта был определен тип обстановки осадконакопления: *суб-аквальная часть дельты*.

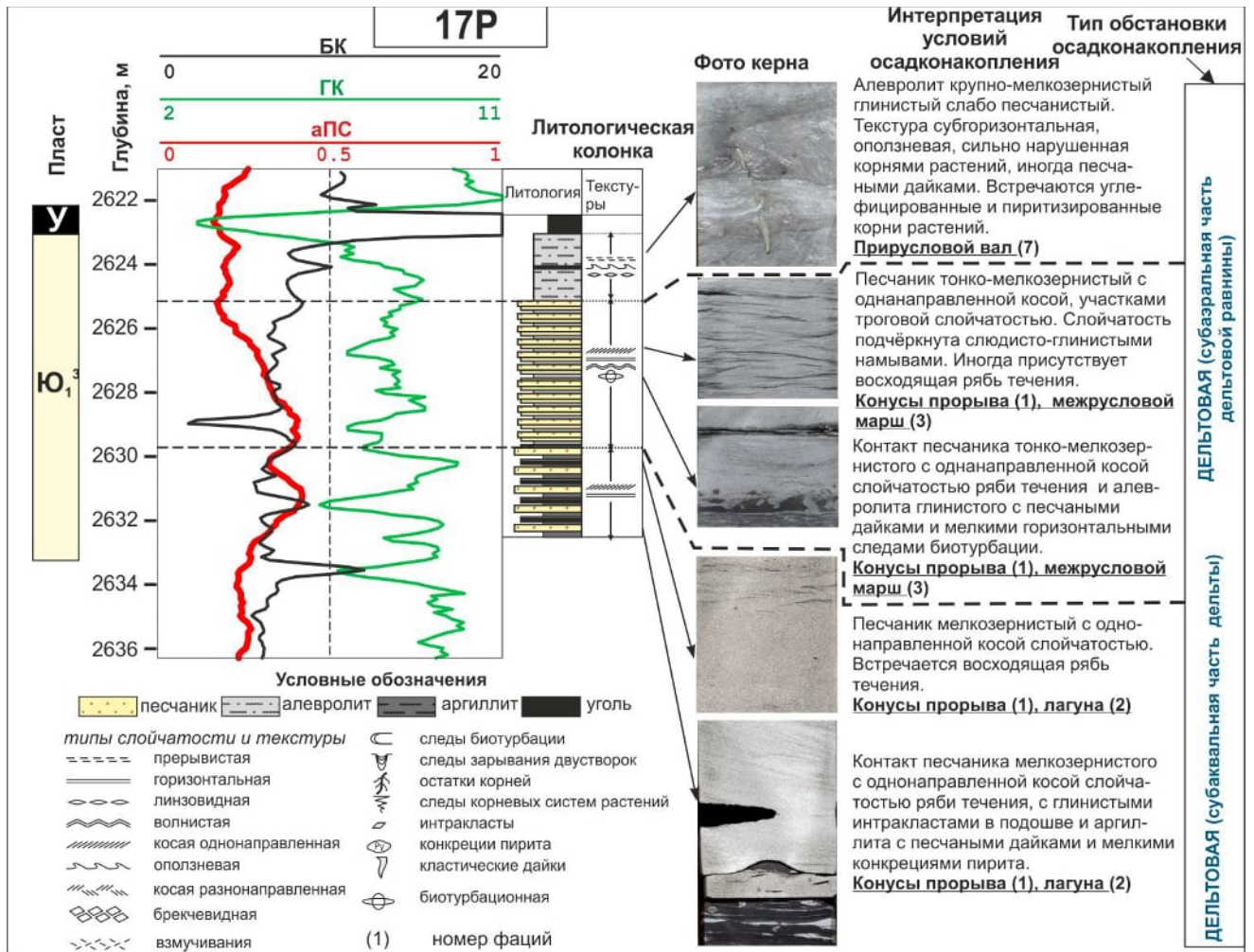


Рисунок 10 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Моисеевская 17P

Верхний интервал пласта представлен переслаиванием тонко-мелкозернистого светло-серого песчаника с крупно-мелкозернистым глинистым алевролитом.

Переслаивание тонкое горизонтальное, реже пологоволнистое, иногда нарушенное биотурбацией (встречаются мелкие ходы илоедов). Для песчаника, как и для нижней части пласта, характерна однонаправленная косая слоистость ряби течения, но здесь его зернистость несколько снижается, а количество слюдисто-глинистых намывов возрастает.

Иногда отмечается троговая слоистость. Песчаные отложения отнесены к *конусам прорыва*. Алевролитовые отложения отнесены к *межрусловым маршам*.

Вверх по разрезу песчаники сменяются, крупно-мелкозернистым песчано-

глинистым алевролитом. Отмечаются многочисленные текстуры нарушения первичной слоистости корнями мелких растений, встречаются углефицированные и пиритизированные корни, иногда следы зарывания. Данные отложения отнесены к фации *прирусловых валов*. Для верхней части пласта тип обстановки был определен как *субаэральная часть дельтовой равнины*.

В результате литолого-седиментационного анализа в скважине 55 пласт Ю₁³ также был разделен на 2 интервала по типам обстановки осадконакопления (рисунок 11).

Нижний интервал пласта сложен светло-серым, буровато-серым песчаником средне- мелкозернистым, средне сцементированным. Текстура основная слоистая. Слоистость косая плоско-параллельная, однонаправленная, разнонаправленная. В верхней части интервала отмечается брекчиевидная текстура, подчеркнутая глинистым материалом. Встречаются не окатанные глинистые интракласты средним размером 15×50 мм. Отложения формировались в условиях *русла дельтового рукава, конусов прорыва*. Тип обстановки осадконакопления определен как *субаквальная часть дельты*.

Верхний интервал пласта сложен светло-серым песчаником мелко- тонкозернистым, средне сцементированным. Текстура слоистая, слоистость волнистая, косая разнонаправленная подчеркнутая углистыми намывами. Около 2,5 метров представлено темно-серым аргиллитом мелко плитчатым. Текстура слоистая. Слоистость горизонтальная, распределение равномерное, подчеркнута песчаным материалом. Песчаные отложения формировались в условиях *русла дельтового рукава*. Отложения, представленные аргиллитом, формировались в условиях *межруслового марша*. Тип обстановки осадконакопления определен как *субаэральная часть дельтовой равнины*.

Скважины Моисеевская 4Р и Корсево-Мелимовская 1 принципиально отличаются от соседних скважин по форме разреза и вскрыли увеличенную мощность коллектора 17,6 и 17,9 м, соответственно. Анализ формы кривой альфа-ПС свидетельствует о том, что скважины вскрыли отложения дельтовых рукавов.

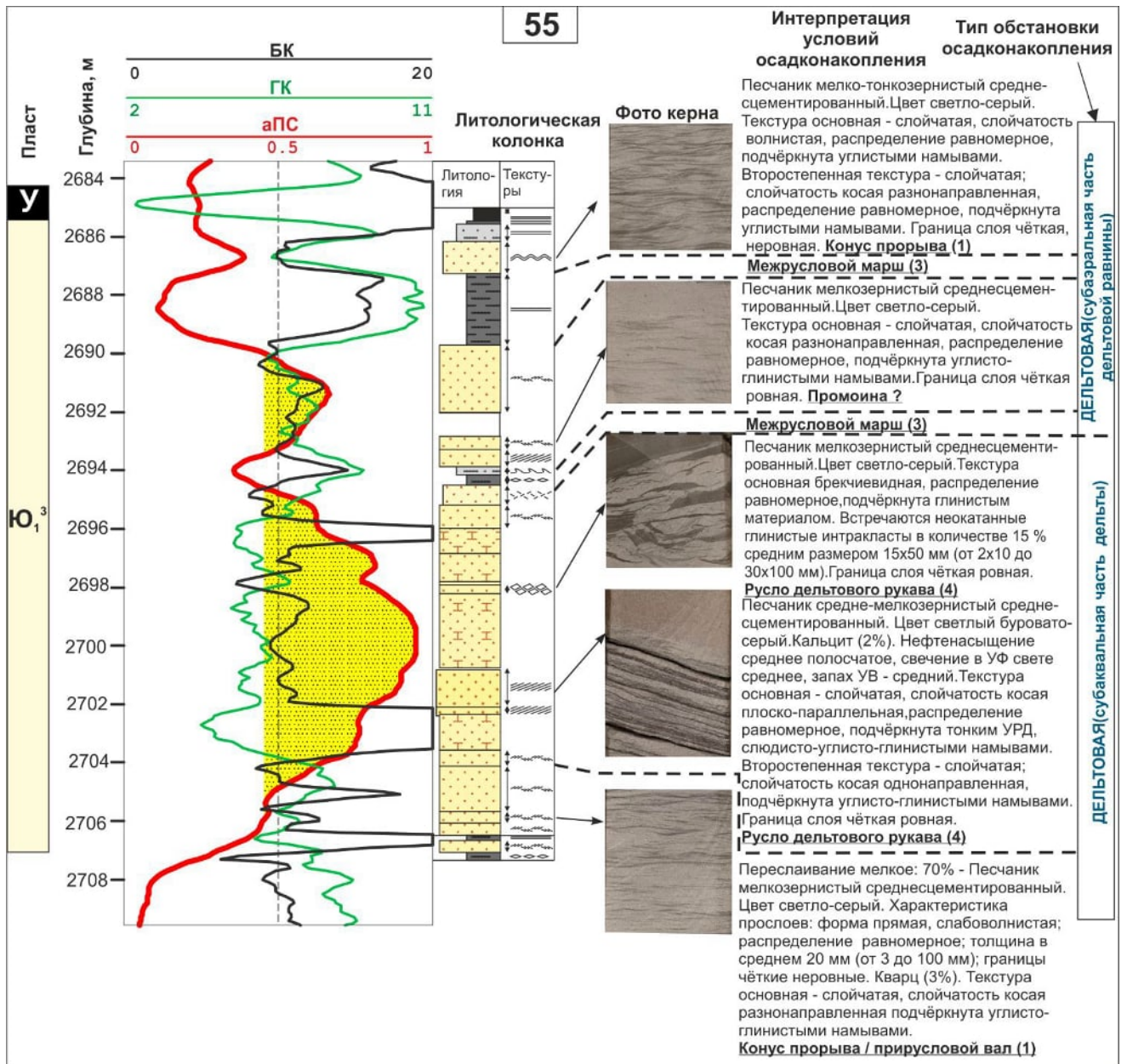


Рисунок 11 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Моисеевская 55 (условные обозначения см. рис 10)

Необходимо отметить, что выдержанный песчаный разрез скважины 4Р по кривой альфа-ПС, не является таковым, об этом свидетельствуют следующие факторы: наличие прослоев внутриформационной гальки аргиллита по разрезу, изменения на кривой гамма-каротажа, при практически вертикальной боковой линии кривой спонтанной поляризации (рисунок 12). В скважине 4Р на кривой гамма каротажа наблюдается 4 разных уровня естественной радиоактивности, что может свидетельствовать об изменении минерального состава песчаников. При отсут-

ствии кернового материала по скважине 4Р (кern утерян) и, руководствуясь следующими фактами: форма кривой альфа-ПС, наличие галек аргиллита по данным полевого описания керна, можно сделать вывод о том, что породы в разрезе скважины 4Р представлены потоковыми фациями. Учитывая близость скважины 55, где был выполнен литолого-седиментационный анализ по керновому материалу, можно говорить о формировании отложений скважины 4Р в условиях русла дельтового рукава [8]

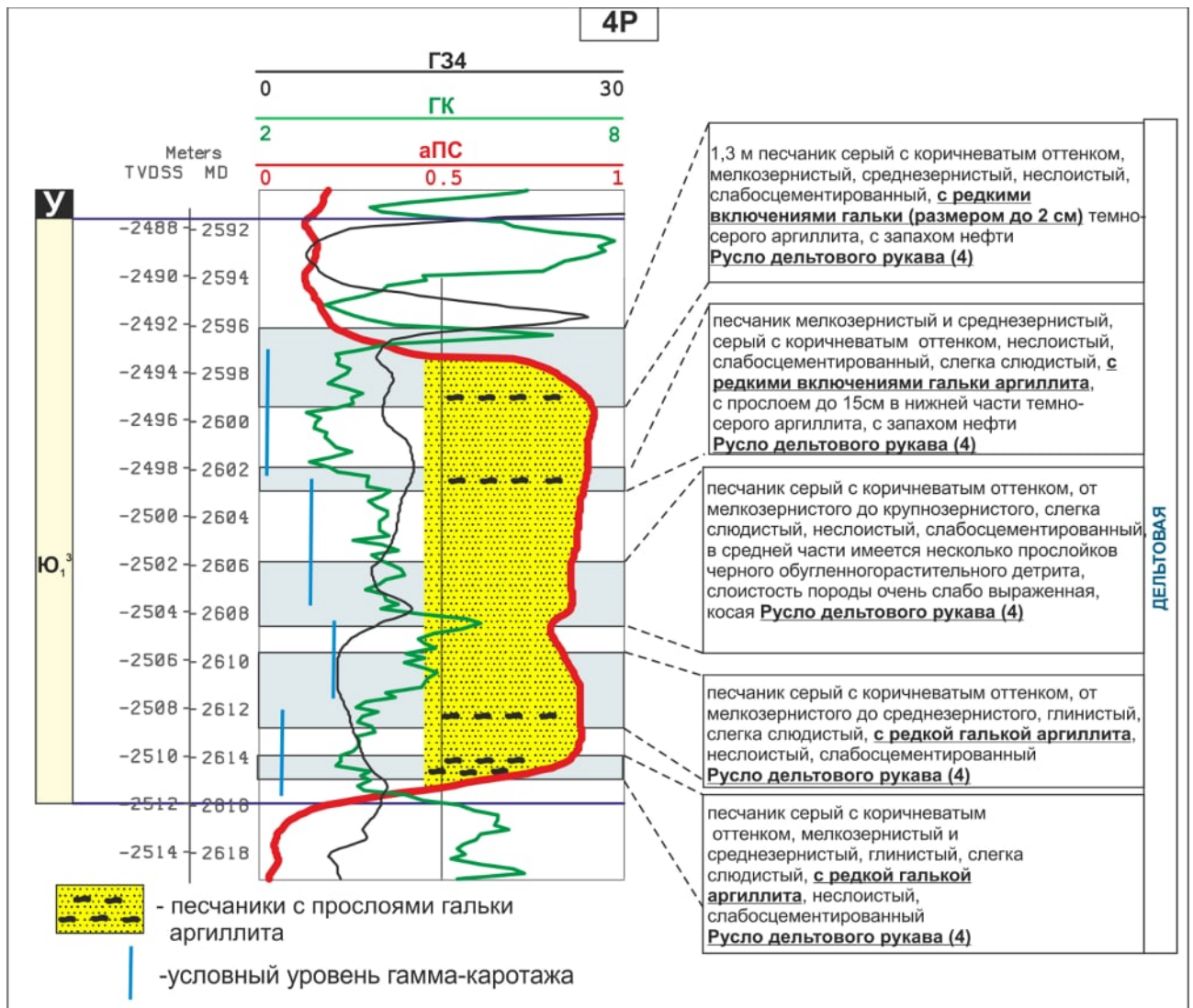


Рисунок 12 – Геолого-геофизическая характеристика скважины Моисеевская 4Р

Анализ керна на Двуреченской площади

В результате литолого-седиментационного анализа по скважине 637 было отмечено, что пласт Ю₁³ сложен мелкозернистым песчаником (рисунок 13).

Породы нижней части пласта представлены субгоризонтально слоистой и

косослойчатой текстурой. Породы сложены *песчаными осадками конусов выноса дельтовых рукавов*. Для нижней части пласта тип обстановки был определен как *пески фронта дельты*. Для данного типа фаций характерен устойчивый парагенез с активным бассейновым (баровым) мелководьем (БМБ) [2].

Породы верхней части пласта в основном представлены однородной текстурой, встречаются интервалы с плоскопараллельной косо́й сло́йчатостью. Отложения формировались в условиях *нижнего пляжа*. Тип обстановки осадконакопления, в которых формировались осадки пласта Ю₁³ был определен как мелководно-морской. Тектурно-структурные особенности пород свидетельствуют о том, что осадки формировались в условиях регрессии бассейна: *барьерного побережья с волновым режимом*.

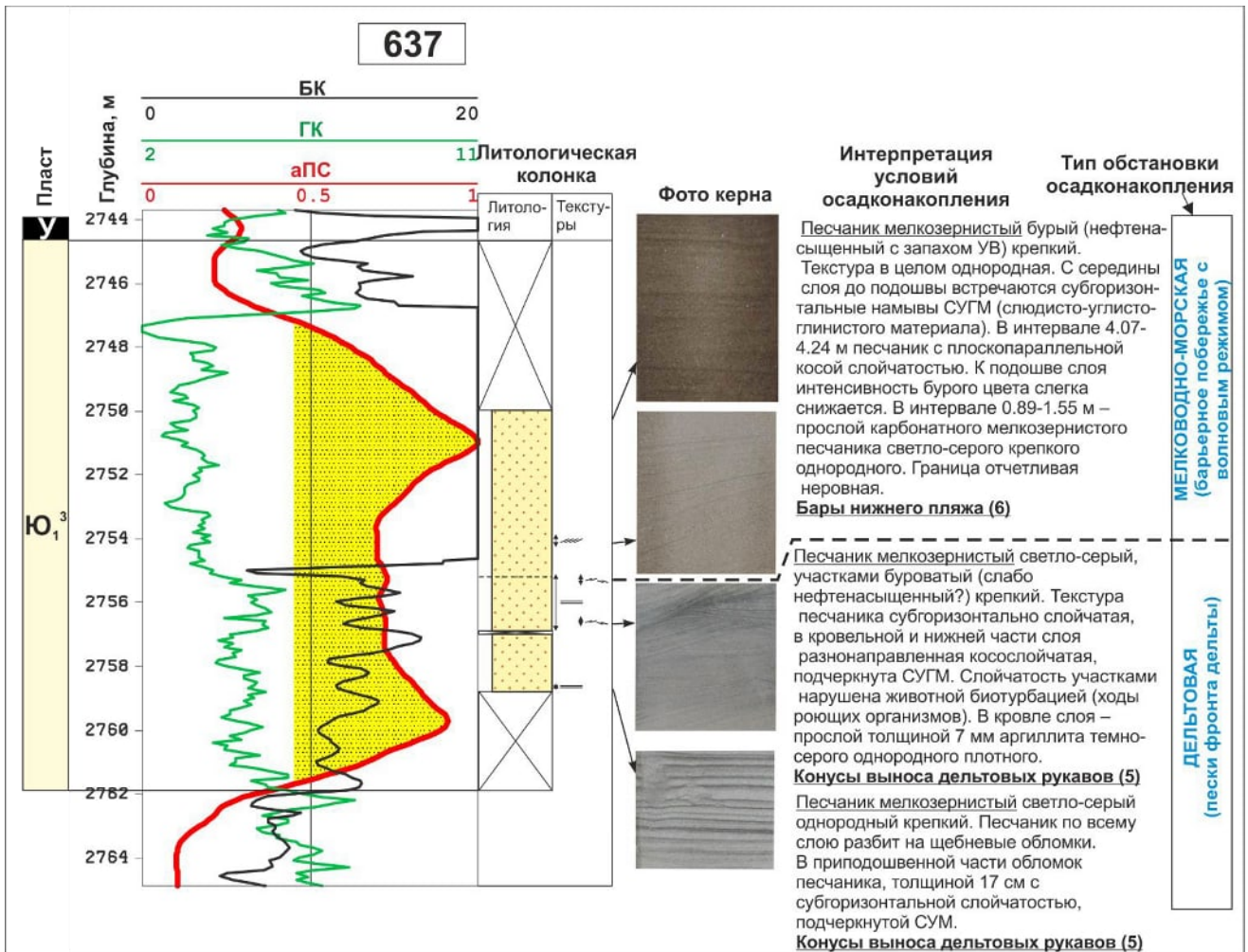


Рисунок 13 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Двуреченская 637 (условные обозначения см. рис 10)

В результате анализа керна по скважине Двуреченская 589 определено, что

пласт сложен мелкозернистым песчаником (рисунок 14). Текстура слоистая. Слоистость пологонаклонная параллельная, за счет слюдисто-углистых намывов. Отмечаются следы роющих организмов (*Scolithos*). Песчаные отложения формировались в условиях конусов выноса дельтовых рукавов. Вверх по разрезу отложения дельтовых конусов выноса сменяются отложениями барьерного побережья.

В верхней части пласта в песчанике отмечаются многочисленные углефицированные остатки корневой системы растений. Данные породы формировались в условиях надводных намывных валов. Песчаники перекрываются черным хрупким углем с включениями растительных остатков, который сформировался в условиях приморского болота (марша).

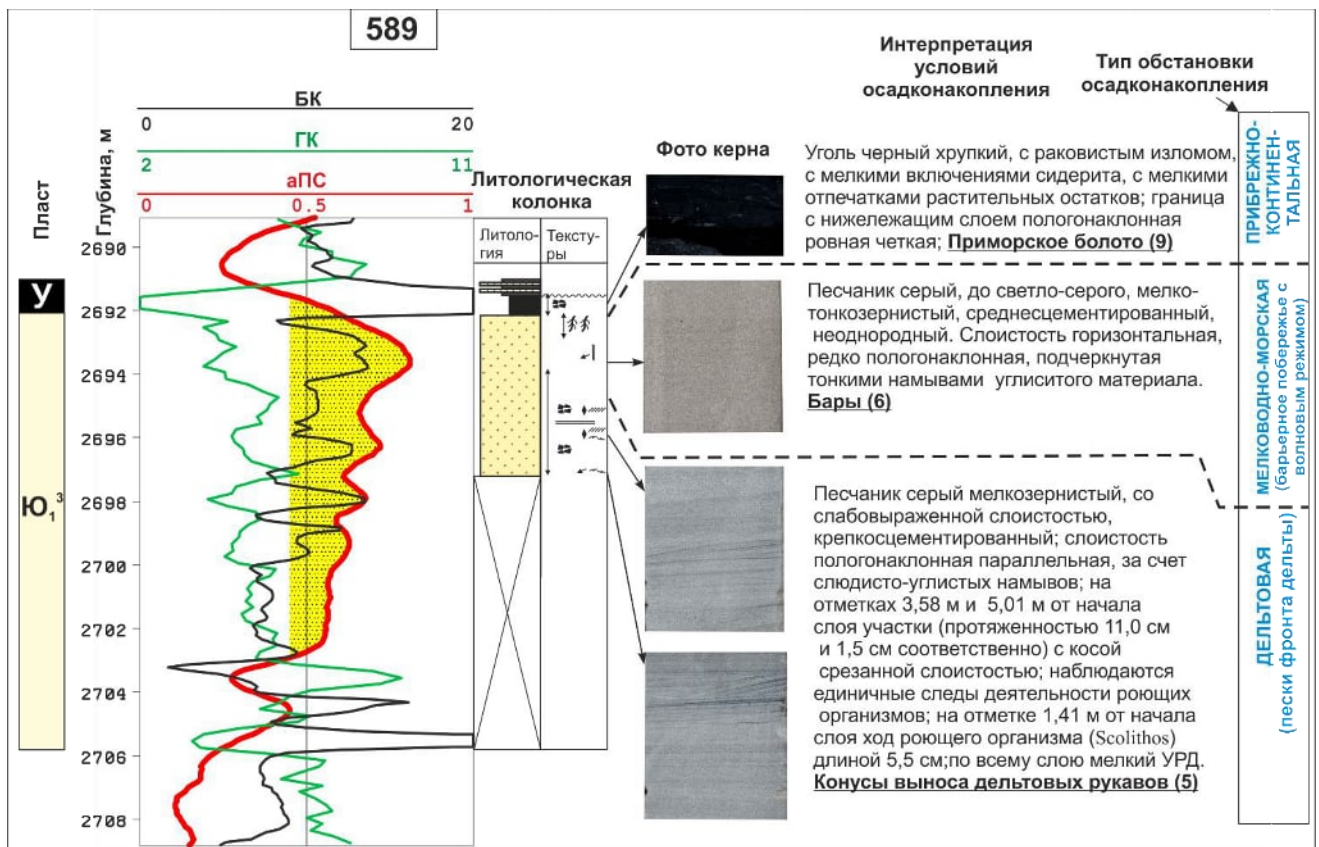


Рисунок 14 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Двуреченская 589 (условные обозначения см. рис 10)

Анализ керна на Северо-Мелимовской площади

В результате литолого-седиментационного анализа определено, что разрез пласта Ю₁³ в скважине Северо-Мелимовская 28Р, незначительно отличается от разреза в Двуреченских скважинах (рисунок 15).

Для нижней части пласта характерно чередование песчаника и аргиллита. Песчаник темно серый среднезернистый, средне сцементированный, с косою слоистостью, подчеркнутой намывами углистого материала. Песчаник формировался в условиях *конусов выноса дельтовых рукавов*. Аргиллит с прослоями алевролитового материала был проинтерпретирован как отложения *продельты*.

По мере продвижения вверх по разрезу качество коллектора улучшается. Центральная и верхняя часть пласта сложена песчаниками тонко- среднезернистыми, с горизонтальной и пологонаклонной слоистостью. Песчаные отложения центральной части пласта формировались в условиях *конусов выноса дельтовых рукавов*. Для данного типа фаций, по Алексееву характерен устойчивый парагенез с активным бассейновым (баровым) мелководьем (БМБ) [2].

Отложения верхней части пласта формировались в условиях нижнего пляжа: *песчаные осадки барьерного побережья с волновым режимом*. Низкие коллекторские свойства в сравнении со скважиной 637 можно объяснить близостью дельты, поскольку влияние волновых процессов на гидродинамическую переработку осадка здесь меньше.

Тип обстановки осадконакопления, в которых формировались породы пласта Ю₁³ на Двуреченской и Северо-Мелимовской площадях был определен как дельтовый и мелководно-морской. Тектурно-структурные особенности пород свидетельствуют о том, что они формировались в результате *выноса песчаного материала дельтовыми рукавами с последующей волновой переработкой материала в условиях барьерного побережья, на фоне общей регрессии бассейна*.

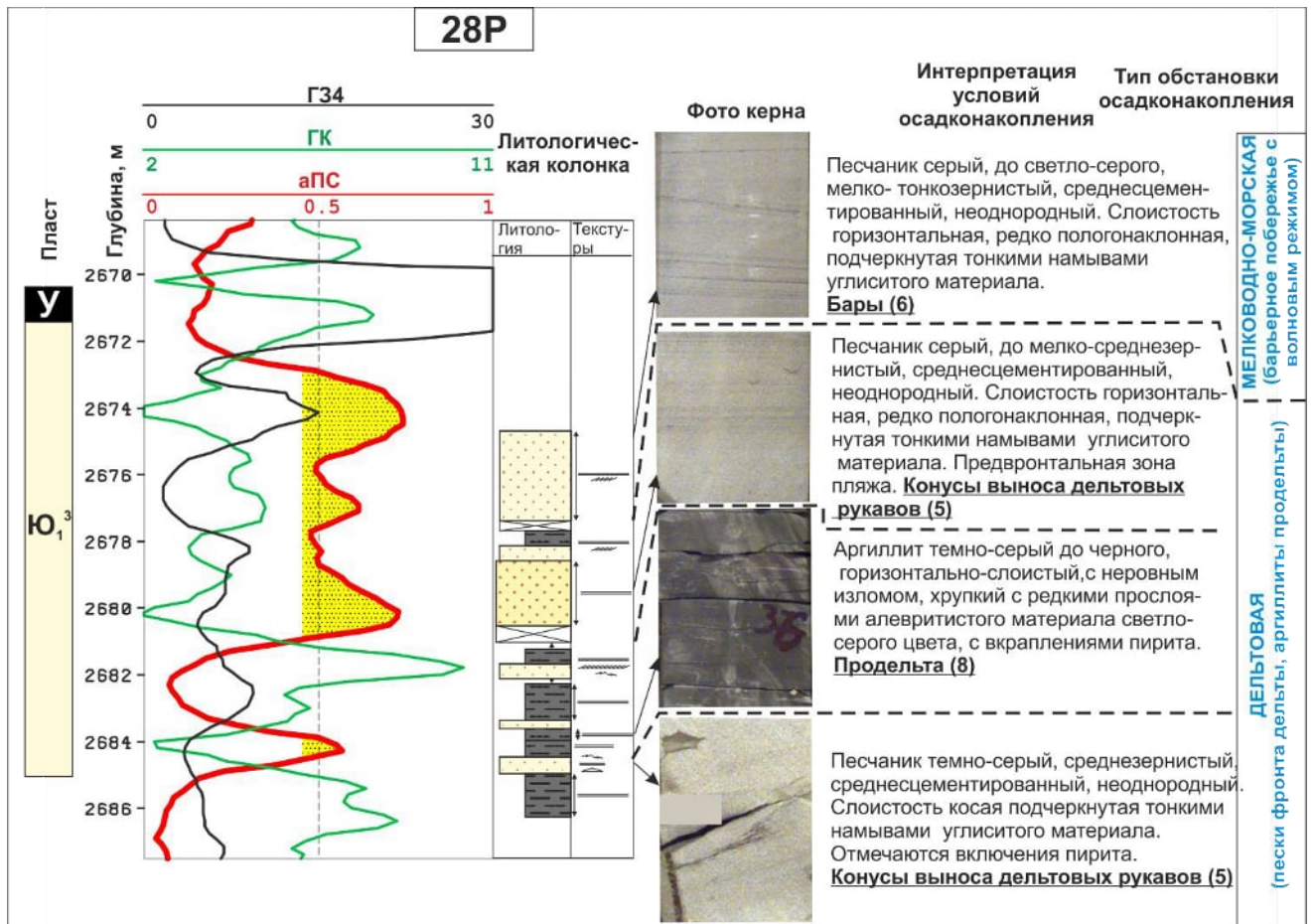


Рисунок 15 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Северо-Мелимовская 28P (условные обозначения см. рис 10)

Вывод: *Распределение фаций на Моисеевской площади свидетельствует о том, что осадки формировались в обстановках дельтового комплекса с наличием дельтовых рукавов. В фациях, определенных по керну скважин Двуреченской и Северо-Мелимовской площади также присутствуют признаки дельтового комплекса, с последующим ростом влияния мелководно-морского режима.*

2.4. Анализ гранулометрических характеристик песчаников

Важной частью палеогеографических реконструкций для терригенных отложений является гранулометрический анализ пород, так как особенности распределения частиц по размерам являются индикаторами динамики сред седиментации. Поиски универсальных характеристик фракционного состава, с помощью которых можно разделять осадки различных фаций привели к построению ряда генетических и динамогенетических диаграмм Л.Б. Рухина [60], Р. Пассега (1957, 1969), Г.Ф. Рожкова (1978) и др.

В настоящее время генетическая интерпретация гранулометрических данных несколько упростилась, за счет использования компьютерных методов обработки информации.

В данной работе методы генетической гранулометрии рассматривались в едином контексте с данными геофизических исследований скважин и результатами макрофациальных исследований для реконструкций обстановок формирования пласта Ю₁³.

С целью определения генезиса осадка подугольной толщи, использовались данные гранулометрического анализа по скважинам: Моисеевская 6Р, Корсево-Мелимовская 1, Южно-Моисеевская 7Р и Двуреченские скважины 21Р, 22Р, 24Р (рисунок 16). Всего гранулометрический анализ выполнен по 29 образцам.

Рассчитаны основные гранулометрические характеристики по образцам: медиана (М), максимальный размер зерна (С) параметр асимметрии (А), мера эксцесса (Е), стандартное отклонение (коэффициент сортировки S₀).

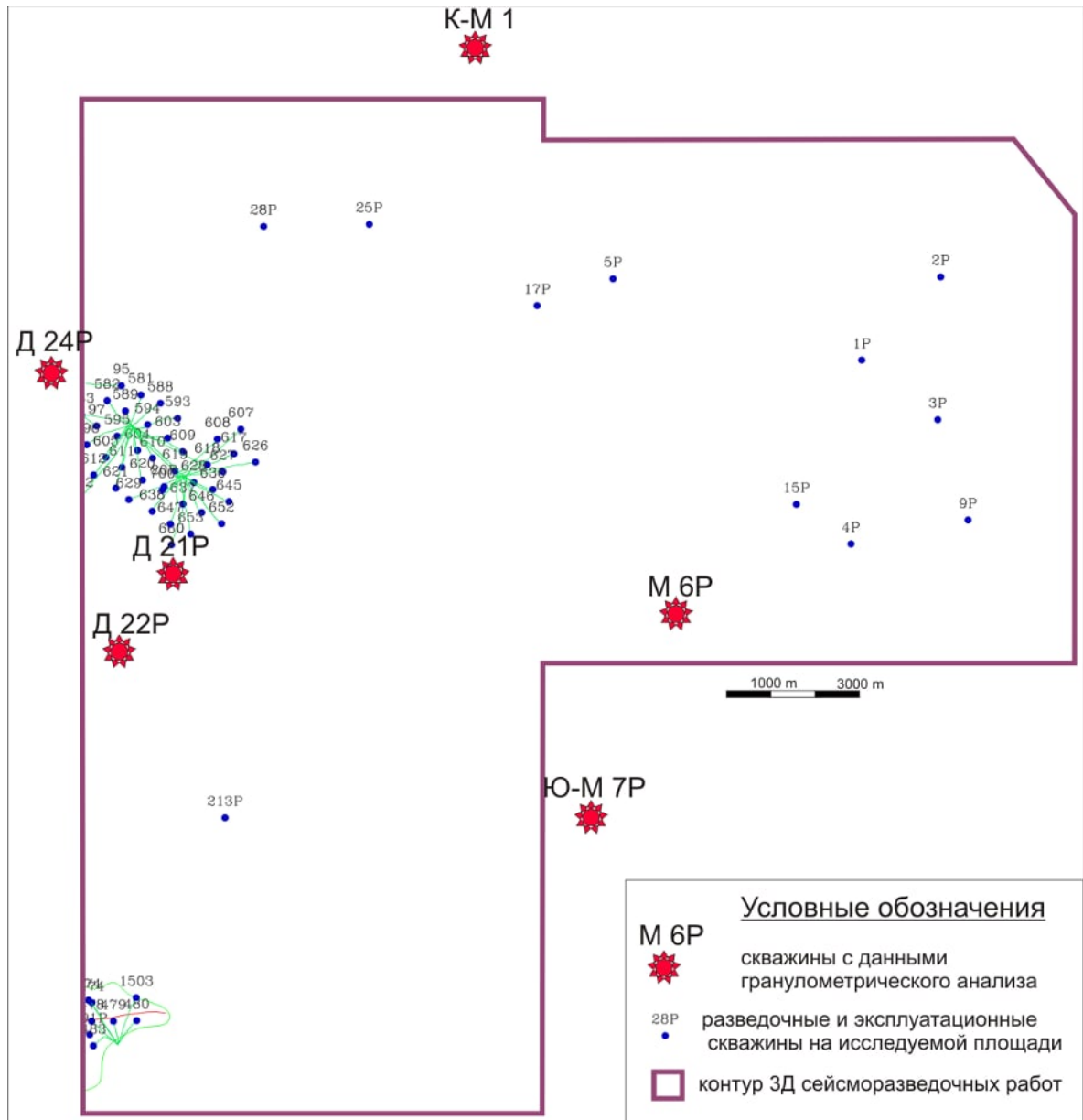


Рисунок 16 – Расположение скважин с данными гранулометрического анализа

Коэффициент сортировки по анализируемым образцам находится в интервале 1,2 – 1,8. (рисунок 17).

Для палеогеографических реконструкций были выбраны динамогенетические диаграммы Р. Пассеги и Г.Ф. Рожкова, как наиболее распространенные.

Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова основана на принципе разной по интенсивности механической дифференциации песчано-алевритовых частиц в различных фациях. Это явление в природе связано также с различными способами перемещения обломочных частиц различного размера и в основном определяется

энергетическими уровнями динамических сил среды переноса и седиментации [25].

