

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

На правах рукописи

ЧУХЛАНЦЕВА ЕЛЕНА РАФИКОВНА

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ЛИТОФАЦИАЛЬНОГО И
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЦЕЛЯХ
ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ВЕРХНЕСЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ
МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

Специальность **25.00.16** –
Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,
геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр
(геолого-минералогические науки)

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук
Чернова Оксана Сергеевна

Томск – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕЗОЗОЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	16
1.1. Объекты геолого-геофизических исследований	18
1.2. Подбор технологии отбора кернa с учетом геологических особенностей коллектора ...	19
1.3. Обоснование комплекса лабораторных исследований кернa для разнофациальных терригенных коллекторов	30
1.3.1. Этапность и специфика изучения образцов кернa слабоконсолидированных пород	38
1.3.2. Особенности пробоподготовки	41
1.4. Методы литолого-фациальных исследований	46
Глава 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА ГЫДАН	53
2.1. Краткий обзор геолого-геофизической изученности района исследования	53
2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	64
2.3. Особенности тектонического развития территории	82
2.4. Нефтегазоносность	92
Глава 3. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕСЕНОМАНСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ	105
3.1. Современные представления об условиях осадконакопления верхнемеловых отложений в пределах северной части Западной Сибири	105
3.2. Литолого-петрографическая характеристика продуктивных пластов	111
3.3. Литогенетические типы и фации позднесеноманской эпохи седиментации	133
3.3.1. Нижний интервал группы пластов ПК ₁₋₃ (нижняя песчаная часть разреза)	135
3.3.2. Средний интервал группы пластов ПК ₁₋₃ (средняя алевроитовая часть разреза) ...	147
3.3.3. Верхний интервал группы пластов ПК ₁₋₃ (верхняя часть разреза)	150

Глава 4. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ВЕРХНЕСЕНОМАНСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУА- РОВ МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ	165
4.1. Геологическая модель строения группы пластов ПК ₁₋₃	166
4.2. Пространственная изменчивость петрофизических свойств в связи с литолого- фациальной зональностью	171
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	183
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	187

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время одним из наиболее ценных и привлекательных углеводородных активов топливно-энергетического комплекса России является ряд месторождений, сосредоточенных на северных труднодоступных территориях (полуостров Гыдан) Ямало-ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области – главного газодобывающего ресурсного региона страны.

По оценке экспертов-аналитиков прогнозные запасы газа, которые могут быть извлечены из недр Гыданского полуострова, составляют свыше 15 миллиардов метров кубических (млрд.м³). При этом разведанные запасы нефти достигают 212 миллионов тонн (млн.т.), а извлекаемые – более 50 млн.т. Извлекаемые запасы газового конденсата Гыданского полуострова могут составить около 2000 млн.т. (Брехунцов и др., 1997, 2004, 2008; Григоренко и др., 2006; Дюкалов и др., 1986; Конторович и др., 1998, 2004; Ростовцев, 1987; Салманов и др., 1979; Скоробогатов и др., 2006). Такая значительная концентрация ресурсов углеводородного сырья позволяет связывать дальнейшее увеличение объемов нефтегазодобычи крупнейшей нефтегазоносной мегапровинции России, в первую очередь, с вовлечением в разработку месторождений арктических территорий.

Нефтегазовый потенциал этой территории многие исследователи связывают, прежде всего, с альб-сеноманским регионально распространенным нефтегазоносным мегакомплексом (песчаные пласты ПК₁₋₁₂ покурского горизонта), перекрытым сложнопостроенным флюидоупором турон-маастрихского возраста (Салманов, Ремеев, Хафизов, 1979; Ростовцев, 1987; Соседков, Четвертных, 1992; Брехунцов, Бочкарев, Балин и др., 1997; Конторович, Нестеров, Лившиц, 1998; Брехунцов, Гмызин, Дещеня и др., 2004; Григоренко, Мирчинк, Савченко и др., 2006; Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков, Ершов, Рыжкова, 2014).

Месторождения углеводородов (УВ) данного мегакомплекса содержат крупнейшие залежи различного фазового состава и относятся к категории самых сложных в Западной Сибири, требующих особого подхода к проектированию их разработки и эксплуатации.

Осложняющими и неблагоприятными факторами для их освоения территории являются: труднодоступная местность арктической климатической зоны, удаленность от основных центров нефтегазодобычи, слабая геологическая изученность. Отсутствие дорожного сообщения и слаборазвитая энергетическая инфраструктура существенно замедляют темпы извлечения угле-

водородного сырья в регионе, ограничивают объемы геологоразведочных и поисково-оценочных работ и затрудняют введение месторождений в разработку.

Камнем преткновения в вопросе освоения остается проблема экономической составляющей процесса разработки залежей, сосредоточенных в верхней части покурского горизонта, привлекательных с точки зрения количества извлекаемых запасов. Зачастую предварительные экономические расчеты показывают нерентабельность добычи УВ-сырья при сохранении традиционных подходов к проектированию технологических схем разработки месторождений даже в условиях значительного повышения цен на энергоносители в районах с неразвитой инфраструктурой (Скоробогатов и др., 2006).

На современном этапе развития нефтегазового инжиниринга ключевым фактором успеха при освоении и последующей эффективной эксплуатации сложнопостроенных месторождений северных территорий являются корректные представления о геологическом строении продуктивных природных резервуаров, содержащих залежи УВ (пространственное положение пластов и их стратиграфических и литологических границ, наличие или отсутствие тектонических нарушений, закономерности изменения коллекторских свойств, положение начальных и текущих флюидных контактов).

Учитывая возросшие в последние годы требования к создаваемым трехмерным (3-D) геолого-геофизическим моделям резервуаров, касающиеся в первую очередь, качества первичной геологической информации весьма актуальной является задача совершенствования методов и подходов к изучению сложнопостроенных слабоконсолидированных коллекторов покурского горизонта, содержащего уникальные запасы УВ.

Одним из путей решения данной проблемы является создание концептуальной методик, основанной на базе комплексирования методов лабораторных исследований керна и флюидов, литолого-фациального и геолого-геофизического моделирования, учитывающей принципиально новые подходы получения, обработки и интерпретации первичной фактуры – данных керна и геофизических исследований скважин (ГИС), являющихся основой любого вида моделирования. Создание и адаптация таких методик для объектов покурского горизонта, разрабатываемых в районах Крайнего Севера обуславливает актуальность диссертационной работы.

Объектом исследования являются песчано-алевритовые пласты ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления, сосредоточенные в прикровельной сеноманской части покурской свиты, наиболее изменчивой в литологическом плане и труднокоррелируемой части меловых отложе-

ний, содержащие крупнейшие по запасам залежи нефти и газа в пределах самой высокоамплитудной тектонической структуры Западной Сибири – Мессояхской наклонной гряды.

Природные резервуары группы пластов ПК₁₋₃ характеризуются сложным геологическим строением, выраженном в прерывистом залегании продуктивных пластов, в невыдержанности толщин и анизотропии петрофизических свойств по разрезу и по площади, сложном блоковом строении залежей, разделенных тектоническими нарушениями, многофазном характере флюидонасыщения большинства залежей (газ – «газовая шапка», высоковязкая нефть, конденсат), сосредоточенных в слабokonсолидированных коллекторах, залегающих на малых глубинах (750-800 м).

Степень разработанности темы исследования. Геологоразведочные работы в пределах Гыданского полуострова начаты в 50-х годах прошлого столетия. Данные о геологическом строении территории исследования освещены в отчетах и публикациях специалистов Заполярного государственного геологического предприятия по разведке нефти и газа «Заполярьегазгеология» (ГТП «ЗНГГ»), открытого акционерного общества «Заполярьегазгеология» и его структурных подразделений – Тазовской нефтегазоразведочной экспедиции (ТНГРЭ), Мессояхской экспедиции глубокого разведочного бурения на нефть и газ (МНГРЭ), Мессояхской партии глубокого разведочного бурения (МПГРБ), производственного геологического объединения «Ямалгеофизика», ученых ведущих научно-исследовательских институтов: Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ЗапСибНИГНИ), Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ), государственного Западно-Сибирского научно-исследовательского института геофизических методов разведки (ЗапСибНИИгеофизика), непубличного акционерного общества «Научно-производственный центр СибГЕО» (НАО «НПЦ СибГЕО»), Сибирского научно-аналитического центра (ОАО «СибНАЦ»), Тюменского государственного университета (ТюмНГУ) и других организаций геологического профиля.