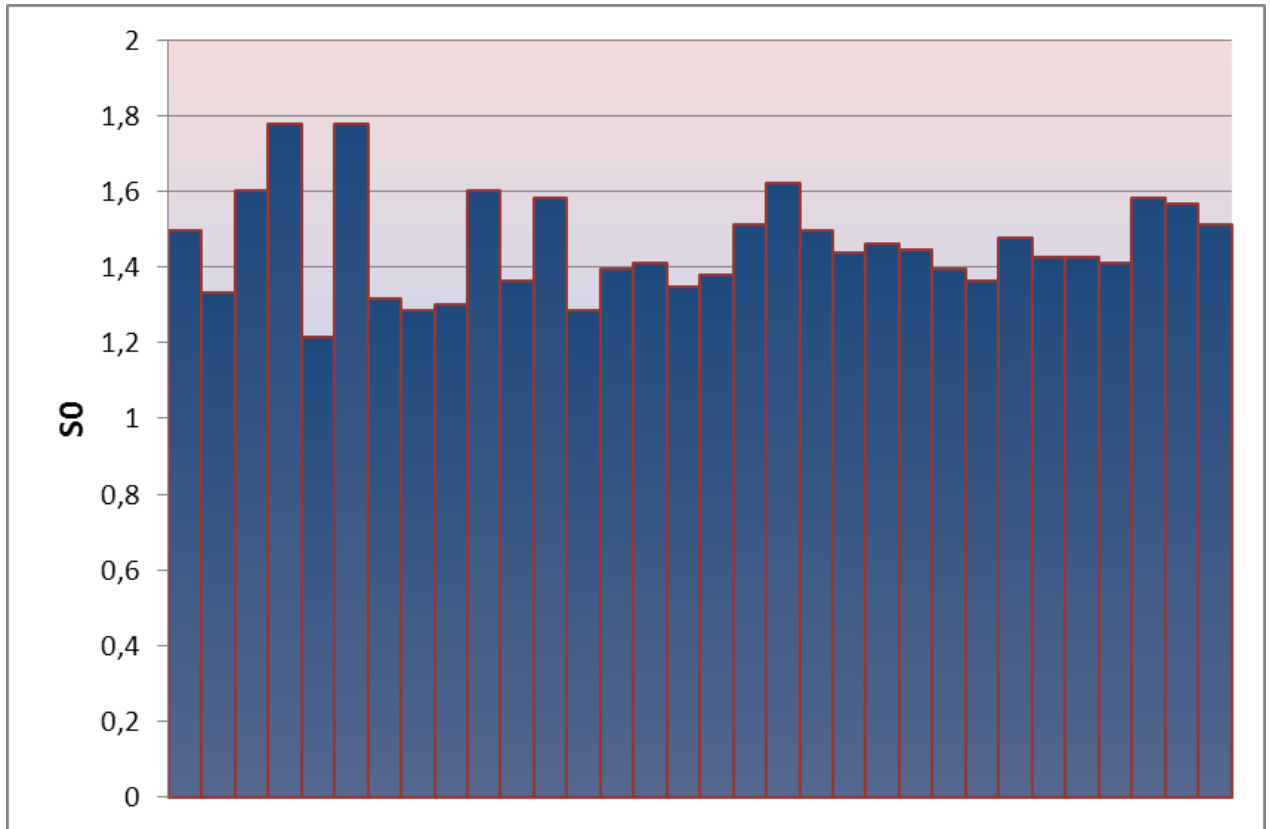
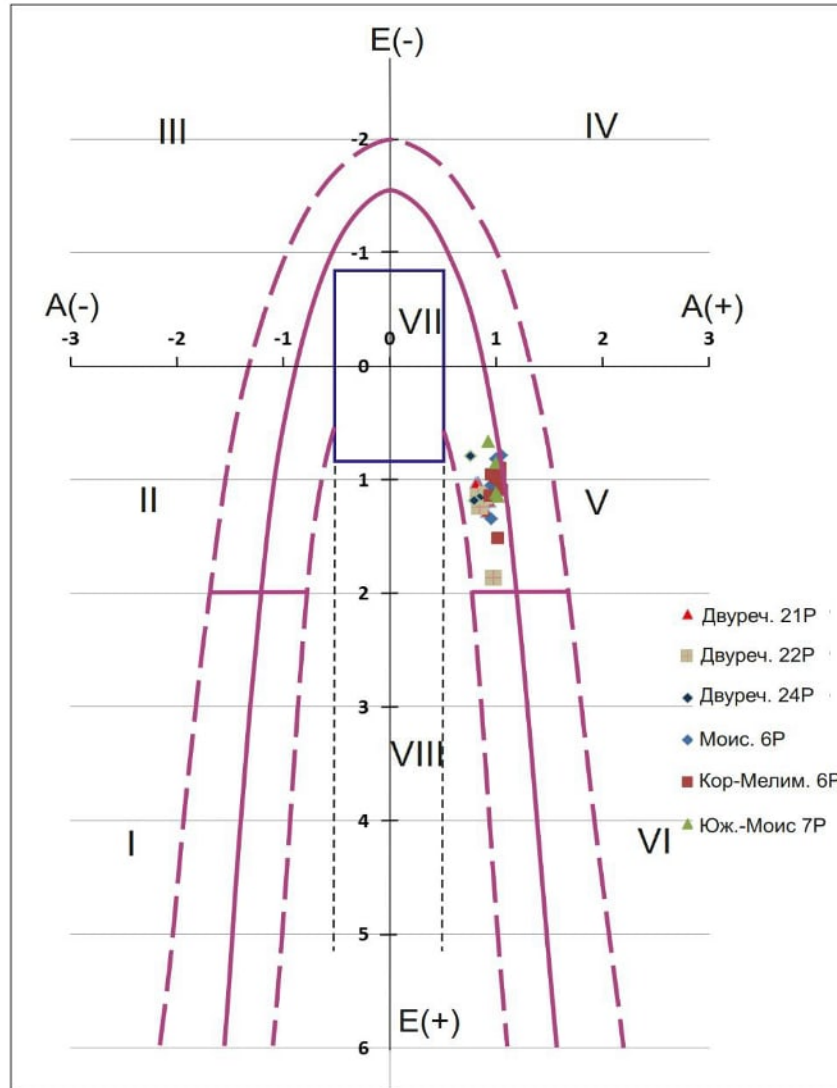


Рисунок 17 – Распределение коэффициента сортировки по образцам

На динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова с линиями координат асимметрия - эксцесс, точки образцов располагаются в поле V (рисунок 18). Это свидетельствует о формировании отложений пласта Ю₁³ на мелководье при участии сильных вдольбереговых течений, накат волн. Эти результаты совпадают с выводами, сделанными в работе [39] по соседней Крапивинской площади. Также для поля V характерны прибрежно-морские фации, континентальные микрофации больших равнинных рек. Такая характеристика результатов динамогенетической диаграммы Рожкова может свидетельствовать о переходной обстановке седиментации, в том числе с признаками дельтового комплекса.

Динамическая диаграмма С–М, разработанная Р. Пассеги, учитывает способ транспортировки кластического материала качением частиц, сальтацией, переносом в виде градиционной или однородной суспензии. Транспортировка крупно и

тонкозернистых фракций происходит независимо. Результаты анализов различных осадков на диаграмме С–М формируют сложную фигуру, которая была разделена точками N–S на сегменты, отвечающие определенным условиям седиментации [80].



Поля: I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин – морские фауны. II – донные течения или мутьевые потоки – морские фауны; гидромеханическое или физическое разрушение магматических пород, эрозия горных пород морского происхождения – континентальные фауны областей сноса, коры выветривания. III – слабые, преимущественно речные течения – континентальные речные фауны. IV – сильные речные или вдольбереговые течения – континентальные речные или прибрежно-морские фауны. V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн – прибрежно-морские фауны, континентальная микрофауна пляжей больших равнинных рек. VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, эоловая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофауна береговых дюн); в целом, – фауна побережья акваторий вблизи береговой черты. VII – эоловая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника – континентальная фауна пустынь (континентальные дюны); нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, – прибрежно-морская фауна. VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой, скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала – прибрежная фауна огромных открытых акваторий.

Рисунок 18 – Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова

На динамогенетической диаграмме Р. Пассеги отмечается, что основная масса осадка перемещалась в виде градационной суспензии (рисунок 19).

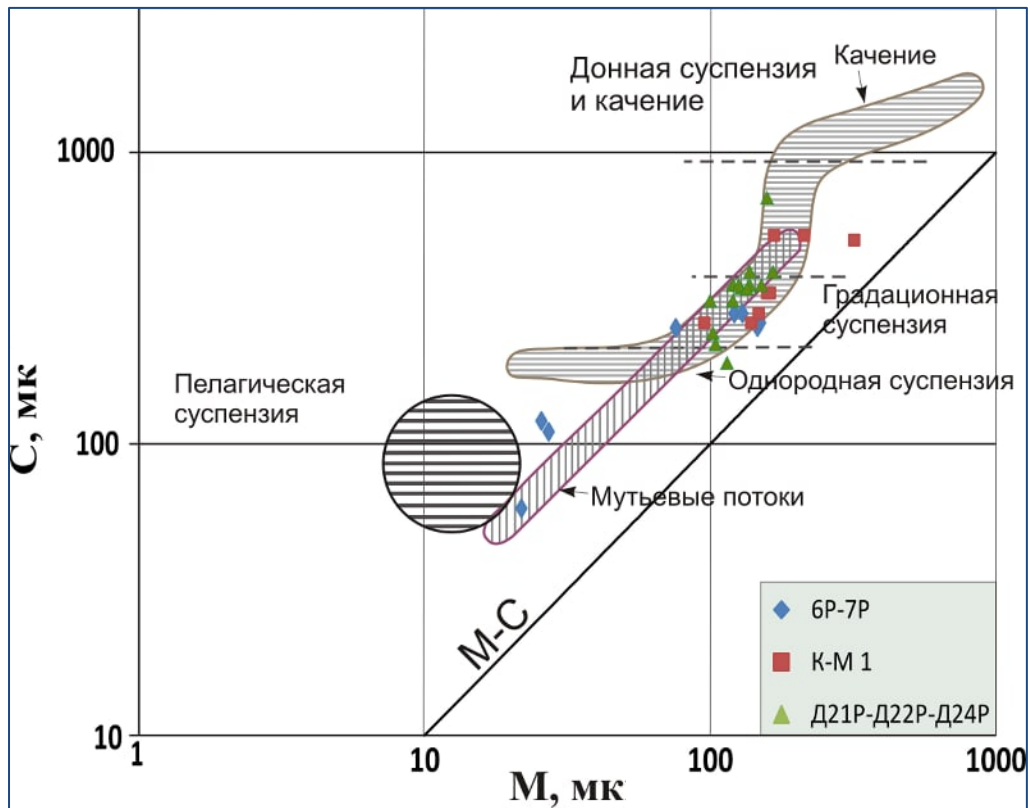


Рисунок 19 – Динамогенетическая диаграмма Р. Пассеги

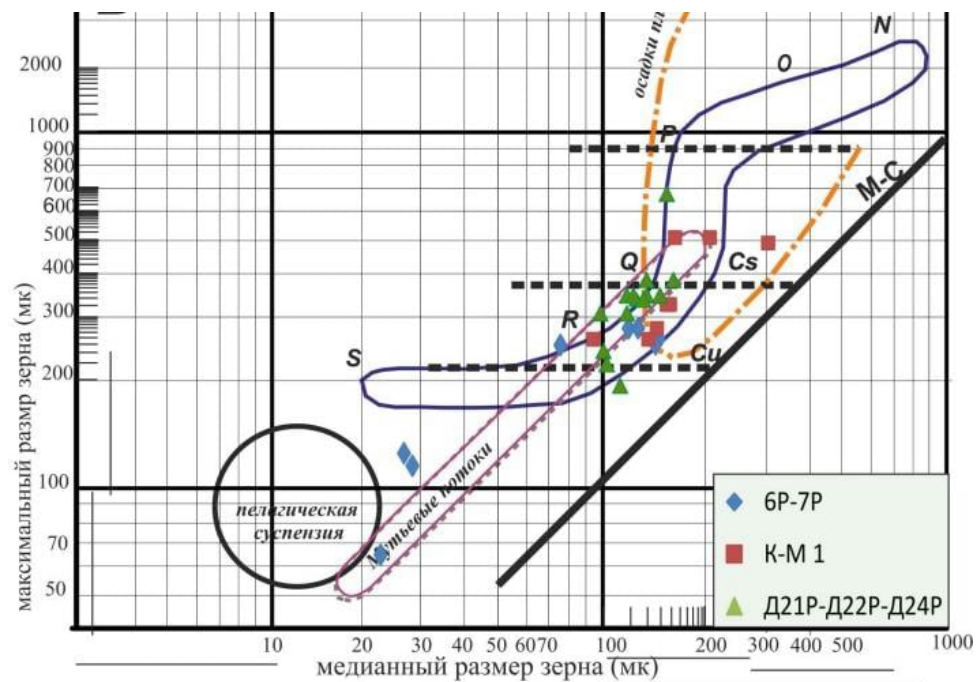
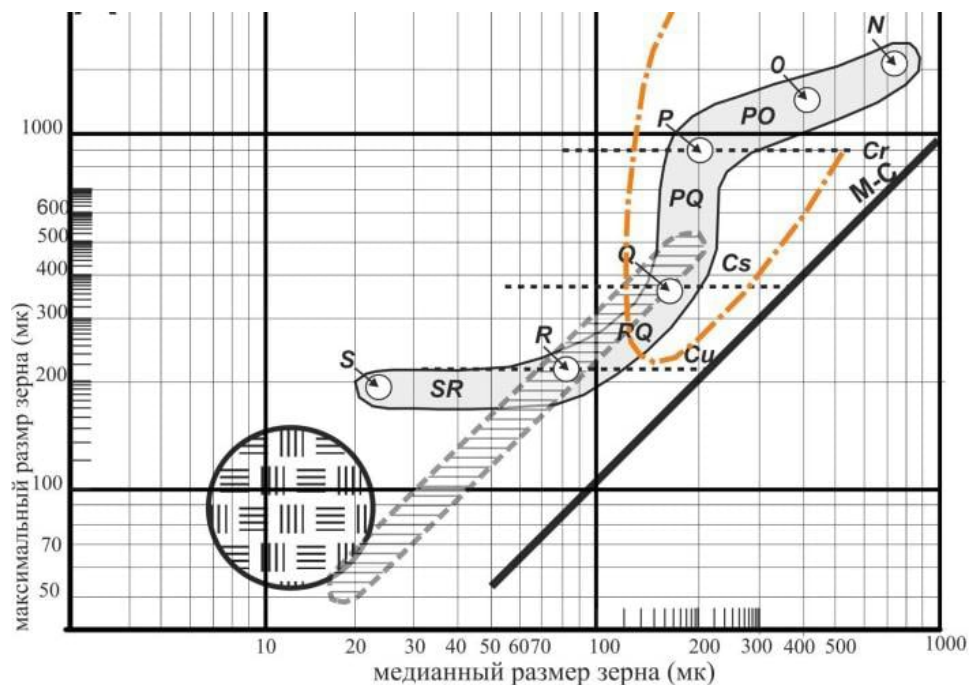
Анализ диаграммы Р. Пассеги с элементами генезиса осадков демонстрирует приуроченность осадков скважины Корсево-Мелимовская 1 (К-М 1) к осадкам вторичного канала с медленным заполнением и к осадкам верхней части отмирающего русла (рисунок 20). Основная часть образцов из Двуреченских скважин 21Р, 22Р, 24Р приурочена к осадкам вторичного канала с медленным заполнением и к осадкам пляжа. Образцы из Моисеевских скважин 6Р и 7Р согласно диаграмме представлены осадками вторичного канала с медленным заполнением. Некоторые образцы из скважин 6Р и 7Р выделяются из основной области распределения, смещаясь к зоне пелагической суспензии, что в дельтовых отложениях обусловлено коагуляцией глинистого материала и преждевременным его осаждением в осадок в результате смешения пресноводных вод речной системы с солеными водами морской акватории.

Для ориентировки генетической принадлежности исследуемых осадков и

пород по гранулометрическим параметрам можно привлечь обобщения Фюхтбауэра и Мюллера, которые выделяют крупные обстановки: речную, эоловую и морскую [40]. Анализируя данные, полученные в результате гранулометрического анализа, можно сделать вывод о формировании осадков в условиях речной обстановки ($S_0 > 1,2$; $A < 1$) и пляжей морской обстановки ($1,1 < S_0 < 1,25$; $A > 1$).

Несмотря на различный подход к определению условий седиментации, результаты, полученные на двух представленных диаграммах для водной среды седиментации, и обобщениях Фюхтбауэра и Мюллера оказались во многом сходными и подтверждают результаты седиментационного анализа керна.

Вывод: Одновременное присутствие признаков мелководно-морских и потоковых отложений по результатам анализа гранулометрических данных может свидетельствовать о дельтовой обстановке осадконакопления, что соответствует исследованиям керна.



47

Осадки поля SR - ниже Cu - морские течения и некоторые реки с медленным течением

Осадки поля PQR, особенно в части, лежащие ниже C= Cs, выпадают из градационной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна.

Осадки поля PO характеризуют смешанный перенос в суспензии и качения по дну, а поле ON практически только путём качения. Эти способы транспортировки в прибрежных условиях, на песчано-гравийных и галечных отмелях, в некоторых участках реки.

 Мутьевые потоки (турбидиты)
  пелагическая суспензия
  осадки пляжа


 Речные отложения (S -пойма вдали от основного русла, SR - вторичный канал с низким и средним течением, R-береговой вал, RQ - вторичный канал с медленным течением, Q-выступающий из глубины бар, PQ-заполнение верхней части отмирающего русла, P-заполнение нижней части отмирающего русла, PO-активное заполнение канала)

Рисунок 20 – Фациальная интерпретация условий формирования пласта Ю₁³ по данным диаграммы Пассеги

2.5. Электрофациальный анализ

Наиболее активно методика электрофациального анализа развивалась в 70-90 гг. прошлого столетия за рубежом, где работы по выявлению ловушек со сложным строением требовали детального изучения условий формирования терригенных коллекторов [34; 43; 56; 63 и др]. В отечественной литературе основоположником данного вида исследований можно считать Муромцева В.С. [49]. В отечественной практике используются нормированные кривые самопроизвольной поляризации (альфа-ПС).

Особенности метода самопроизвольной поляризации в условиях терригенного разреза при постоянной минерализации пластовых вод и повышенной мощности пластов (>2 м) позволяют с помощью относительных значений альфа-ПС устранить влияние на характер кривой всех факторов, кроме относительной глинистости и размера обломочных частиц, т. е. выделить два наиболее важных литологических параметра, дающих возможность выявлять особенности седиментации терригенных осадков и оценивать коллекторские свойства пород [49]. В работе Муромцева В.С. после сопоставления относительной амплитуды альфа-ПС с гранулометрическими коэффициентами сделаны выводы о наличии их тесной взаимосвязи. Наиболее четкая зависимость отмечается между альфа-ПС и медианным размером зерен [49, стр. 30-32]. В связи с этим конфигурация кривой ПС может быть использована для установления фациальной природы осадков и проведения палеогеографических реконструкций с целью локального прогнозирования песчаных тел-коллекторов, зон их выклинивания и связанных с ними ловушек литологического типа.

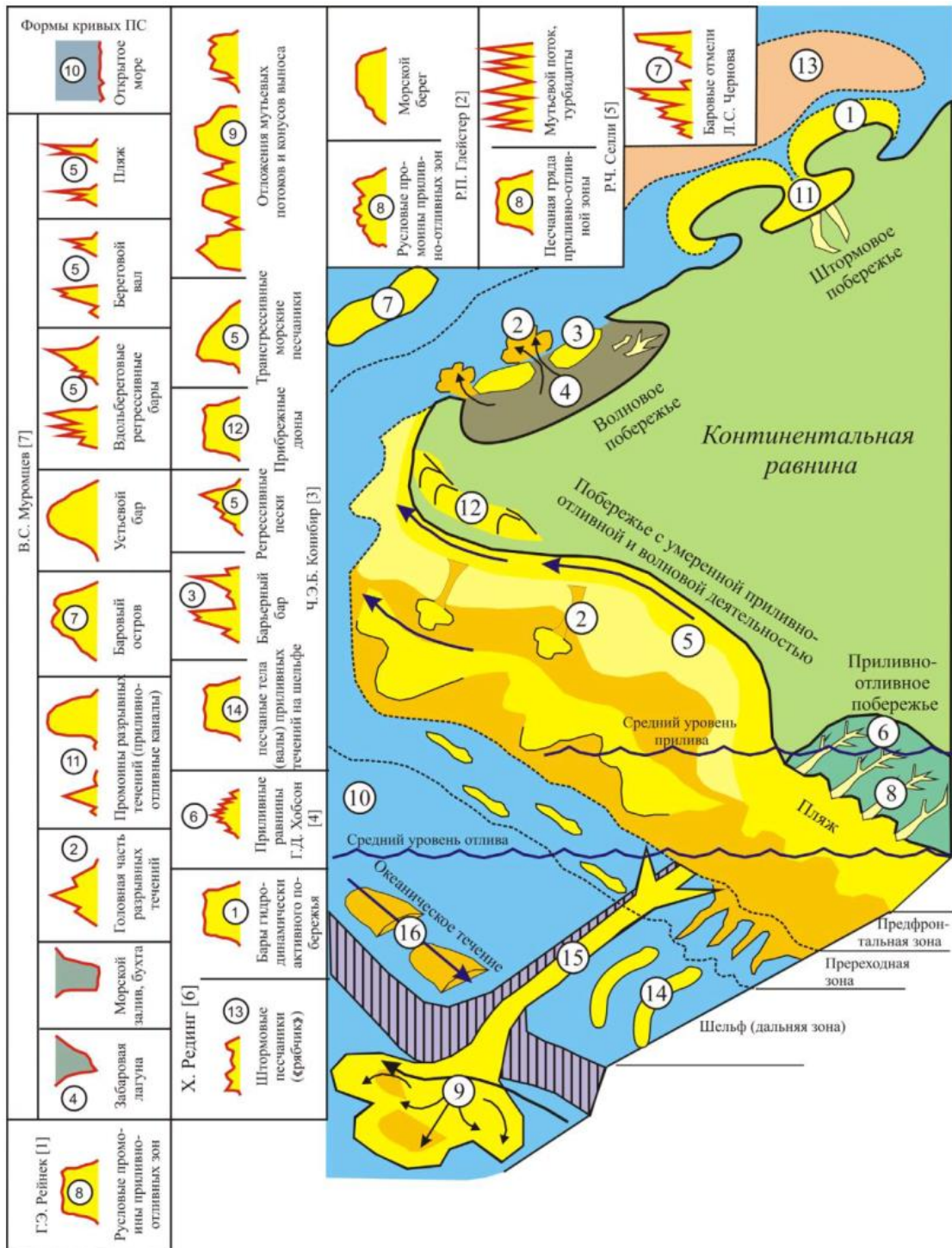
О. Serra ввел понятие «электрофации» – «совокупность характеристик данных ГИС, которые описывают пласт и позволяют отличить его от других пластов» [63].

Достоинства метода заключаются в наличии каротажа в каждой скважине, в то время, как керн отбирают в ограниченном количестве скважин, либо как в нашем случае большая часть кернового материала была утеряна. Вторым важным

моментом, способствующим седиментологическому анализу по данным геофизических исследований скважин, является непрерывность информации о процессе осадконакопления, которая содержится в диаграммах каротажа. Она позволяет анализировать изменение литологической характеристики терригенного пласта с детальностью, близкой к геологическим наблюдениям в обнажениях горных пород [32]. Метод также имеет свои недостатки. Одинаковые формы кривых альфа-ПС могут быть ошибочно проинтерпретированы как одна обстановка осадконакопления, при том что условия могут быть разными. Для более объективной интерпретации условий седиментации по форме кривой альфа-ПС необходимо знать фациальную группу отложений (континентальная, переходная, морская) в которых эта интерпретация проводится. Помимо использования кривой альфа-ПС, как основной, привлекались кривые ГК, поскольку методы ПС и ГК дают сходную информацию. Кривые ГК могут использоваться в тех случаях, когда появляется необходимость для более точного определения коллекторских свойств пород, уточнения границ и мощности пластов коллекторов, а также в условиях низкого качества кривых ПС.

Каротаж ГК информативен в тех случаях, когда в разрезе известны слои, не обладающие коллекторскими свойствами (песчаники и алевролиты с преобладанием карбонатного или силикатного цемента), но характеризующиеся отрицательными отклонениями кривой ПС [22].

В данной работе за типовую основу, были взяты результаты по сопоставлению типов разреза электрофациальных исследований, выделенных разными учеными для терригенных отложений, континентальной, переходной и морской групп фаций (рисунок 21).



1 – баровый остров; 2 – промоины и головные части разрывных течений; 3 – барьерный бар; 4 – забаровая лагуна; 5 – пляж, береговой вал (трансгрессивные и регрессивные береговые пески); 6 – приливо-отливная зона с рукавообразной системой русловых промоин; 7 – бары дальней зоны и песчаные банки; 8 – приливо-отливные каналы и гряды; 9 – глубоководный конус выноса; 10 – глинистые осадки шельфа; 11 – приливо-отливные дельты; 12 – дюны; 13 – штормовые пески; 14 – песчаные валы приливных течений; 15 – подводная долина; 16 – подводные дюны

Рисунок 21 – Фациальная интерпретация кривой ПС для морских и прибрежно-морских отложений [7]

Особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта, изученные по результатам разведочного и эксплуатационного бурения, а также седиментологические исследования керна по некоторым скважинам, позволили выделить на исследуемой территории 5 типов разреза по кривым каротажа.

Тип разреза 1 отмечен в скважинах 1Р, 3Р, 9Р и 2Р Моисеевской площади представляет собой треугольную форму кривой альфа-ПС (рисунок 22). Тип представлен песчаником коричневатого-серым средне- мелкозернистым, средней крепости глинистым, со слабо выраженной прерывистой горизонтальной слоистостью, обусловленной распределением углистого детрита (скв. 9Р). В целом разрез характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, хотя наблюдается незначительное увеличение проницаемости в верхней части пласта. Согласно исследованиям керна, данный тип разреза формировался в условиях дельтовой равнины, для него характерны следующие фации: конусы прорыва, межрусловые марши, лагун.

Тип разреза 2 характеризуется прямоугольной (блоковой) формой кривой альфа-ПС (рисунок 22) в скважинах Моисеевская 4Р, Корсево-Мелимовская 1Р и с осложненной формой кривых в Моисеевских скважинах 5Р, 15Р, 53, 55, 47 и т.д. В зависимости от наличия песчаной составляющей тип разреза 2 был разделен на 2 подтипа 2а и 2б.

К подтипу разреза 2а отнесены скважины Моисеевской площади 4Р, 47, 60, 55, 53 Корсево-Мелимовская 1Р. Данный подтип представлен серым песчаником с буроватым оттенком от мелко до среднезернистого, в нижней части пласта до крупнозернистого, слабо сцементированный. Слоистость либо отсутствует, либо слабо выражена косая слоистость (скв. 4Р). Согласно описанию керна, в 4 прослоях встречается галька темно-серого аргиллита. По методике Муромцева В.С. отложения данного типа могли представлять русловые отмели реки формирующей дельту. Седиментологические исследования керна по скважине 55 доказали принадлежность пород данного типа к отложениям русел дельтовых рукавов. Форма кривой альфа-ПС и наличие галек аргиллита в разрезе скважины 4Р также

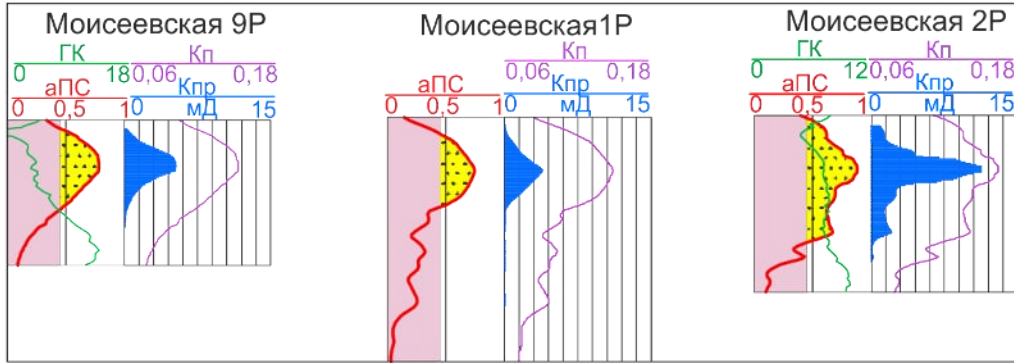
свидетельствуют о потоковых фациях. Определены следующие фации характерные для данного типа разреза: русла дельтового рукава, прирусловые валы, конусы прорыва, межрусловые марши.

Подтип разреза 2б выделен в скважинах 5Р, 15Р, 52 Моисеевской площади. Песчаник данного типа разреза светло-серый, мелкозернистый, крепкий, слабослюдястый со слабовыраженной горизонтальной слоистостью за счет намывов углистого детрита (скв. 15Р). Близость скважин 5Р, 15Р, 52 к скважинам с увеличенными толщинами типа разреза 2а, предполагает схожий механизм отложения осадков. По методике Муромцева В.С. данный тип разреза мог сформироваться в условиях внешней части поймы. Фации характерные для данного типа разреза: русла дельтового рукава, прирусловые валы, конусы прорыва, межрусловые марши.

Тип разреза 3 представлен скважинами Моисеевская 6Р, 17Р, Мелимовская 25Р и Южно-Моисеевская 7Р. Коллектор представлен песчаником с косою и горизонтальной слоистостью в виде прослоев с внутренней пологоволнистой текстурой. В песчанике встречаются литокласты алевролита размером до 5×20 мм. По всему слою встречаются стяжения тонкокристаллического пирита округлой и неправильной формы. По электрофациям данный подтип можно отнести к условиям дельтовой равнины. Фации характерны для данного типа разреза: конусы прорыва, прирусловые валы, межрусловые марши, лагуны.

К типу разреза 4 были отнесены: большая часть скважин Двуреченского, Крапивинского месторождений и Северо-Мелимовская скважина. Данный тип разреза характеризуется воронкообразной формой кривой альфа-ПС и представляет классический регрессивный разрез с улучшением коллекторских свойств в верхней части. По ряду скважин отмечается уменьшение показателей гамма-каротажа (ГК) в подошвенной части разреза (скв. Двуреченская 22Р, рисунок 23). Таким образом, на кривой ГК можно наблюдать пониженные показания в кровельной и подошвенной части разреза, на фоне незначительного повышения в средней части пласта. Согласно исследованиям [34; 44], циклически построенные

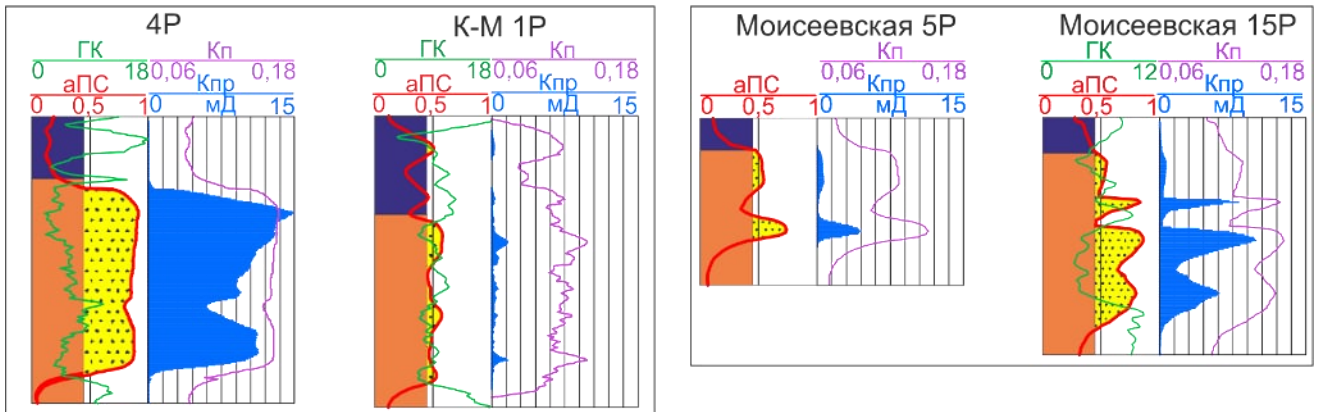
Тип 1



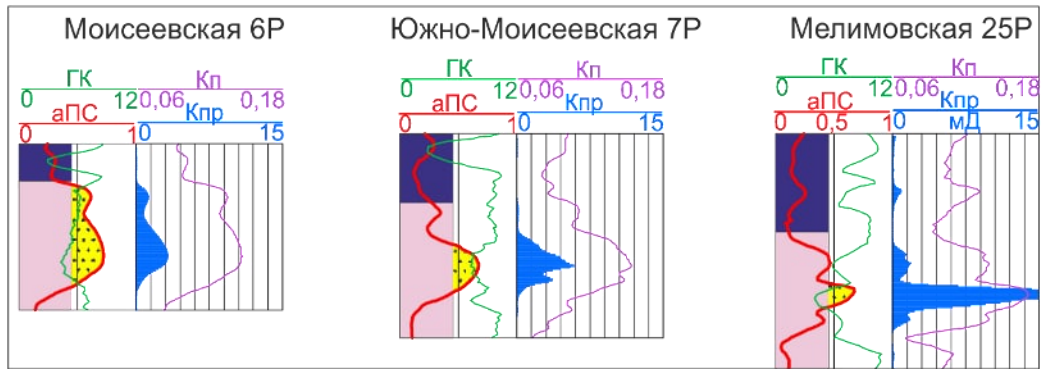
подтип 2а

Тип 2

подтип 2б



Тип 3



Фации (подчеркнута основная фация)

<p> <u>русла дельтовых рукавов</u>, конус прорыва, межрусловой марш</p> <p> <u>конусы прорыва</u>, межрусловые марши, лагуна</p>	<p> межрусловые марши, прирусловые валы, конусы прорыва</p>
---	--

Рисунок 22 – Типы разрезов подугольной пачки Моисеевского месторождения и рядом расположенных скважин

отложения фронта дельты с характерным увеличением зернистости снизу-вверх, нарушаются вклинивающимися песчаными отложениями русел и приустьевой зоны, где изменение зернистости наблюдается в обратном направлении – от грубой внизу до тонкой вверху. Генетическую принадлежность данного типа можно определить, как фацию вдольбереговых регрессивных баров и прибрежных валов (по Муромцеву В.С.) и фацию устьевого бара (по Глейстеру Р.П. 1976 г.). Согласно седиментологическим исследованиям отложения были сформированы в мелководно-морских условиях с близкорасположенной дельтой. Определены следующие фации для данного типа разреза: бары, конусы выноса дельтовых рукавов.

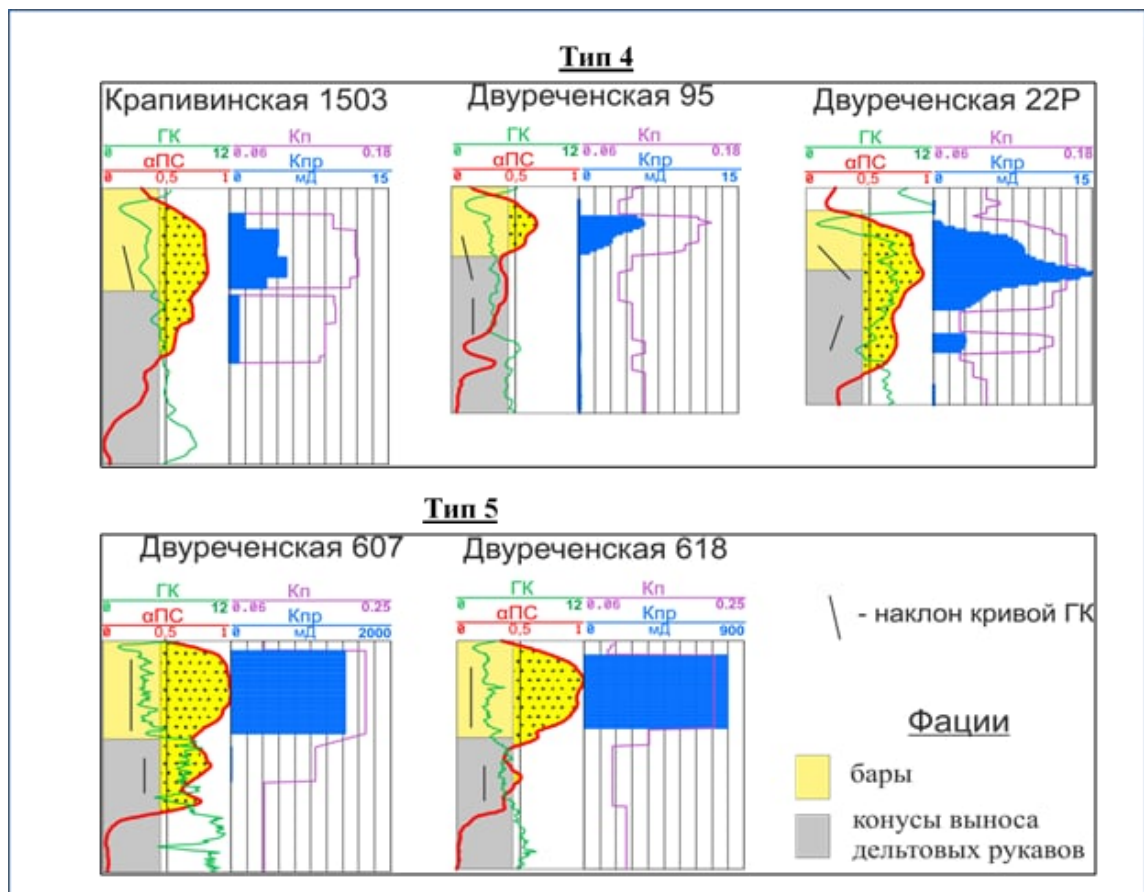


Рисунок 23 – Типы разрезов подугольной пачки скважин Двуреченского и Крапивинского месторождений

В отдельный тип разреза 5 были выделены некоторые скважины Двуреченского месторождения (рисунок 23). Особенность данного типа заключается в наличии в верхней части разреза высокопроницаемой пачки. Для сравнения: в це-

лом по скважинам Двуреченского и Крапивинского месторождений, расположенных на исследуемой территории проницаемость песчаников, редко превышает 20 мДарси, в то время как в скважинах с данным типом разреза проницаемость может превышать 1,5 Дарси. На кривых ГК можно наблюдать ступень при переходе к высокопроницаемой пачке. Согласно типовым электрометрическим моделям данный тип можно отнести к фации барьерных островов [49]. Определены следующие фации для данного типа разреза: бары, конусы выноса дельтовых рукавов.

Для объекта исследований были выделены следующие возможные обстановки осадконакопления: отложения дельтового комплекса, отложения мелко-водно-морского комплекса.

Использование только электрофациального анализа не дает однозначной картины осадконакопления изучаемых отложений. Для определения генетической принадлежности осадочных пород на исследуемой территории, помимо электрофациального анализа, использовались данные, которые позволили более точно определить фациальные обстановки: описание керна, данные гранулометрического анализа, фотографии керна.

В результате совместного использования седиментологического исследования керна и кривых альфа-ПС, на площади исследований, в пределах которой выявлены фрагменты наземной части дельты (Моисеевская, Корсево-Мелимовская пл.) и субаквальной дельтовой равнины, с последующим волновым режимом (Крапивинская, Двуреченская пл.), были определены 5 типов разреза. К наиболее перспективным в плане емкости коллекторов относятся 2, 4 и 5 типы разрезов.

2.6. Подбор концептуальной седиментационной модели пласта Ю₁³

Повышение эффективности разведки и разработки залежей углеводородов в терригенных коллекторах на основе совместного использования седиментационной модели продуктивного резервуара и электрофациального анализа осадочной толщи предусматривает подбор наиболее оптимальной седиментационной модели из числа выделяемых в изучаемой фациальной группе пород, удовлетворяющей наблюдаемому пространственному распределению электрофаций по скважинам [7].

Завершением выполненных на первом этапе работ по скважинным данным, является подбор концептуальной седиментологической модели пласта Ю₁³. Целью выбора концептуальной модели является априорное представление об обстановках осадконакопления, характеристика распределения фаций в плане и определение наиболее перспективных для поиска, разведки и эксплуатации типов пород.

- В соответствии с палеогеографическими условиям формирования келловей-оксфордских отложений, приуроченность исследуемой территории к зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины предполагает наличие переходных обстановок пласта Ю₁³ на Моисеевской площади с последующей их сменой на мелководно-морскую седиментацию, по мере продвижения на запад к Двуреченской и Крапивинской площадям.

- согласно выполненной корреляции по пласту Ю₁³ на площади исследований наблюдается 2 принципиально разных типа строения пласта. На Моисеевской площади отмечается изменчивость пласта в плане и разрезе, на Двуреченской и Крапивинской площадях пласт охарактеризован равномерным распространением коллектора.

- по результатам электрофациального анализа для объекта исследований были выделены следующие седиментационные комплексы: *отложения дельтового комплекса, отложения аллювиальных фаций, отложения прибрежно-морского комплекса.*

- анализ кернового материала позволил определить следующие фациальные обстановки формирования пласта Ю₁³: *конус прорыва, лагуна, межрусловой марш,*

прирусловой вал, русло дельтового рукава, конусы выноса дельтовых рукавов, отложения прodelьты, нижний пляж барьерного побережья, надводные намывные валы, приморское болото.

- согласно результатам гранулометрических исследований, породы представлены мелководно-морскими и потоковыми отложениями.

В ходе исследования обнаружена тенденция смены субконтинентальных обстановок формирования пласта Ю₁³ – мелководно-морскими. Дельтовые отложения характеризуются переходными фациями, которые формируются на границе континентальной и морской обстановок седиментации. Опираясь на проведенные исследования, можно утверждать, что в восточной части территории осадки формировались в субконтинентальном режиме, в западной части осадконакопление проходило в режиме близком к мелководно-морскому. В хорошо изученных ископаемых дельтах и современных аналогах исследователи выделяют ряд палеогеографических зон, характеризующихся определенными условиями образования осадков [21; 34; 59; 61; 62].

Концептуальная седиментационная модель Моисеевского месторождения

В результате литолого-седиментологических исследований определена генетическая принадлежность пласта Ю₁³ на Моисеевском месторождении, согласно которым, пласт формировался в условиях субаэральной и субаквальной части дельтовой равнины со свойственными, для этой обстановки фациями: *русел дельтовых рукавов, конусов прорыва, прирусловых валов, межрусловых маршей.* На рисунке 24 представлено сходство разрезов дельтовой системы Холли-Спрингс с разрезами скважин Моисеевской площади. Скважины Моисеевская 4Р и Корсево-Мелимовская 1Р принципиально отличаются от соседних скважин по форме разреза и вскрыли увеличенную мощность коллектора 17,6 и 17,9 м, соответственно. По форме кривых альфа-ПС данные скважины вскрыли отложения дельтовых рукавов. Необходимо отметить, что кажущийся на первый взгляд выдержанный песчаный разрез скважины 4Р по альфа-ПС не является таковым, об этом свидетельствуют следующие факторы:

- наличие по разрезу прослоев внутриформационной гальки аргиллита, свидетельствующих об эрозионных процессах;

- наблюдаемые изменения на кривой гамма-каротажа, при практически вертикальной боковой линии кривой спонтанной поляризации. Необходимо отметить, что кривая гамма-каротажа чувствительна к изменению состава песчаников [30]. В скважине 4Р на кривой гамма каротажа наблюдается 4 разных уровня естественной радиоактивности, что может свидетельствовать об изменении минерального состава песчаников разных седиментационных циклов. В скважине Корсево-Мелимовская 1Р (К-М 1Р) при близкой по мощности коллектора к скважине Моисеевская 4Р также наблюдается дифференциация по кривым гамма каротажа и самопроизвольной поляризации (рисунок 22).

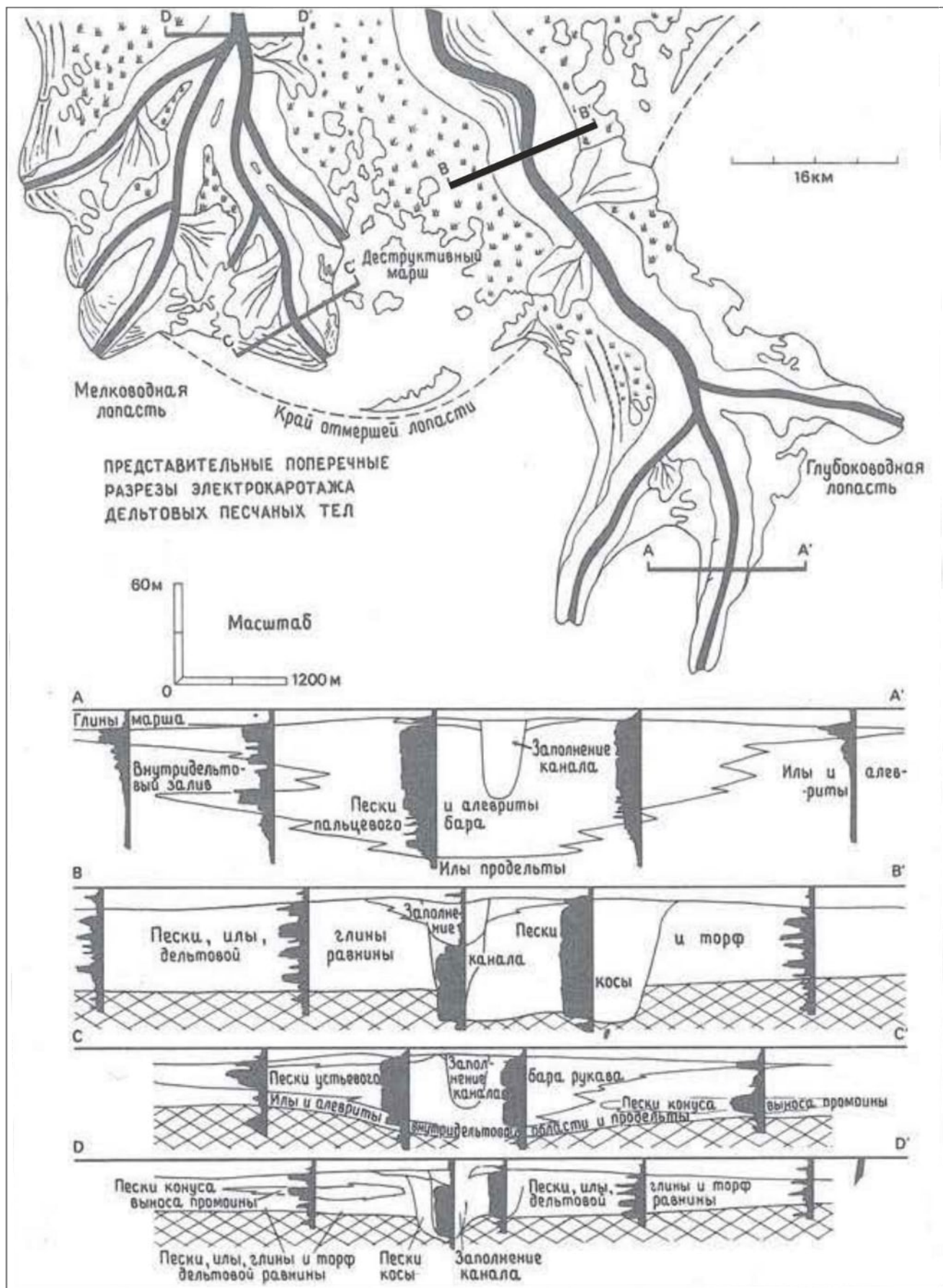
Результаты бурения эксплуатационных скважин вблизи скважины 4Р подтверждает предположение о том, что отложения дельтовых рукавов имеют в реальности сложное строение и относительно небольшие мощности, около 3-5 м, а разрез в скважине 4Р есть результат наложения песчаных линз разновременных дельтовых протоков друг на друга.

Известно, что заполнение долин подводящих дельтовых рукавов может носить в себе признаки аллювиальных потоков [43]. Учитывая неоднородность по разрезу в эксплуатационных скважинах, в качестве концептуальной модели заполнения долины подводящих каналов дельтовых рукавов, принята модель меандрирующей реки, для восточной части территории (рисунок 25). Возможно, что заполнение осадками проходило не по типичному сценарию заполнения меандрирующей рекой, а носило смешанный характер. Известны многие случаи изменения типа меандрирующей реки на фуркирующую (многорусловую), на сравнительно коротком расстоянии, вызываемые изменением угла падения. Длительные изменения скорости течения, а также изменения нагрузки реки (вызываемые, например, изменением климатических условий) могут приводить также к преобразованию реки из меандрирующей в многорусловую, и наоборот [24]. Знание условий осадконакопления и особенностей распределения осадков современных рек осно-

выводятся на результатах исследований, выполненных Маккавеевым Н.И., Усачевым В.Ф., Леопольдом и Вольманом, Дугласом, Оре, Мак-Ки, П. Ф. Вильямсом и Растом, Н. Д. Смитом, Е. Вильямсом, Растом и М. Д. Пикаром и Хаем др.

В разрезах аллювиальных отложений обычно многократно повторяются осадки различного гранулометрического состава. В этих отложениях очень часто имеются характерные последовательности, каждая из которых начинается со сравнительно обширной и резко выраженной эрозионной поверхности. Над ней залегают осадки с наиболее крупными в данном профиле фракциями, переходящие вверх по разрезу в более мелкозернистые осадки, которые в свою очередь «срезаны» следующей эрозионной поверхностью. В разрезе, сложенном из таких последовательностей (секвенций), отмечается, асимметричная цикличность, где каждая последовательность представляет собой простой фракционированный цикл (англ. — *fining-upwards cycle*) в которой диаметр зерен уменьшается снизу-вверх [24].

а)



б)

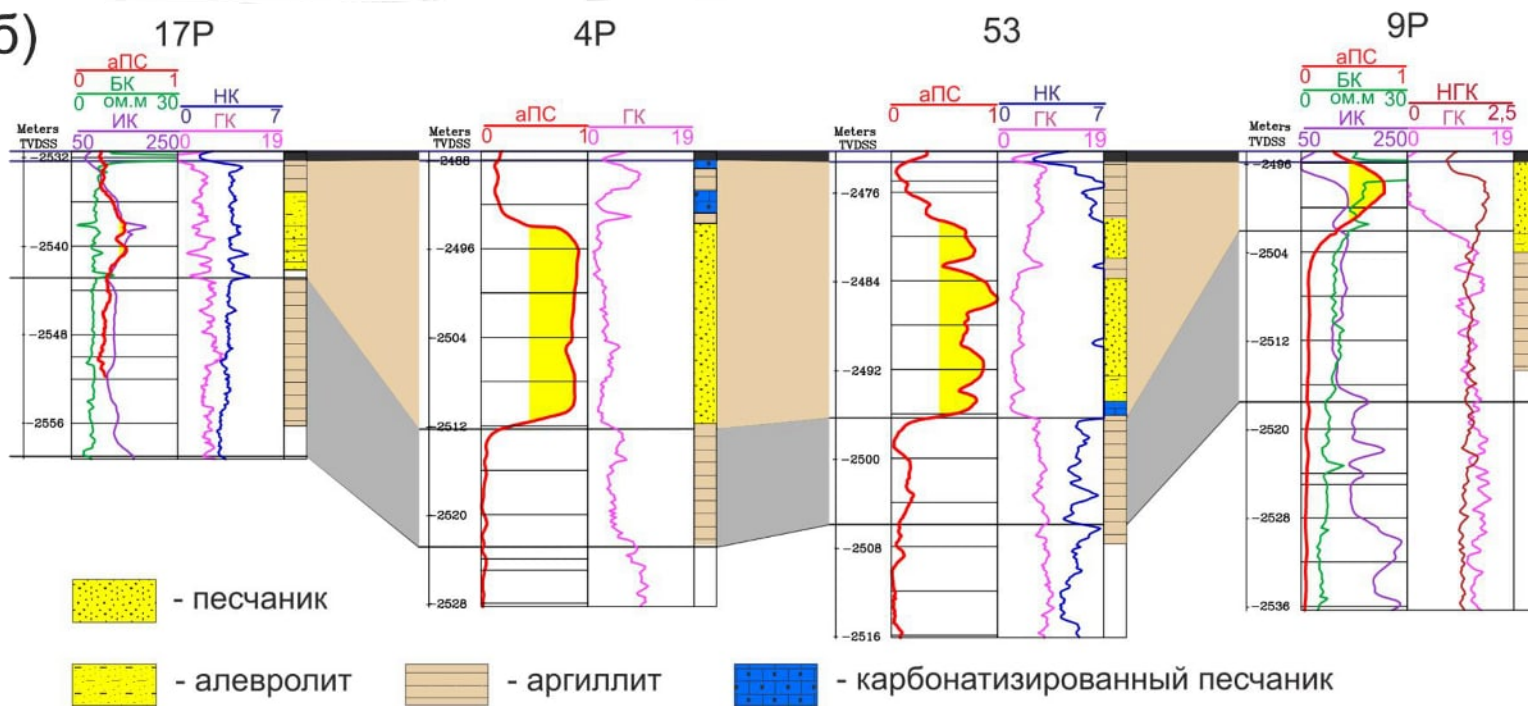


Рисунок 24 – а) Профили электрокаротажа дельтовых песчаных тел на примере третичной дельтовой системы Холли-Спрингс [Рединг Х.Г. «Обстановки осадконакопления и фации» т.1, стр.179] б) схема корреляции пласта Ю₁³ через скв. Моисеевские: 17Р, 4Р, 53, 15Р

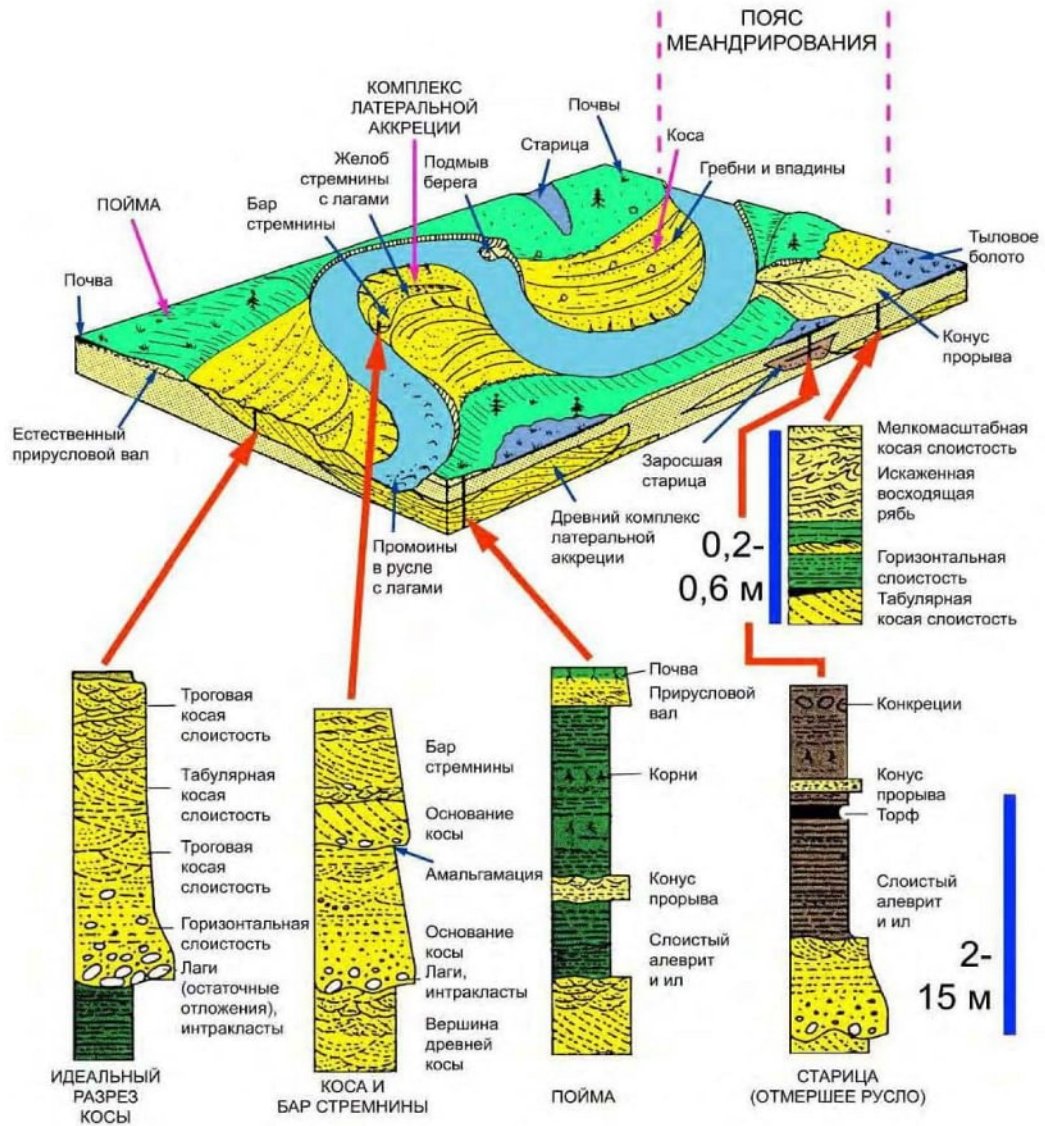
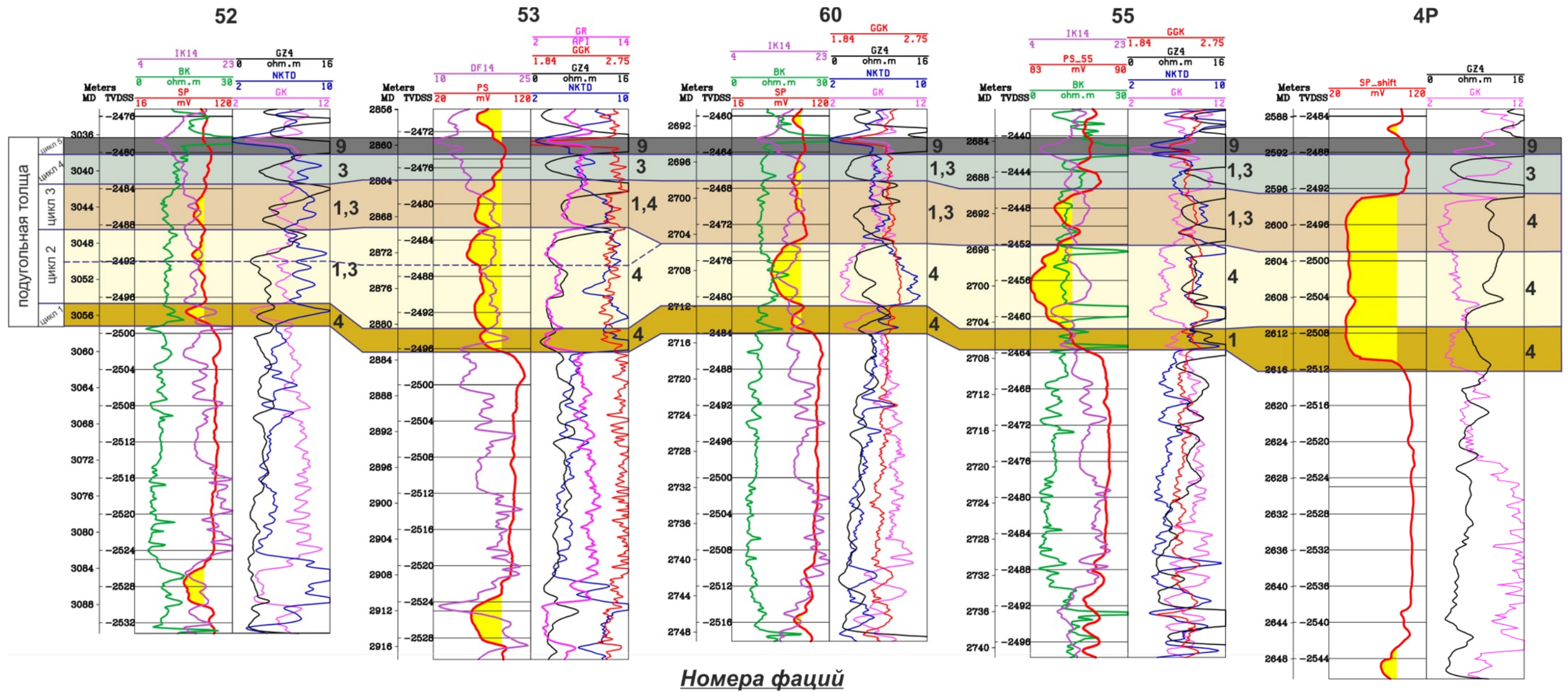


Рисунок 25 – Седиментационная модель и типичные разрезы реки с меандрирующим руслом (Einsele, 2000, с изменениями)

Типичным примером такой последовательности может служить разрез по скважине 53, где по гамма-каротажу наблюдаются несколько циклов седиментации (рисунок 26). Согласно исследованиям, общей особенностью описываемых аллювиальных отложений является выклинивание отдельных групп слоев с одинаковыми признаками на сравнительно небольшом расстоянии. Эрозионные поверхности многочисленны, но их латеральное проявление незначительно. В вертикальном разрезе они много раз повторяются, причем максимальные интервалы достигают лишь нескольких метров. В пачках разделенных ими осадков диаметры зерен преимущественно уменьшаются кверху, но иногда наблюдается и обратное явление.



1 - конус прорыва; 3 - межрусловой марш; 4 - русло дельтового рукава; 9 - приморское болото

Рисунок 26 – Палеосхема корреляции на Моисеевской площади через разведочные и эксплуатационные скважины

В результате проведённого фациального анализа керн в скважинах 17Р и 55 Моисеевской площади, определены обстановки осадконакопления для пласта Ю₁³. Их последовательность диагностируется как осадки проградирующей дельты, возможно, при ступенчатом понижении уровня моря. На основе выделенных обстановок для данного пласта предлагается использовать концептуальную седиментологическую модель дельты флювиального типа [8]. Согласно этой модели, в скв. Моисеевская-17Р вскрыты межрусловые пространства дельтовой равнины, не обладающие хорошими коллекторскими свойствами. Однако, перспективные участки могут быть встречены в непосредственной близости от данной скважины, что и подтверждается анализом данных в соседних скважинах, например, скважине 4Р. В скважине 55 по результатам исследования керн были определены обстановки осадконакопления, связанные с отложениями дельтовых рукавов и межрусловых отложений дельтовой равнины. Не смотря на увеличенные мощности пласта, связанные с фациями дельтовых рукавов, эти отложения характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость составляет первые мДарси. Строение наиболее перспективных отложений дельтовых рукавов, представляет собой совокупность разрозненных, гидродинамически несвязанных песчаных линз, на некоторых участках наложенных друг на друга, как в скважинах 4Р и 53. Помимо латеральных и горизонтальных неоднородностей, ситуация осложняется низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В отличие от классического варианта ловушки с одним горизонтальным ВНК, по разрезу будут встречаться разрозненные пропластки с локальным нефтенасыщением коллектора.

Концептуальная седиментационная модель восточной части Двуреченского и северо-восточной части Крапивинского месторождений

Согласно результатам литолого-седиментологического анализа, породы пласта Ю₁³ на Двуреченской, Крапивинской и Северо-Мелимовской площади были сформированы в условиях авандельты и мелководно-морской обстановки осадконакопления. На рисунке 27 представлена схема корреляции по скважинам.

По керну были определены следующие фации: *отложения продельты, конусы выноса дельтовых рукавов, песчаные бары нижнего пляжа, надводные намывные валы, приморское болото.*

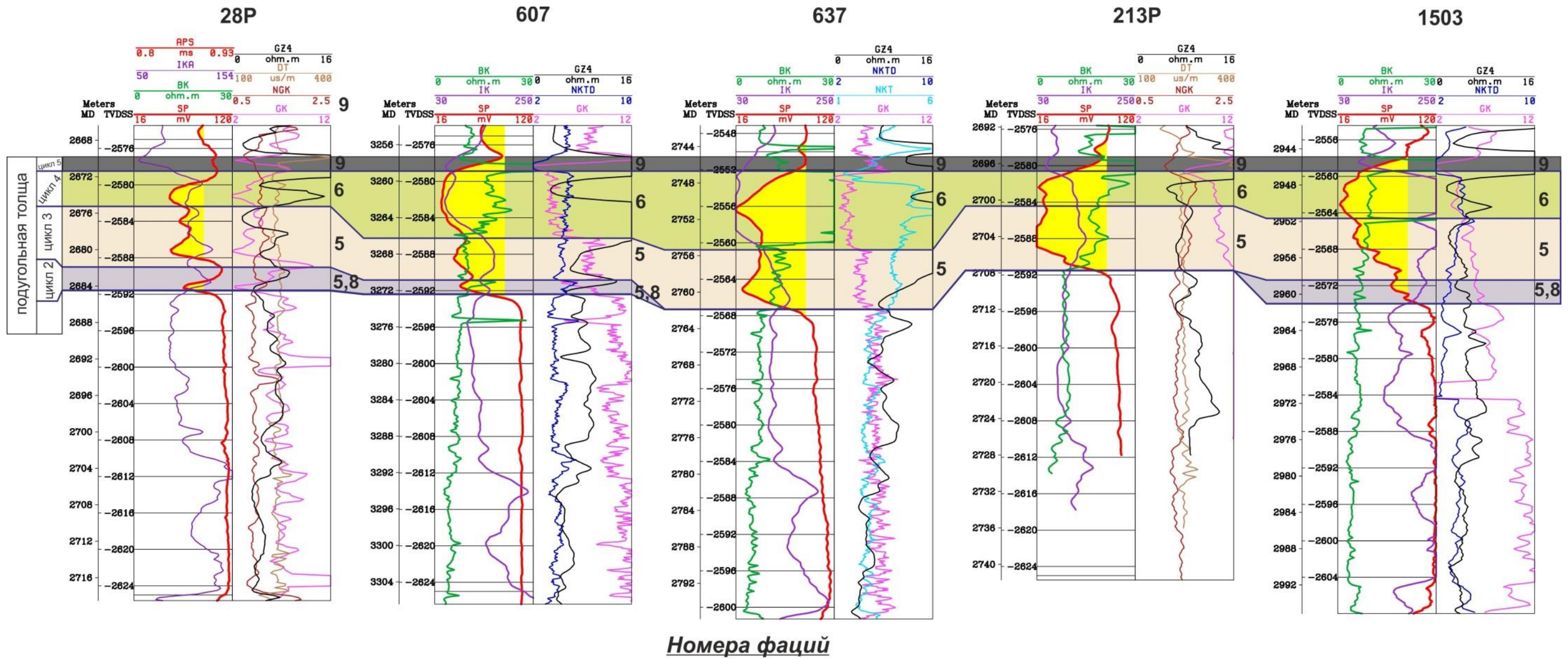
Текстурно-структурные особенности пород свидетельствуют о том, что породы формировались, в период регрессии бассейна: *выноса песчаного материала дельтовыми рукавами с последующей волновой переработкой материала в условиях барьерного побережья* (рисунок 28). Пласт Ю₁³ на Двуреченском месторождении представляет собой типичный регрессионный разрез с характерным увеличением зернистости песчаников от подошвы к кровле. По мере отступления моря в разрезах скважин четко прослеживается смена от морских песчаников до песчаников с многочисленными остатками корневой системы. Выше по разрезу песчаники перекрываются углем, который сформировался в условиях *прибрежно-континентального комплекса (приморское болото)*. В это время регрессия достигла своего максимума.

В целом в западной части площади пласт Ю₁³ выдержан по латерали и коллектор вскрыт во всех скважинах. Тем не менее, следует отметить некоторые особенности коллекторов, которые требуют следующих уточнений:

- расположение в плане высокопроницаемой пачки пласта Ю₁³ с целью проектирования эксплуатационного бурения.

- картирование зоны перехода емких коллекторов пласта Ю₁³ Крапивинско-Двуреченской зоны к коллекторам с худшими фильтрационно-емкостными свойствами Моисеевского месторождения с целью проектирования разведочного бурения на западном склоне Моисеевского куполовидного поднятия.

Концептуальная седиментологическая модель на рисунке 28 представлена в статичном варианте. Динамичный вариант седиментационной модели предполагает смену рассматриваемых фациальных обстановок во времени в процессе регрессии морского бассейна. Детальное фациальное расчленение представлено в разделах 2.3, 2.6.



5 - конус выноса дельтовых рукавов; 6 - бары нижнего пляжа; 8 - продельта; 9 - приморское болото

Рисунок 27 – Палеосхема корреляции на Северо-Мелимовской, Двуреченской и Крапивинской площадях через разведочные и эксплуатационные скважины

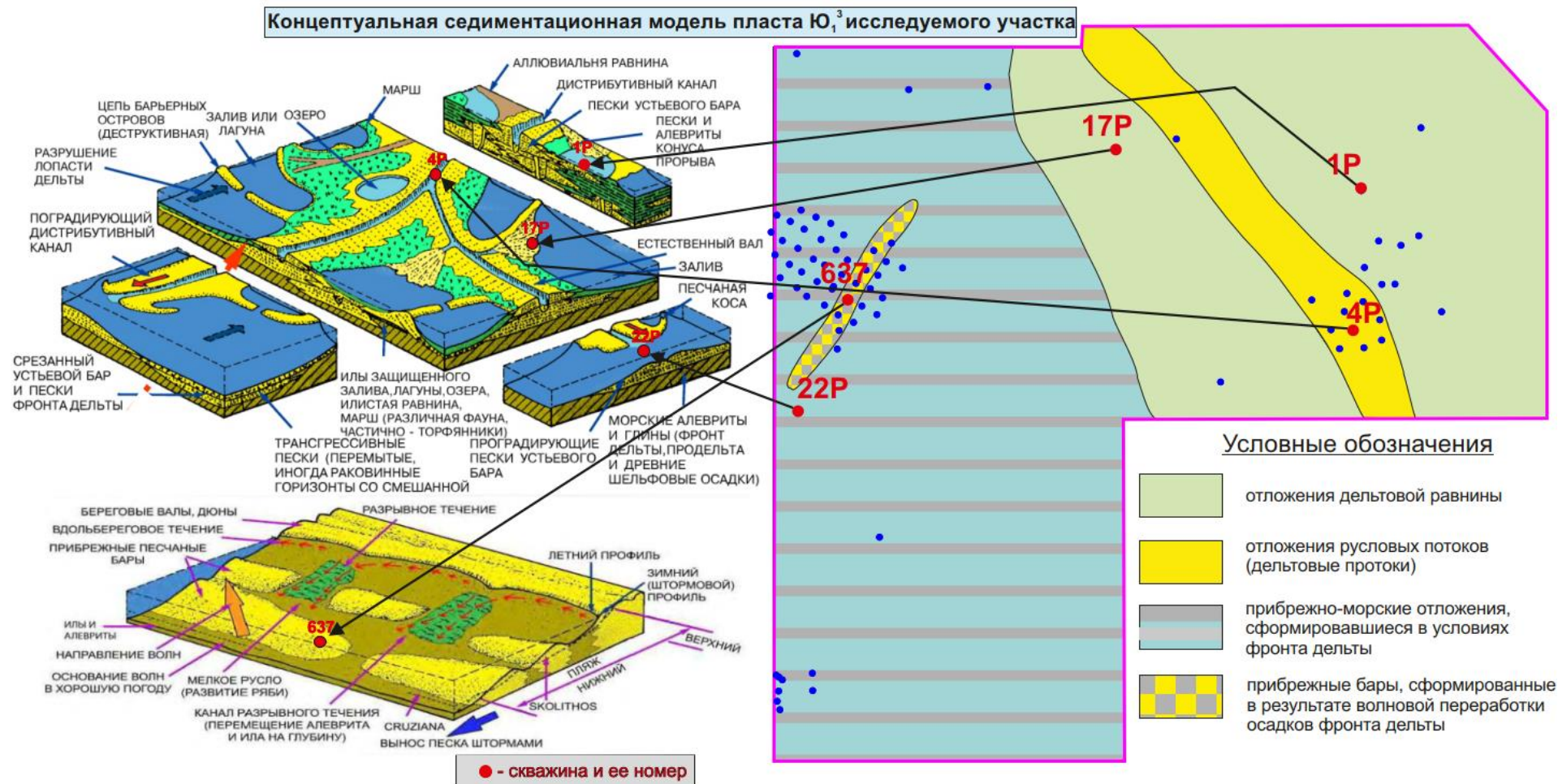


Рисунок 28 – Концептуальная модель исследуемого участка, составленная автором с учетом седиментационной модели Einsele, 2000 г [63]

На рисунке 29 представлена обобщенная концептуальная модель участка исследований. На данной схеме показано, как могут быть связаны латерально близкие фации дельты и фации мелководно-морского комплекса.

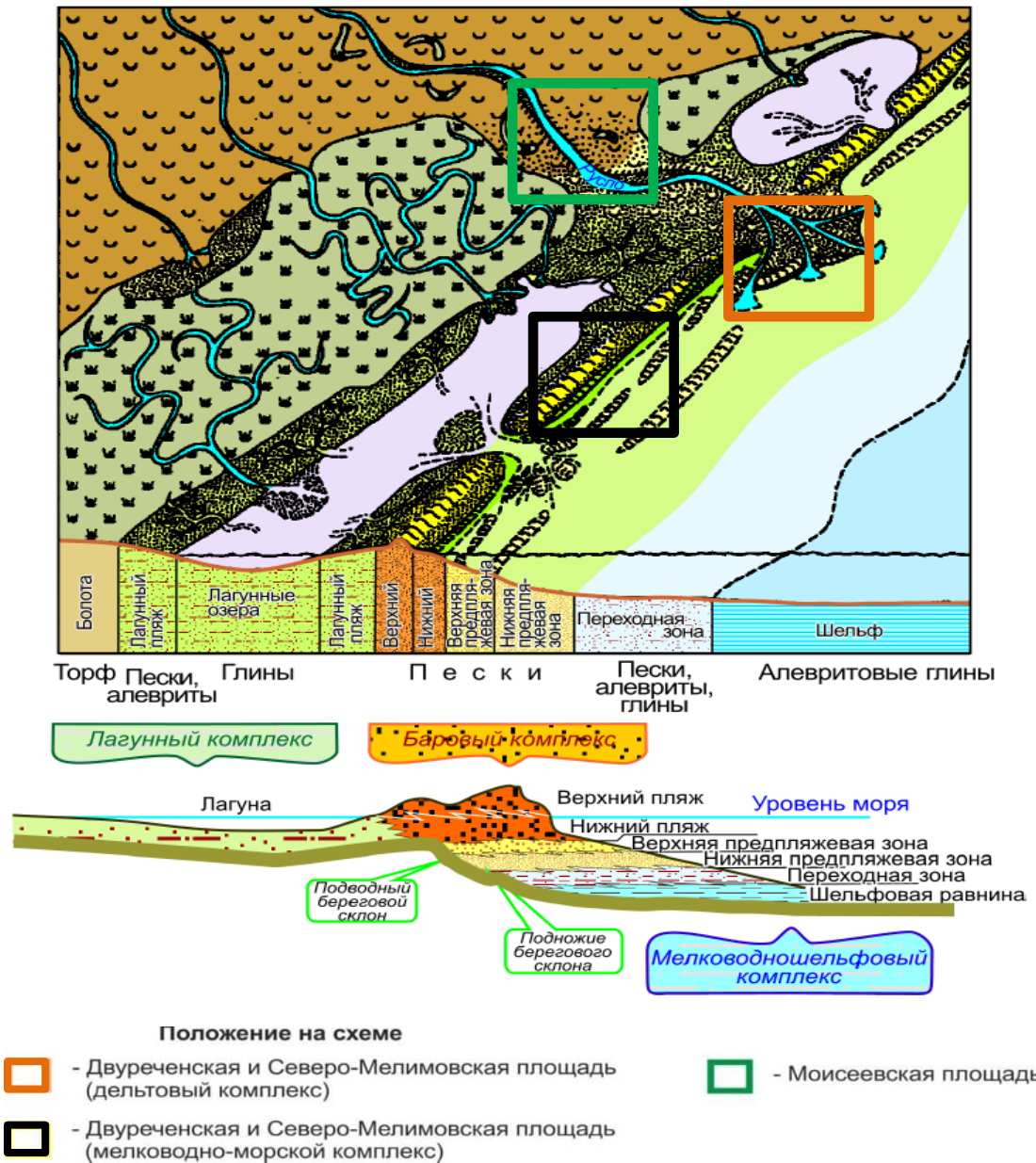


Рисунок 29 – Реконструкция прибрежных геоморфологических структур, иллюстрирующая обстановки осадконакопления. Рейнек, Сингх, 1977, с добавлениями и изменениями [31]

Выводы: На Моисеевской площади основные перспективы поиска новых залежей углеводородов связаны с песчаниками пласта Ю₁³, сформированными в условиях дельтовых рукавов. На Двуреченской, Северо-Мелимовской и Крапивинской площадях пласт Ю₁³ формировался в условиях регрессии морского бассейна, что обусловило его латеральную выдержанность.

Глава 3

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Одной из основных задач сейсморазведки в последнее время является прогнозирование коллекторских свойств в межскважинном пространстве, выявление различного рода границ ограничения (выклинивания, замещения и др.) нефтеперспективных объектов и построение корректной геологической модели пластов. Распределение коллекторских свойств, как правило, связано с условиями седиментации конкретного пласта. Одновременно с этим качество интерпретации материалов сейсморазведки в значительной степени зависит от уровня помех, т.е. насколько сейсмический сигнал является действительно отражением от реальных границ. Отсюда следует важность высокого качества, как первичной сейсмической записи, так и результатов ее обработки [55]. В рассматриваемой работе используются материалы сейсморазведочных работ МОГТ 3D выполненных в 2 полевых сезона. Первый объем сейсморазведочных данных площадью 200 км² был выполнен в 2010-2011 по схеме наблюдения ЛВ×ЛП / 400×300 м, второй объем данных площадью 150 км² был выполнен в 2014-2015 по схеме наблюдения ЛВ×ЛП / 300×300 м. В первом случае номинальная кратность составила 26, во втором – 56.

При интерпретации данных сейсморазведки 3D использовался сейсмофациальный и динамический анализы.

3.1. Предпосылки обнаружения геологических особенностей пласта Ю₁³ в волновом сейсмическом поле

Знание скорости распространения волн в осадочной среде необходимо для установления литологического состава горных пород. Исследование упругих характеристик осадочных горных пород рассмотрено в работах [1; 64; 67; 75 и др.].