Представления о современной структуре осадочного чехла и взгляды на особенности развития фундамента и платформенного комплекса севера Западной Сибири получили развитие в результате проведения на этой территории масштабных геофизических исследований, проведенных в период поисково-разведочного бурения.

Тектоническое строение фундамента и осадочного чехла Западной Сибирской плиты в ее северной части рассмотрено в работах ведущих ученых, таких как В.С. Бочкарев (1970, 1980, 2004, 2005, 2008); Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев (1971); О.Г. Жеро (1981); А.Э. Конторович (1975, 2004); И.И. Нестеров (1975, 1980); Н.Н. Ростовцев (1961, 1965); М.Я. Рудкевич (1965, 1970); Ф.К. Салманов (1975); В.С. Сурков (1981, 1986, 1993, 2000); Э.Э. Фотиади (1967).

Стратиграфическая характеристика меловых комплексов, развитых в пределах северных территорий Западной Сибири, выполнена В.Н. Саксом, З.З. Ронкиной (1957, 1958); Л.Ю. Аргентовским, В.С. Бочкаревым, Н.Х. Кулахметовым, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.П. Соколовским, Г.С. Ясовичем (1968); Ю.В. Брадучаном (1968, 1970, 1985); А.А. Булытниковой (1970, 1972); В.М. Подобинной (1974, 2000); Л.В. Ровниной (1985); В.А. Захаровым (1986); Н.К. Лебедевой (1986, 1994, 2003, 2009), В.И. Ильиной (1994); Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой (2003); В.А. Маринова (2006, 2009); В.П. Девятовым, В.В. Сапьяником (2009) и многими другими.

Результаты исследований обобщены в региональных стратиграфических схемах, которые неоднократно обсуждались на различных региональных и межведомственных стратиграфических совещаниях и закреплялись в их решениях (Стратиграфия ..., 1968; Решения ..., 1969; Решения ..., 1970; Решения ..., 1977; Постановление ..., 1978; Решения ..., 1991; Решения..., 2004; Стратиграфический кодекс ..., 2006).

Сведения о палеогеографии мелового периода территорий Гыданского полуострова с описанием литолого-фациальных условий формирования сеноман-туронских отложений даны в ряде крупных работ таких авторов, как В.Н. Сакс (1957, 1966); З.З. Ронкина (1957); Т.И. Гурова, В.П. Казаринов (1962); С.Г. Саркисян (1967, 1971, 1973); А.В. Гольберт (1968, 1977), Л.Г. Маркова (1968), М.С. Зонн, М.В. Корж, А.Ю. Ульмасвай (1973); В.А. Захаров (1989, 1991, 2003); Н.К. Лебедева (1991, 2003); В.П. Девятов, В.В. Сапьяник (2009) и др.

Геологическое строение, нефтегазоносность, особенности разработки нефтяных и газовых месторождений Арктического Севера Западной Сибири наиболее детально представлены в работах С.Е. Агалакова (2004, 2005, 2010); А.Н. Бабурина (2004); В.С. Бочкарева (1970, 1980, 1997,

2005, 2008); А.М. Брехунцова (1997, 2004, 2005, 2008); Ф.Г. Гурари (1971, 1972, 2003); В.И. Ермакова (1976, 1982); А.М. Казакова (2000); В.А. Казаненкова (2014); Ю.Н. Карогодина (1983, 2004, 2006, 2012); А.Э. Конторовича (1975, 1998, 2004); Н.М. Кулишкина (2007, 2008, 2010, 2012); И.И. Нестерова (1975, 1976, 1980, 1998, 2008); И.А. Плесовских (2004, 2008); Н.Н. Ростовцева (1961, 1965, 1968); М.Я. Рудкевича (1969, 1970); Ф.К. Салманова (1971, 1975, 1979); Л.В. Смирнова (2000); В.С. Суркова (1981, 1986, 1993, 2000); А.А. Трофимука (1972, 1983); Э.Э. Фотиади (1967, 1972); Ф.З. Хафизова (1979) и др. исследователей.

Тем не менее, за более чем полувековую историю изысканий, геолого-геофизическая изученность полуострова Гыдан и до настоящего времени остается достаточно низкой, что делает работы по данной территории весьма актуальными. В сложных климатических условиях региона разведаны и предварительно оценены колоссальные по объему запасы углеводородного сырья, которые на десятилетия вперед предопределили его экономическую специфику.

Целью работы является создание детальной априорной геологической модели природных резервуаров, сосредоточенных в пластах ПК₁₋₃ покурского надгоризонта для геометризации залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления и прогноза развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами на основе комплексирования методов литолого-фациального и геолого-геофизического моделирования.

Для реализации поставленной цели были сформулированы **следующие задачи научных исследований**:

1. **Провести** анализ существующих методов отбора и исследований керна мезозойских полифациальных комплексов Западной Сибири, на основе которого разработать рациональный комплекс исследования слабоконсолидированных верхнемеловых отложений покурского горизонта в целях определения оптимальной схемы их разработки.
2. **Изучить** особенности геологического строения природных резервуаров пластов группы ПК₁₋₃, развитых в пределах Мессояхской гряды на основе обобщения и анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и кернового материала.
3. **Выполнить** литолого-фациальный анализ верхнесеноманских отложений (пласт ПК₁₋₃) и установить, в соответствии с выявленной палеогеографической обстановкой, характер и основные закономерности распространения коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.
4. **Разработать** априорную геологическую модель Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Фактический материал и методы исследования. Работа основана на результатах двадцатилетней геологической деятельности автора, на различных объектах Западной Сибири. Обобщения по теме диссертации выполнены на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений Национально-исследовательского Томского политехнического университета, исследования кернового материала проводились в лабораториях отделов Петрофизических исследований ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», Профильных и литологических исследований ЗАО «Тюменский Нефтяной научный Центр» и в отделе Исследований керна и флюидов ООО «Газпромнефть НТЦ», а также в лабораториях ЗАО «Нефтеком» и ООО «Петроил», Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

Работа выполнена с учетом действующих нормативных документов, в соответствие со стандартными методами фундаментальных теоретических исследований на основе геолого-геофизических материалов по северным территориям Западно-Сибирской НГП. Исследования керна и пластовых флюидов проведены в аккредитованных лабораториях согласно актуальным Государственным отраслевым стандартам (ГОСТ), отраслевым стандартам (ОСТ), стандартам предприятий (СТП), руководящим документам (РД), методикам вычислительных измерений (МВИ) и методическим рекомендациям на проведение лабораторных исследований.

Фактической базой для обозначенного комплекса исследований послужил керновый материал, описанный непосредственно автором в кернохранилище ЗАО «Нефтеком», являющимся подрядной организацией для ПАО «Газпром нефть» в 2012–2015 гг. Проведено детальное послойное макроскопическое описание керна 11 разрезов скважин, с обязательными графическими построениями (седиментационные колонки и разрезы). Используя методические приемы и указания Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), В.П. Алексеева (2002, 2007), О.С. Черновой (2005, 2009) для 950 образцов керна проведен текстурный анализ.

В 59 образцах, содержащих следы жизнедеятельности, согласно методике Дж. Пембертона (Pemberton S.G., 1992) дана характеристика ихнофоссилий и определены основные ихнологические комплексы, позволившие дополнить палеогеографию поздне меловой эпохи седиментации.

В ходе работ проанализированы и изучены геолого-промысловые материалы (стандартный комплекс каротажных диаграмм) по 96 разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным в пределах Мессояхской наклонной гряды в период с 2011 по 2015 годы.

Аналитические исследования заключались в проведении гранулометрического, минералого-петрографического, литофациального анализов с последующей интерпретацией полученных результатов. Непосредственно автором проведен анализ результатов петрографических исследований коллекции образцов (370 шт.) по скважинам, пробуренным в пределах Мессояхской гряды. Анализ включал: обработку и интерпретацию данных петрографических описаний шлифов (170 шлифов), позволяющих установить особенности продуктивного горизонта ПК₁₋₃ по 11-ти разведочным и поисково-оценочным скважинам.