В настоящей работе, на первом этапе были проанализированы результаты исследования скоростных характеристик на образцах керна. Поскольку, при лабораторных исследованиях образцов были выполнены измерения продольной ско-

рости в барических условиях вкратно меньшем объеме, чем измерения в нормальных условиях, было принято решение привести результаты исследований в нормальных условиях к пластовым, с помощью зависимости 1 (рисунок 30):

$$Vp = \frac{(Vp' + 3574.7)}{1.6531} \quad (1)$$

где: Vp – расчетная скорость продольной волны в пластовых условиях

Vp' – скорость продольной волны в нормальных условиях

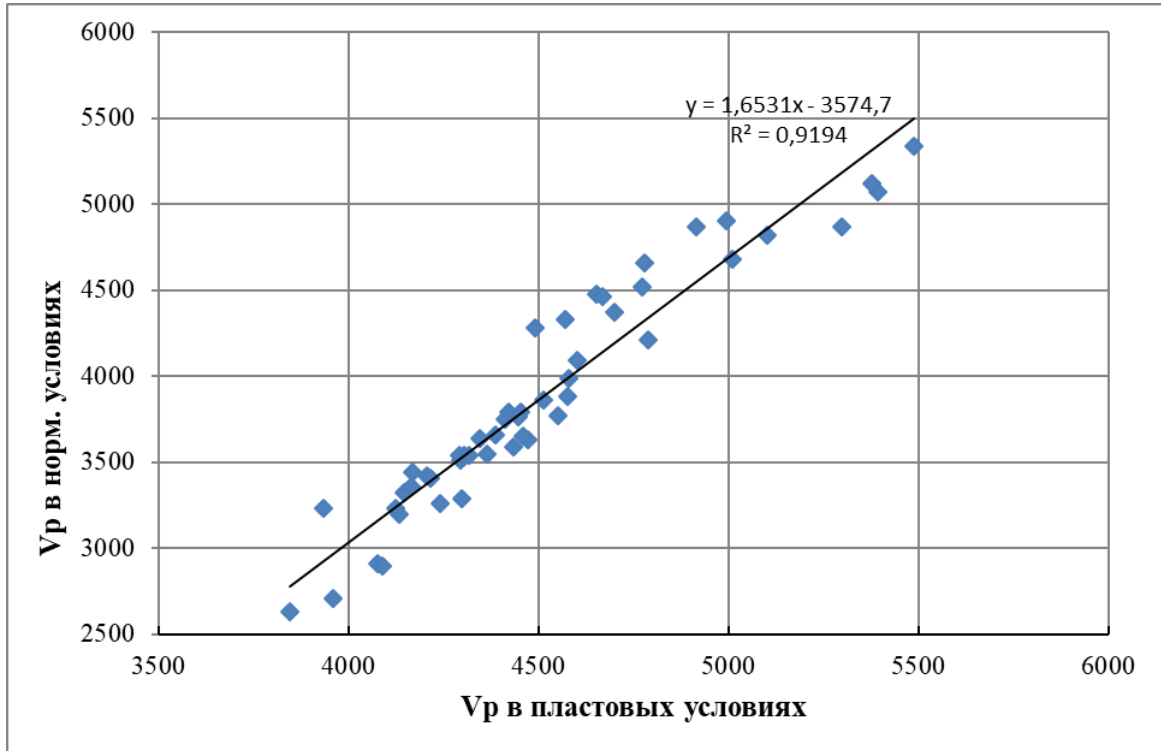


Рисунок 30 – Зависимость скорости продольной волны в нормальных условиях от скорости продольной волны пластовых условиях для горизонта Ю₁ (пласты Ю₁³ и Ю₁²), скважины 637, 589, 521, 55,25 (по керну)

Также были рассмотрены зависимости акустического импеданса и коэффициента пористости по образцам, отобранным в интервале горизонта Ю₁ (рисунок 31) и пласта Ю₁³ (рисунок 32). Образцы с Моисеевского месторождения в обоих случаях характеризуются повышенным акустическим импедансом.

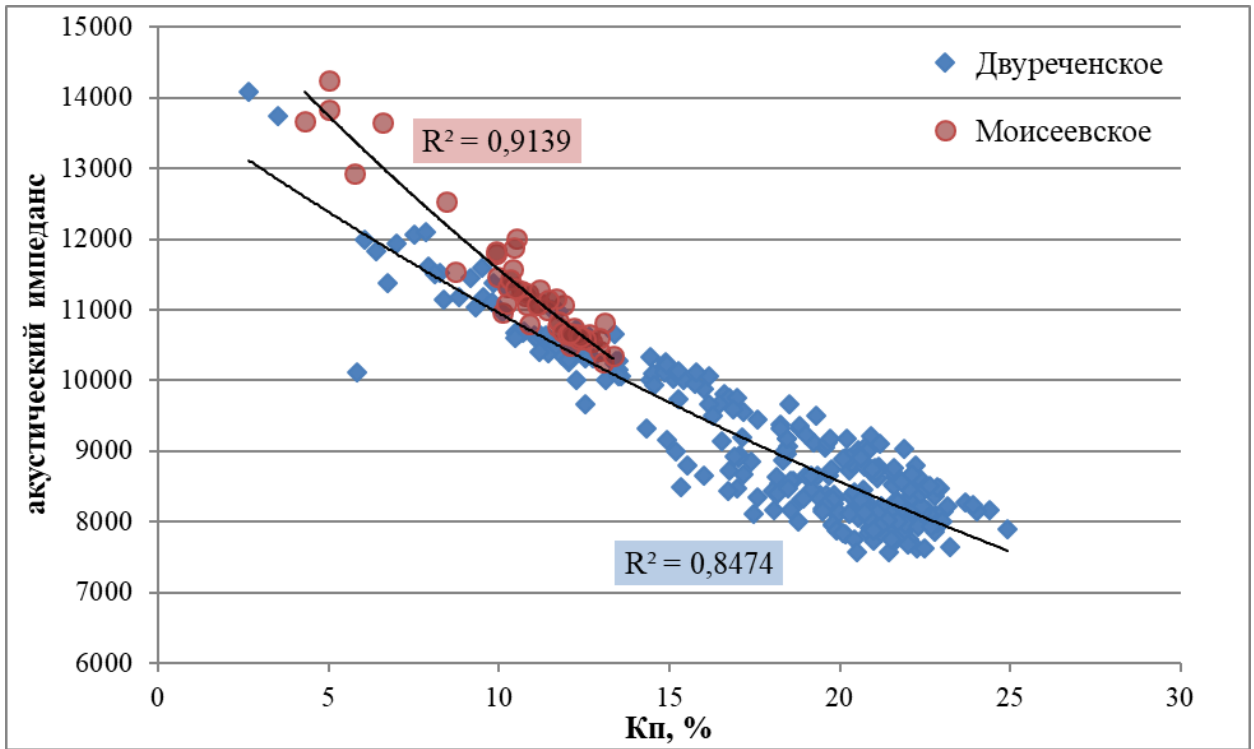


Рисунок 31 – Зависимость коэффициента пористости от акустического импеданса для горизонта Ю₁ (пласты Ю₁³ и Ю₁²), скважины 637, 589, 521, 55,25 (по керну)

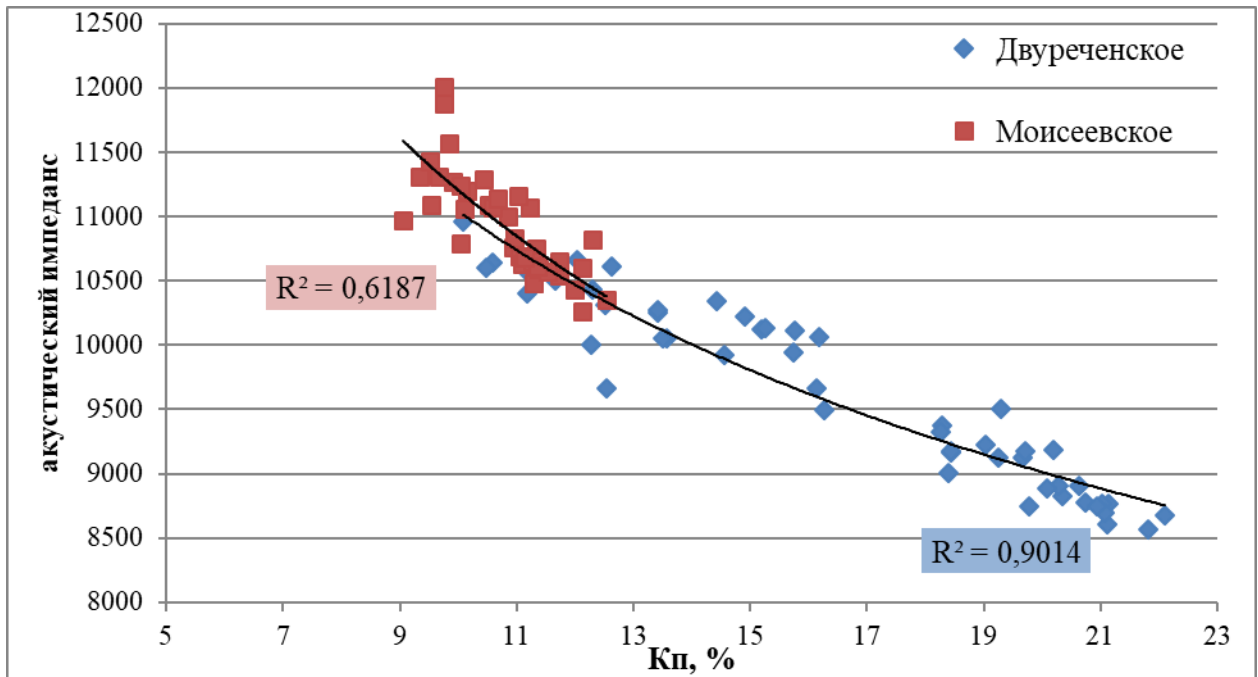


Рисунок 32 – Зависимость акустического импеданса от коэффициента пористости для пласта Ю₁³, скважины 637, 589, 17, 25(по керну)

Необходимо отметить выделение в поле акустического импеданса высокопроницаемой верхней пачки пласта Ю₁³ вскрытой в скважине 637, которая имеет

повышенные значения пористости и проницаемости и пониженные значения акустического импеданса. Согласно концептуальной модели это баровые отложения, сформированные в условиях нижнего пляжа и слагающие верхнюю часть пласта. Нижняя часть пласта представлена менее проницаемыми породами в скважинах 637 и 589. На рисунке 33 эти породы составляют единый тренд с высокопроницаемыми породами, но характеризуются повышенным акустическим импедансом. Данные отложения формировались в условиях конусов выноса дельтовых рукавов.

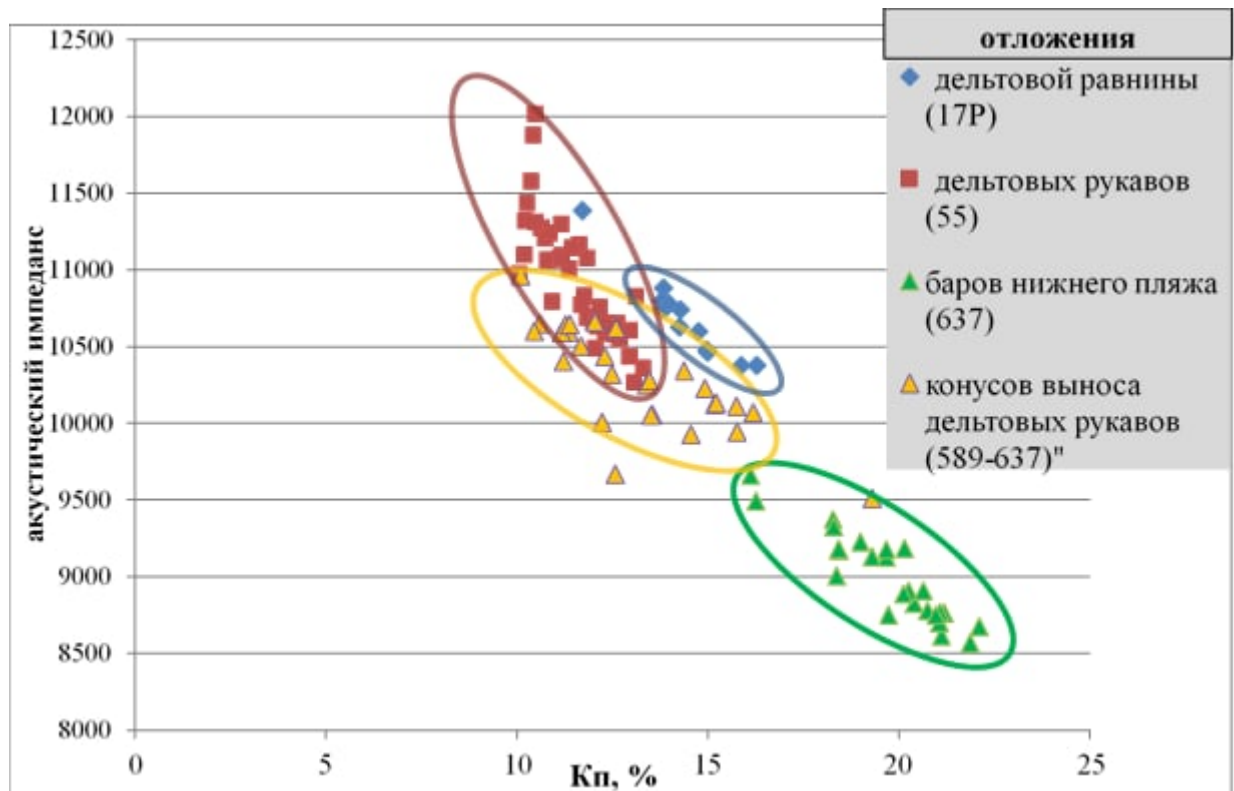


Рисунок 33 – Зависимость акустического импеданса от коэффициента пористости для разных обстановок осадконакопления песчаников пласта Ю₁³ (скважины 637, 589, 17, 25. по керну)

Породы пласта Ю₁³ в Моисеевских скважинах 55 и 17P имеют другой угол наклона тренда и отличаются еще более повышенными значениями импеданса. Это вероятно связано с увеличением карбонатной составляющей в песчаниках Моисеевских скважин (рисунок 34). Как уже не раз отмечалось, породы пласта Ю₁³ в скважинах Моисеевского и восточной части Двуреченского месторождений формировались в различных обстановках седиментации. В скважине 55 породы были сформированы в условиях дельтовых рукавов. Расположение песчаного

тренда пласта Ю₁³ в скважине 17Р между трендами скважины 55 и 589, 637 можно объяснить тем, что согласно седиментационному анализу породы в скважине 17Р формировались в чередующихся фациальных обстановках. Начальные условия лагуны, а затем межруслового марша, в дальнейшем периодически сменялись песчаными отложениями конусов прорыва, что свидетельствует о близости дельтового рукава. Обстановки седиментации в скважине 17Р являются переходными от обстановок конусов выноса дельтовых рукавов и нижнего пляжа, к обстановкам дельтовых рукавов Моисеевской площади.

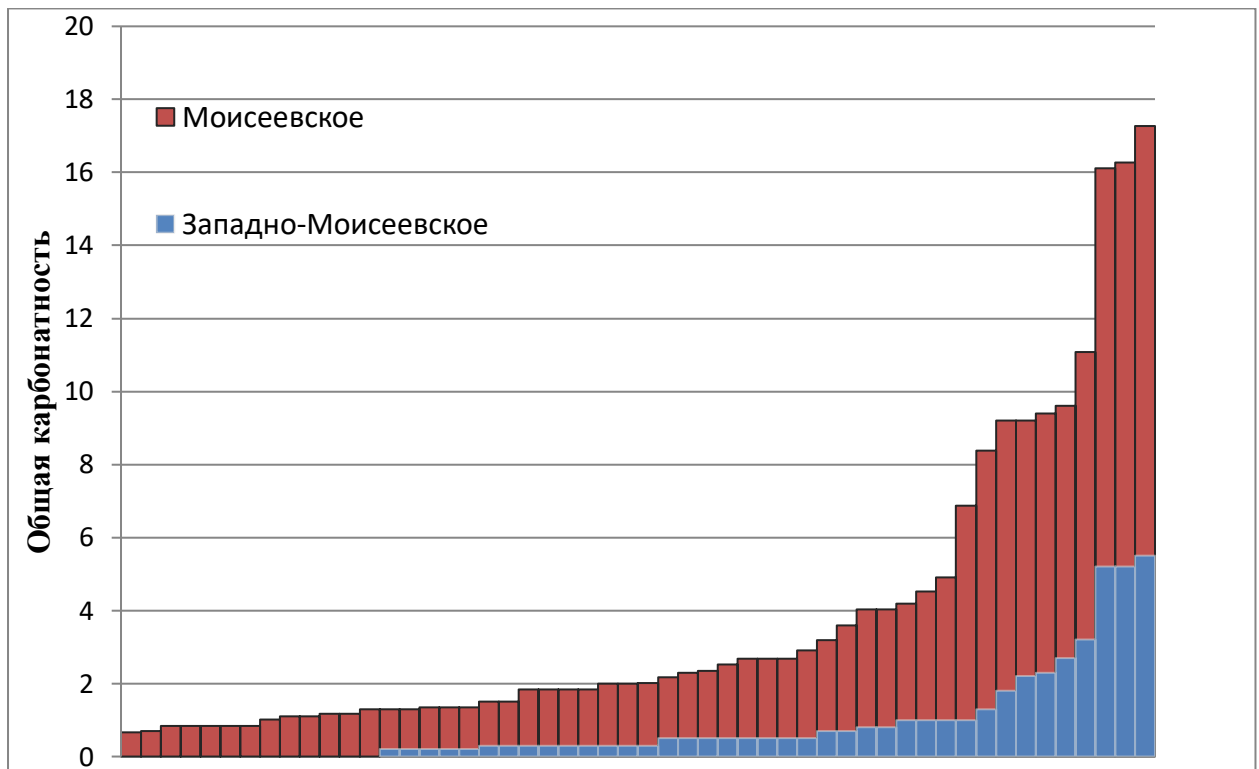


Рисунок 34 – Значения общей карбонатности в песчаниках пласта Ю₁³, для скважин Моисеевского и Двуреченского месторождений (по керну)

Кроме анализа скоростных и плотностных характеристик пород по результатам лабораторных исследований, проведен анализ диапазона изменения пластовых скоростей для верхнеюрских отложений по данным акустического каротажа и выделены наиболее вероятные скоростные характеристики для пород различного литологического состава (рисунок 35). Наибольшим акустическим контрастом обладают низкоскоростные аргиллиты баженовской свиты и угли, а также карбонатизированные песчаники васюганской свиты в которых скорости увели-

чиваются. Стоит отметить, что в уплотненных песчаниках скорость напрямую зависит от степени карбонатизации, так в некоторых пропластках скорость достигает 5500 м/с и выше. На графике видно, что практически нет различия в скорости пробега волны по песчано-алевритовым и глинистым породам. Данный факт представляет серьезную проблему при количественном прогнозировании коллекторов горизонта Ю₁ с помощью данных сейсморазведки.

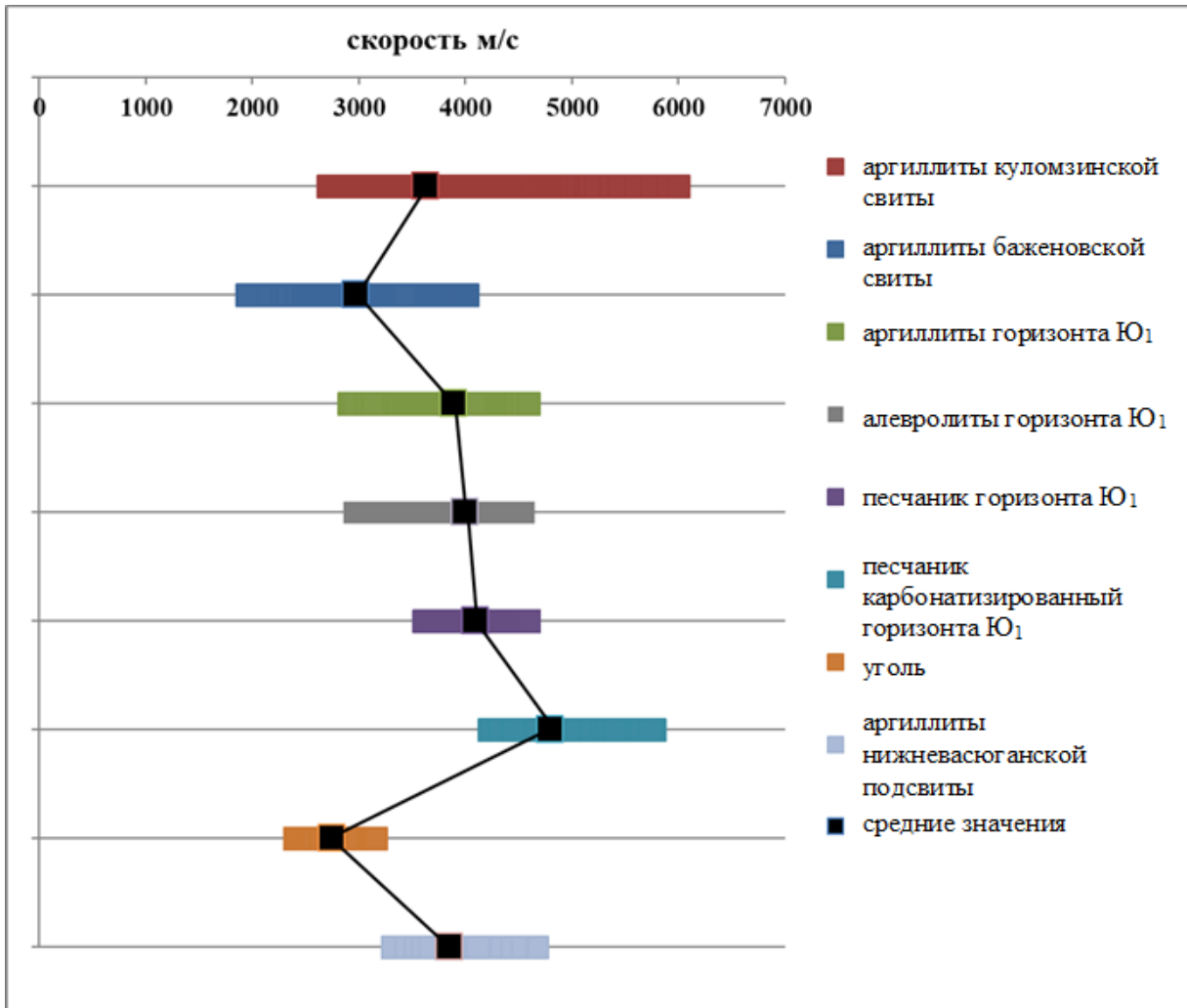


Рисунок 35 – Распределение пластовых скоростей в отложениях верхней юры, нижнего мела по данным акустического каротажа

В результате проведенного анализа керна пород различного литологического состава и обобщённых скоростных характеристик пород юрского и нижнемелового разреза по данным акустического каротажа, составлена таблица значений пластовых скоростей наиболее распространённых литологических разновидностей, участвующих при построении двумерных сейсмогеологических моделей верхнеюрского разреза (таблица 1).

Таблица 1 – Значения пластовых скоростей пород, участвующих в построении моделей верхнеюрского разреза

Литологическая характеристика породы		скорость (м/сек)
1	породы куломзинской свиты	3600
2	битуминозный аргиллит баженовской свиты	2970
3	аргиллиты горизонта Ю ₁	3900
4	алевролиты горизонта Ю ₁	4000
5	песчаник горизонта Ю ₁	4100
6	песчаник карбонатизированный горизонта Ю ₁	4800
7	уголь	2750
8	аргиллиты нижневасюганской подсвиты	3850

Двухмерное сейсмогеологическое моделирование направлено на анализ характера изменения сейсмической записи, при изменении литологической неоднородности выделяемых стратиграфических толщ верхнеюрского разреза (баженовская, георгиевская, *васюганская* свиты). Использование результатов сейсмомоделирования может значительно повысить надежность выявления и картирования по сейсмическим данным нефтегазоперспективных объектов [38]. Моделирование проводилось с целью выявления влияния тех или иных особенностей литологии песчаного пласта Ю₁³ на волновой пакет Па. Региональный сейсмический репер Па стратиграфически приурочен к подошве баженовской свиты. Граница между низкоскоростными битуминозными аргиллитами баженовской свиты и песчано-глинистыми породами васюганской и георгиевской свит, является акустически контрастной и однозначно определяется в волновом сейсмическом поле. Отсутствие в составе васюганской свиты акустически контрастных пород с толщиной или разницей скоростей, достаточной для формирования самостоятельного отражения в области «сейсмической тени» от отражающего горизонта Па, накладывает определенные трудности при интерпретации внутренних геологических границ свиты. Исключение составляет угольный пласт У₁.

Необходимым условием для качественного двухмерного сейсмогеологического моделирования является подбор модельного элементарного импульса (Берлаги или Рикера), параметры которого могли бы соответствовать или быть близкими импульсу, выделенному из реального временного разреза. Для этого на

участках временных разрезов, где расположены скважины 22Р, 21Р, 25Р, 6Р, 4Р, 9Р, извлекались импульсы во временном окне анализируемого интервала, и оценивалась их частотная характеристика.

Сравнение модельного и реальных импульсов представлено на рисунке 36. Отмечается различие в форме реальных импульсов для Двуреченских, Мелимовской и Моисеевских скважин. Это связано с тем, что скважины расположены на разных 3D сейсмических кубах, процедуры обработки которых отличались.

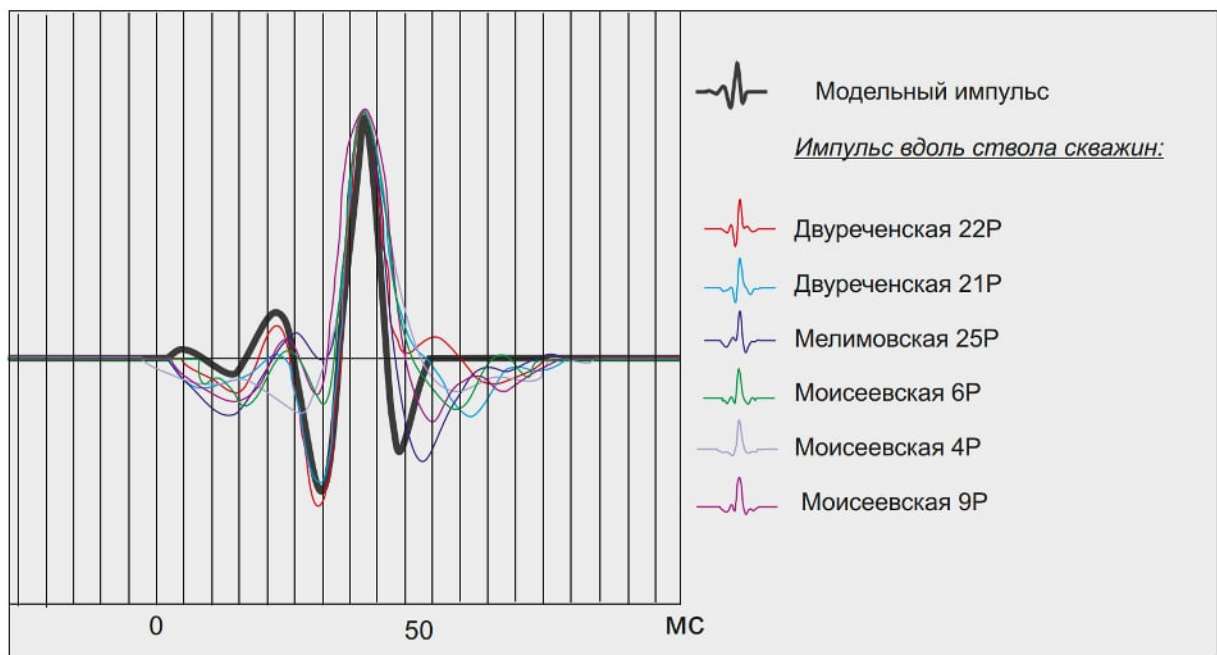


Рисунок 36 - Сравнение модельного и реальных импульсов


Для каждой скважины, участвующей в двумерном сейсмическом моделировании с учетом литологического расчленения по данным ГИС, были составлены прогнозные скоростные модели, для горизонта Ю₁ (таблица 2).

На построенном синтетическом сейсмическом разрезе через скважины 21Р-22Р-25Р-6Р-4Р-9Р, можно выделить следующие сейсмические реперы и их стратиграфические аналоги: Па – подошва баженовской свиты, У₁ – угольный пласт васюганской свиты, У₂ – угли верхней части тюменской свиты (рисунок 37). В интервале между сейсмическими реперами У₁ и У₂ можно обнаружить появление дополнительной фазы. Положительный экстремум связан с перепадом скоростей на границе песчаных пород подугольной толщи (пласт Ю₁³) и алевролитоглинистых пород нижневасюганской подсвиты.


Таблица 2 – Скоростная характеристика верхнеюрского разреза

22P		свита, пачка	21P		25P		свита, пачка	6P		4P		свита, пачка	9P				
толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек		толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек	толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек		толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек	толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек		толщина пласта, м	пл. скорость, тыс м/сек			
40,0	3,6	кулом	40,0	3,6	40,0	3,6	кулом	40,0	3,6	40,0	3,6	кулом	40,0	3,6			
5,0	3,6		5,0	3,6	5,0	3,6		5,0	3,6	5,0	3,6		5,0	3,6			
5,0	3,6		5,0	3,6	5,0	3,6		5,0	3,6	5,0	3,6		5,0	3,6			
2,0	3,0	бажен	2,0	3,0	2,0	3,0	бажен	3,0	3,0	2,0	3,0	бажен	2,0	3,0			
2,0	3,0		1,0	4,8	2,0	3,0		4,0	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0	
2,0	3,0		3,0	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0	
2,8	3,0		2,5	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0	
0,7	4,8		2,0	4,8	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0		2,0	3,0	2,0	3,0	
4,5	3,0		3,5	3,0	4,0	3,0		1,0	3,0	4,0	3,0		1,0	3,0	4,0	3,0	
1,2	3,9		геор	1,8	3,9	1,8		3,9	геор	1,5	3,9		1,5	3,9	геор	1,2	3,9
1,0	3,9	надугольная, межугольная пачка	2,0	3,9	0,7	4,8	надугольная, межугольная пачка	2,2	4,1	2,0	3,9	надугольная, межугольная пачка	2,0	3,9			
1,5	3,9		2,0	3,9	2,0	4,0		1,0	4,8	1,7	3,9		2,3	3,9			
0,6	4,1		2,0	3,9	2,0	4,0		3,0	4,1	1,0	4,8		0,6	4,8			
2,0	3,9		2,0	3,9	1,0	4,0		1,2	3,9	1,5	4,8		0,6	3,9			
2,0	3,9		2,0	3,9	0,8	4,0		1,6	4,0	0,5	4,8		0,8	4,8			
1,0	3,9		1,0	3,9	0,7	4,8		1,0	2,8	1,0	3,9		1,0	3,9			
1,0	3,9		1,0	3,9	0,7	2,8		1,8	3,9	1,0	3,9		1,0	3,9			
1,0	3,9		1,0	3,9	1,2	3,9		0,7	4,0	1,0	3,9		1,0	3,9			
1,0	3,9		1,0	3,9	1,0	4,8		0,9	4,8	0,3	3,9		1,0	3,9			
1,0	3,9		2,0	3,9	2,3	3,9		1,0	3,9	1,0	4,0		1,0	3,9			
1,2	2,8		У1	1,6	2,8	1,0		2,8	У1	1,5	2,8		1,2	2,8	У1	1,0	2,8
1,2	4,1		подугольная пачка	1,0	4,1	1,0		3,9	подугольная пачка	1,0	3,9		5,3	3,9	подугольная пачка	0,5	4,1
1,5	4,1			1,0	4,1	1,0		3,9		1,5	4,1		1,0	4,1		0,5	4,1
1,0	3,9	1,0		4,1	1,0	3,9	0,5	3,9		1,0	4,1	0,5	4,1				
1,4	4,1	1,5		4,1	1,0	3,9	1,1	4,0		1,0	4,1	0,5	4,1				
0,3	4,0	1,0		4,1	1,0	3,9	0,7	4,8		1,0	4,1	0,5	4,1				
0,7	4,1	1,0		4,1	1,0	3,9	1,0	4,1		2,0	4,1	0,5	4,1				
0,5	3,9	1,0		4,1	1,3	4,1	1,7	4,1		2,0	4,1	0,5	4,1				
0,3	4,0	1,0		3,9	1,2	3,9	5,0	3,85		2,0	4,1	0,5	4,1				
1,2	3,9	0,5		3,9	2,7	4,1	5,0	3,85		2,0	4,1	0,5	4,1				
0,7	4,1	1,4		4,1	1,2	3,85	10,0	3,85		5,5	4,1	0,5	4,1				
20	3,85	нижневас юг.подев.		20	3,85	20	3,85	нижневас юг.подев.		10,0	3,85	15	3,85	нижневас юг.подев.		30	3,85
20	3,85	У2		15	3,85	15	3,85	У2		10,0	3,85	10	3,85	У2		15	3,85
2,0	2,8	томен.св.		2,0	2,8	2,0	2,8	томен.св.		2,0	2,8	2,0	2,8	томен.св.		2,0	2,8
10	3,85		10	3,85	10	3,85		10,0	3,9	10	3,85		10	3,85			

 - аргиллиты куломзинской свиты

 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты

 - уплотненные карбонатизированные пропластки

 - аргиллиты георгиевской свиты

 - аргиллиты васюганской свиты

 - алевролиты васюганской свиты

 - песчаники васюганской свиты

 - уголь

На модельном сейсмическом разрезе можно выделить 4 типа рисунка волнового поля.

Первый тип рисунка характерен для западной части территории. В качестве факторов осложняющих сейсмическую запись, здесь могут выступать высокоскоростные карбонатизированные прослои в толще аргиллитов баженовской свиты. На рисунке 37а можно наблюдать раздвоение верхней положительной фазы и уменьшение амплитуды отрицательной фазы ниже регионального репера Па. Для определения влияния плотных прослоев на область интереса, связанную с интервалом между реперами У₁ и У₂, прослои были исключены из модели (рисунок 37б). Ниже репера У₁ характер записи не изменился. Появление дополнительного поло-

жительного экстремума в интервале $У_1$ - $У_2$ связано с перепадом скоростей на границе песчаных пород подугольной толщи (пласт $Ю_1^3$) и алевролито-глинистых пород нижневасюганской подсвиты. Этот тип волнового поля соответствует 4 и 5 типам разреза, выделенным в результате электрофациального анализа.

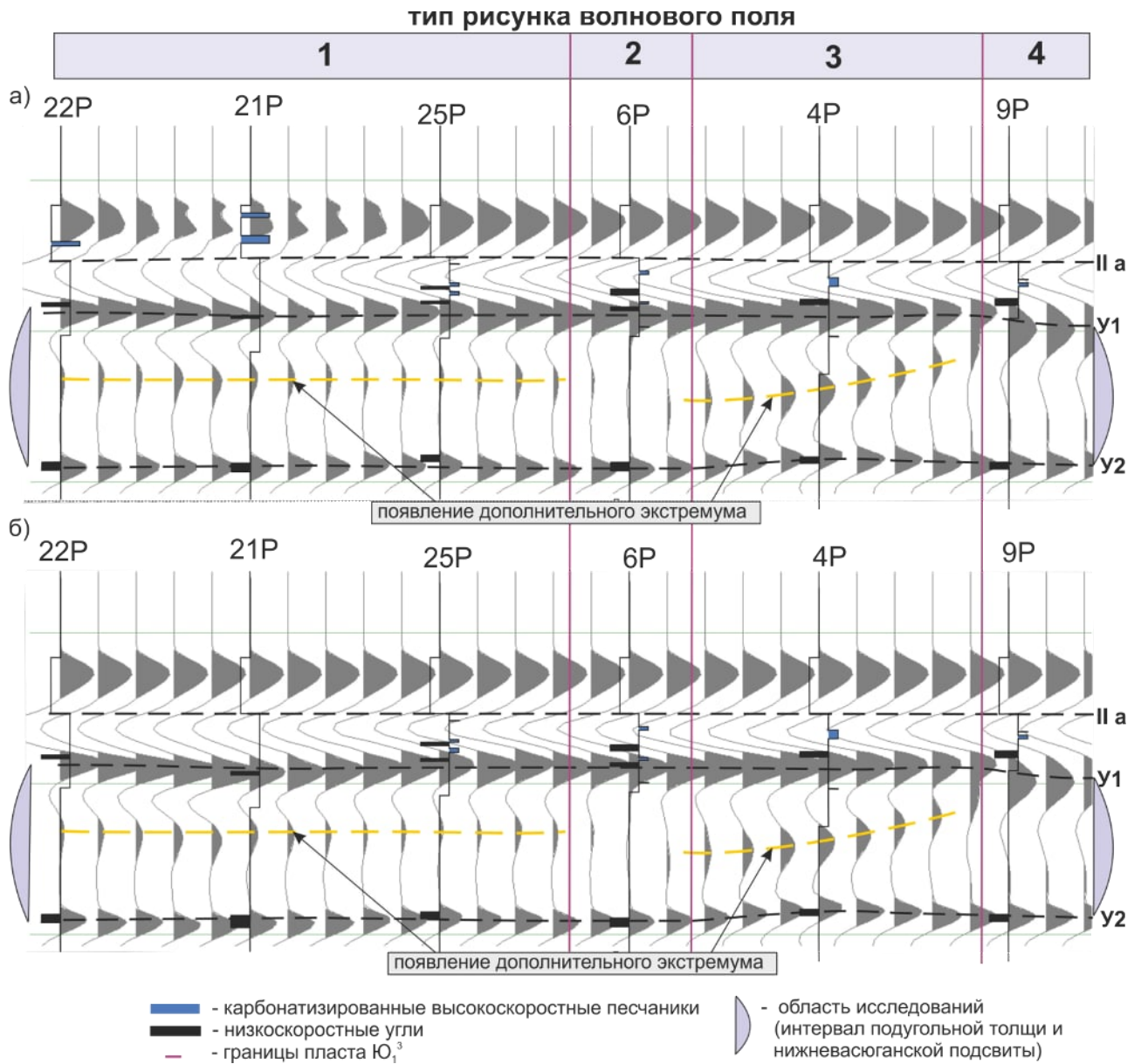


Рисунок 37 – Результат сейсмического моделирования по направлению запад-восток а) с наличием карбонатизированных прослоев в интервале баженовской свиты в скважинах 21P, 22P б) с исключением из модели карбонатизированных прослоев в интервале баженовской свиты в скважинах 21P, 22P

Второй тип рисунка характерен для центральной и восточной части территории. Отсутствие дополнительной положительной фазы под репером $У_1$ связано с отсутствием песчаного пласта $Ю_1^3$ достаточной мощности, способного сформировать самостоятельное отражение. Данный тип волнового поля соответствует 3

типу разреза, выделенному по скважинным данным.

Третий тип рисунка аналогично первому, характеризуется появлением дополнительной фазы. Амплитуда фазы зависит от мощности песчаных пород пласта Ю₁³. На рисунке 37 дополнительная фаза с максимальной амплитудой отмечается в скважине 4Р, которая вскрыла тип разреза с увеличенной мощностью песчаников пласта Ю₁³. Третий тип рисунка волнового поля соответствует 2 типу разреза, выделенному в результате электрофациального анализа, в восточной части территории.

Четвертый тип рисунка. Отличие рассматриваемого типа от второго типа рисунка заключается в фазе, связанной с репером У₁, которая характеризуется большим временным интервалом и меньшей амплитудой. Данный тип рисунка волнового поля соответствует 1 типу разреза, выделенному по скважинным данным в восточной части территории.

В результате сейсмического моделирования, можно отметить, что наиболее перспективные в плане емкости коллекторов типы разреза 2, 4 и 5, характеризуются на синтетических временных разрезах появлением дополнительной фазы в интервале У₁-У₂. Несмотря на отсутствие значительной дифференциации скоростей в песчаниках пласта Ю₁³ (4100 м/с) и аргиллитах нижневасюганской подсвиты (3850 м/с), аномалии в волновом поле могут формироваться за счет значительного увеличения толщины песчаника в подугольной пачке. Для восточной части территории (тип рисунка волнового поля 3) увеличение мощности песчаников пласта Ю₁³ связано с развитием фаций русел дельтовых рукавов, для западной части (тип рисунка волнового поля 1) с конусами выноса дельтовых рукавов и отложениями барьерного побережья.

По сейсморазведочным данным 3D был оценен частотный спектр во временном интервале, который включает исследуемые отложения верхневасюганской подсвиты. На рисунке 38 представлен частотный спектр по инлайну 580. Запись, которая несет в себе максимум полезной информации, находится в частотном диапазоне приблизительно от 12 до 48 Гц, все, что находится за пределами данных частот принято считать шумом. Учитывая скорости пробега продольных волн в

интервале исследуемых пород, можно оценить вертикальную разрешающую способность сейсморазведки на данной территории. По данным сейсмокаротажа 4 скважин было определено, что средние скорости продольных волн в интервале верхней юры находятся в пределах от 2495 до 2530 м/с.

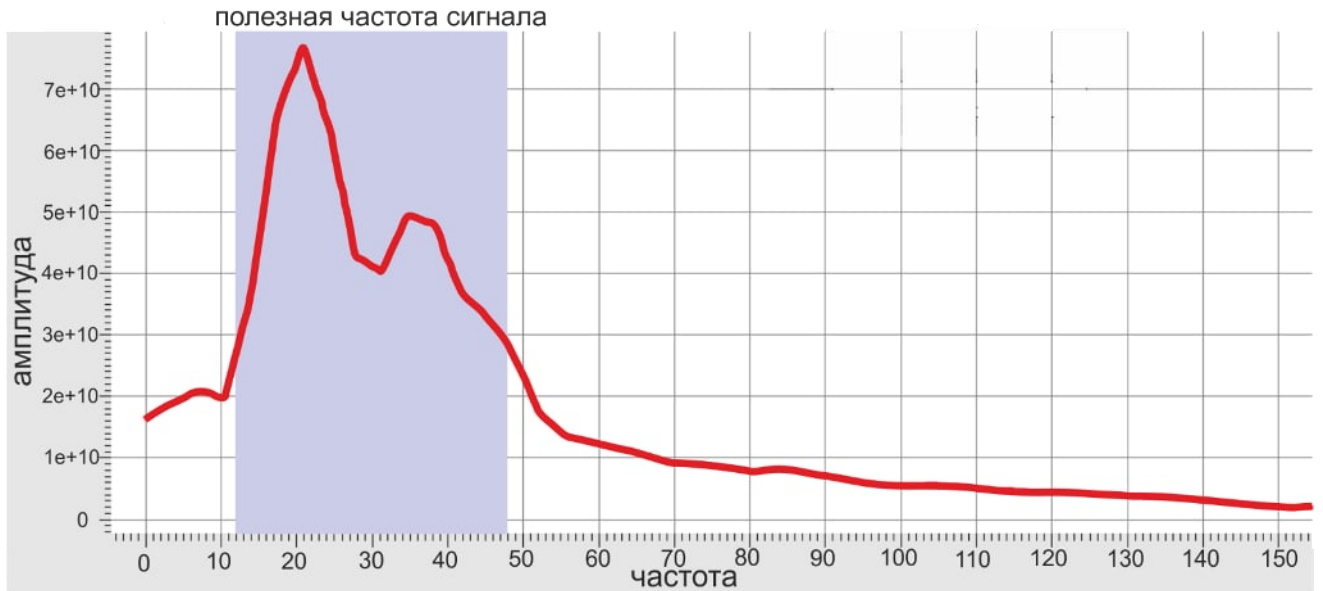


Рисунок 38 – Частотный спектр по разрезу inline 580

Зная значения скорости пробега волны и частоты в интервале верхнеюрских пород, были рассчитаны преобладающие длины продольных волн на исследуемой территории по формуле (2).

$$\lambda = \frac{V}{f}, \quad (2)$$

где λ — длина волны, м;

V — скорость волны, м/с;

f — частота, Гц.

Полученные в результате расчета значения длин волн для верхней юры находятся в пределах от 52 до 210 метров. Среднее значение длин волн составляет 66 м исходя из среднего значения скорости (2513 м/с) и доминантной частоты, которая была оценена по всей площади исследования (38 Гц). Вертикальная разрешающая способность сейсморазведки согласно критерию Релея [74] равна четверти длины волны, по критерию Вайдеса [104] одной восьмой длины волны. На

диаграмму (рисунок 39) вынесены наиболее перспективные фации в плане емкости коллекторов, определенные в разделе 3.

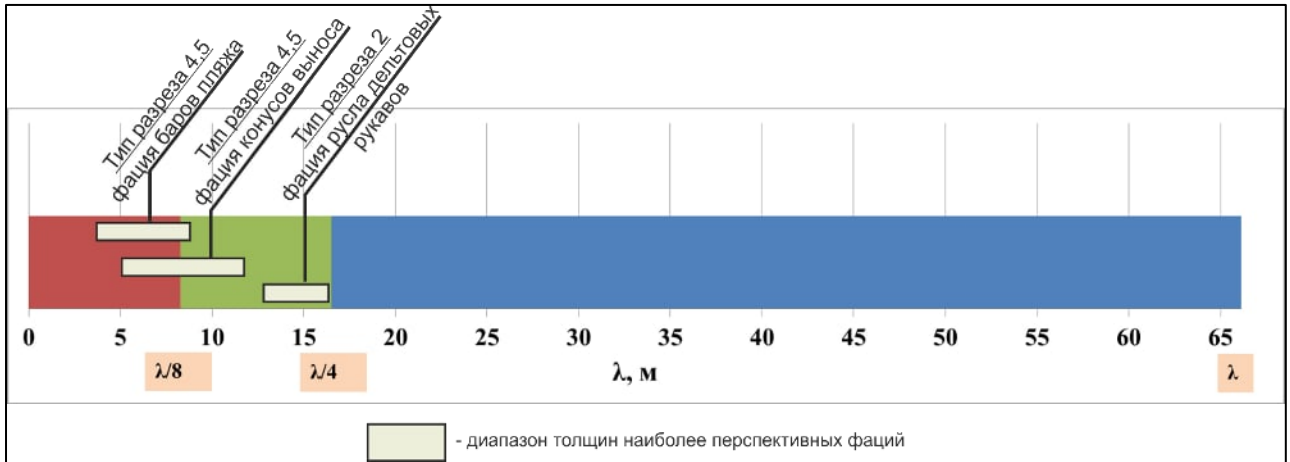


Рисунок 39 – Диаграмма рассчитанного среднего значения длины волны

В результате, можно утверждать, что в изменениях динамических характеристик волнового поля будет отражено распространение типа разреза 2 с преобладающими фациями русел дельтовых рукавов (среднее значение толщины 14,5 м). Вероятно, получит отражение в волновом поле фация конусов выноса дельтовых рукавов, которая входит в 4, 5 тип разреза (среднее значение толщины 9 м). С малой долей вероятности, в волновом поле обозначится фация баров пляжа, которая также входит в 4, 5 тип разреза (среднее значение толщины 6 м). Для того, чтобы достичь более высокой разрешенности сейсмического разреза, следует регистрировать более высокие частоты [88; 102]. При анализе диапазона высоких частот, возможно обнаружение маломощной фации баров.

Вывод: *Опираясь на результаты акустических исследований керна, двумерное сейсмическое моделирование, оценки преобладающих длин волн, можно утверждать, что основные фациальные обстановки пласта Ю₁³ будут выделяться в полях сейсмических атрибутов.*

3.2. Сейсмофациальный анализ

Сейсмофациальным анализом можно назвать процедуру выделения на временных кубах, или кубах атрибутов, зон с одинаковой формой сейсмической записи.

Сейсмическая фациальная единица (сейсмофация) объединяет группу отражений, характеризующихся схожим набором параметров, таких как конфигурация, непрерывность, амплитуда, частота и т.д. Каждый параметр несет определенную информацию о геологическом строении изучаемого интервала. Конфигурация отражений тесно связана с основными характеристиками напластования, непрерывность отражений – с непрерывностью пластов, амплитуда показывает соотношение плотности и скорости, частота зависит от мощности пластов [55].

Прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует. Однако анализ изменяющихся характеристик отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь данными ГИС, керна, опробований продуктивных горизонтов, а в случае отсутствия данных по скважине – априорной геологической информации о районе работ, позволяет сделать предположения об условиях осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии [45].

За последние десятилетия основополагающие принципы и положения сейсмофациального анализа не претерпели принципиальных изменений. Увеличение объемов трехмерной сейсморазведки и постоянное стремление к улучшению качества регистрируемых данных, в совокупности с последними достижениями в области обработки и интерпретации данных сейсморазведки, привело к новому уровню истолкования результатов сейсмофациального анализа.

Все признаки морфологии отраженных волн, которые использовались при определении сейсмических фаций, являются производными от формы сейсмических трасс. Именно изменение формы сейсмических трасс указывает на смену сейсмофаций и считается сейсмическим откликом на изменение литологии и свойств пород.

Принцип компьютерного сейсмофациального анализа состоит в сравнении формы волны или нескольких сейсмических атрибутов, и последующей идентификацией различных классов. В основе алгоритмов классификации лежат нейронные сети. Вычислительная нейронная сеть – это математический алгоритм, который кодирует взаимоотношения между простым набором данных как внутри себя,

так и среди других наборов данных. Существует два главных типа проблем, которые могут быть решены с помощью искусственных нейронных сетей: это классификация фаций с помощью неконтролируемых (Unsupervised) сетей и прогноз свойств с помощью контролируемых (Supervised) сетей [83].

Геофизики долго подбирали метод для характеристики сейсмических данных через опознаваемые шаблоны, с целью автоматического выделения геологической информации (Figueiredo, 1982). Для сравнения было выдвинуто много методов. В 80-х и ранних 90-х годах преобладал кластерный метод, включая иерархический кластеринг (Contincini, 1984), туманный K-means кластеринг (Lashgari and Estill, 1992), и другие. В последние годы Kohonen SOFM вытеснил кластеринг (Addy, 1997) [75]

Для сейсмофациального анализа наиболее широко используются неконтролируемые нейронные сети. Эта техника не требует априорной геологической информации по анализируемому объекту, и базируются на опознании шаблона (Linari et al., 2003). Алгоритм неконтролируемых нейронных сетей лишен субъективизма, который может внести интерпретатор.

Нейронная сеть ищет повторяющиеся формы трасс и создает «модельные» трассы, которые являются типичными для всего набора данных. Каждая трасса в трехмерном объеме внутри выбранного интервала сравнивается с модельной и затем ей присваивается номер класса, соответствующий номеру той модельной трассы, с которой была найдена наилучшая корреляция.

К изменяемым параметрам относятся длина окна и выбор количества классов. Важным считается подобрать окно расчета для исследуемого объекта. Результаты, полученные посредством расчета с широким окном, будут нести в себе лишнюю информацию от ниже и вышележающих объектов. Расчеты с коротким окном не будут объективно отображать объект исследования, который должен изначально быть в пределах разрешающей способности метода. В обоих случаях геологическая интерпретация карты сейсмофаций будет затруднена. Выбор количества классов является также одним из ключевых моментов; при этом зависит от субъективного представления интерпретатора об изучаемой площади. Практика

показала, что, исходя из геологического понимания строения данного района и интерпретации фаций по каротажным данным, оптимальное количество классов для рассматриваемого района равно 4-6. При меньшем количестве классов, карта классификации получается недостаточно детальной, а при большем количестве классификация теряет свою целостность; также у интерпретатора возникают трудности с привязкой классов к фациям [58].

Применение сейсмофациального анализа на месторождениях юго-восточной части Западно-Сибирской плиты для юрских отложений в качестве вспомогательного инструмента, позволяющего решить вопрос размещения коллекторов по латерали, вполне оправдано [9; 12; 13; 35; 72].

В нашем случае для сейсмофациального анализа использовался инструмент Waveform Classifier программного комплекса Landmark [73].

Целевым объектом сейсмофациального анализа являлся песчаный пласт Ю₁³ верхневасюганской подсвиты. Основные проблемы, связанные с изучением целевого объекта сейсморазведкой, заключаются в следующем:

- слабая акустическая контрастность песчаных и глинистых пород верхневасюганской подсвиты.

- ограниченная вертикальная разрешающая способность сейсморазведки. Общая мощность исследуемого пласта колеблется в интервале от 5 до 20 м, что отражается в слабом влиянии целевых объектов на динамические характеристики отражений и рисунок сейсмической записи.

Для проведения сейсмофациального анализа осуществлялся подбор временных окон от 15 до 40 мс. Наиболее оптимальное временное окно, характеризующее изучаемый интервал разреза, принято со значением 20 мс.

Для пласта Ю₁³ анализ выполнялся в интервале 15-35 мс ниже отражающего горизонта II^a. Были рассчитаны карты с 5 сейсмофациями. Такое количество классов соответствует числу типов разреза пласта Ю₁³ выделенных по скважинам в результате электрофациального районирования. Было рассчитано 2 варианта карт сейсмофаций: неконтролируемая нейронная сеть без обучения (рисунок 40а) и

контролируемая нейронная сеть с обучением (рисунок 40б). Присутствуют незначительные отличия этих карт. На карте, посчитанной с помощью контролируемых нейронных сетей (рисунок 40б), более обособлено проявляется сейсмофация 4, которая соответствовала при обучении типу разреза 2. Сейсмофация 4 на временном разрезе характеризуется двумя положительными экстремумами: с большей амплитудой вверху интервала расчета, с меньшей амплитудой в нижней части интервала. Рукавообразная морфология этой сейсмофации соответствует обстановке русел дельтовых рукавов, определенной по скважинным данным. В пределах данной зоны пробурена скважина 4Р, которая вскрыла разрез, с эффективной мощностью около 18 м. В обоих случаях на полученных картах сейсмофаций проявляется зональность, связанная с сейсмофациями 1 и 2. Данные сейсмофации расположены в западной части исследуемой территории. При расчете карты с обучением, этой сейсмофации соответствовали 4 и 5 типы разреза, представленные покровными песчаниками, сформированными в условиях конусов выноса дельтовых рукавов, с последующей волновой переработкой. На временном разрезе данные сейсмофации охарактеризованы 3 положительными экстремумами (рисунок 40б). Сейсмофации 1 и 2 на рисунке 40б отображают область распространения высокочастотных покровных коллекторов. Сейсмофация 3 соответствует типам разреза 1 и 3, которые формировались в условиях конусов прорыва, лагун и межрусловых маршей. На временном разрезе данная сейсмофация охарактеризована одной положительной фазой. Сейсмофация 3 характеризует зону распространения пласта с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Сейсмофация 5 бурением не охарактеризована.

Несмотря на многие факторы, влияющие на реальную сейсмическую запись, в целом результаты сейсмофациального анализа по форме волны соответствуют выводам, сделанным по сейсмическому моделированию. В восточной и западной части территории появление дополнительной фазы обнаруживается на модельных и реальных временных разрезах (рисунок 41).

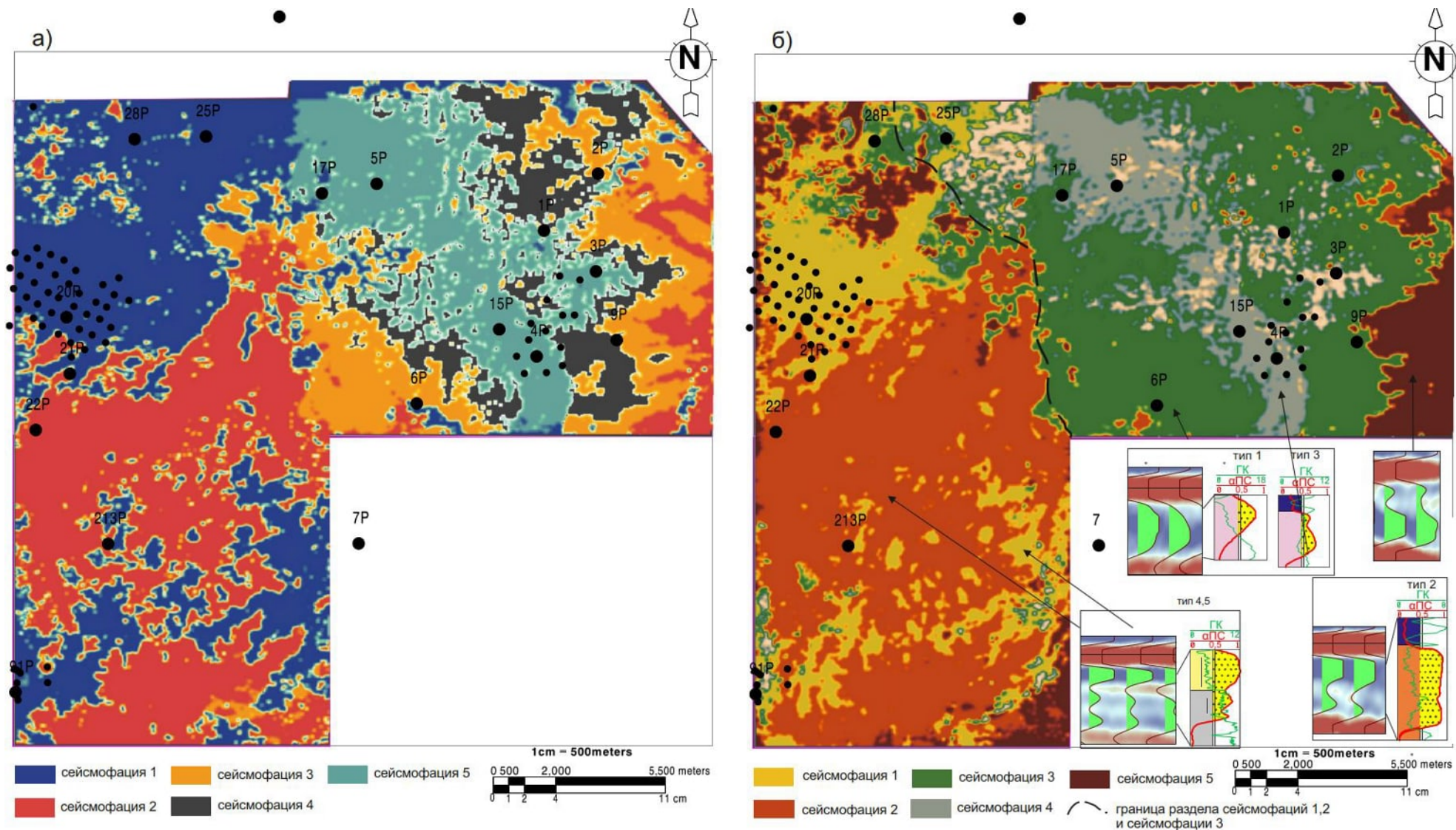


Рисунок 40 – Карты сейсмофаций в интервале горизонта Ю₁ (окно расчета 20 мс) а) рассчитанные без обучения; б) рассчитанные с обучением

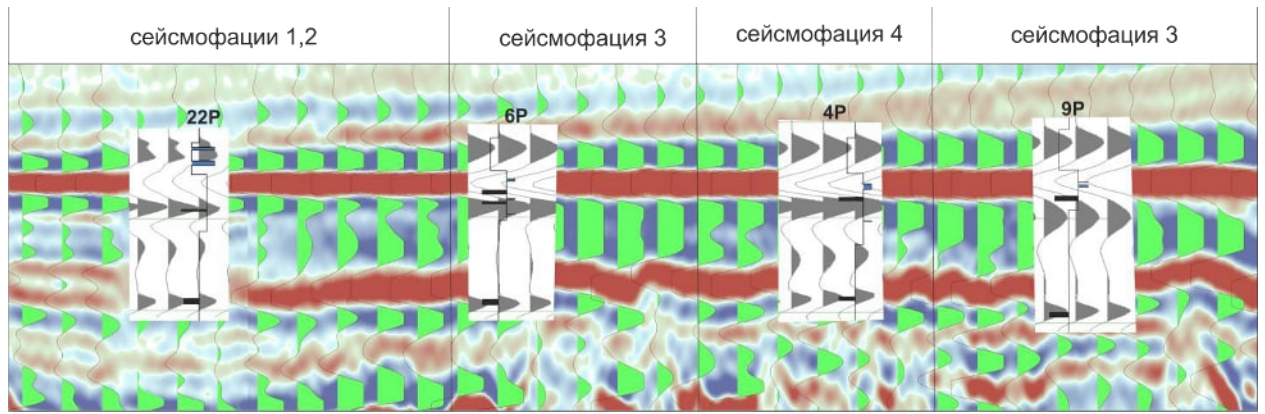


Рисунок 41 – Сопоставление синтетических и реальных сеймотрасс (inline 458)

3.3. Анализ сейсмических атрибутов

Изучаемое сейсморазведкой распространение упругих колебаний в однородных и неоднородных средах представляет собой волновой процесс. При этом, различают кинематические и динамические сейсмические параметры. Кинематические параметры, при упрощённом представлении распространения сейсмических волн, основаны на изучении геометрии сейсмических лучей. Динамические параметры основаны на описании различных характеристик непосредственно сейсмической волны (форма, амплитуда, частота, фаза и т.п.).

Анализ динамических параметров сейсмических волн является одним из основных способов изучения неоднородности среды по данным сейсморазведки. Развитию этого направления способствовало совершенствование регистрирующего оборудования и программных обрабатывающих комплексов, что в итоге привело к регистрации отражённых волн в широком динамическом диапазоне и к возможности выполнения обработки полевых сейсморазведочных материалов в истинных амплитудах [47].

Прогрессирующая компьютеризация обработки и интерпретации материалов сейсморазведки позволила помимо традиционных динамических волновых параметров (таких как амплитуда, частота, фаза) использовать дополнительные характеристики волнового поля (наклоны, деформация, напряжение). В настоящее время развитие этого направления продолжается. Для описания геологических неоднородностей используется обычно более 50 динамических атрибутов сейсмических волн [47].

В эволюции атрибутивного анализа можно выделить несколько этапов развития. Использование цифровой регистрации и программных обрабатывающих систем в период 1980-1990 гг. позволило проводить ранжирование интегральных характеристик волнового пакета как в широких, так и в узких окнах и выполнять как количественные статистические оценки свойств разреза, так и прогноз параметров среды на качественном уровне. В 1990 - 2000 гг. продолжающееся развитие программных комплексов интерпретационной обработки сейсмической записи, способствовало выявлению дополнительных динамических атрибутов и улучшению визуализации (в том числе объёмной) параметров волнового поля. Данный этап характеризуется накоплением опыта атрибутивного анализа и дальнейшим развитием динамической интерпретации данных сейсморазведки. В период с 2000 г. по настоящее время приоритетным становится проведение трёхмерных съёмок МОГТ. Данное обстоятельство в совокупности с появлением мощных вычислительных центров способствуют дальнейшему развитию атрибутивного анализа, в том числе с использованием методов искусственного интеллекта. В настоящее время отмечен прогресс в прогнозировании физических свойств геологического разреза [47].

Атрибуты сейсмической записи используются по ряду направлений интерпретации сейсмических данных [14; 41; 44; 54; 57; 76; 78; 80; 85; 91; 95]:

- Для прогнозирования в межскважинном пространстве подсчетных параметров (Нэф, Кп и др.) продуктивных резервуаров в областях с низкой плотностью скважин на основе гораздо более плотных сейсмических наблюдений. Инструменты прогноза включают в себя технологии многомерной статистики, геостатистики и нейронных сетей.
- Для литолого-фациального районирования и прогнозирования в пределах исследуемых территорий и интервалов разреза.
- Для анализа дезинтегрированности, нарушений сплошности геосреды, проявляющейся в развитии трещиноватости, разрывных нарушениях и т.д.

В работе использовались следующие основные группы сейсмических атри-

бутов, рассчитанные непосредственно по кубу мигрированной сейсмической записи, в т.ч. мгновенные и поинтервальные оценки параметров волн; поинтервальные динамические атрибуты; частотно-зависимые атрибуты и атрибуты спектрального разложения.

Поинтервальные динамические атрибуты

Поинтервальные динамические атрибуты вычисляются, как правило, в скользящем вдоль горизонта окне. В эту группу входят средняя амплитуда, интенсивность, энергия волнового поля, суммарная амплитуда, суммарная абсолютная амплитуда, второй интеграл, амплитуда исходной трассы, гетерогенность (неоднородность), первая и вторая производные волнового поля и разновидности перечисленных параметров. Расчет амплитудных атрибутов может быть полезен во многих случаях: для определения скоплений газа (метод яркого пятна «Bright spot»), русловых и дельтовых песчаников, аномалий типа «Риф» и т.д.

Связь между амплитудами (интенсивностью) отражений и изменением мощности и пористости коллектора общеизвестна, поэтому эти параметры часто эффективны при проведении атрибутного анализа.

На рисунках 42, 43 приведены примеры расчета атрибутов, по которым можно выделить аномалии, возможно связанные с пластом Ю₁³. В восточной части исследуемой территории присутствует аномалия северо-западного простирания в направлении от скважины 4Р до скважины 5Р. Данная аномалия фиксируется также в полях других атрибутов (рисунок 43а). Также на рисунке 42 можно определить непротяженные русловые аномалии в ортогональном юго-западном направлении.

Западная, юго-западная часть исследуемой территории характеризуется появлением на временном разрезе, в интервале горизонта Ю₁, дополнительной положительной фазы (рисунок 42б) и относительно равномерным распространением данной фазы в плане (рисунок 42а). Появление дополнительной фазы, согласно результатам сейсмического моделирования, связано с распространением песчаного пласта Ю₁³, где его толщина, достаточна для формирования самостоятельного отражения. Помимо вышеперечисленных особенностей карт сейсмических

атрибутов необходимо отметить аномалию, морфология которой напоминает конус выноса (рисунок 43а). Атрибуты, характеризующие амплитуду сейсмической записи (рисунок 42, 43а) отражают изменение литологии и различие в характере залегания слоев. На рисунке 43б видно четкое разделение западной и восточной части исследуемой территории границей северо-западного простирания. Данный комплексный сейсмический атрибут, является производным конвертации входных сейсмических трасс, в трассы интенсивности отражения, и дальнейшей оценкой наклона огибающей этой трассы. Атрибут используется для картирования основных стратиграфических трендов. Например, трансгрессивных, регрессивных циклов, которые могут быть представлены вертикальной изменчивостью между высокоамплитудными песчаными фациями и низкоамплитудными глинистыми фациями.

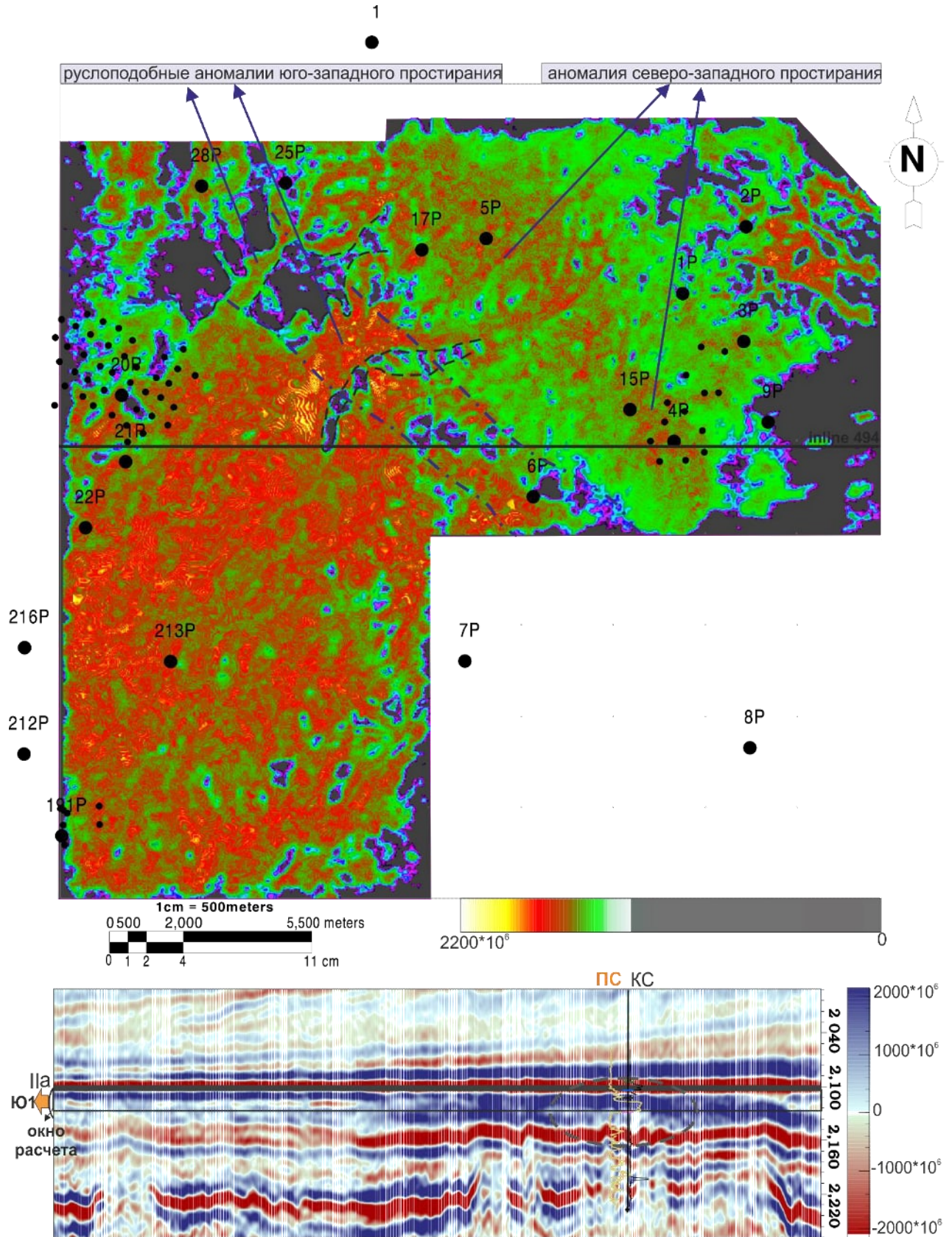


Рисунок 42 – Сейсмический атрибут: а) карта атрибута «максимальная положительная амплитуда» б) разрез по палеокубу суммированных данных (inline 494)

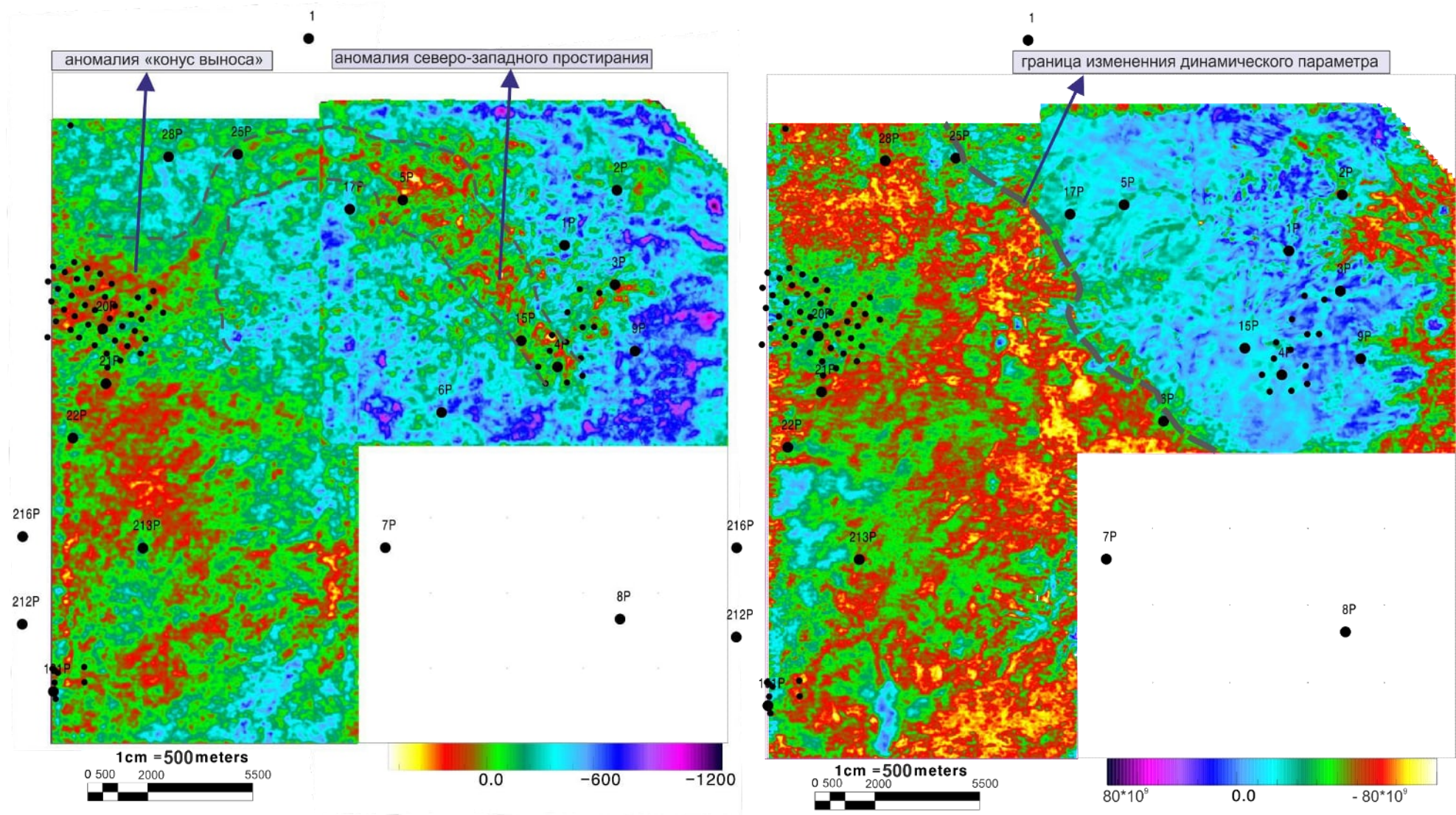


Рисунок 43 – Сейсмические атрибуты рассчитанные в окне +20 мс от ОГ Па : а) карта атрибута «средняя амплитуда» б) карта атрибута «огнивающая интенсивности отражения»

Мгновенные динамические параметры волнового поля

К данной группе относятся атрибуты, основанные на преобразовании Гильберта с представлением сейсмического сигнала в виде комплексной функции имеющей действительную и мнимую части. К этой группе относятся следующие атрибуты: мгновенная амплитуда, частота, фаза, которые можно рассматривать как некие достаточно формальные параметры сейсмозаписи, являющиеся трансформантами волнового поля. Смысл этих параметров и порядок расчета представлен в работе [3].

С помощью параметров, основанных на преобразовании Гильберта возможен более детальный визуальный анализ сейсмической записи, который иногда помогает отметить те особенности, которые были не доступны при изучении обычного временного разреза. Анализ мгновенных параметров является вспомогательным инструментом в сейсмической интерпретации преимущественно на качественном уровне.

Мгновенная амплитуда или интенсивность отражения – это амплитуда, не зависящая от фазы. Мгновенные амплитуды всегда положительны и дают информацию о контрасте в акустических жесткостях на границах пластов. Латеральные изменения интенсивности отражения часто связаны с основными изменениями литологии пород или скоплениями углеводородов. Резкие изменения мгновенных амплитуд также могут отождествляться с разломами или характерными формами осадконакопления, например, каналами или стратиграфическими несогласиями. Высокие значения мгновенной амплитуды часто связывают с литологическими изменениями между смежными пластами.

Мгновенная частота представляет собой скорость изменения мгновенной фазы как функцию времени. Она может принимать положительные или отрицательные значения и может изменяться в широких пределах. Данный параметр полезен в условиях интерференции отражений от совокупности тонких пластов, отображая изменения их мощности и литологии.

Мгновенная фаза – это атрибут, на разрезах которой слабые когерентные сигналы выделяются лучше. Данный параметр представляет число в диапазоне

значений между -180 и $+180$. Мгновенная фаза подчеркивает протяженность случайных отражений и поэтому полезна при выделении зон выклиниваний, поверхностей несогласий, каналов, конусов и внутренних особенностей различных форм осадконакопления. На ее разрезах эффективнее проявляются зоны выклинивания, нарушения непрерывности, фациальные изменения.

На рисунке 44 представлен результат расчета карты общей амплитуды по палеокубу мгновенной фазы в интервале горизонта Ю₁. На карте однозначно можно выделить аномалии волнового поля, связанные с элементами дельтовой системы, которые представлены основным подводющим каналом и конусами выноса дельтовых рукавов. На разрезе палеокуба данные аномалии связаны с появлением в окне расчета положительной фазы. Углубленный анализ сейсмических атрибутов позволяет на качественном уровне добиться более четкого изображения аномалий (рисунок 44) чем по исходному сейсмическому кубу (рисунок 43а).

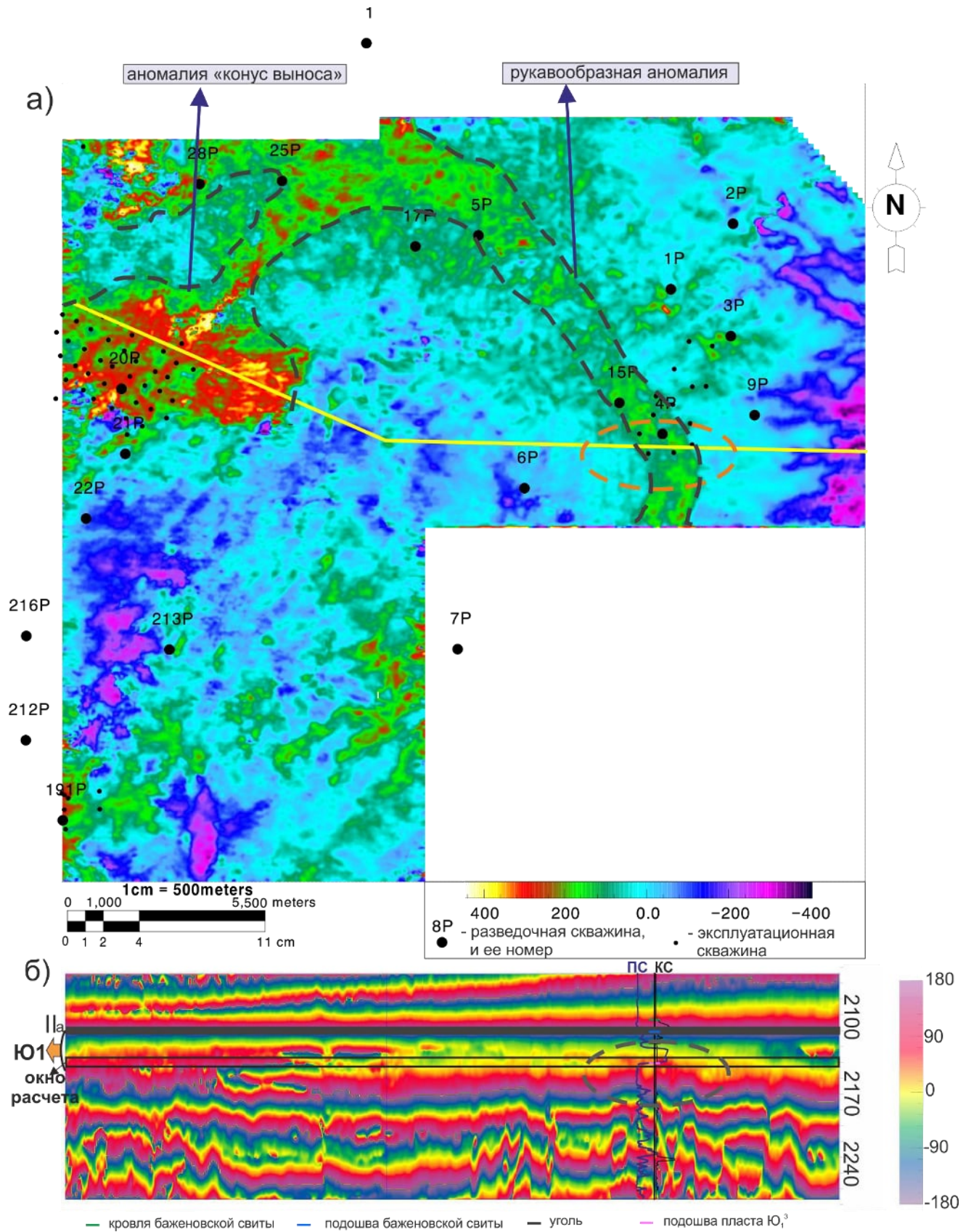


Рисунок 44 – Сейсмический атрибут: а) карта атрибута «общая амплитуда» рассчитанная по кубу мгновенной частоты б) разрез по палеокубу мгновенной фазы

Атрибуты частотных характеристик записи

В данную группу входят доминирующая частота, интервальная частота, мера ширины спектра, спектральная энергия, амплитудно-взвешенная частота, спектральная изменчивость, средняя частота, отфильтрованные трассы в узкой полосе частот (результат декомпозиции). Не редко на данных атрибутах геологические особенности проявляются отчетливее [82; 84; 85; 93; 96; 100].