Изучался гранулометрический (более 1114 определений) и минералогический составы глинистых пород (более 720 определений), основные структурные характеристики коллекторов, количество, состав и тип цемента, включения и конкреции, текстурные особенности.

Литолого-фациальные и палеогеографические построения проведены согласно методическим разработкам Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), Н.А. Михайловой (1973), В.А. Гроссгейма (1984), А.В. Македонова (1985), В.П. Алексеева (2002, 2007), В.М. Цейслера (2004). Для уточнения палеогеографической ситуации изучаемой территории использованы данные биостратиграфических исследований (124 образцов), включая результаты палинологического и микрофаунистического анализов, выполненные ООО «Петроил» в 2012 - 2015 гг., ИНГГ СО РАН, (Палеонтологическое обоснование ..., 2009).

В целях решения, поставленных в диссертационной работе задач, широко использованы фондовые материалы и опубликованные работы специалистов ПГО «Ямалгеофизика», ОАО «Ямалгеофизика», ФГУП «ЗапСибНИГНИ», ООО «Славнефть-НПЦ» и данные лаборатории ЗАО «Нефтеком» по литолого-петрофизическим свойствам пород-коллекторов (более 2500 определений пористости и проницаемости).

Научная новизна. По результатам выполненных исследований:

- впервые *предложена* комплексная методика исследования керна слабоконсолидированных верхнемеловых отложений покурского горизонта в целях разработки оптимальной схемы их освоения на примере мессояхского типа разреза.

- *разработан и внедрен* комплекс лабораторных литолого-петрофизических исследований керна и шлама, отвечающий современным требованиям ведения геологоразведочных работ и разработки месторождений.

- на основании анализа вещественного состава пород для всей территории исследований *выявлено* трехчленное строение группы пластов ПК₁₋₃, характеризующееся наличием пачек: песчаников мелкозернистых алевроитовых в нижней части разреза, алевролитов песчанистых

разнозернистых – в средней части, и сложного переслаивания глин, глинистых алевролитов, песчаников мелкозернистых алевроитовых, с преобладанием глинистых фракций - в верхней части разреза;

- впервые *выделены* и *описаны* 12 литолого-генетических типов отложений, слагающих 3 макрофациальных комплекса, отвечающих условиям дельтового и приливного прибрежного мелководья;

- на основании изучения 96 геофизических разрезов скважин, включая 11 разрезов с керновым материалом *выявлены* площадные закономерности латеральной изменчивости литологического состава пород с преобладанием в восточной части Мессояхской гряды глинисто-алевроитовых разностей, реже песчано-алевроитовых, а в западной – песчаных (алевроитовых песчаников и песчаных алевролитов), обусловившие изменения емкостных и фильтрационных характеристик группы продуктивных пластов ПК₁₋₃

- по результатам литолого-фациальных исследований *предложена* априорная геологическая модель Мессояхской зоны нефтегазонакопления, которая может стать типовой для прикровельной части покурской свиты южных районов Гыданского полуострова.

Личный вклад автора. В основу диссертационной работы положены исследования, выполненные лично автором, начиная с 1998 года и по настоящее время: 1) изучен керновый материал из 11 скважин, пробуренных в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления; 2) проведен анализ результатов определения ФЕС (пористость, проницаемость); 3) изучен и детально описан вещественный состав пород-коллекторов; 4) проведены литофациальные и седиментологические исследования на керне скважин. В соответствии с разработанной методикой комплексирования предложена программа исследований керна для слабоконсолидированных отложений пластов ПК₁₋₃.

Автор непосредственно участвовал в составлении и внедрениях ежегодных программ исследования керна и пластовых флюидов терригенных разрезов юрско-мелового возраста (1998-2015 гг.), в составлении программы исследований специфических слабо сцементированных верхнесеноманских коллекторов, проводил лабораторные исследования образцов керна продуктивных интервалов (2011-2015 гг.). В работах, написанных в соавторстве с коллегами, соискателю принадлежит постановка задач и непосредственное участие в проведении исследований. Результаты, составляющие основное содержание настоящей работы, получены автором самостоятельно.

Практическая и теоретическая значимость работы. Практическая значимость результатов исследования заключается в создании методико-технологических решений для изучения слабоконсолидированных терригенных пород-коллекторов верхней части покурской свиты (пласты ПК₁₋₃).

В процессе работы над диссертацией автор участвовал в составлении 10 отчетов, в которых учтены предложения по технологиям отбора и изучения керна, постановка программы лабораторных исследований, разработанные соискателем на основе личного опыта работ в составе ведущих отраслевых предприятий и нефтегазовых компаний – ОАО «СибНИИ НП», ОАО «ТНК-ВР», ПАО «Газпромнефть» в 1998 – 2015 гг.

По результатам проведенных исследований построена априорная геологическая модель верхнесеноманских продуктивных резервуаров, являющаяся основой для последующего гидродинамического моделирования залежей уникальной Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Выводы и рекомендации, полученные в результате проведенных работ, могут быть использованы недропользователями, осуществляющими свою деятельность в пределах Гыданского полуострова, для обоснования, как геологоразведочных работ, так и работ в области моделирования процесса разработки и обоснования режима работы залежей пластов ПК₁₋₃ покурской свиты.

Достоверность результатов работы обусловлена большим объемом, всесторонне изученного, с применением комплекса различных методик, керна. Достоверность, предложенных автором выводов и рекомендаций, проверялась путем сравнения результатов интерпретации геолого-геофизических материалов с геолого-промысловыми данными, полученными в ходе бурения и опробования новых разведочных и эксплуатационных скважин.

Реализация работы. Предложенная автором методика комплексирования лабораторных, литолого-фациальных и геолого-геофизических исследований отработана на разновозрастных продуктивных терригенных осадочных комплексах Западной Сибири, а именно:

- 1) при изучении фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю-I Широтного Приобья в свете геодинамических условий разработки залежей (1996-2002 гг.) (Шпуров и др., 2002);
- 2) при отработке метода продольного профилирования для выделения и оценки свойств терригенных коллекторов в сложно-построенных залежах (2002 г.) (Семенов и др., 2002);
- 3) при изучении среднеюрских отложений Нижневартовского свода (2002 г.) (Матигоров, 2002);

4) при изучении петрофизических характеристик продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточных районов Уватского района (2005-2006 гг.) (Зверев и др., 2006);

5) при геологическом изучении и оценке пластов-коллекторов Усть-Тегусского поискового блока Уватского района (2006 г.) (Петрофизическая характеристика ..., 2006);

6) на грубообломочных базальных юрских отложениях и породах коры выветривания в пределах полукольцевой Ай-Тор-Каменно-Сеульской валообразной структуры Красноленинского свода (2009 г.) (Рыбак и др., 2009);

7) при проведении биостратиграфических и литологических исследований мезозойских отложений Западно-Охтымлорского поднятия Сургутского свода (2010 г.) (Обоснование возраста ..., 2009);

8) при изучении слабо консолидированных отложений покурской свиты северных арктических территорий Западной Сибири (2012-2015 гг.) (Чухланцева, Чернова, 2014; Промзелев и др., 2015).

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Оптимальный комплекс исследований слабоконсолидированных пластов ПК₁₋₃ включающий лабораторные методы изучения керна и шлама, приемы литофациального и геолого-геофизического моделирования позволяет получить надежные исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры, обеспечивающие детализацию геометрии сложнопостроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

2. Пространственные закономерности изменения литологического состава группы продуктивных пластов ПК₁₋₃ обусловлены присутствием четко-выраженных пачек: нижней – существенно песчаной, средней – песчано-алевритовой и верхней – существенно глинистой, а также преобладанием глинисто-алевритовых разностей в восточной и песчаных - в западной частях Мессояхской гряды. Выделены 12 литолого-генетических типов отложений, объединенных в 3 макрофации, генетически соответствующих дельтовым, прибрежным и приливно-отливным условиям седиментации.

3. Пространственная неоднородность емкостных и фильтрационных свойств пород обусловлена выявленной литолого-фациальной зональностью. Улучшенными коллекторскими свойствами характеризуются отложения дельтовых каналов и приливно-отливных отмелей, ухудшенными – прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов, худшие коллектора связаны с отложениями междельтовых заливов. Построенная на основе ком-

плексирования методов 3-D геологическая модель, отображает пространственное расположение и локализацию пород коллекторов с улучшенными свойствами и является основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки.