Partyka, G и Gridley, J [98, с 353-360] предложили способ обработки сейсмических данных, который позволяет добиться улучшения количественной оценки и визуализации отражения от тонкого пласта и других боковых нарушений сплошности горной породы. Способ основан на выявлении специальных эффектов в амплитудных спектрах участков сейсмических трасс, заключающих в себе указанные геологические объекты. Они установили, что отражения от тонкого пласта в частотной области имеют особенную форму отображения. Эти отражения имеют периодическую последовательность чередующихся полос (всплесков), расположенных друг от друга на расстоянии, обратно пропорциональном «временной толщине». Этот принцип использовался для оценки отражений тонкого слоя, его протяженности и толщины.

Действие тонкого слоя представлено на рисунке 45.

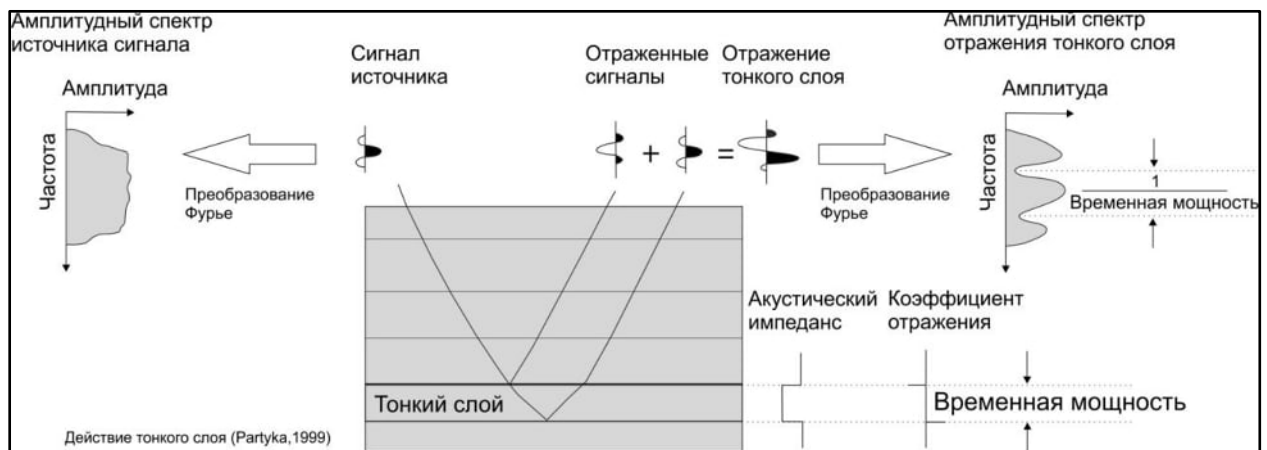


Рисунок 45 – Действие тонкого слоя (Partyka G.)

В спектральной декомпозиции определена следующая последовательность: получение набора сейсмических трасс после этапа обработки, выбор зоны интереса, дискретное преобразование (например, Фурье, Уолша) сейсмических трасс,

которое дает амплитудные и фазовые спектры фрагментов трасс. В результате полученные спектры формируют куб настройки, а их анимация по кубу настройки позволяет визуализировать в горизонтальной плоскости типы тонкого слоя, и определять геологические процессы. Установлено, что дискретное преобразование в длинном окне интервала расчета аппроксимирует плоский спектр отражения. Спектры, вычисленные в коротком окне, не являются стационарными в указанном смысле и являются более чувствительными к изменениям геологической среды [98].

Различие между анализом с помощью короткого и длинного окна показано на рисунках 46, 47.

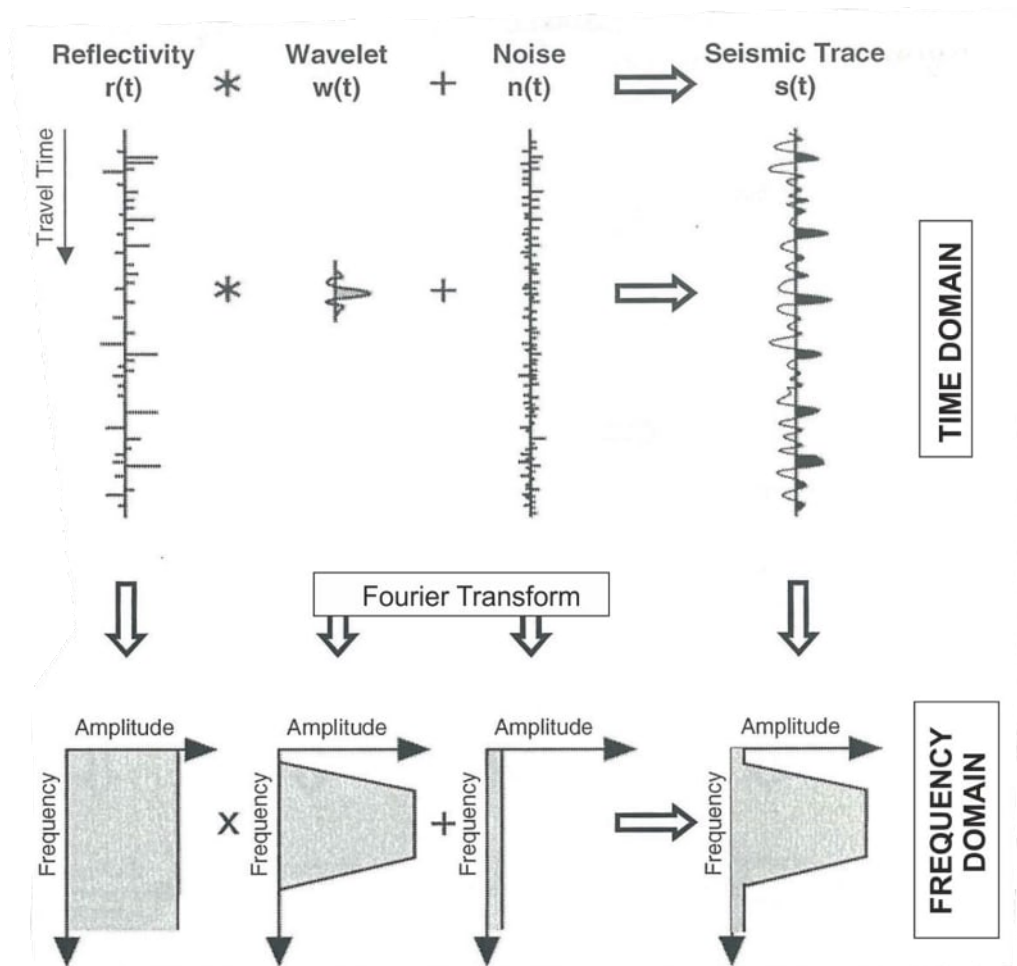


Рисунок 46 – Модель сейсмической трассы (а) и её переход в частотную область (б) на примере широкого временного окна

Тонкий пласт действует как фильтр в частотной области и вносит собственный вклад в спектр импульса источника возбуждения: возникают узкие полосы

ослабленных частот, имеющие характерный внешний вид, а расстояние между ними равно обратной «временной толщине» тонкого пласта. Достижением известного способа является переход к спектральному анализу целевого участка сейсмической трассы, а не всей трассы в целом. Это позволяет добиться большей детальности при изучении свойств конкретных геологических объектов.

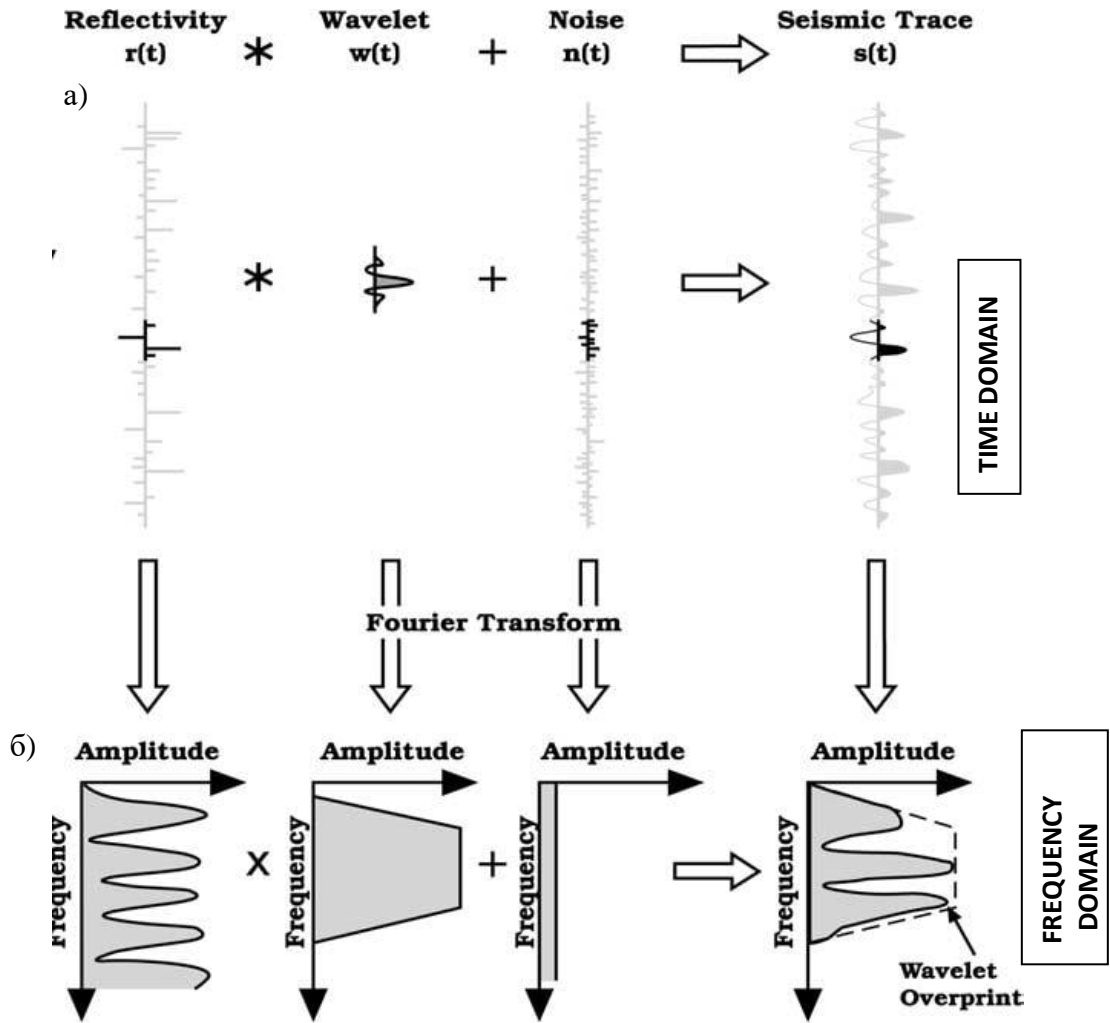


Рисунок 47 – Модель сейсмической трассы (а) и её переход в частотную область (б) с использованием короткого временного окна (Partyka, 1999)

Авторам рассматриваемого способа удалось выявить и использовать для идентификации спектральный образ тонкого пласта и близких к нему ситуаций выклинивания, бокового нарушения сплошности горной породы. Однако, геологические объекты чрезвычайно многообразны и столь же многообразны их проявления в амплитудных и фазовых спектрах. Данная методика направлена главным образом на улучшение количественной оценки и на настройку визуализации, для

обнаружения эффектов от тонкого сейсмического пласта и других малых геологических объектов [47]:

- оконтуривание полос и стратиграфических уплотнений (например, проведение пойменных (flood plain) границ, границ рифов (reef), песчаных каналов (channel sands), песчаного заполнения врезанных долин (incised valley-fill sands) и прочих тонких слоев (thin beds))
- определение порядка осадконакопления
- детальное картирование структурных уплотнений, включая комплексные разломные системы (например, положение резервуара (reservoir compartmentalization))
- картирование околоповерхностных экологических опасностей (таких, как возможные выбросы или другие поверхностные неустойчивости)

Спектральная декомпозиция является инструментом для обнаружения малых геологических особенностей, которые не всегда доступны при традиционном анализе сейсмических атрибутов, но в то же время являющихся актуальными при поиске и локализации неантиклинальных ловушек углеводородов в осадочных толщах.

Наиболее распространенной методикой визуализации результатов спектральной декомпозиции является алгоритм цветового комбинирования RGB (red-green-blue). На вход алгоритма подаются три различные амплитудно-частотные характеристики, которые могут быть представлены вертикальными, горизонтальными, или стратиграфическими срезами или кубами частотных характеристик. В рамках алгоритма каждому массиву присваивается собственный цветочкод: красного, зеленого или синего цвета. При этом отсутствие амплитуды гармоники характеризуется черным цветом, а ее максимальное значение – наибольшей насыщенностью. Далее в рамках алгоритма производится объединение цветовых каналов таким образом, что выходной массив в каждой точке характеризуется тремя значениями амплитуды, каждой из которых соответствует свой цветовой канал.

Цвет полученного на выходе дискрета определяется в рамках трехмерного цветового куба, который представляет все цвета путем комбинации красного, зеленого и синего цветовых каналов.

Методика спектральной декомпозиции и цветового суммирования, является мощным инструментом исследования гетерогенности геологической среды [20; 48; 87; 96; 97; 99; 101].

Спектральное разложение позволяет получить разрешение такой точности, которое нельзя достичь во временной области. Это утверждение справедливо, в том числе и для юрских песчаных пластов Западно-Сибирской провинции [15; 16; 18].

В рамках использования методов спектральной декомпозиции с помощью дискретного преобразования Фурье созданы три куба абсолютных значений амплитуд на различных центральных частотах: 19 Гц, 25 Гц, 32 Гц. На следующем этапе, для фильтрованных кубов применено кодирование с использованием аддитивной цветовой модели красный, зелёный, синий (RGB). Низким частотам присвоен красный цвет, средним частотам - зеленый цвет, высоким частотам - синий цвет (рисунок 48а). В результате суперпозиции, становится возможным распознать участки волнового поля с преобладанием отдельных частот в цветовом пространстве RGB. В свою очередь, белый цвет указывает на мощный отклик от всех трёх частот, задействованных в суммировании, а черный цвет, наоборот, на слабый. На рисунке 48б, можно видеть срезы по цветовым суммам RGB. Методика позволяет установить пространственную геометрию аномалий, предположительно связанных с русловыми телами. На срезах сумм RGB аномалии проявляются с выявлением мелких особенностей, которые не всегда обнаруживаются на срезе временного куба. Например, русловые аномалии, которые предположительно являются притоками основного русла (рисунок 48б).

Результаты спектральной декомпозиции и цветового суммирования продемонстрировали довольно широкие возможности при выделении морфологии объекта исследований. Следующим логичным шагом в интерпретационной цепочке

являлось сопоставление полученной информации со скважинными исследованиями и имплементация в цифровую литолого-фациальную модель.

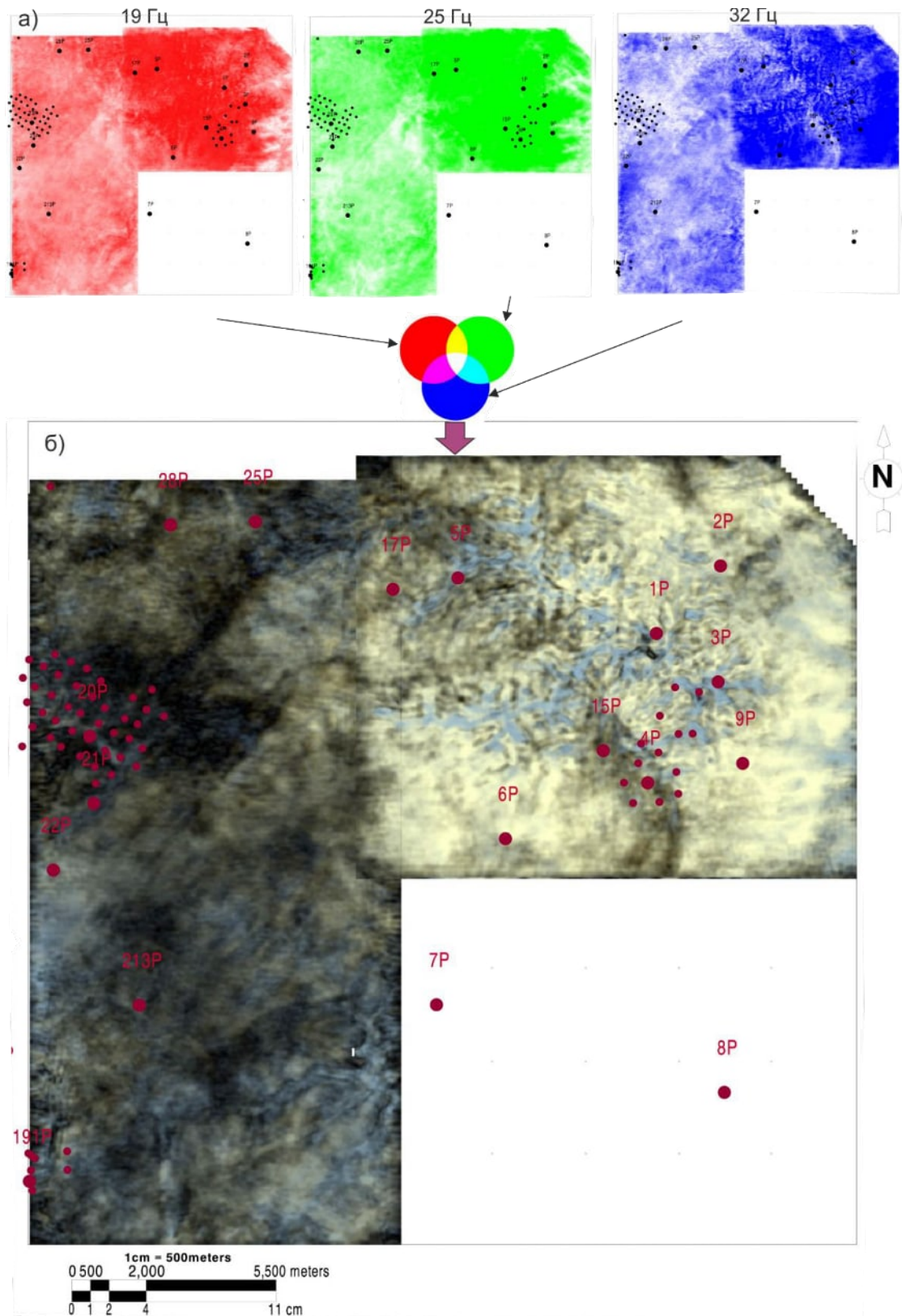


Рисунок 48 – Результат спектральной декомпозиции в интервале васюганской свиты: а) горизонтальные срезы по палеокубам рассчитанным на центральных частотах 19, 25, 32 Гц; б) результат RGB смешивания: срез палеокуба 18 м вниз от ОГ Па

Глава 4

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

4.1. Характеристика «рукавообразной» аномалии

В процессе интерпретации было установлено, что на картах многих сейсмических атрибутов: амплитудных, фазовых, частотных, картируется аномалия в виде полосы северо-западного простирания. Согласно принятой и рассмотренной выше концептуальной седиментологической схеме района исследований аномалия интерпретируется как русловые отложения дельтовых рукавов. Выделенная аномалия проходит через скважину 4Р и протягивается в направлении скважины К-М 1Р, в которых вскрыты увеличенные эффективные толщины – 17,5 и 18 м соответственно (рисунок 49) [8]. Характерный тип разреза внутри контура аномалии подтверждается и эксплуатационным бурением. Форма аномалии на сейсмоданных и вышеперечисленные факты дают возможность предположить, что выделенная аномалия отражает особенности размещения русловых отложений по площади. На срезе по палеокубу ширина выделенной аномалии составляет 1,3-2 км.

Впервые рукавообразные структуры, как самостоятельные объекты, способные выступать проводниками латеральной миграции углеводородов, были выделены И.М. Губкиным в 1911 г.

Именно участки с развитием рукавообразной аномалии имеют первостепенное значение в плане локализации залежей нефти в восточной части исследуемого участка. Также необходимо отметить, что отложения внутри аномалии не будут представлять монолитное песчаное тело толщиной более 10 м. Результаты эксплуатационного бурения свидетельствуют о том, что тип разреза в скважинах, пробуренных внутри аномалии имеет сложное строение и представляет собой несколько аллювиальных циклов седиментации. Согласно моделям меандрирующих рек, помимо песчаников, связанных непосредственно с руслом или прирусловыми меандровыми отмелями, здесь могут быть встречены глинистые отложения поймы, междоустьевых маршей. Таким образом, отложения внутри аномалии могут быть представлены песчаными линзами меандровых отмелей дельтовых рукавов (скв. 53),

глинистыми отложениями межрусловых пространств. Разрез в скважине 4Р отражает результат наложения песчаных линз разновременных меандровых отмелей дельтовых рукавов друг на друга. Отложения, связанные с аллювиальными циклами, имеют толщину около 3-5 м. Эти значения находятся за пределами разрешающей способности сейсморазведки, поэтому закартировать распространение песчаных тел в отдельности для каждого цикла нет возможности. В результате в волновом поле мы видим общий результат деятельности дельтовых рукавов – *пояс меандрирования дельтовых рукавов*.

Участки, на которых развит пояс меандрирования дельтовых рукавов, обладают перспективами нефтегазоносности на Моисеевской площади. Анализ сейсмических данных позволил с помощью инструмента Geobody extract (ПО Petrel) выделить аномалию в объеме (рисунок 50), для дальнейшего использования в трехмерном моделировании.

Модели подобных песчаных тел подробно разобраны в работах [21; 34].

Используя комплексный подход к интерпретации геолого-геофизических данных, была выделена структурно-литологическая ловушка.

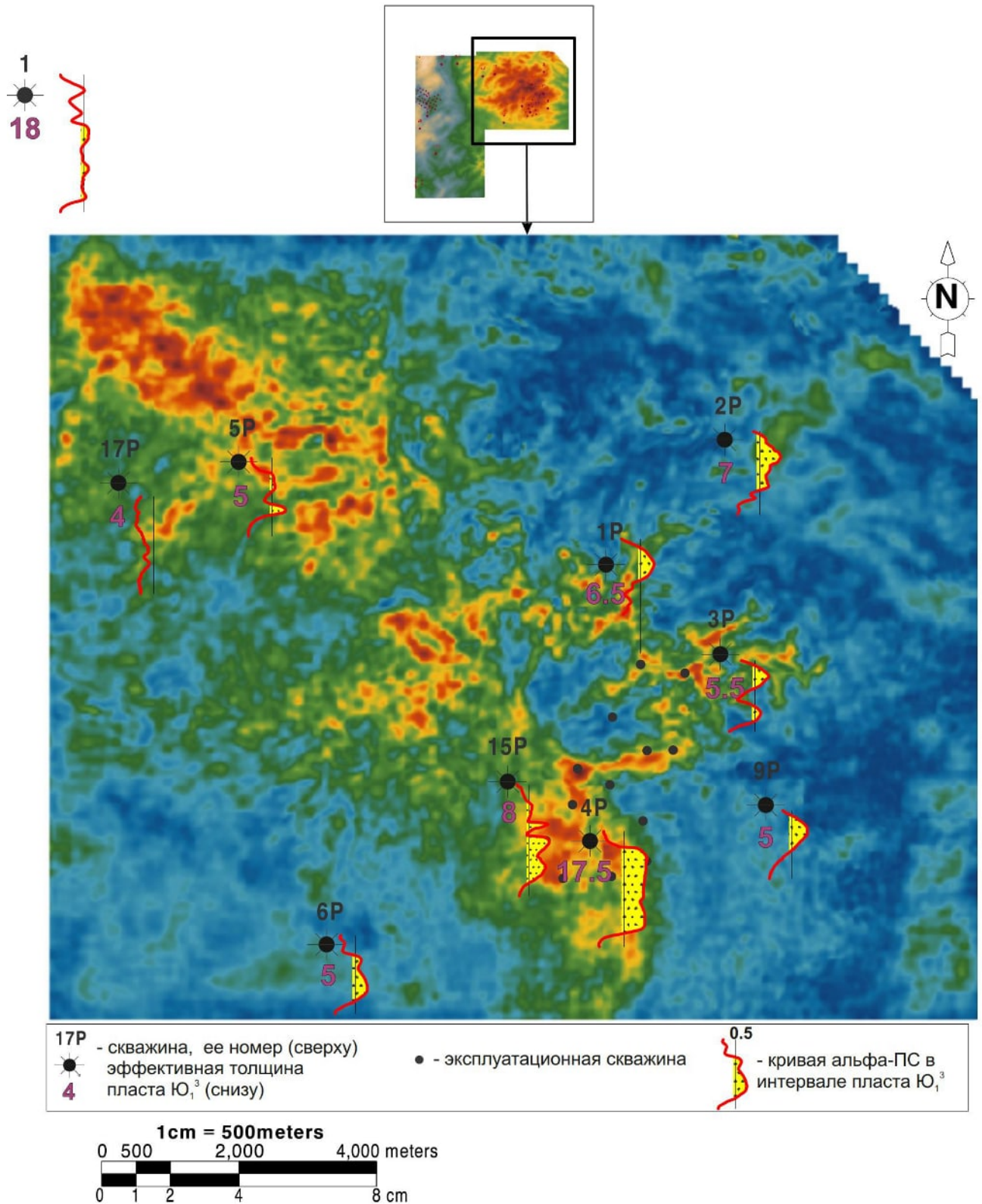


Рисунок 49 – Горизонтальный амплитудный срез по палеокубу на частоте 28 Гц [8]

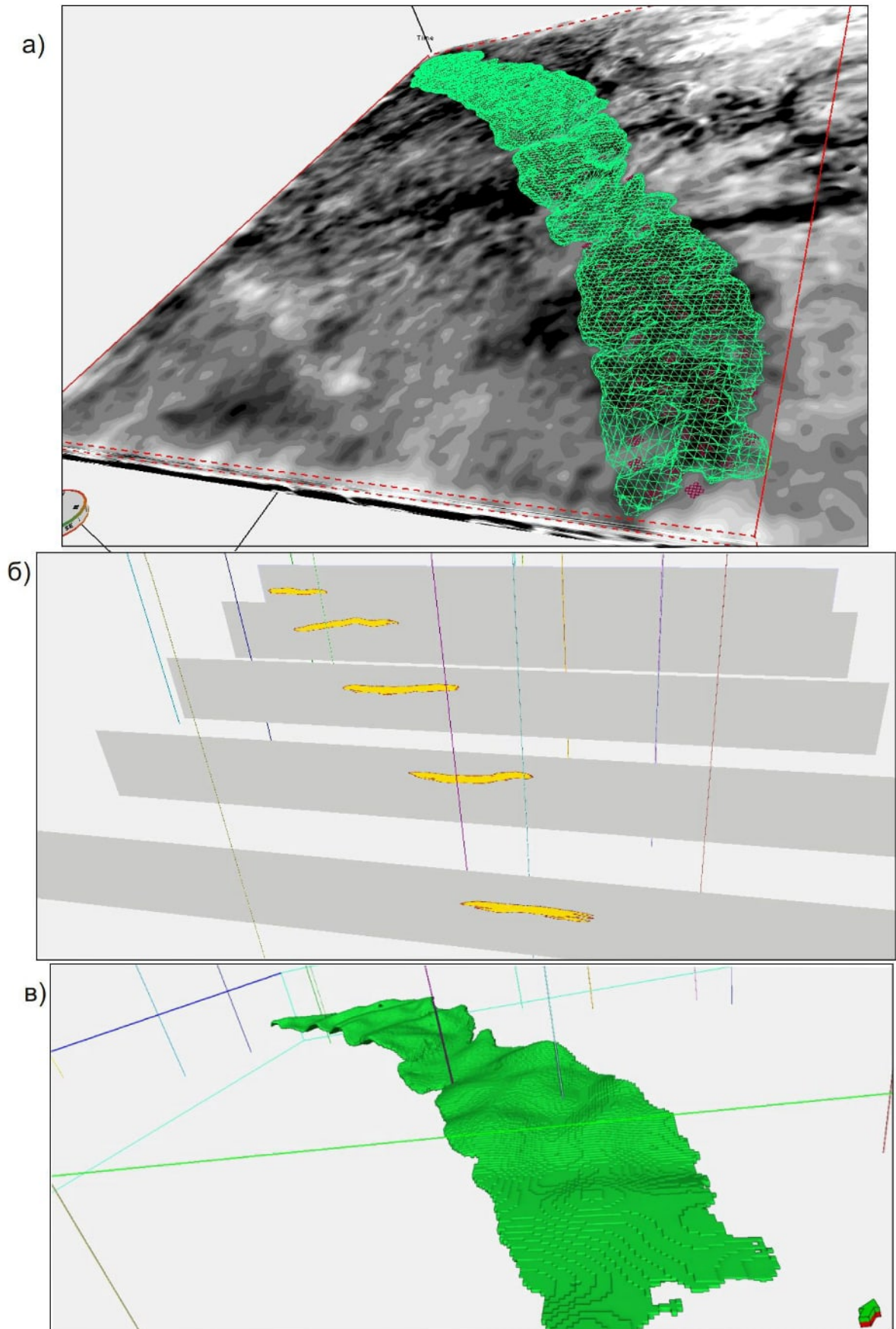


Рисунок 50 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов» для пласта Ю₁³: а) куб, рассчитанный на частоте 21 Гц; б, в) выделенное в объеме геотело

Фрагмент подобной аномалии был закартирован в южной части исследуемой территории. На картах атрибутов и горизонтальных срезах по кубам обнаружена аномалия шириной 1,7–2 км (рисунок 51). В пределах аномалии отсутствуют скважины, но есть основание предполагать, что аномалия на юге и аномалия на Моисеевской площади представляют собой единое тело. Такие выводы можно сделать, сопоставив ширину аномалий и направление (рисунок 52а).

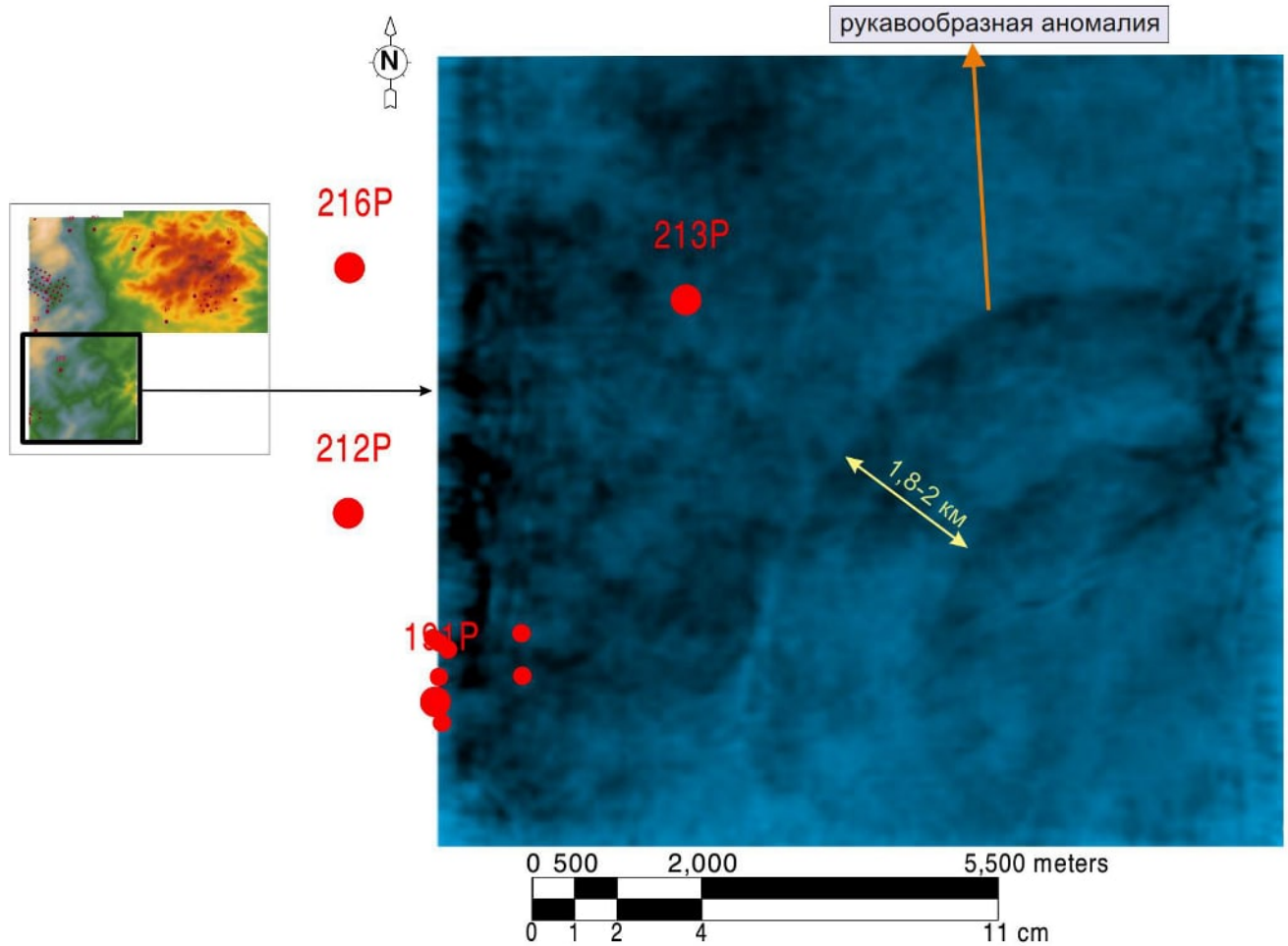


Рисунок 51 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов» в юго-восточной части исследуемой территории

Таким образом, с помощью атрибутивного анализа данных сейсморазведки 3D на качественном уровне была закартирована аномалия рукавообразной формы (рисунок 52а). Полученные результаты соотносятся с предложенной в разделе 2,6 концептуальной моделью, согласно которой отложения пласта Ю₁³ увеличенной толщины на Моисеевской площади формировались в условиях русел дельтовых

рукавов. На схеме корреляции (рисунок 52б) представлена схема заполнения пояса меандрирования дельтовых рукавов. Согласно разрезу и концептуальной модели внутреннее строение пояса меандрирования представлено многочисленными песчаными линзами. Гидродинамическая разобщенность песчаных линз в совокупности с низкими коллекторскими свойствами определяют: сложное строение коллектора, размещение залежей углеводородов.

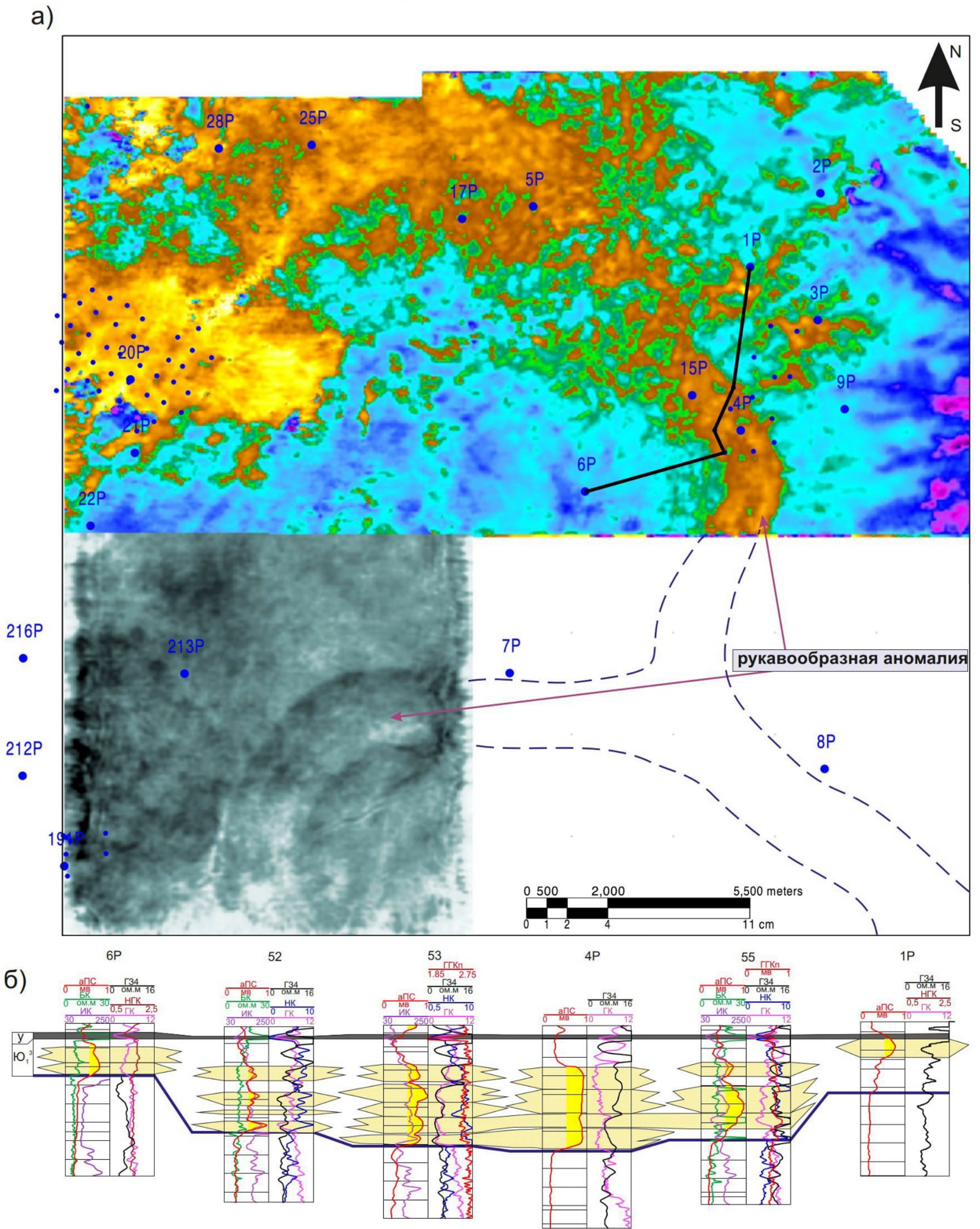


Рисунок 52 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов»: а) горизонтальный срез по палеокубу на разных частотах; б) схема корреляции пласта Ю₁.