Геологическая модель природных резервуаров прикравельной части покурской свиты позволяет дать прогноз развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, приуроченных к приливно-отливным отмелям и дельтовым распределительным каналам, сформированным в условиях прибрежного мелководья.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.16 «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», а именно п.8 «*Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных ископаемых для их эффективного промышленного освоения*», а также п.10 «*Разработка и совершенствование методов и систем обработки геологической, маркшейдерской и геофизической информации. . .*».

Апробация работы. Результаты проведенных исследований докладывались на научно-технических советах производственных подразделений нефтяных компаний ОАО «ТНК-ВР» и ПАО «Газпром нефть», при защите отчетов по результатам комплексных литолого-петрофизических исследований керна и шлама. Методики изучения внедрены в педагогический процесс на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений, института природных ресурсов НИ ТПУ при чтении специальных глав по курсу «Лабораторной петрофизики» (Томск, 2014), при чтении коротких курсов для студентов «Политехнической школы Тюменской области» ТюмГУ (Тюмень, 2015), в Центре профессионального роста (ЦПР) для сотрудников ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Тюмень, 2015).

При непосредственном участии автора разработаны и внедрены в производство ежегодные программы исследования керна и пластовых флюидов терригенных разрезов юрско-мелового возраста, для поисково-оценочных и разведочных скважин в рамках реализации программ геологоразведочных работ (ГРР) в пределах территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Основные положения диссертационной работы докладывались на региональных научно-технических конференциях и совещаниях в Тюмени, Ханты-Мансийске, Томске, Новосибирске, Екатеринбурге, Санкт-Петербурге, в том числе на Международной палинологической конференции «Palynology: Theory & Applications» (Москва, 27-01 октября 2005 г.), на VII Всероссий-

ском совещании с международным участием «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии» (Владивосток, 10-15 сентября, 2014 г.); на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин» (Томск, 24-27 ноября 2014 г.).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 11 научных работ и тезисов в материалах Международных, Всероссийских и региональных научных конференций, в том числе 6 работ опубликованы в изданиях, включенных в перечень ВАК РФ. Основные авторские разработки методического характера освещены в 10 научно-исследовательских отчетах нефтяных компаний ОАО «ТНК-ВР» и ПАО «Газпром нефть».

Структура и объем работы. Диссертация содержит введение, четыре главы, заключение. Работа изложена на 208 страницах машинописного текста и содержит 60 рисунков, 12 таблиц, 27 фототаблиц. Список использованных источников насчитывает 233 наименований. Работа выполнена в Институте природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю к.г.-м.н., заведующей кафедрой геологии и разработки нефтяных месторождений ИПР, НИ ТПУ - Оксане Сергеевне Черновой, за неоценимую помощь при написании диссертационной работы.

Автор глубоко признателен своему учителю - д.г.-м.н., профессору Л.В. Ровниной, ныне покойной, которая на протяжении многих лет была моим научным наставником.

Автор выражает признательность и благодарность коллегам по работе и специалистам John Dolson and George S. Pemberton (*DSP Geosciences and Associates, LLC, University of Alberta, Canada*), д.г.-м.н., профессору Б.Н. Шурыгину, Р.И. Шиховой, И.С. Низяевой, к.г.-м.н. Н.Н. Колпенской, Л.В. Буровой, Е.Ю. Анисимовой, д.г.-м.н. И.В. Шпурову, Т.В. Корольковой, к.г.-м.н. Е.А. Романову, В.Я. Чухланцевой, С.А. Чухланцеву, д.г.-м.н., профессору В.П. Алексееву, к.г.-м.н. В.В. Семенову, А.А. Матигорову, Н.Л. Никульшиной, д.г.-м.н., профессору Л.И. Ровнину, Ю.А. Цимбалюку, И.О. Промзелеву, к.г.-м.н. К.В. Звереву, к.г.-м.н., доценту Г.М. Татьянину, д.г.-м.н., профессору В.М. Подобинной, к.г.-м.н., доценту В.П. Меркулову, д.ф.-м.н., профессору М.В. Коровкину, д.г.-м.н., профессору В.Б. Белозерову за ценные консультации и научные советы, полученные в ходе выполнения диссертационной работы.

Особые слова благодарности моим родным и близким, которые всегда поддерживали мою работу над диссертацией и оказывали содействие в ее успешном завершении.

1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Современный этап развития нефтегазопромысловых и эксплуатационных работ на любой нефтегазоносной территории характеризуется комплексным системным подходом к изучению природных резервуаров, содержащих запасы углеводородного сырья. Системные исследования в нефтегазовой геологии базируются на принципах и подходах, разработанных, начиная с 1950 гг. прошлого столетия, В.Г. Афанасьевым, М.Д. Белониным, Ю.А. Косыгиным, В.А. Соловьевым (1969), И.В. Блаубергом, Э.Г. Юдиным (1973), А.В. Белоусовым (1979), А.Н. Дмитриевским (1976, 1982, 1986), Б.А. Соколовым, Т.П. Кравченко, А.А. Трофимуком (1991) и их последователями.

Краеугольным камнем фундаментальных системных исследований является понятие «системы», рассматриваемой в качестве комплекса взаимосвязанных элементов, образующих некую совокупность объектов, находящихся в устойчивом взаимодействии друг с другом в установленной иерархической соподчиненности (Дмитриевский, 1986).

В качестве общеметодического подхода при выполнении работы использован системный анализ, основанный на комплексном изучении объекта исследования, рассмотренного в качестве «геостатической системы» с выявлением причинно-следственных связей между его геологическими и динамическими характеристиками. Это относится к выделению и изучению породно-слоевых ассоциаций, слагающих продуктивные пласты ПК₁₋₃, к анализу общих закономерностей их геологического строения, образованных пространственно-временными отношениями (структурно-стратиграфический каркас) и причинно-следственными связями, их сформировавшими. Особое место в работе занимает анализ петрофизических характеристик, пространственное изменение которых обусловлено особенностями процессов седиментации.

Понятие методологического подхода в настоящей работе используется как набор процедур и приемов, создающих форму и условия реализации соответствующих принципов. Подход к объекту исследования (группа пластов ПК₁₋₃) в методологическом смысле как к целостной системе предполагает выявление в нем структуры, различных типов связей, способов их взаимодействия и других системных элементов, в качестве которых рассмотрены: структурные формы, вещественный состав и петрофизические

свойства пород-коллекторов, флюиды, насыщающие поровое пространство природного резервуара. Исходными данными для анализа являлись материалы глубокого бурения, геофизического исследования скважин, материалы изучения керна скважин, параметры залежей углеводородов (карты: песчаности, нефтенасыщенных толщин, литолого-фациальных комплексов и др.).

В качестве основы проведенных исследований использован единый методологический принцип познания геологического прошлого – сравнительно-литологический подход к объекту исследования, внедренный академиком Н.М. Страховым еще в первой половине XX века. На современном уровне развития данный принцип характеризуется генетической направленностью, системностью и историчностью подхода к познанию объектов исследования.

Проведенные историко-геологические реконструкции базируются на следующих системных литолого-генетических методах исследования: 1) **историко-ретроспективном анализе** развития территории исследования, сфокусированном на восстановлении модели геологических процессов, запечатленных в кернах скважин и отражающих механизмы формирования покурских природных резервуаров; 2) **литолого-генетическом анализе**, направленном на микро и макроуровне на изучение структурно-текстурных и вещественных признаков пород-коллекторов и экранирующих толщ и их литолого-фациальных характеристик; 3) **системно-функциональном анализе**, акцентированном на изучении пространственных закономерностей изменений петрофизических свойств природных резервуаров, рассматриваемых в качестве динамических систем.

При проведении исследований использованы классические приемы седиментологических исследований с акцентами на: 1) послойную характеристику структурно-текстурных, палеонтологических и флористических компонентов, отражающих условия седиментации; 2) выявление и чередование литогенетических типов, слагающих фациальные комплексы. В комплексе проведенных исследований использованы приемы био-стратиграфического, ихнологического, литолого-палеогеографического и фациально-циклического видов анализа с рассмотрением аспектов их влияния на геометрические параметры и фильтрационно-емкостные свойства залежей УВ сложнопостроенной Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

1.1. Объекты геолого-геофизических исследований

В основу диссертационных исследований положены геолого-геофизические материалы по нефтегазоносным регионам Западно-Сибирской мегапровинции, на основании изучения которых автором разработана методика комплексирования седиментологических и литолого-петрофизических исследований, апробированная впоследствии на разновозрастных продуктивных терригенных осадочных комплексах Западной Сибири (таблица 1.1.).