4.2. Характеристика аномалии «конус выноса»

На картах многих амплитудных, частотных, фазовых атрибутов (Avg_Inst_Freq, Avg_Inst_Phase, Thick_Ampl) и др. можно наблюдать аномалию, которая протягивается с Моисеевского поднятия до Двуреченскую площадь. Данная аномалия связана в большей мере с появлением в анализируемом интервале дополнительной фазы (рисунок 53). Особенность аномалии заключается в том, что появление дополнительной фазы не связано с элементами структур и пересекает изогипсы современного структурного плана по отражающему горизонту Па. По форме выявленная аномалия представляет конус выноса юго-западного направления, который веерообразно раскрывается в районе эксплуатационных скважин Двуреченского месторождения. Применительно к описываемой аномалии наиболее отчетливо на временных разрезах выражен подводящий канал конуса выноса (рисунок 53а). Дополнительный отклик сейсмической волны может быть связан с песчаными линзами подводящего канала, относительно глинисто-алевролитовых вмещающих пород.

Согласно принятой в разделе 3 концептуальной модели, нижняя часть пласта Ю₁³ формировалась в условиях конусов выноса дельтовых рукавов. Полученная картина по результатам атрибутного анализа подтверждает концептуальную модель и позволяет на качественном уровне оценить распространение в плане дельтовых конусов выноса.

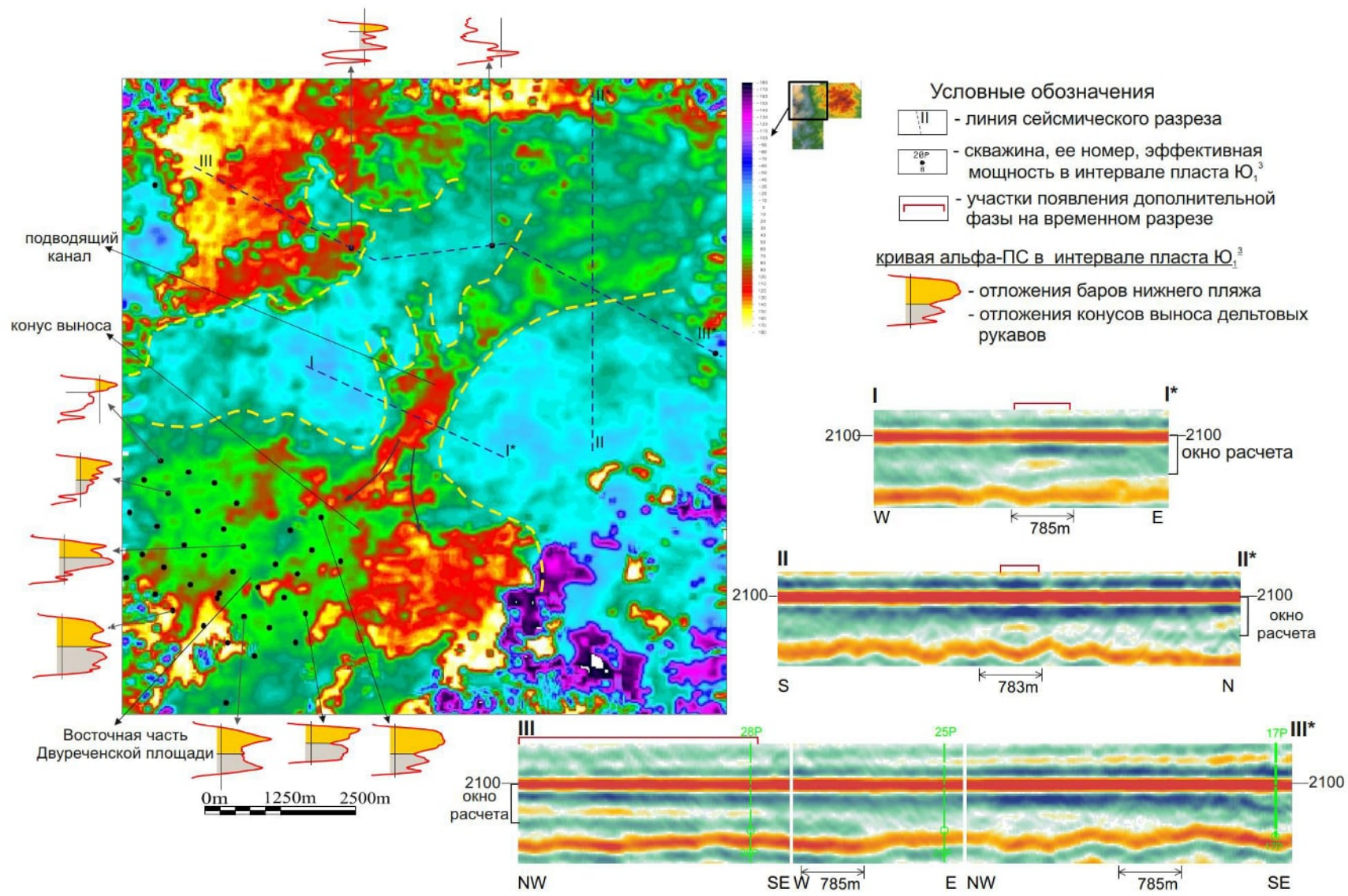


Рисунок 53 – Интерпретация конуса выноса с применением атрибута «средняя мгновенная фаза». Палеовременные разрезы по линиям I-I*, II-II*, III-III*

4.3. Характеристика «полосовидных» аномалий

В западной части исследуемой территории на картах атрибутов отмечаются полосовидные аномалии северо-восточного простирания, которые расположены параллельно друг другу. Всего на горизонтальных срезах по кубам амплитуд, рассчитанных на частотах 25 Гц (рисунок 54а) и 32 Гц (рисунок 54б), можно отметить 3 аномалии. Согласно концептуальной модели верхняя часть пласта Ю₁³ формировалась в условиях *барьерного побережья*. Направление аномалий может свидетельствовать о северо-восточном простирании береговой линии, а сами аномалии могут отображать особенности строения *барьерного побережья*. Таким образом окончание аномалий на северо-востоке может свидетельствовать о смене обстановок пляжа. Эта граница совпадает со сменой сейсмофаций (рисунок 40б), и сменой значений на картах некоторых атрибутов (рисунок 43б). На схеме палеокорреляции (рисунок 54в) отмечается уменьшение песчаности верхней части пласта при продвижении на восток. В скважинах, согласно концептуальной модели песчаные отложения пляжа сменяются песчано-глинистыми отложениями надводной части дельтовой равнины (рисунок 54в). Непосредственно вблизи самой северной аномалии, на северо-западе от нее пробурены скважины, в которых верхняя часть пласта Ю₁³ охарактеризована коллектором с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами (рисунок 55а, б). В работе [23] рассмотрено влияние высокопористой среды пласта Ю₁³ на поглощение высоких частот. Возможно, поэтому данные аномалии отражаются только на частотных атрибутах. О высокопроницаемой пачке упоминалось в разделе 2.5. Скважины с такой пачкой выделены согласно результатам электрофациального анализа в отдельный тип, и расположены в плане по северо-восточному направлению, аналогично выделенным аномалиям. Вероятно, данные аномалии связаны с баровыми телами, которые сложены песчаниками с увеличенным медианным размером зерен. Необходимо отметить, что аналогичные полосовидные аномалии по данным сейсморазведки обнаруживаются на соседней Крапивинской площади вблизи скважин с резким увели-

чением проницаемости верхней части пласта Ю₁³. На Крапивинской и Двуреченской площадях при переходе через аномалии, а значит, зоны, которые сложены высокопроницаемым коллектором, отмечается перепад уровня водонефтяного контакта, который можно объяснить действием капиллярных сил [«Прогноз зон развития коллекторов горизонта Ю₁ васюганской свиты центральной части Каймысовского свода» Иванов И.А. и др.] На исследуемой территории вблизи северной аномалии пробурены скважины, которые оказались высокопродуктивными, другие аномалии бурением не охарактеризованы. Наибольшими перспективами обладает самая южная аномалия, поскольку расположена в наиболее благоприятных структурных условиях.

В результате исследования характеристик волнового поля были выявлены аномалии разной морфологии. В таблице 3 представлены результаты этих исследований.

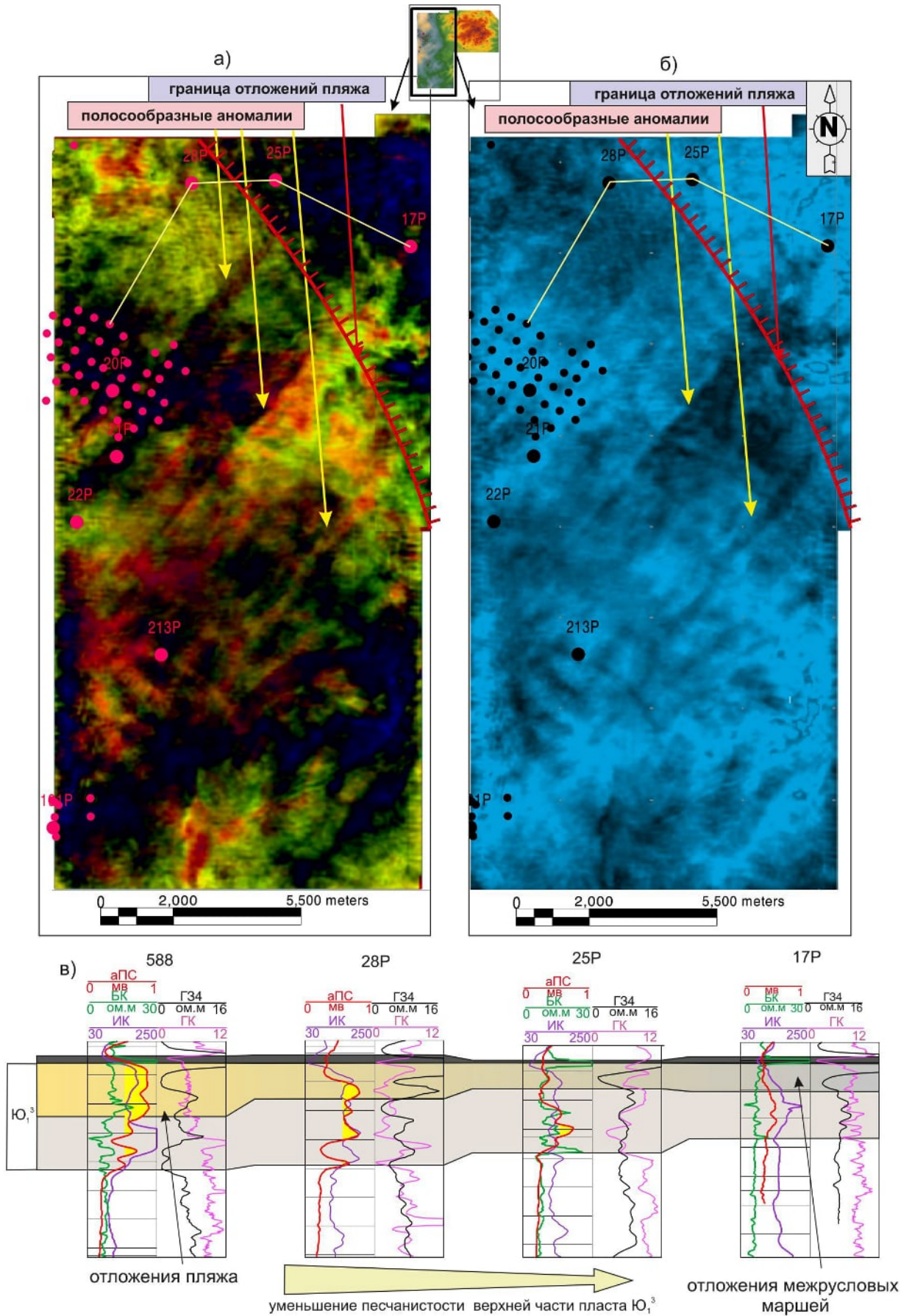


Рисунок 54 – Интерпретация отложений зоны пляжа в интервале пласта Ю₁³. Горизонтальный срез по кубу амплитуд, рассчитанном на частоте: а) 25 Гц; б) 32 Гц; в) корреляция пласта Ю₁³

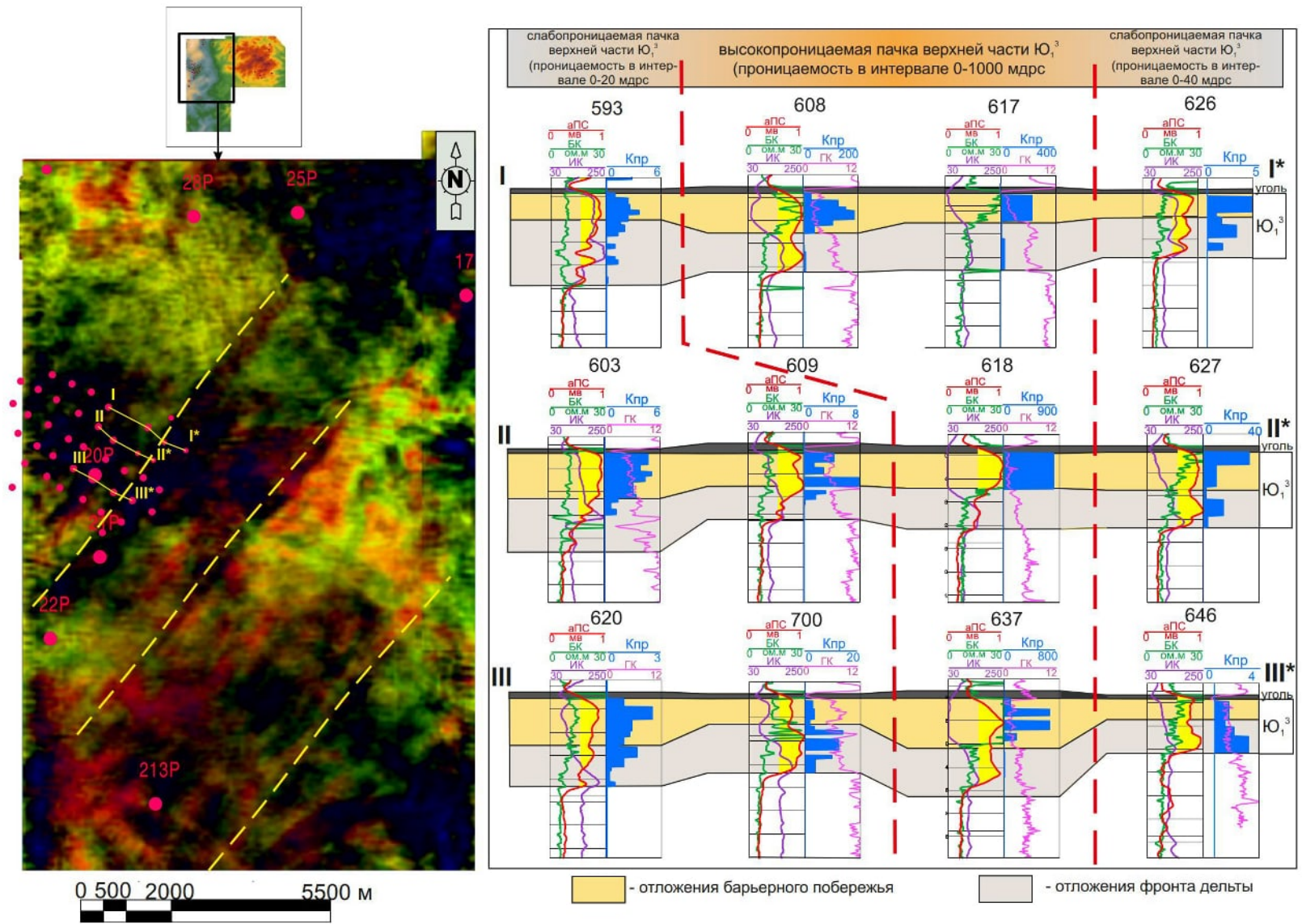


Рисунок 55 – Интерпретация отложений зоны пляжа в интервале пласта Ю₁³: а) по кубу амплитуд, рассчитанном на частоте 25 Гц; б) схемы корреляции по линиям I-I*, II-II*, III-III*

Таблица 3 – Характеристика обнаружения аномалий в соответствии с типом исследования волнового поля

Тип исследования волнового поля	Разновидность исследования	Определение аномалий на картах				
		пояс мексиканского дельтового рукава	конус выноса	граница между западной и восточной частью	«полосы»	другие
сейсмофациальный анализ (СФА)	СФА без обучения	0	–	0	–	
	СФА с обучением	+	+	+	–	
поинтервальные сейсмические атрибуты	«максимальная положительная амплитуда»	0	–	0	–	
	«средняя амплитуда»	0	0	–	–	
	«оггибающая интенсивности отражения»	0	–	+	–	
мгновенные динамические параметры волнового поля	«общая амплитуда» рассчитанный по кубу мгновенной частоты	+	+	–	–	
	«средняя мгновенная фаза»	+	+	–	–	
спектральная декомпозиция	амплитудные срезы по частотам	+	+	+	+	второстепенные русла
	результат RGB смешивания	+	+	+	0	второстепенные русла

– не обнаруживается; 0 – границы аномалий не четкие; + - четкие границы аномалий

Результаты исследования показывают, что сейсмофациальный анализ с обучением дает лучший результат, чем метод неконтролируемых нейронных сетей (Разд. 3.2). Мгновенные динамические атрибуты отражают аномалии, связанные с дельтовыми рукавами и конусом выноса лучше, чем поинтервальные сейсмические атрибуты (Разд. 3.3). Наибольшую детальность в обнаружении аномалий, связанных с изменением условий осадконакопления показывает методика спектральной декомпозиции (Разд. 3.3). В результате анализа горизонтальных срезов на разных частотах, были выявлены геологические особенности, которые были «недоступны» в традиционных методиках.

Глава 5

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА Ю₁³

5.1. Трехмерное моделирование

Заключительным этапом определения пространственного положения геологических разностей на исследуемой территории является построение 3D фациальной модели в программном комплексе Petrel. Основным принципом моделирования являлось максимальное использование всей полученной в результате исследования геолого-геофизической информации: фации концептуальной модели, цикличность накопления осадков пласта Ю₁³, результаты анализа сейсмических атрибутов, для определения распространения в межскважинном пространстве геологических особенностей пласта. При построении трехмерной модели было принято решение разделить пласт Ю₁³ на толщи, соответствующие циклам седиментации (рисунок 56). Основным вопросом при моделировании фации дельтовых рукавов являлось определение размеров русел и других сопутствующих геологических тел. В работе [89] опубликованы данные о взаимосвязи глубины и ширины русла в зависимости от различных морфологических типов систем каналов. В данной работе для нахождения ширины канала использовалась формула (3), которая, по мнению авторов [89] наиболее корректно подходит для изменчивого типа русел и когда тип системы каналов не определен.

$$W = 12.1 * D^{1.83}, \quad (3)$$

где W – ширина канала;

D – глубина канала.

Зная ширину канала можно рассчитать ширину пояса меандрирования дельтовых рукавов. Опираясь на результаты работ [80; 93] по формуле (4) была рассчитана ширина пояса меандрирования.

$$M = 5,67 * W^{1.016}, \quad (4)$$

где M – ширина пояса меандрирования;

W – ширина канала.

Необходимые для моделирования параметры дельтовых рукавов были рассчитаны для каждого седиментационного цикла в отдельности. Для определения параметра –глубина канала, использовались данные скважин 4Р и 53, которые вскрыли наиболее полный разрез. Результаты расчетов представлены в таблице 4. Рассчитанный диапазон ширины пояса меандрирования рукавов 550-2100 м соответствует размерам, которые были определены по данным сейсморазведки 3D, что свидетельствует о верном подборе концептуальной модели и параметров для расчета.

Таблица 4 – Размеры каналов дельтовых рукавов

номер цикла	глубина канала, м	ширина канала, м	ширина пояса меандрирования, м
3	6,2	340	2100
2	2.3	4,4	185
	2.2	3,0	90
	2.1	3,8	140
1	5,0	230	1400

Цикл осадконакопления I

Самый ранний этап осадконакопления пласта Ю₁³ связан с начальным этапом регрессии, деятельность которой в первую очередь проявилась на восточной части исследуемой территории. В результате снижения уровня моря, в восточной части рассматриваемой территории получили развитие дельтовые каналы. В западной части площади преобладали морские отложения.

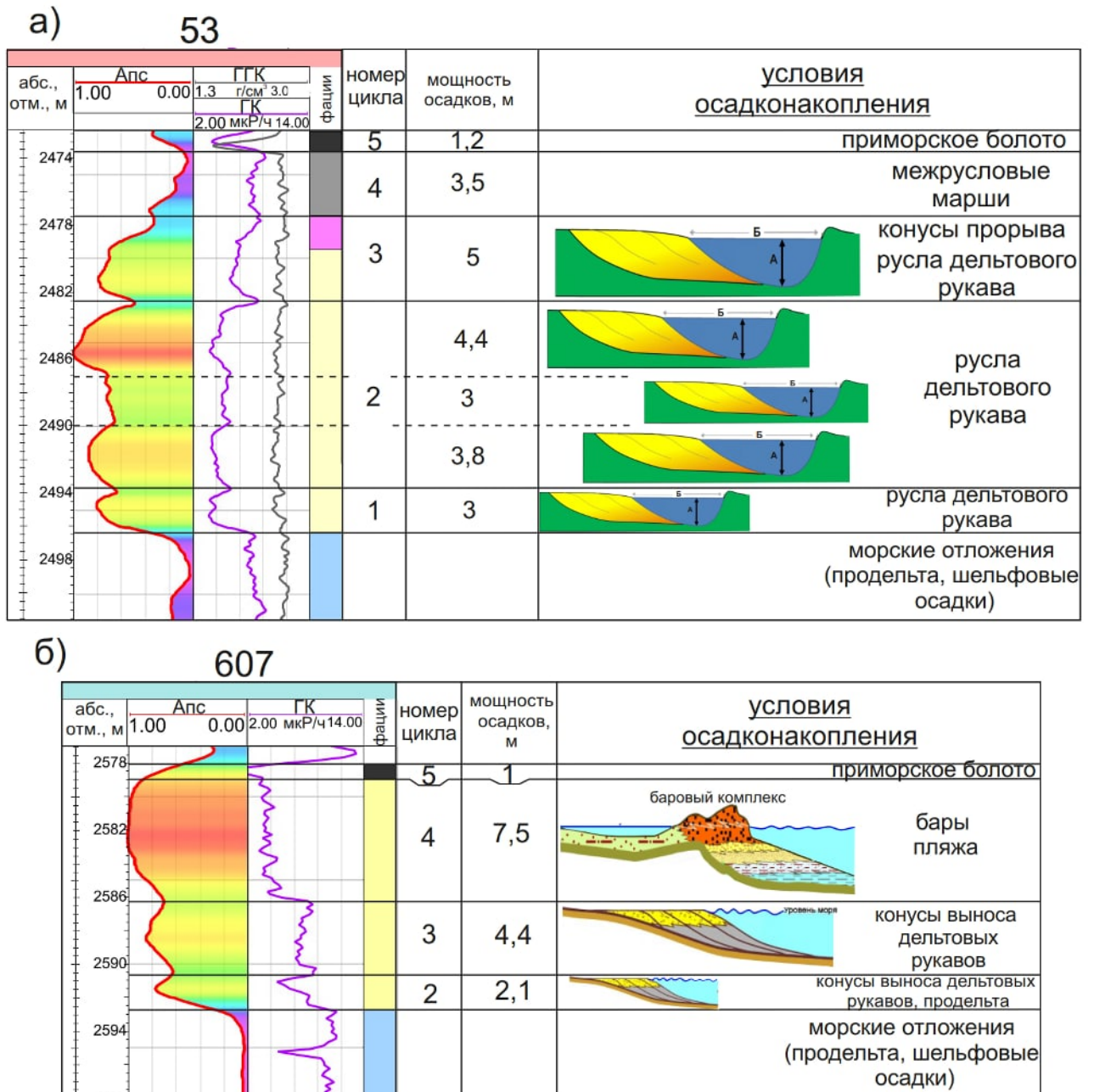


Рисунок 56 – Характеристика циклов осадконакопления используемых в модели пласта на исследуемой территории: а) для восточной, юго-восточной части; б) для западной части

Цикл осадконакопления 2

Второй этап характеризуется продолжающейся регрессией по направлению восток-запад, юго-восток - северо-запад. В восточной и южной частях территории максимальное развитие получили русловые отложения дельтовых рукавов (рисунок 57). В пределах пояса меандрирования рукавов, в некоторых скважинах, можно наблюдать увеличение песчаной фракции. Внутри данного цикла на Мои-

сеевской площади, можно выделить дополнительные границы циклов осадконакопления, например, в скважине 53. Латерально замещающими породами песчаных отложений основных дельтовых каналов, являются песчано-глинистые осадки субэзральной части дельтовой равнины: междельтовых маршей, конусов прорыва, второстепенных дельтовых каналов. Простираение пояса меандрирования и его размеры были определены по результатам анализа сейсмических атрибутов. В западной части территории данный цикл представлен песчано-глинистыми отложениями ранней стадии выдвижения дельты. Песчаные отложения формировались в условиях конусов выноса дельтовых рукавов.

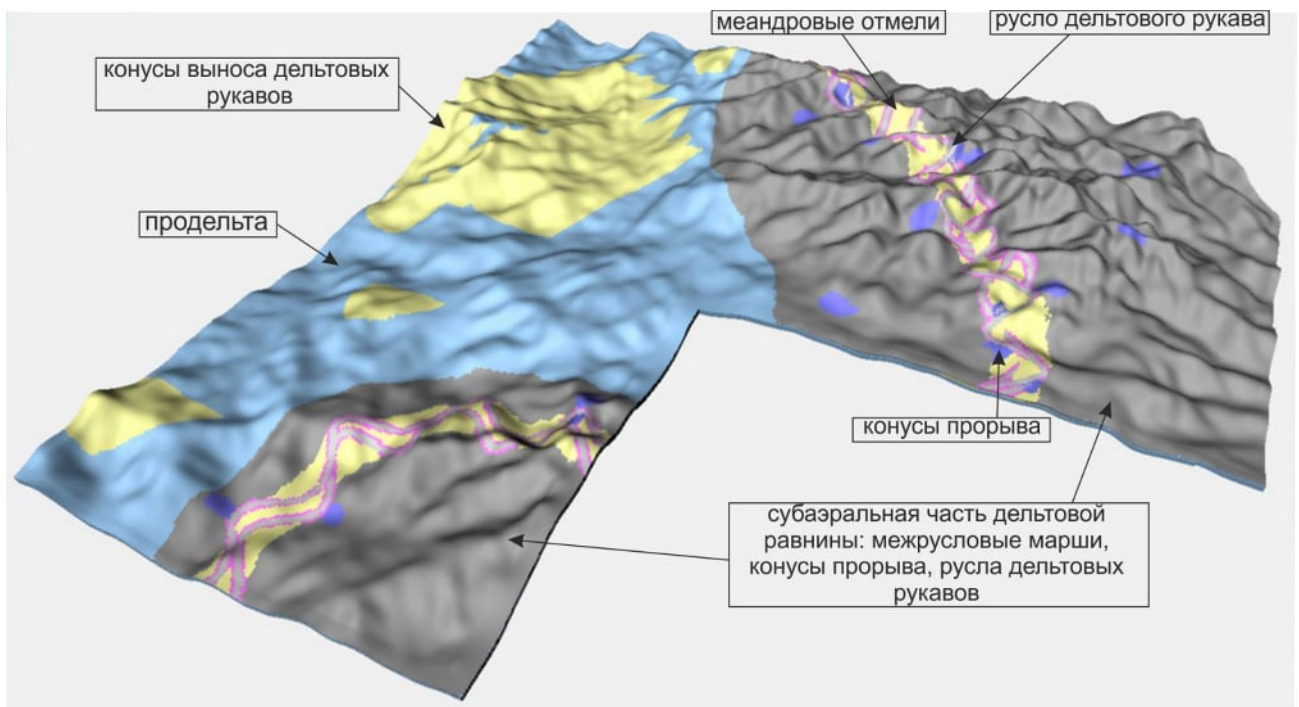


Рисунок 57 – Распределение фациальных обстановок второго цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³

Цикл осадконакопления 3

Третий этап осадконакопления характеризуется продолжением регрессии. В восточной и южной частях территории, по-прежнему развиты отложения дельтовых рукавов в пределах субэзральной части дельтовой равнины. В западной части территории происходит обмеление бассейна, что способствовало формированию регрессивных прибрежно-морских песчаников покровного типа осложненных конусами выноса дельтовых рукавов (Рисунок 58). Низкая гидродинамика морского

бассейна и большое количество поступившего обломочного материала предопределили слабую переработку осадков. Граница между регрессивными песчаными отложениями прибрежной части моря и глинистыми отложениями надводной дельтовой равнины была определена по картам сейсмофаций и сейсмических атрибутов.

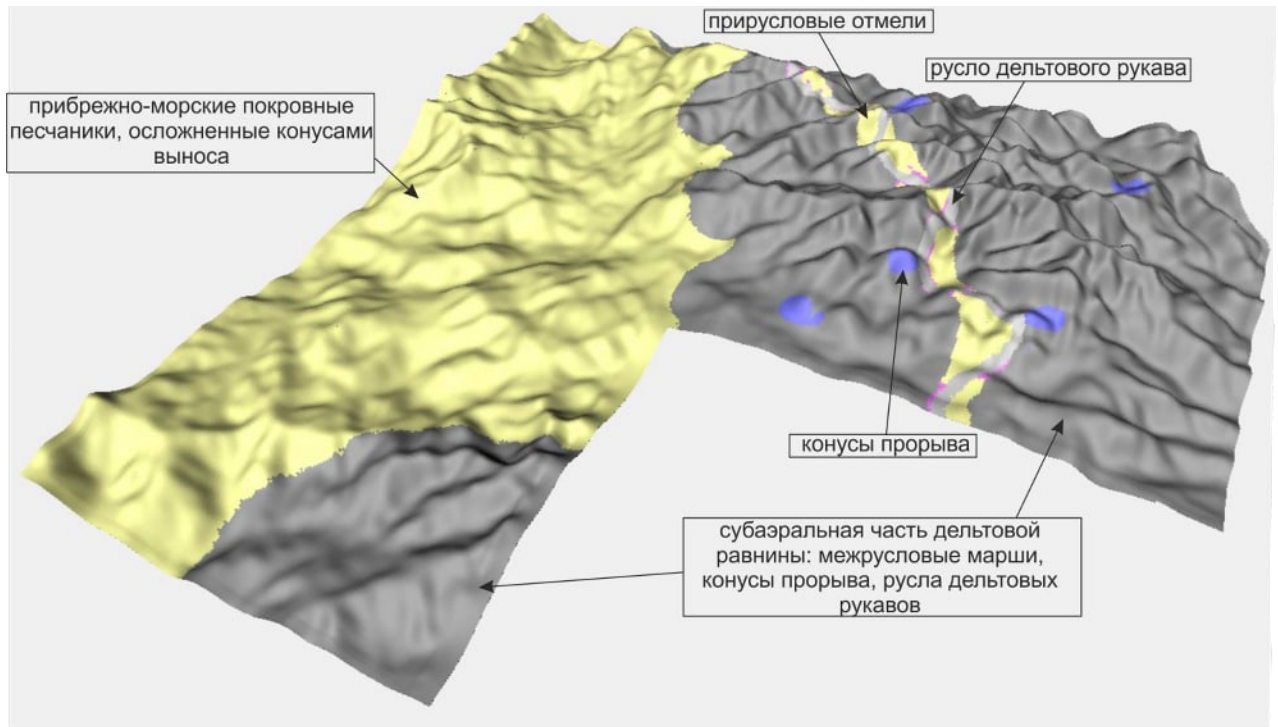


Рисунок 58 – Распределение фациальных обстановок третьего цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³

Цикл осадконакопления 4

На данном этапе регрессия приближается к максимуму. В восточной и южной частях господствует режим близкий субконтинентальному. В западной части происходит обмеление бассейна. Преобладают волновые процессы, что способствует гидродинамической переработке песчаных осадков. В пределах покровных регрессивных песчаников формируются линейно вытянутые зоны «барового» типа, где кровельная часть за счёт их гидродинамической проработки в зоне пляжа обладает значительной степенью сортировки терригенного материала и высокими коллекторскими свойствами (рисунок 59). Линия замещения прибрежно-морских регрессивных песчаников глинистыми отложениями надводной части дельты

была выделена по результатам интерпретации карт сейсмических атрибутов, в том числе спектральной декомпозиции.

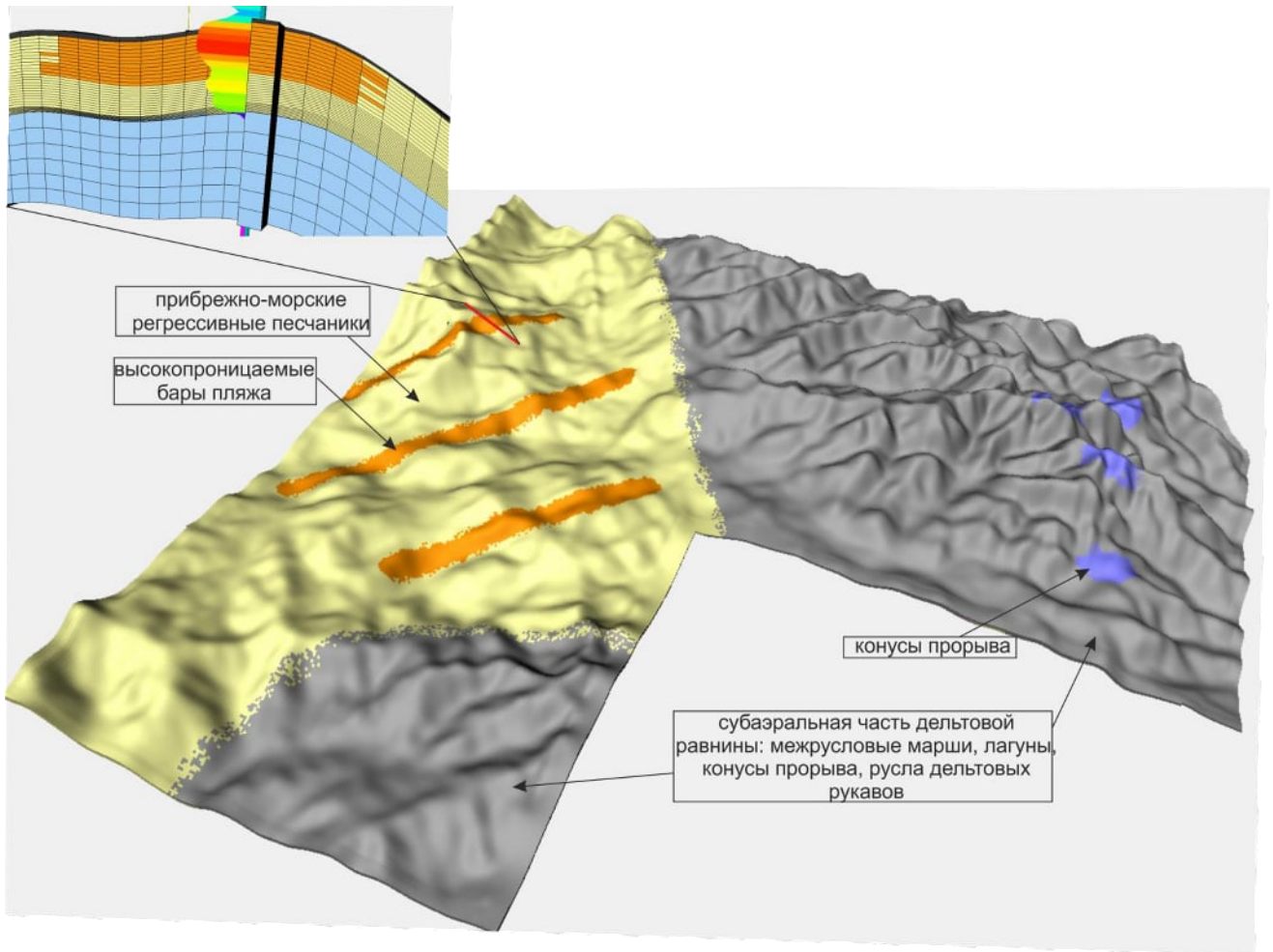


Рисунок 59 – Распределение фациальных обстановок четвёртого цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³

Цикл осадконакопления 5

Регрессия достигла максимума. На всей исследуемой территории установился субконтинентальный режим. Формируются осадки характерные для приморского болота, которые в дальнейшем были преобразованы в уголь.

5.2. Определение перспективных участков территории

В результате выполненной работы можно отметить следующие перспективные направления, связанные с доизучением территории. Первое направление связано с зонами развития высокопроницаемых коллекторов баровых тел зоны пляжа, и коллекторов пояса меандрирования. Благоприятное гипсометрическое положение и присутствие отложений пляжа, в пределах структурного поднятия западнее Моисеевского месторождения (на рисунке 60 цифра 1), позволяет считать его наиболее перспективным для обнаружения углеводородов в центральной части. Пояс меандрирования дельтовых рукавов в северо-западной части Моисеевского поднятия (на рисунке 60 цифра 2) и в зоне сочленения Моисеевского и Крапивинского поднятий (на рисунке 60 цифра 3), не охарактеризован бурением, что делает эти участки также благоприятными для дальнейших поисков залежей углеводородов. Второе направление связано с доизучением территории сейсморазведкой 3D на юге и севере от имеющегося контура выполненных 3D работ.