Таблица 1.1 – Объекты геолого-геофизического исследования

№ п/п	Объект исследования	Возраст	Стратиграфическая приуроченность	Район исследования
1.	Базальные горизонты	T, J ₁₋₂	Шеркалинская свита; Тюменская свита	Широтное Приобье; Уренгойский НГР; Пур-Тазовский НГР
2	Песчано-алевритовые коллекторы	J ₃	Горизонт Ю-I	Нижневартовский свод Широтное Приобье
3.	Коллекторы баженовско-абалакского комплекса	K ₁ – J ₃	Баженовская (туглеймская) свита; Абалакская свита	Сургутский свод; Красноленинский свод;
4.	Низкопроницаемые коллекторы с ТРИЗ	K ₁	Ачимовский горизонт	Широтное Приобье; Уренгойский НГР; Пур-Тазовский НГР
5.	Тонкослоистые коллекторы	K ₁	Викуловская свита;	Красноленинский свод;
6.	Массивные коллекторы с высокопроницаемыми зонами, в том числе зонами ослабленной цементации	K ₁	Мегионская свита	Вартовский свод;
7.	Горизонты слабосцементированных и не консолидированных коллекторов	K ₂	Покурская свита	Уренгойский НГР; Пур-Тазовский НГР

Базальные грубообломочные горизонты юрских отложений (шеркалинская и тюменская свита) изучены в пределах полукольцевой Ай-Тор-Каменно-Сеульской валообразной структуры Красноленинского свода (Рыбак, Смагина, Кунгуров, Чухланцева, 2009).

Низкопроницаемые коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) тюменской свиты изучены при исследовании среднеюрских отложений Нижневартовского свода (Матигоров, Теплоухова, Патваканян (Чухланцева), 2002).

Непроницаемые слаботрещинчатые карбонатизированные, кремнистые радиоляриты, глинистые битуминозные и кремнисто-глинистые породы баженовско-абалакского комплекса рассмотрены на месторождениях Широного Приобья (Временное методическое руководство..., 2016).

Песчано-алевритовые среднеюрские горизонты (тюменская свита) изучались на объектах Уватского района юга Тюменской области (Зверев, Матигоров, Чухланцева, Грегуль, 2006).

Песчано-алевритовые коллекторы горизонта Ю-I исследованы при геологическом изучении фильтрационно-емкостных свойств и оценке пластов-коллекторов отложений верхней юры васюганской свиты Нижневартовского свода Широного Приобья в свете геодинамических условий разработки залежей (Шпуров, Смьшляева, Иванов, Патваканян (Чухланцева), Матвеев, 2002) и при проведении биостратиграфических и литологических исследований мезозойских отложений Западно-Охтымлорского поднятия Сургутского свода (Обоснование возраста ..., 2009);

Тонкослоистые коллекторы викуловской свиты, развитой в пределах Краснотинского свода изучены при апробации методики продольного профилирования с целью выделения и оценки свойств терригенных коллекторов в сложно-построенных залежах (Семенов, Патваканян (Чухланцева), Чухланцев, 2002).

Массивные коллекторы с высокопроницаемыми зонами, в том числе зонами ослабленной цементации исследованы при изучении слабо консолидированных отложений покурской свиты северных арктических территорий Западной Сибири в течение 2012-2015 гг. (Чухланцева, Чернова, 2014; Промзелев и др., 2015).

1.2. Подбор технологии отбора керна с учетом геологических особенностей коллектора

Технология отбора керна, как правило, определяется особенностями геологического строения изучаемых толщ, их геолого-технологическими неопределенностями и решаемыми задачами, обуславливающими комплекс исследований.

Большинство продуктивных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири представлены терригенными породами сложного полиминерального состава с повышенным содержанием глинистого материала, при отборе и исследованиях, которых на протяжении не одного десятилетия выработаны стандартные технологии отбора керна и типовые программы исследований, которые учитывали в основном назначения скважины (Методическое руководство..., 1982).

Технологии отбора керна представляют собой целый комплекс различных мероприятий, связанных с организацией работ по отбору и подъему керна, оформлением и камеральными работами на поверхности, обеспечением его безопасной транспортировки. На современном этапе исследований этот процесс значительно усложняется существенным ростом доли сложных объектов разработки (рыхлых, кавернозных, трещиноватых, сланцевых и др. коллекторов), повышая требования к используемым технологиям получения кернового материала.

Именно керн, извлеченный из скважины, является единственным первоисточником прямой и достоверной геологической информации о природном резервуаре. Поэтому потери выноса и качества керна при его отборе приводят к неполучению необходимых знаний об изучаемых продуктивных толщах и тем самым существенно снижают эффективность производственных работ. В связи с этим, соблюдение требований к извлечению керна, обеспечению его сохранности является задачей первостепенной важности.

Требования по отбору керна установлены в проектных документах на поиск, разведку и разработку нефтегазовых объектов, в геолого-технических нарядах на строительство скважин, технологических регламентах на бурение, а также в планах технических, технологических и организационных мероприятий, выполнение которых необходимо для обеспечения высококачественного выноса керна в запланированном объеме (Методическое руководство..., 1982; Методические указания..., 2002).

Выбор конструкции скважины, способа и режимов бурения, параметров бурового раствора, типов и размеров инструмента для отбора керна производится в соответствии с предполагаемыми физико-механическими характеристиками вскрываемых горных пород, параметрами пласта и технологическими регламентами режимов бурения, обеспечивающими максимальный и качественный вынос керна.

Все горные породы, слагающие разрез нефтегазовых месторождений, оцениваются по их способности сохранять ненарушенной свою структуру при воздействии породоразрушающего инструмента и промывочной жидкости в процесс бурения. Согласно классификациям

С.А. Волкова, С.С. Сулакшина (ВНИИБТ, ...), породы по сложности (трудности) отбора керна подразделены на несколько категорий (таблица 1.2.) (Инструктивные указания..., 1970; Сулакшин, 1970; Методическое руководство..., 1982).

Таблица 1.2 – Категории горных пород по сложности отбора керна

Группа (категория)	Характеристика пород		
	(Волков А.С., 1970)	(Сулакшин С.С., 1970)	(ВНИИБТ, 1980)
I	Монолитные и слабо трещиноватые, практически не разрушаемые промывочной жидкостью и вибрациями снаряда.	породы неустойчивые, не имеющие связи между зернами.	Монолитные, слаботрещиноватые, не размываемые промывочной жидкостью и не набухающие, не разрушаемые вибрациями кернаотборного инструмента.
II	Разрушающиеся промывочной жидкостью и вибрациями снаряда, сильно трещиноватые, перемежающиеся по твердости, от твердых VII категории по буримости до мягких III категории.	Слабоустойчивые со слабой связью между частицами.	Средне- и низкопористые, перемежающиеся, слабо-размываемые промывочной жидкостью, малоразрушаемые вибрациями кернаотборного инструмента.
III	Легко растворимые (минеральные соли) и многолетнемерзлые.	С изменяющейся устойчивостью (соли, мерзлые породы, глины).	Весьма трещиноватые, перемежающиеся, размываемые промывочной жидкостью, разрушаемые вибрациями кернаотборного инструмента.
IV	Размываемые промывочной жидкостью, рыхлые, сыпучие и плавучие I и II категории.	Устойчивые.	Рыхлые, перемятые и плавучие, набухающие, высокопористые, растворяющиеся в промывочной жидкости.

В основу деления горных пород положены такие признаки, как прочность и стабильность внутренних связей в горной породе, степень ее нарушенности, устойчивость пород к вибрациям и эрозионным действиям промывочной жидкости, растворимость. Отнесение горной породы к той или иной категории позволяет правильно выбрать способ получения керна, тип колонкового инструмента и наиболее подходящий технологический режим.

В классификации А.С. Юшкова (2003) важным определяющим признаком сложности отбора керна, помимо связи между частицами или кусками породы, является характер взаимодействия потока жидкости и породы (*размывание* слабосвязанных, несвязанных и частично растворимых пород; *разрушение* трещиноватых пород) (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Классификация горных пород по трудности отбора и выносу керна (Юшков, 2003)

Группа по сложности отбора	Краткая характеристика пород	Категория пород по буримости	Примерный выход керна при бурении ОКС с промывкой
1	Связные, монолитные и слаботрещиноватые	IV — XII	80-100%
2	Связные, средне и сильнотрещиноватые; склонные к систематическому самозаклиниванию. Не размываемые, но разрушаемые потоком на кусочки по трещинам	VII — XII	10-60%
3	Связные, средне трещиноватые. Не разрушаемые и не размываемые потоком при кратковременном воздействии	V — XII	20-60%
4 4а	Слабосвязные. Легко разрушаемые или размываемые потоком. Растворимые соли	III — IV (V)	0-40%
5	Слабосвязные, несвязные, рыхлые, сыпучие, пливуньи. Размываемые потоком жидкости	I — III	0-20%

При выборе технологии отбора керна также необходимо учитывать геолого-геофизические особенности всего разреза в целом, и в частности продуктивных интервалов, в том числе их петрофизические характеристики и литолого-минералогический состав обломочной и цементирующей частей породы-коллектора (таблица 1.4).

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли широко внедряются новые специальные системы отбора керна, разработанные для различных геолого-технологических условий и задач. Большое развитие получили традиционно широко используемые в Западной Сибири системы отбора керна на буровых трубах (рисунок 1.1). Так керноотборники с фиксированным давлением и губчатые керноотборники возникли в связи с необходимостью получения более качественных данных о нефтенасыщенности. Системы керноотбора с резиновым керно-

Таблица 1.4 – Основные требования к технологии отбора керна с учетом специфики изученных объектов (Чухланцева, 2014)

Объект исследования	Особенности породы-коллектора	Краткая характеристика пород по сложности отбора	Требования к отбору
Базальные горизонты	Грубозернистые породы (галечники, гравелиты, брекчии), зоны дробления разно проницаемые (от низко- до высокопроницаемых)	Не размываемые, разрушаемые вибрацией; склонные к самозаклиниванию.	- изолированная технология; - использование укладочной рамы при перемещении на мостки - применение регистраторов захода керна в снаряд и кернорвателей, обеспечивающих «полное» перекрытие сечения керноприемника.
Низкопроницаемые коллекторы с ТРИЗ	Песчаники, алевролиты глинистые низкопроницаемые	Слаборазмываемые промывочной жидкостью, малоразрушаемые вибрациями керноотборного инструмента.	Технология отбора для неосложненных условий
Коллекторы баженовско-абалакского комплекса	Кремнистые радиоляриты, глинистые битуминозные и кремнистоглинистые, карбонатизированные, породы. Низко проницаемые слаботрещиноватые.	Слаботрещиноватые; не размываемые; не набухаемые; разрушаемые вибрацией	- изолированная технология; - применение регистраторов захода керна в снаряд и кернорвателей, обеспечивающих «полное» перекрытие сечения керноприемника; - выстаивание и дегазация при подъеме керна; - использование укладочной рамы при перемещении на мостки - технология стабилизации керна;
Тонкослоистые коллекторы	Тонкое чередование песчаных и глинистых пород	Не размываемые; не набухаемые; мало разрушаемые вибрацией.	- изолированная технология; - использование укладочной рамы при перемещении на мостки
Массивные коллекторы с зонами ослабленной цементации	Песчаные и алевроитовые разности хорошо сортированные, хорошо окатанные с высоко-	Слабо размываемые промывочной жидкостью, Набухаемые при взаимодействии с водной основой технологиче-	- изолированная технология; - выстаивание и дегазация при подъеме керна из газонасыщенных интервалов; - использование укладочной рамы при переме-

	копроницаемыми прослоями.	ских жидкостей. Разрушаемые вибрациями керна-отборного инструмента;	щении на мостки.
Горизонты слабосцементированных и не консолидированных коллекторов	Песчаник, алевролит слабо сцементированный, песок, алевролит. Высокопористые высоко проницаемые;	Высокопористые высоко проницаемые; Набухаемые от водной основы технологических жидкостей	- изолированная технология; - применение регистраторов захода керна в снаряд и кернарвателей, «полное» перекрытие сечения кернаприемника; - контроль режимов бурения (скорости проходки и подъема); - выстаивание и дегазация при подъеме керна из газонасыщенных интервалов; - использование укладочной рамы при перемещении на мостки; .

отборником и полностью герметичным керноприемником разработаны специально для повышения качества отбора керна из неконсолидированных пород. Современные специальные системы отбора керна имеют в равной мере уникальные характеристики (Справочник..., 2006).



Рисунок 1.1 – Системы отбора керна на буровых трубах

Долгое время отбор керна слабо сцементированных и рыхлых пород был проблематичен. Существовавшие технологии не обеспечивали необходимого выноса и должной сохранности кернового материала. С целью улучшения качества отбора из неконсолидированных пластов были разработаны полнозакрываемые керноотборные системы, предусматривающие использование внутренних керноприемных труб (тубусов), оборудованные специальной системой захвата керна для отбора сложных пород, несущих две основные функции: обеспечение качества отбора керна путем физической поддержки кернового материала во время бурения и его последующей сохранности.

Данная технология позволяет керноприемнику скользить по поверхности рыхлого керна с минимальным повреждением последнего, производя запечатывание керна снизу, внутри керноприемника, предотвращая вероятность заклинивания керна в трубе и его потерю.

Керноприемные тубусы вставляются внутрь традиционного керноприемника и удерживаются посредством блока кернозахвата и силой трения. Стандартные тубусы имеют максимальную длину около 9 метров, в специальных целях используются более короткие отрезки (Методическое руководство по отбору..., 2000).

Тубусы широко используются при отборе керна из неконсолидированных или трещиноватых пластов, также их применение уместно при отборе керна из скважин отдаленных шельфовых зон, когда предполагается длительная транспортировка керна.

Еще одним нововведением являются одноразовые фиберглассовые керноприемные трубы, которые становятся упаковкой, обеспечивающей сохранность керна при доставке его в исследовательскую лабораторию.

После извлечения из скважины керноприемная труба транспортируется на приемные мостки, где размещается с использованием укладочной рамы, предотвращающей прогиб трубы и деформацию керна. Трубы однократного применения, используются на один рейс, после подъема из скважины разрезаются на метровые отрезки, концы которых закрываются крышками диаметром, соответствующим диаметру труб, которые фиксируются хомутами, что обеспечивает защиту керна от высыхания и разрушения. При соблюдении технологии отбора в фиберглассовых трубах слабо консолидированный, рыхлый, трещиноватый керн сохраняется в неизменном состоянии.

В целях обеспечения сохранности керна в процессе транспортировки помимо использования сегментированных тубусов, внедрены и применяются технологии консервации керна, позволяющие закреплять керн посредством заполнения свободного пространства между трубой и керном фиксирующими составами. В качестве фиксирующих составов используются неполярное масло или полиакриламидная паста, гипсовая смесь (разработки компаний «Reslab» совместно с компаниями «Norske Shell», «Norsk Hydro», «Norsk Agip»). Однако при подборе консервирующих составов необходимо соблюдать обязательных условия: составы должны быть безопасны, легко удаляться и не изменять состав и свойства пород.

Главным недостатком применения фиберглассовых керноприемных труб является их относительно низкая механическая прочность, температурные ограничения применения (до 130⁰C), неэкологичность.

Кроме фиброглассовых керноприемных труб, широко используются стеклопластиковые и алюминиевые керноприемники. Последние предназначены для применения в условиях, повышенных температур (более +130°C) и сероводородном заражении (Справочник..., 2006).

Для условий крайнего Севера Тюменской области, где месторождения в основном представлены перемежающимися размываемыми породами средней прочности и рыхлыми разностями (породы III-IV категории по трудности отбора), широко используются снаряды отечественного производства малой серии типа КИ, КИМ, КИС, вооруженные коронками РС, РСА с алмазно-твердосплавными резцами, производства НПП «Азимут» (г. Уфа).

При разнообразных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения применяют керноприемные устройства следующих серий: «Недра», «Кембрий», «Силур», «Тенгиз», «Риф», «Плутоний», «МАГ» (таблица 1.5).