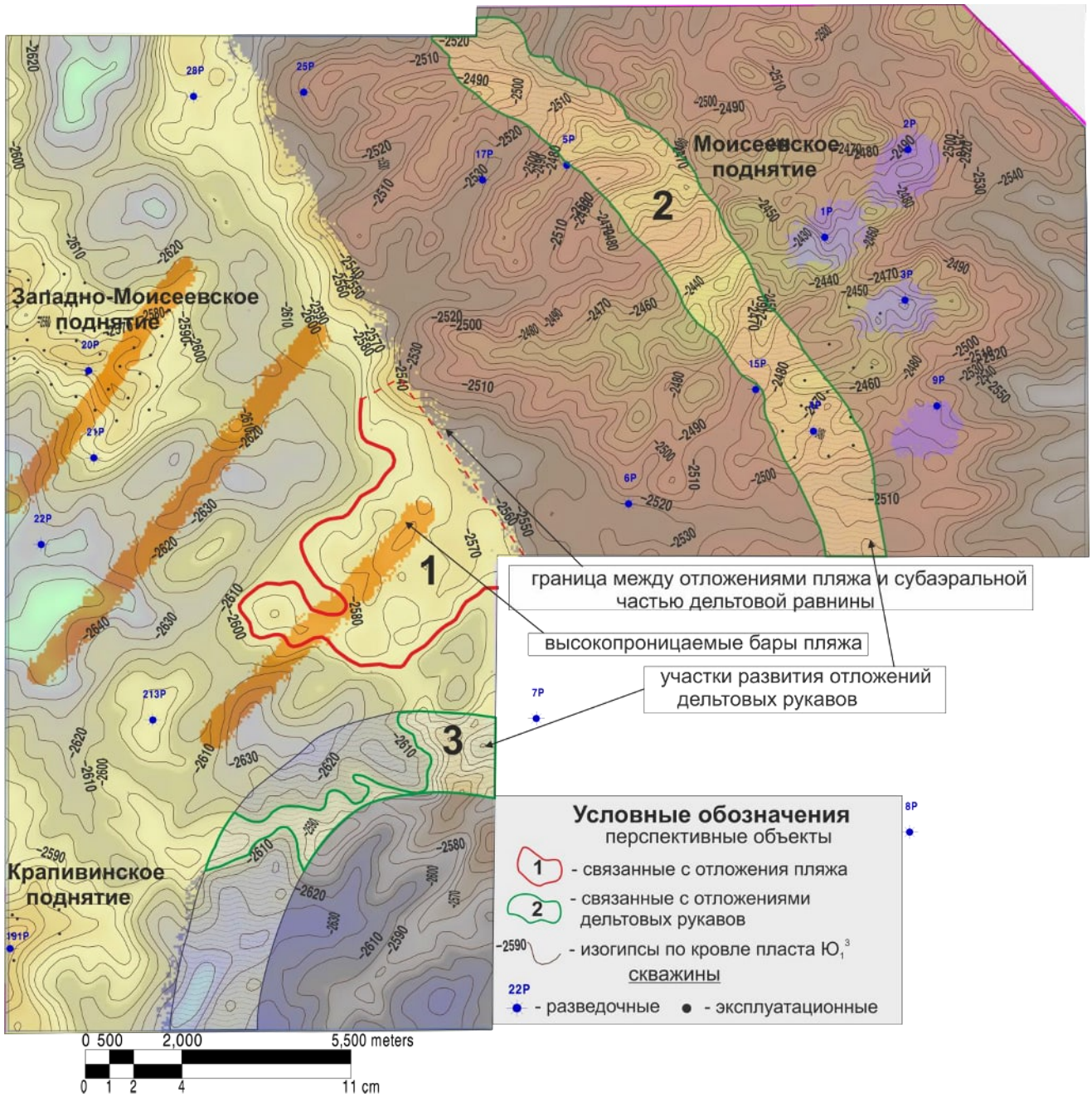


Рисунок 60 – Структурная карта по кровле пласта Ю₁³ с элементами прогноза нефтеперспективных участков

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство месторождений исследуемой территории находится в завершающей стадии разработки. Несмотря на это, территория обладает ресурсным потенциалом. Дальнейшие перспективы связаны с залежами, которые приурочены к сложнопостроенным ловушкам, поиск, разведка и разработка которых возможна только при комплексировании всего объема геолого-геофизической информации и обоснованного научно-технического подхода.

В диссертационной работе на примере зоны сочленения Моисеевского, Мелимовского, Западно-Моисеевского и Южно-Моисеевского поднятий, была предложена методика картирования коллекторов пласта Ю₁³. Проблема прогнозирования коллекторов заключалась в литологической неоднородности пласта по разрезу и по латерали. Прогнозирование такого типа разреза только по скважинным данным представляется недостаточно объективным и во многом зависит от интерпретатора. Это связано с недостаточным количеством скважин и их неравномерным распределением по площади. В этом случае интерпретация геологического разреза без привлечения данных сейсморазведки 3D не всегда обоснована. Считается, что изменчивость геологической среды находит свое отражение в волновом сейсмическом поле, а поскольку оно непрерывно, то является хорошим инструментом для прогнозирования пространственного положения геологических неоднородностей в межскважинном пространстве. С другой стороны, результаты интерпретации данных сейсморазведки могут быть неоднозначными без опоры на скважинные данные, поэтому в настоящей работе был детально изучен весь имеющийся фактический материал по скважинам.

Породы на исследуемой территории формировались в условиях дельтового комплекса, осложняющего мелководно-морскую акваторию осадочного бассейна. В восточной части территории осадконакопление происходило в обстановках субаэральной части дельтовой равнины. Фация каналов дельтовых рукавов является основной, с которой может быть связано накопление песчаных коллекторов. Последовательное наложение песчаных линз, сформированных палеопотоками, фор-

мирует мощный коллектор, со значительной изменчивостью по латерали. Западная часть территории формировалась преимущественно в условиях субаквальной части дельтовой равнины. Вынесенные дельтовыми рукавами песчаные осадки в дальнейшем подверглись волновой переработке в условиях морского побережья, в результате чего на некоторых участках сформировались линейно-вытянутые зоны суперколлекторов северо-восточной ориентировки.

По данным анализа акустических исследований на керне и каротажных диаграмм, выявлено различие упругих свойств пород для восточной и западной части территории, которое вероятно связано с повышенной карбонатизацией пород в восточной части. Выполненное сейсмогеологическое моделирование и анализ разрешающей способности сейсморазведки позволяют утверждать, что основные перспективные в плане коллекторов фации русел дельтовых рукавов, конусов выноса, и в меньшей степени баров, отображаются в волновом сейсмическом поле.

В результате интерпретации атрибутов сейсмической записи определено пространственное положение пояса меандрирования дельтовых рукавов, граница между песчаными отложениями конусов выноса дельты и песчано-глинистыми отложениями субаэральной части дельтовой равнины, граница отложений пляжа. Полученные результаты послужили основой для построения трехмерной фациальной модели исследуемой территории.

Полученные результаты о пространственном положении и размерах наиболее перспективных песчаных тел позволят минимизировать риски при размещении разведочных и эксплуатационных скважин.

Перспективы дальнейшего развития выполненных исследований: предложенная в диссертационной работе методика, отработанная на территории исследования, как полигоне, может быть использована и на других лицензионных участках в Томской области где встречаются подобные обстановки седиментации, а также на территории ХМАО при поисках и разведке залежей на палеограничных участках суша-море, где имеют место сходные фациальные переходы (например, пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄ Широтного Приобья).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авербух, А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсмо-разведке / Авербух А.Г. – Москва: Недра. – 1982. – 232 с.
2. Алексеев, В.П. Литология: учебное пособие / В.П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2001. – 249 с.
3. Ампилов, Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ампилов Ю.П. – М., ООО «Издательство «Спектр», 2008. – 384 с.
4. Бакиров А.А. Литолого-фациальный и формационный анализ при поиске и разведке скоплений нефти и газа/ А.А. Бакиров, А.К. Мальцева. – М.: Недра, 1985 г.- 159 с.
5. Белозеров, В.Б. Особенности строения васюганской свиты в связи с поисками залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа / Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. // Сб. научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1985. – С. 111
6. Белозеров, В.Б. Перспективы поиска ловушек неантиклинального типа в отложениях верхней юры Средневасюганского мегавала/ Белозеров В.Б., Брылина Н.А. // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1989. – С. 107-115.
7. Белозеров, В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений/ Белозеров В.Б. // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 116–123.
8. Бобров, А.В. Комплексный подход к интерпретации скважинных и сейсмических данных с целью выявления структурно-литологических ловушек на примере одного из месторождений Западной Сибири/ Бобров А.В., Кравченко Г.Г.// Материалы 18–й научно-практической конференции по вопросам геолого-разведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2016». – Геленджик 2016.

9. Бобров, А.В. Особенности геологического строения продуктивного пласта Ю₁³⁺⁴ на Южно-Черемшанском месторождении / Бобров А.В., Гладилин С.А. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №3 – С.22-25.
10. Бобров, А.В. Литолого-фациальная характеристика пласта Ю₁³ в районе южной периклинали Каймысовского свода на основе комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения / Бобров А.В., Белозеров В.Б. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – №8 – С.56-61.
11. Бобров, А.В. Повышение эффективности сейсморазведочных работ на примере лицензионных участков ОАО «Томскнефть» ВНК / Бобров А.В., Бычков А.В., Денисов Н.В., Жужель В.С., Максимов В.П., Чесалов А.Ю. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №4. – С.18-21.
12. Бобров, А.В. Построение фациальной модели как основы геологической модели многопластового месторождения/ Бобров А.В., Ларина Е.П., Попов В.Л., // Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2013 г.
13. Бобров, А.В. Применение данных сейсморазведки для фациального анализа юрских отложений / Бобров А.В.// Тезисы 5-ой конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть» – Томск: ТМЛ-Пресс, 2012. – 292 с.
14. Бобров, А.В. Сейсмогеологическое строение пласта Ю₁³⁻⁴ на Южно-Черемшанском месторождении. Применение факторного анализа сейсмических атрибутов для прогнозирования ФЕС / Бобров А.В. // тезисы докладов Четвертой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2011. – 368 с.
15. Бобров, А.В. Уточнение модели месторождения с неравномерным распределением коллекторов с помощью технологий спектральной декомпозиции и сейсмической инверсии по DecisionSpace (Landmark) / Бобров А.В., Иваницкий М.Ю. // VII Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле (с участием иностранных специалистов): Материалы конференции. – Новосибирск – 2014. – С. 318-319.

16. Бобров, А.В. Уточнение модели месторождения с помощью технологической спектральной декомпозиции и сейсмической инверсии по DECISIONSPACE (LANDMARK) / Бобров А.В., Иваницкий М.Ю. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2015. – С. 212-213.

17. Бобров, А.В. Уточнение структурно-тектонической модели по данным МОГТ-3D в районе с развитыми дизъюнктивными дислокациями на примере одного из месторождений Александровского свода / Бобров А.В., // Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск. – 2014. – с. 259-261.

18. Бобров, А.В., «Уточнение модели месторождения с помощью технологии спектральной декомпозиции ПО DecisionSpace(Landmark) / Бобров А.В., Иваницкий М.Ю. // Материалы пятой международной научно-практической конференции ЕАГО – Алушта, респ. Крым. – 2015. – С.176-179.

19. Брылина, Н.А. Палеогеоморфологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа в отложениях васюганской свиты на юго-востоке ЗападноСибирской плиты/ Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири: Сб. Научных трудов СНИИГГиМС. Новосибирск, 1989. – С.115-123

20. Буторин, А.В. Изучение геологических объектов ачимовской свиты при помощи спектральной декомпозиции волнового поля/ Буторин А.В. // Геофизика. – 2016. – №.2. – с.10-18.

21. Буш, Д. А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Методика исследований/ Буш Д. А. – М.: Мир, 1977. – 217 с.

22. Вендельштейн, Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Вендельштейн, Б.Ю., Резванов Р.А. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

23. Гик, Л.Д. Использование спектральных характеристик сейсмической записи для прогноза зон улучшенных коллекторов / Гик Л.Д., Конторович В.А.,

Канаков М.С., Лапковский В.В., Лунев Б.В., Немирович-Данченко М.М. // Технологии сейсморазведки. – 2013. – №3, – С.16-20.

24. Градзиньский, Р. Седиментология / Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р.— М.: Недра, 1980. — Пер. изд. ПНР, 1976. — 640 с.

25. Гроссгейм, В.А. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / В.А. Гроссгейм, О.В. Бескровная, И.Л. Геращенко и др. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.

26. Губина, А.И. Системное комплексирование геолого-геофизической информации для определения фациальной цикличности осадочных толщ/ Губина А.И.// Нефтепромысловое дело. – 2007. – №10. – С. 4-7.

27. Даненберг, Е.Е., Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область)/ Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А.– Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 291 с.

28. Денисов, С.Б. Повышение разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС/ Денисов С.Б., Бирун Е.М., Рудая В.С., Ставинский П.В.// Геофизика. – 2005. – №3. – С. 13-18.

29. Добрецов, Н.Л. Динамика нефтегазоносных бассейнов в арктике и сопредельных территориях как отражение мантийных плюмов и рифтогенеза / Добрецов Н.Л., Полянский О.П., Ревердатто В.В., Бабичев А.В.// Геология и геофизика – 2013. – №8. – С.1145-1161.

30. Дьяков, Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин / Дьяков Д.И., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И.// Учебник. – Москва: Недра. – 1984. – 432 с.

31. Жемчугова, В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии для моделирования углеводородных систем / В.А. Жемчугова. уч. пособие РГУ нефти и газа им И.М. Губкина. – Москва, 2015 – 359 с.

32. Изотова, Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Вендельштейн. – Москва: Недра, 1993. – 177 с.
33. Казаненков, В.А. Проблема индексации и номенклатуры продуктивных горизонтов юры и неокома Западной Сибири и пути ее решения (системно-литмологический аспект) / Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Рыльков С.А., Плесовских И.А. // Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 40-46
34. Конибир, Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / Конибир Ч.Э.Б. – М.: Недра, 1979. – 256 с.
35. Кононова, Т.А. Сейсмофациальный анализ как основной метод прогноза развития коллекторов в условиях низкой изученности бурением / Кононова Т.А., Нестерова Т.А., Латыпова Э.С. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №8 – С.64-67.
36. Конторович, А.Э. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Конторович А.Э., Шурыгин Б.Н. и др – г. Новосибирск: СО РАН. 2000.– 480 с.
37. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / Конторович В.А. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
38. Конторович, В.А. Моделирование волновых полей при прогнозе геологического разреза нижнеюрских отложений Колтогорского прогиба / Конторович В.А. // Геология и геофизика. – 1992. – №. 12 – С. 124-132.
39. Кравченко, Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти (юго-восток Западной Сибири) / Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук «Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти (юго-восток Западной Сибири) – Томск, 2010. – 157 с.

40. Крашенинников, Г. Ф. Учение о фациях с основами литологии / Крашенинников Г. Ф., А. Н. Волкова, Н. В. – изд. Московского университета. – 1988. – 215 с.
41. Кулагин, О.А. Применение сейсмических атрибутов для оценки коллекторских свойств верхнеюрских отложений на юге Ямало-Ненецкого автономного округа/ Кулагин О.А., Кислухин В.И., Дещеня Н.П. // Горные ведомости. – 2006. – №.8, – с.70-77.
42. Левянт, В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с Пористостью трещинно-кавернового типа/ Под редакцией Левянта В.Б. – Москва: ЦГЭ. – 2010.
43. Лидер, М.Р. Седиментология. Процессы и продукты / М.Р. Лидер. – Москва: Мир, 1986. – 439 с. 17
44. Логинов, Д.В. Лаврик С.А. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов/ Логинов Д.В., Лаврик С.А. // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2010. – Т.5, №1 – 10 с.
45. Малярова, Т.Н. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах/ Малярова Т.Н., Иванова Н.А.// Тезисы докладов VIII Международной научно практической конференции Геомодель – Геленджик 2006. – С. 136-137.
46. Маркова, Л.Г. Палинологическое обоснование корреляции верхнеюрских отложений и наличие в них зон выклинивания на юго-востоке Западно-Сибирской плиты/ Маркова Л.Г., Даненберг.Е.Е., Скуратенко А.В. и др. // Спорово-пыльцевой метод при реконструкции палеорастительности и определении биофаций: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984. - С.28.
47. Математические проблемы геофизики. Проект при поддержке Сибирского отделения РАН и РФФИ. http://emf.ipgg.nsc.ru/mpg/seismic/din_an.php

48. Морозов, П.В. Повышение достоверности цифровой геологической модели русловых отложений на основе спектральной декомпозиции и интерактивного анализа сейсмических данных/ Морозов П.В., Х. Ядав, Цыбульский В.А., Г. Патон// Тезисы докладов 4-й международной геологической конференции EAGE. – Тюмень. – 2015. – 326 С.
49. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев/ – Ленинград: Недра, 1984. –260 с. 16
50. Муртазин, Д.Г. Спектральная декомпозиция - новые возможности детального динамического анализа сейсмических данных/ Муртазин Д.Г. // Геофизика – 2016. – №.5. – С.68-73.
51. Мясникова, Г.П. Особенности геологического строения структурно-литологических залежей в пласте Ю₁ васюганской свиты/ Мясникова, Г.П. // Труды ЗапСибНИГРИ. – Тюмень. – 1979. – №144 – С.5-58.
52. Немирович, Т.Г. Комплексирование данных сейсморазведки, ГИС и петрофизики для реконструкции условий осадконакопления с целью максимальной выработки запасов нефти / Немирович Т.Г., Павлова Н.Г. // Геофизика. – 2009. – №6. – С.43-46.
53. Никульников, А.Ю. Атрибутный анализ сейсмических данных на основе спектральной декомпозиции / Никульников А.Ю.// Геофизика. – 2012. – №.1. – С.54-57.
54. Ольнева, Т.В. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления / Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. // Геофизика. – 2016. – №.2 – С. 2-9.
55. Пейтон, Ч. Сейсмическая стратиграфия/ Пейтон Ч. – М.: Мир, 1982. – 486 с.
56. Петтиджон, Ф. Пески и песчаники / Ф. Петтиджон, П. Поттер, Р. Сивер. – Москва: Мир, 1976. – 536 с.
57. Приезжев, И.И. Количественный прогноз карт эффективных параметров нефтегазовой продуктивности пластов по сейсмическим данным с помощью

глубоких нейронных сетей / Приезжев И.И., Егоров С.В., Щелкунов А.Е. // Геофизика. – 2017. – №.6. – с.2-9.

58. Приезжев, И.И. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала/ Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. // Геофизика. – 2014. – №1. – С. 63-67.

59. Рейнек, Г.-Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г.-Э. Рейнек, И.Б. Сингх. – Москва: Недра, 1981. – 439 с.

60. Рухин, Л.Б. Гранулометрический анализ песков / Л.Б. Рухин. – Ленинград: ЛГУ. – 1947. – 213 с.

61. Селли, Р.К. Дельтовые фации и геология нефти и газа/ Селли, Р.К. // В кн.: Достижения в нефтяной геологии. Под ред. Г.Д. Хобсона. – Москва: Недра, 1980. – С. 201–227.

62. Селли, Р.К. Древние обстановки осадконакопления / Р.К. Селли. – Москва: Недра, 1989. – 294 с.

63. Серра, О. Восстановление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин / О. Серра. – Москва: Schlumberger Limited, 1985. – 366 с.

64. Синякина, Ю.С. Комплексование материалов изучения керна и геофизических исследований скважин для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО "НК "Роснефть" в Западной Сибири / Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – №4. – С.14-18.

65. Смирнов, О.А. Подготовка новых ловушек УВ в Сергинском НГР ХМАО-Югра на основе комплексования геолого-геофизических данных/ Смирнов О.А., Феоктистова О.В., Зайцев А.Н.// Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №2. – С.25-27.

66. Стратиграфический словарь СССР. Триас, юра, мел. - Л.: Недра, 1979. 592 с.

67. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра. / ред. Б. Н. Шурыгин – Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000.

68. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / Сурков В.С., Жеро О.Г. – Москва: Недра, 1981, – 143 с.
69. Татъянин, Г.М. Строеение и фораминиферы верхней юры юго-востока Западной Сибири»: Автореф. дис. на соискание учен. степ. канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 1985. – 19 с
70. Титаренко, И. А. Современные технологии комплексирования геолого-геофизических данных при региональных и поисково-оценочных работах на нефть и газ/ Титаренко И. А., Соколова И. П., Титаренко А. В.// Геология нефти и газа. – 2011. – №1. – С. 84-93.
71. Урупов, А.К. Сейсмические модели и эффективные параметры геологических сред / Урупов, А.К. // Уч. Пособие. – Москва: РГУ им. И.М. Губкина. – 1984. – 85 с.
72. Финогенова, А.С. Прогнозирование распространения русловых песчаников в отложениях средней юры на основе сейсмофациального анализа / Финогенова А.С., Зервандо К.Ю. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №.3. – С.28-33.
73. Хромова, И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели на примере программного комплекса Landmark / Хромова И.Ю. – М.: 2007. 1 часть –315 с.
74. Шерифф, Р. Сейсморазведка. История теория и получение данных/ Р. Шерифф, Л. Гелдарт. – Москва: Мир 1987. 448 с.
75. Шерифф, Р. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных / Р. Шерифф, Л. Гелдарт. – Москва: Мир. – 1987. – 400 с.
76. Bahorich, M., S. Farmer «3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube» The Leading Edge, october 1995, p 1053-1058.
77. Barnes, A.E. Comparison of methods for unsupervised classification of seismic data/ A.E. Barnes, K.J. Laughlin// 64th EAGE Conference & Technical Exhibition. – Florence, 2002
78. Bednar, J.B. Least squares dip and coherency attributes/ Bednar, J.B. // The Leading Edge. – 1998. – v.17, №6. – pp. 777-778.

79. Biles, N.E. Regional evaluation and hydrocarbon potential of the deep section of the Gulf of Mexico offshore Louisiana continental shelf from modern 3D seismic data / Biles. N.E., A.E. Hannan, G. A. Jamieson, A. Krueger, D. L. Shelander, F. Snyder // 73rd Annual International Meeting, SEG. – Dallas. – 2003. – pp. 414-417.

80. Bull, W.B. Relation of textural (CM) patterns to depositional environment of alluvial fan deposits / Bull W.B // Journal of Sedimentary Petrology. – 1962. – v. 32. – № 2. – pp. 211–216.

81. Carlston, C.W. The relationship of free meander geometry to stream discharge and its geomorphic implications / Carlston, C.W. // American Journal of Science. – 1965. – v. 263. – pp. 864-885.

82. Castagna, J.P. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons / Castagna. J.P., Shengjie sun, R.W. Siegfried // The Leading Edge. – 2003. – v.25, №2. – pp. 120-127.

83. Chandra, M. Lithostratigraphic interpretation of seismic data for reservoir characterization / M. Chandra, A.K. Srivastava and V. Singh // 73rd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2003.– pp. 1473-1476.

84. Chen, G. Spectral-decomposition response to reservoir fluids from a deep-water West Africa reservoir / Chen. G., G. Matteucci, B. Fahmy, and C. Finn. // Geophysics. – 2008. – vol. 73, №.6 – pp. 23-30.

85. Chopra, S. Integrating coherence cube imaging and seismic attributes / Chopra S., S. Pickford // SEG. – Calgary. – 2001. – pp 20-22.

86. Chopra, S. Seismic attributes — A historical perspective / Chopra S. and K. J. Marfurt // Geophysics. – 2005. – v. 70. – pp. 3–28.

87. Douglas, E. Isolating individual channel sequences using 3d visualization and multi-attribute techniques in a stacked channel complex, ultra deep water brazil / Douglas E. Meyer¹, Terra E. Bulloch¹, Elizabeth A. Lorenzetti Harvey¹ t. Mike Sheffield¹ and Rick Roberson // EAGE 63rd Conference & Technical Exhibition — Amsterdam, The Netherlands. – 2001.

88. Emery, D. Sequence stratigraphy / Emery. D., K.J. Myers. – London, 1996.

89. Fielding, C.R. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences / Fielding, C.R., and Crane, R.C. // S.E.P.M. – 1987. – №. 39. – pp. 321-327.
90. Gao, D. Texture model regression for effective feature discrimination: Application to seismic facies visualization and interpretation/ Gao D. // Geophysics. – v. 69. pp. 958–967.
91. Haskell, N. Delineation of geologic drilling hazards using 3-D seismic attributes / Haskell, N., S. Nissen, and M. Hughes // The Leading Edge. – Tulsa, Oklahoma. – 1999. – v.18, №3. – pp. 373-382.
92. Henderson, J. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multichannel, volumetric spectral decomposition data/ J. Henderson, S.J. Purves, C. Leppard // First Break.– 2007.– v.25.– pp.87-93
93. Johann, P. Spectral Decomposition Reveals Geological Hidden Features in the Amplitude Maps from a Deep Water Reservoir in the Campos Basin / Johann P., Ragagnin G., Spínola, M.// SEG. – Dallas. – 2003.– pp. 1740 -1743.
94. Leopold, L.B. River Meanders / Leopold, L.B. and Wolman, M.G.// GSA Bulletin. – 1960. – v. 71, – pp. 769-794.
95. Marfurt, K.J. 3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm/ Marfurt K.J., R. L. Kirlinz, S. L. Farmer, and M. S. Bahorich// Geophysics. – v. 63. – pp. 1150–1165.
96. McArdle, N.J Understanding seismic thin-bed responses using frequency decomposition and RGB Blending/ McArdle N.J. and Ackers, M.A. // First Break. – 2012. – v. 30, №12. – pp. 57-65.
97. Othmana, A.A.A. Use of spectral decomposition technique for delineation of channels at Solar gas discovery, offshore West Nile Delta, Egypt / Othmana Adel. A.A., Fathy M., Maherb A. // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – v. 25, №1. – pp. 45-51.
98. Partyka, G. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization / Partyka G., J. Gridley, John Lopez// The Leading Edge. – 1999. – v.18, №3. – pp.353 - 360.

99. Partyka, G.A. Interpretational Aspects of Spectral Decomposition / Partyka, G.A., Gridley, J.M. // Abstract, Istanbul '97 International Geophysical Conference and Exposition, – July 7-10, 1997.

100. Rodriguez, J.M. Spectral decomposition and inversion: case study of a production area in the cook inlet basin Alaska, USA / Rodriguez J.M. // A Thesis Presented to the Faculty of the Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Houston. – By May 2009.

101. Schmidt, I. S. Lacaze, G. Paton «Spectral Decomposition combined with geo-model interpretation: Creating new workflows by integrating advanced technologies for seismic imaging and interpretation / Schmidt. I., S. Lacaze, G. Paton // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC. –London. – 2013.

102. Sheriff, R.E. Limitation on resolution of seismic reflection and geologic detail derivable from them/ Sheriff R.E. // In seismic stratigraphy: Application to Hydrocarbon Exploration, Memoir 26 (ed. Payton) – 1977. – pp 3–14.

103. Shtivelman, V. Phase and group time section and possibilities for their use in seismic interpretation of complex media/ Shtivelman, V., Landa, E., and Gelchinsky, B. –Geophysical Prospecting. – 1986. – v.34, №4. – pp. 508-536.

104. Widess, M.B. How thin is a thin bed? / Widess M. B. – Geophysics. –1973 – v. 38, no. 6. – pp. 1176-1180.

Фондовая

105. Отчет по договору № 1750309/0018д «Создание атласа-справочника типичных концептуальных моделей месторождений компании (Разрабатываемые месторождения ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)» отв. исп. П.А, Земцов, Краснодар 2009 г.

106. Отчет по договору №11-02 «Научный анализ геолого-геофизической информации, переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки и глубокого бурения, уточнение моделей геологического строения месторождений нефти и газа, разработка программы геологоразведочных работ на 2004-2010 гг. в

Васюганском районе нефтедобычи (участки №49,51,66)» отв. исп. Конторович В.А.

107. Отчет по теме «Зональный прогноз перспективных зон и участков развития горизонта Ю1 юга Каймысовского свода» отв. исп. Славкин В.С., Москва, 1998 г.

108. Отчет по теме ««Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3D сейсморазведочных работ на Карайско-Моисеевском лицензионном участке (Моисеевское месторождение) ОАО «Томскнефть» ВНК.» отв. исп. Максимов В.П., Томск, 2015 г.

109. Отчет по теме «Обобщение геологических материалов, изучение фациальных особенностей и корреляция продуктивных пластов в пределах перспективных районов Томской области с целью оптимального размещения геологоразведочных работ на нефть и газ» отв. исполнитель А.В. Крылов – Томск, КТЭ ПГО «Томскнефтегазгеология», 1989, 253 с.

110. Отчет по теме «Отчет о результатах глубокого бурения на Моисеевской и Крапивинской площадях» отв. исполнитель Фузеев С.М., Томск, ПГО «Томскнефтегазгеология», 1972 г., 222с.

111. Отчет по теме «Площадные сейсморазведочные работы МОГТ на западном склоне Каймысовского свода, Карасевской и Моисеевской площадях» отв. исполнитель Берлин Г.И. – Колпашево, Томский геофизический трест. 1987 г., 247 с.

112. Отчет по теме «Построение постояннодействующих геолого-технологических моделей Двуреченского месторождений» исп. Белозеров В.Б. и др. Томск 2011 г.

113. Отчет по теме «Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3D сейсморазведочных работ на Карайско-Моисеевском №49 (Западно-Моисеевская площадь) и Крапивинском №30 (Крапивинское месторождение) лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК» отв. исп. Максимов В.П., Томск, 2012 г.

114. Отчет по теме «Разработать и внедрить рекомендации по совершенствованию методики разведки и комплексной оценки сложнопостроенных нефтяных и газовых месторождений Томской области» отв. исполнитель Иванов И.А., г. Томск, Томское отделение СНИИГИМСа, 1988, 286 с.

115. Отчет по теме №2ГТ «Геолого-сейсмическое моделирование залежей нефти и подготовка объектов в пластах горизонта Ю1 Карандашовско-Двуреченской зоны нефтегазонакопления» отв. исп. Глебов А.Ф., Томск 2000 г.

116. Отчет о НИР «Закономерности распространения палинокомплексов верхней юры и палинофаций южной части Каймысовского свода (Крапивинская группа месторождений) с целью уточнения корреляции продуктивных пластов и условий их формирования» отв. исп. О.Н Костеша, г. Томск, ТГУ, 1997.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Интервалы и результаты испытаний пласта Ю₁³ на Моисеевском месторождении.

Рисунок 2 – Строение верхов средней и верхней юры юго-востока Западной Сибири [36].

Рисунок 3 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор В.С. Сурков, 1981 г.

Рисунок 4 – Тектоническая карта юрского структурного яруса (фрагмент). Редактор Конторович В.А., 2002 г.

Рисунок 5 – График зависимости между общей толщиной среднеюрских отложений и гипсометрией кровли тюменской свиты.

Рисунок 6 – График зависимости между общей толщиной горизонта Ю₁ и его гипсометрией.

Рисунок 7 – Схема формирования верхнеюрских отложений (Белозеров В.Б. с изменениями).

Рисунок 8 – Палеогеографическая карта времени формирования горизонта Ю₁ (подугольная толща) [27].

Рисунок 9 – Схемы корреляции, а) палеосхема корреляции верхнеюрских отложений (выровнена на подошву баженовской свиты); б) палеосхема корреляции пласта Ю₁³ (выровнена на репер «глина») для восточной части территории.

Рисунок 10 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Моисеевская 17Р.

Рисунок 11 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Моисеевская 55 (условные обозначения см. рис 10).

Рисунок 12 – Геолого-геофизическая характеристика скважины Моисеевская 4Р.

Рисунок 13 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Двуреченская 637 (условные обозначения см. рис 10).

Рисунок 14 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Двуреченская 589 (условные обозначения см. рис 10).

Рисунок 15 – Геолого-геофизическая характеристика разреза по скважине Северо-Мелимовская 28Р (условные обозначения см. рис 10).

Рисунок 16 – Расположение скважин с данными гранулометрического анализа.

Рисунок 17 – Распределение коэффициента сортировки по образцам.

Рисунок 18 – Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова.

Рисунок 19 – Динамогенетическая диаграмма Р. Пассеги.

Рисунок 20 – Фациальная интерпретация условий формирования пласта Ю₁³ по данным диаграммы Пассеги.

Рисунок 21 – Фациальная интерпретация кривой ПС для морских и прибрежно-морских отложений [7].

Рисунок 22 – Типы разрезов подугольной пачки Моисеевского месторождения и рядом расположенных скважин.

Рисунок 23 – Типы разрезов подугольной пачки скважин Двуреченского и Крапивинского месторождений.

Рисунок 24 – а) Профили электрокаротажа дельтовых песчаных тел на примере третичной дельтовой системы Холли-Спрингс [Рединг Х.Г. «Обстановки осадконакопления и фации» т.1, стр.179] б) схема корреляции пласта Ю₁³ через скв. Моисеевские: 17Р, 4Р, 53, 15Р.

Рисунок 25 – Седиментационная модель и типичные разрезы реки с меандрирующим руслом (Einsele, 2000, с изменениями).

Рисунок 26 – Палеосхема корреляции на Моисеевской площади через разведочные и эксплуатационные скважины.

Рисунок 27 – Палеосхема корреляции на Северо-Мелимовской, Двуреченской и Крапивинской площадях через разведочные и эксплуатационные скважины.

Рисунок 28 – Концептуальная модель исследуемого участка, составленная автором с учетом седиментационной модели Einsele, 2000 г [63].

Рисунок 29 – Реконструкция прибрежных геоморфологических структур, иллюстрирующая обстановки осадконакопления. Рейнек, Сингх, 1977, с добавлениями и изменениями [31].

Рисунок 30 – Зависимость скорости продольной волны в нормальных условиях от скорости продольной волны пластовых условиях для горизонта Ю₁ (пласты Ю₁³ и Ю₁²), скважины 637, 589, 521, 55,25 (по керну).

Рисунок 31 – Зависимость коэффициента пористости от акустического импеданса для горизонта Ю₁ (пласты Ю₁³ и Ю₁²), скважины 637, 589, 521, 55,25 (по керну).

Рисунок 32 – Зависимость акустического импеданса от коэффициента пористости для пласта Ю₁³, скважины 637, 589, 17, 25(по керну).

Рисунок 33 – Зависимость акустического импеданса от коэффициента пористости для разных обстановок осадконакопления песчаников пласта Ю₁³ (скважины 637, 589, 17, 25. по керну).

Рисунок 34 – Значения общей карбонатности в песчаниках пласта Ю₁³, для скважин Моисеевского и Двуреченского месторождений (по керну).

Рисунок 35 – Распределение пластовых скоростей в отложениях верхней юры, нижнего мела по данным акустического каротажа.

Рисунок 36 - Сравнение модельного и реальных импульсов.

Рисунок 37 – Результат сейсмического моделирования по направлению запад-восток, а) с наличием карбонатизированных прослоев в интервале баженовской свиты в скважинах 21Р, 22Р б) с исключением из модели карбонатизированных прослоев в интервале баженовской свиты в скважинах 21Р, 22Р.

Рисунок 38 – Частотный спектр по разрезу inline 580.

Рисунок 39 – Диаграмма рассчитанного среднего значения длины волны.

Рисунок 40 – Карты сейсмофаций в интервале горизонта Ю₁ (окно расчета 20 мс) а) рассчитанные без обучения; б) рассчитанные с обучением.

Рисунок 41 – Сопоставление синтетических и реальных сейсмотрасс (inline 458).

Рисунок 42 – Сейсмический атрибут: а) карта атрибута «максимальная положительная амплитуда» б) разрез по палеокубу суммированных данных (inline 494).

Рисунок 43 – Сейсмические атрибуты рассчитанные в окне +20 мс от ОГ Па : а) карта атрибута «средняя амплитуда» б) карта атрибута «оги-бающая интенсивности отражения».

Рисунок 44 – Сейсмический атрибут: а) карта атрибута «общая амплитуда» рассчитанная по кубу мгновенной частоты б) разрез по палеокубу мгновенной фазы.

Рисунок 45 – Действие тонкого слоя (Partyka G.).

Рисунок 46 – Модель сейсмической трассы (а) и её переход в частотную область (б) на примере широкого временного окна.

Рисунок 47 – Модель сейсмической трассы (а) и её переход в частотную область (б) с использованием короткого временного окна (Partyka, 1999).

Рисунок 48 – Результат спектральной декомпозиции в интервале васюганской свиты: а) горизонтальные срезы по палеокубам рассчитанным на центральных частотах 19, 25, 32 Гц; б) результат RGB смешивания: срез палеокуба 18 мс вниз от ОГ Па.

Рисунок 49 – Горизонтальный амплитудный срез по палеокубу на частоте 28 Гц [8].

Рисунок 50 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов» для пласта Ю₁³: а) куб, рассчитанный на частоте 21 Гц; б, в) выделенное в объеме геотело.

Рисунок 51 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов» в юго-восточной части исследуемой территории.

Рисунок 52 – Выделение геотела «пояс меандрирования дельтовых рукавов»: а) горизонтальный срез по палеокубу на разных частотах; б) схема корреляции пласта Ю₁.

Рисунок 53 – Интерпретация конуса выноса с применением атрибута «средняя мгновенная фаза». Палеовременные разрезы по линиям I-I*, II-II*, III-III*.

Рисунок 54 – Интерпретация отложений зоны пляжа в интервале пласта Ю₁³. Горизонтальный срез по кубу амплитуд, рассчитанном на частоте: а) 25 Гц; б) 32 Гц; в) корреляция пласта Ю₁³.

Рисунок 55 – Интерпретация отложений зоны пляжа в интервале пласта Ю₁³: а) по кубу амплитуд, рассчитанном на частоте 25 Гц; б) схемы корреляции по линиям I-I*, II-II*, III-III*.

Рисунок 56 – Характеристика циклов осадконакопления используемых в модели пласта на исследуемой территории: а) для восточной, юго-восточной части; б) для западной части.

Рисунок 57 – Распределение фациальных обстановок второго цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³.

Рисунок 58 – Распределение фациальных обстановок третьего цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³.

Рисунок 59 – Распределение фациальных обстановок четвертого цикла осадконакопления в рамках современного структурного плана по кровле пласта Ю₁³.

Рисунок 60 – Структурная карта по кровле пласта Ю₁³ с элементами прогноза нефтеперспективных участков

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Значения пластовых скоростей пород, участвующих в построении моделей верхнеюрского разреза.

Таблица 2 – Скоростная характеристика верхнеюрского разреза.

Таблица 3 – Характеристика обнаружения аномалий в соответствии с типом исследования волнового поля.

Таблица 4 – Размеры каналов дельтовых рукавов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования в скважинах

ЛВ – линия возбуждения

ЛП – линия приема

МОГТ – метод общей глубинной точки

ОГ – отражающий горизонт