Наряду с отечественными образцами для данных категории пород в практике буровых работ пород применяют технику отбора иностранного производства (керноотборные снаряды контейнерного типа, снаряды с резиновым рукавом, снаряды с полнозакрываемым керноприемником системы «HYDRO-Lift» фирмы ЕС и аналогичные системы фирмы DBS).

Для повышения эффективности бурения с отбором керна важно знать геологические особенности разреза и учитывать их при подборе типа и конструкции керноотборного инструмента. Схема проведения работ по выбору рациональных типов керноотборного инструмента и оптимальных параметров режима его отработки приведена на рисунке 1.2.

Важным условием процедуры отбора керна, в случае слабоконсолидированного коллектора, является конструкция скважины, обеспечивающая вскрытие интервалов слабоконсолидированных пород долотом большего диаметра, что позволит произвести отбор керна диаметром не менее 100 мм.

В интервалах с присутствием вязких тяжелых нефтей существует риск разрушения керна расширяющимися газами, выделяемыми нефтью при понижении давления при подъеме на поверхность. Для минимизации данного эффекта требуется пониженная скорость подъема керна нефтенасыщенных интервалов на поверхность, в особенности на последних метрах подъема.

Скорость подъема керноотборного снаряда при извлечении керна из газонасыщенной части пласта должна быть регламентирована. При этом необходимо обеспечить стравливание избыточного давления газа через клапан в керноотборном снаряде. Для этого необходимо со-

здание программы подъема керна на поверхность, предусматривающей ограничение скорости подъема и остановки для дегазации (Справочник..., 2006).

Таблица 1.5 – Керноотборочные снаряды и область их применения

№ п/п	Керноотборочные снаряды (КОС)	Область применения	Диаметр керна, мм	Категория трудности отбора
1.	«Недра»	Неосложненные условия бурения	52, 67, 80, 100	I
2.	«Силур»	Осыпи, обвалы, желебообразования, прихваты	52, 80	III
3.	«Кембрий»	Рыхлые, слабосцементированные, трещиноватые породы	67, 100	III
4.	«Тенгиз»	Газонефтеводопроявления, поглощения	100	III; IV
5.	«Риф»	Рыхлые, сыпучие, сильнотрещиноватые, рифогенные породы	120	III; IV
6.	«МАГ»	Твердые, консолидированные, абразивные породы	60	I
7.	«КИМ»	Слабосцементированные породы	52, 80, 100	III
8.	«Лайнер»	Слабосцементированные, сыпучие породы	80, 100	IV; III
9.	«Структура»	Нелитифицированные донные отложения при бурении морских исследовательских скважин	57, 80	IV
10.	«Плутоний»	Очень рыхлые, рассыпающиеся сильнотрещиноватые породы	80;100	III - IV

После подъема керна на поверхность, необходимо убедиться в отсутствии видимой деформации внутренней структуры извлеченного керна на торцах распиленных метровых отрезков керноприёмной трубы. При отсутствии видимой деформации проводить подъём следующих интервалов керна, отобранного из газонасыщенной части пласта, с той же скоростью. Если следы деформации будут заметны, необходимо снизить скорость подъема (Справочник..., 2006).

Учитывая особенности слабо консолидированных верхнепокурских пластов ПК₁₋₃, работы по отбору керна должны выполняться оптимально подобранным оборудованием с учетом геологических условий объекта каждой скважины. Определяющими являются тип долота, тип керноотборочного снаряда (обязательна двухтрубная изолированная технология с системой полного закрытия), промывочная жидкость, оптимальные длина и скорость проходки; оптимальная скорость подъема керна.



Рисунок 1.2 – Схема выбора рациональных типов кернаотборных инструментов

Дополнительно необходимо предусмотреть:

- заполнение тубусов неполярным маслом перед отбором керна и добавление индикаторных добавок в буровой раствор для контроля степени проникновения фильтрата бурового раствора;
- промежуточную остановку для дегазации керна при вскрытии газонасыщенных интервалов;
- для исключения взрывной декомпрессии обеспечить стравливание газа после подъема кернаотборника на поверхность;
- при сегментировании тубуса использовать низковибрационную ленточную или циркулярную пилы для исключения рисков повреждения керна, в результате тряски, падения, высыпания из кернаприемной трубы;
- проверку надежности установки на торцах секций резиновых заглушек и крепления их хомутами перед укладкой секций с кернам в транспортировочные ящики (не использовать в качестве заглушек и хомутов иные подручные приспособления);
- изготовление транспортировочных ящиков для керна в соответствии с размерами секций (с надежным креплением крышек ящиков с обязательной металлической стяжкой);

- маркировку транспортировочных ящиков, с нанесением обязательной информации об отборе керна;
- применение ударопоглощающего материала для исключения зазора между тубусом и транспортировочным ящиком с целью устранения вибрации в процессе транспортировки.

Выше изложенные требования формируются, исходя из потребностей нефтегазодобывающих предприятий, и определяются геологией и экономическим развитием региона.

1.3. Обоснование комплекса лабораторных исследований керна для разнофациальных терригенных коллекторов

Поставленные геологические задачи, для решения которых закладывается скважина с отбором керна, определяют ее категорию (опорная, параметрическая, поисковая, разведочная, оценочная, эксплуатационная и др.), выбор интервалов отбора керна, объемов и комплекса его исследований (таблица 1.6).

На протяжении многих лет руководящим документом, регламентирующим стандартный комплекс и объемы лабораторных исследований керна, является руководящий документ (РД) - РД 39-0147716-505-85, разработанный ведущими научными институтами нефтегазовой отрасли и введенный в действие Министерством нефтяной промышленности в 1985 г

Однако следует отметить тот факт, что уже с начала 2000–х годов выполнение требований, рекомендуемых РД, не соблюдается недропользователями в полном объеме. Основными причинами отклонений от типового комплекса лабораторных петрофизических исследований являются:

1) сведение исследований керна до ограниченного набора параметров, необходимых и достаточных для обоснования запасов конкретного месторождения в соответствии с требованиями Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) на фоне ложного представления о достаточной изученности продуктивных объектов;

2) и с другой стороны, развитие новых технологий и методов лабораторных исследований обусловленное возрастающей долей сложнопостроенных коллекторов, характеризующихся сложной структурой порового пространства, высокой литологической изменчивостью по разрезу и по площади зачастую при незначительной их мощности.

Таблица 1.6 – Классификация нефтяных и газовых скважин (РД 153-39.0-072-01)

Скважина/тип	Решаемая задача	Ожидаемый результат	Проектный горизонт	Работы и исследования
Опорная	Изучение геологического строения крупных геоструктурных элементов земной коры, определение общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, выбор наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ. Бурение в узлах пересечений опорных сейсмических профилей	Стратиграфическая привязка разреза, определение его характеристик для интерпретации данных полевой геофизики, выявление признаков нефтегазонаосности пород и оценка перспектив нефтегазонаосности района, выяснение гидрогеологических условий района, получение сведений о других полезных ископаемых	До техниче-ски возмож-ных глубин бурения	Сплошной отбор и исследование керна по неизученной части разреза, ГТИ, детальные ГИС в неизученной части разреза, ИПТ, испытания в колонне нефтегазонаосных горизонтов
Параметрическая	Изучение строения и перспектив нефтегазонаосности возможных зон (областей, районов) нефтегазонакопления, выявление наиболее перспективных участков поисковых работ Бурение в пределах локальных структур или на сейсморазведочных профилях	Уточнение стратиграфического строения и геолого-геофизических характеристик пород, выявление нефтегазонаосных горизонтов, оценка перспектив и прогнозных ресурсов, выявление запасов категории С ₂	Фундамент (при техниче-ской возможности достижения)	То же для исследований и испытаний, отбор керна в объеме 20% от толщины комплекса изучаемых пород, а в перспективных на нефть и газ интервалах - сплошной

Структурная	Выявление и подготовка перспективных площадей (структур) для поискового бурения, когда применение полевых геофизических методов затруднено или экономически нецелесообразно, изучение физических характеристик пород, проверка положений опорных горизонтов	Подготовленная площадь (структура)	Маркирующий структурный горизонт	То же для исследований и испытаний, отбор керна в объемах, обеспечивающих построение и определение характеристик разреза
Поисковая	Открытие нефтегазовых месторождений на новых площадях или новых залежей на известных месторождениях. Бурение на локальных структурах и ловушках, удовлетворяющих требованиям подготовленности для поискового бурения	Оценка промышленной значимости выявленных залежей, запасы нефти и газа категорий C_2 и C_1	Нефтегазоперспективные комплексы пород до технически доступных глубин	Отбор керна на границах стратиграфических комплексов и в нефтегазоперспективных интервалах, ГТИ, детальные ГИС ниже первого флюидоупора, ИПТ, испытания в колонне нефтегазоносных горизонтов
Оценочная	Подготовка данных для оценки запасов и обоснования целесообразности разведки и разработки месторождений (залежей) Бурение на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью	Запасы нефти и газа категорий C_2 и C_1	Продуктивный горизонт (нижний или один из горизонтов при большом числе залежей)	Отбор керна в продуктивных интервалах, ГТИ, детальные ГИС в продуктивных и перспективных интервалах, ИПТ, поинтервальные испытания в колонне продуктивных и водоносных пластов с отбором проб флюидов, интенсификация притоков, пробная эксплуатация

Разведочная	Подготовка исходных данных для уточнения запасов и составление проекта (схемы) разработки месторождения (залежи). Бурение на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью	Перевод запасов категорий C_2 в C_1	То же	То же, ГТИ при необходимости
Эксплуатационная, в том числе добывающая, опережающая добывающая, нагнетательная, наблюдательная, контрольная, пьезометрическая	Добыча нефти и газа; контроль за разработкой месторождения или залежей	Добыча нефти и газа; перевод запасов из категории C_1 в категории В и А	Эксплуатируемая залежь (пласт)	Отбор керн в продуктивном пласте (при необходимости), ГТИ и ГИС согласно геолого-техническому наряду

Необходимость разработки нового типового комплекса согласованных между собой лабораторных исследований, ориентированных на изучаемый объект, диктуется потребностью получения максимального полной геологической информации в соответствии с нуждами конкретного нефтедобывающего предприятия.

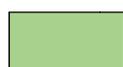
Отсутствие в настоящее время общепринятых государственных стандартов, признанных всеми без исключения недропользователями, недостаток государственных аккредитованных сервисных компаний приводят к необходимости разработки локальных нормативных документов, обязательных для исполнения и действующих в рамках отдельно взятой нефтяной компании. При разработке таких документов обязательно учитываются геологические особенности, степень изученности объектов, наукоемкие технологии компаний и государственные требования. Разработка алгоритма подбора оптимального комплекса позволяет повысить эффективность принятия решений по стратегии разработки активов Компании, в том числе на этапе планирования.

Под «комплексными исследованиями» понимается оптимальный набор согласованных между собой лабораторных исследований, удовлетворяющий условию достаточности, ориентированный на конкретный продуктивный объект. При разработке оптимального комплекса исследований в первую очередь формируется перечень решаемых задач. На следующем этапе определяются требуемые исходные параметры, для каждого из которых вырабатывается комплекс необходимых лабораторных исследований, с учетом особенностей изучаемого объекта выполняется подбор и детализация применяемых методик. После чего проводится верификация разработанного комплекса на предмет его оптимальности. По результатам верификации оптимального комплекса исследований в целях автоматизации процесса подбора и тиражирования формируются методические рекомендации и разрабатывается программный алгоритм подбора лабораторных исследований направленных на решение конкретных задач для каждого изучаемого типа коллектора.

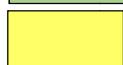
Данный подход, разработанный при участии автора, положен в основу типового комплекса лабораторных исследований для решения геологических и технологических задач при изучении разнофациальных мезозойских осадочных толщ (таблицы 1.7 - 1.8, рисунок 1.3).

Таблица 1.7 – Перечень задач для изученных типов коллекторов

Задача Тип коллектора (объект изучения)		Терригенный							Карбонатный	Породы фундамента
		Крупные поросы (группы обобщенные поросы)	Традиционный песчано-алювиальный коллектор	Местные коллекторы с высокопроницаемым пластом	Искусственные коллекторы с ТРИЗ	Коллекторы близлежащих областей к коллектору	Темноцветные коллекторы	Коллектор слабо-консолидированный пласт		
Проектно-техническая документация	Подсчет запасов									
	ТЭО КИН									
	Проект разработки									
	Технологическая схема разработки									
Построение цифровой геологической модели	Структурная модель									
	Геомеханическая модель									
	Седиментологическая модель									
	Петрофизическая модель									
	Гидродинамическая модель									
Подбор технологий	Первичное вскрытие пласта									
	Заканчивание скважин									
	Методы воздействия на пласт									



- Типовой (стандартный) комплекс



- Дополнительный комплекс (специальные методики)



- Требуется поиск и подбор новых методик



- Исследования не требуются

Таблица 1.8 – Типовой комплекс лабораторных исследований для решения геологических и технологических задач

№ п/п	Задача	Исследования профиля полноразмерного керна	Определение коллекторских свойств пород	Петрофизические исследования	Литолого-минералогические исследования	Седиментологические исследования	Биостратиграфические исследования	Исследования с целью подбора технологий
1.	Подсчет запасов	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не обязательно	не входит в комплекс	не входит в комплекс	не входит в комплекс
2.	ТЭО КИН	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не обязательно	не входит в комплекс	не входит в комплекс	не обязательно
3.	Проект разработки	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не обязательно	не входит в комплекс	не входит в комплекс	в составе комплекса
4.	Построение структурной модели	в составе комплекса	не обязательно	не обязательно	в составе комплекса	не обязательно	не обязательно	не входит в комплекс
5.	Построение геомеханической модели	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не входит в комплекс	не входит в комплекс	не входит в комплекс
6.	Построение седиментологической модели	в составе комплекса	в составе комплекса	не обязательно	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не входит в комплекс
7.	Построение петрофизической модели	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не входит в комплекс	не входит в комплекс
8.	Построение гидродинамической модели	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не входит в комплекс	не входит в комплекс
9.	Подбор технологий (бурение, освоение, эксплуатация скважин)	не обязательно	в составе комплекса	в составе комплекса	в составе комплекса	не входит в комплекс	не входит в комплекс	в составе комплекса



Рисунок 1.3 – Типовой комплекс и этапы изучения керна традиционных разнофациальных коллекторов

1.3.1. Этапность и специфика изучения образцов керна слабоконсолидированных пород

До недавнего времени изученность объектов представленных преимущественно слабоконсолидированными и рыхлыми породами оставалась очень низкой из-за отсутствия технологий отбора керна, обеспечивающих вынос и сохранность керна материала. Изучались только выносимые не разрушенные плотные разности пород, что давало ограниченную информацию об объекте.

Разработка рационального комплекса исследований слабоконсолидированных пластов ПК₁₋₃, объединяющего лабораторные методы изучения керна и шлама, приемы литофациального и геолого-геофизического моделирования стала возможна с появлением технологий отбора изолированного керна, обеспечивающих высокий вынос и сохранность пород-коллекторов и способов изготовления и подготовки образцов для проведения лабораторных исследований керна.

Рост отбора керна слабоконсолидированных пород поставил перед исследователями новую задачу, сохранения структуры порового пространства и текстурных особенностей коллекторов в ходе многоэтапного процесса лабораторных исследований. Комплекс, лабораторного исследований керна слабоконсолидированных пород, выработанный в результате многолетнего опыта лабораторий при непосредственном участии автора, позволяют получить исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры. Предлагаемый комплекс изучения керна слабоконсолидированного коллектора (рисунок 1.4) объединяет традиционные методы, входящие в типовую программу лабораторных исследований осадочных пород и дополнительные (специальные или особые), устанавливаемые спецификой слабоконсолидированных пород. Как правило, применение данного комплекса в полном объеме возможно для керна материала, отобранного по изолирующей технологии.

Использование дополнительных методов исключительно важно на этапе работ с полно-размерным керна, что существенно отличает комплекс, лабораторного исследований керна слабоконсолидированных пород от комплекса для керна традиционных консолидированных коллекторов. Программы изучения комплексных лабораторных исследований профиля полно-размерного керна дополнены новыми технологиями: 1) компьютерная томография (изучение неоднородности строения и оценка качества керна); 2) заморозка керна жидким азотом перед проведением продольной распиловки.

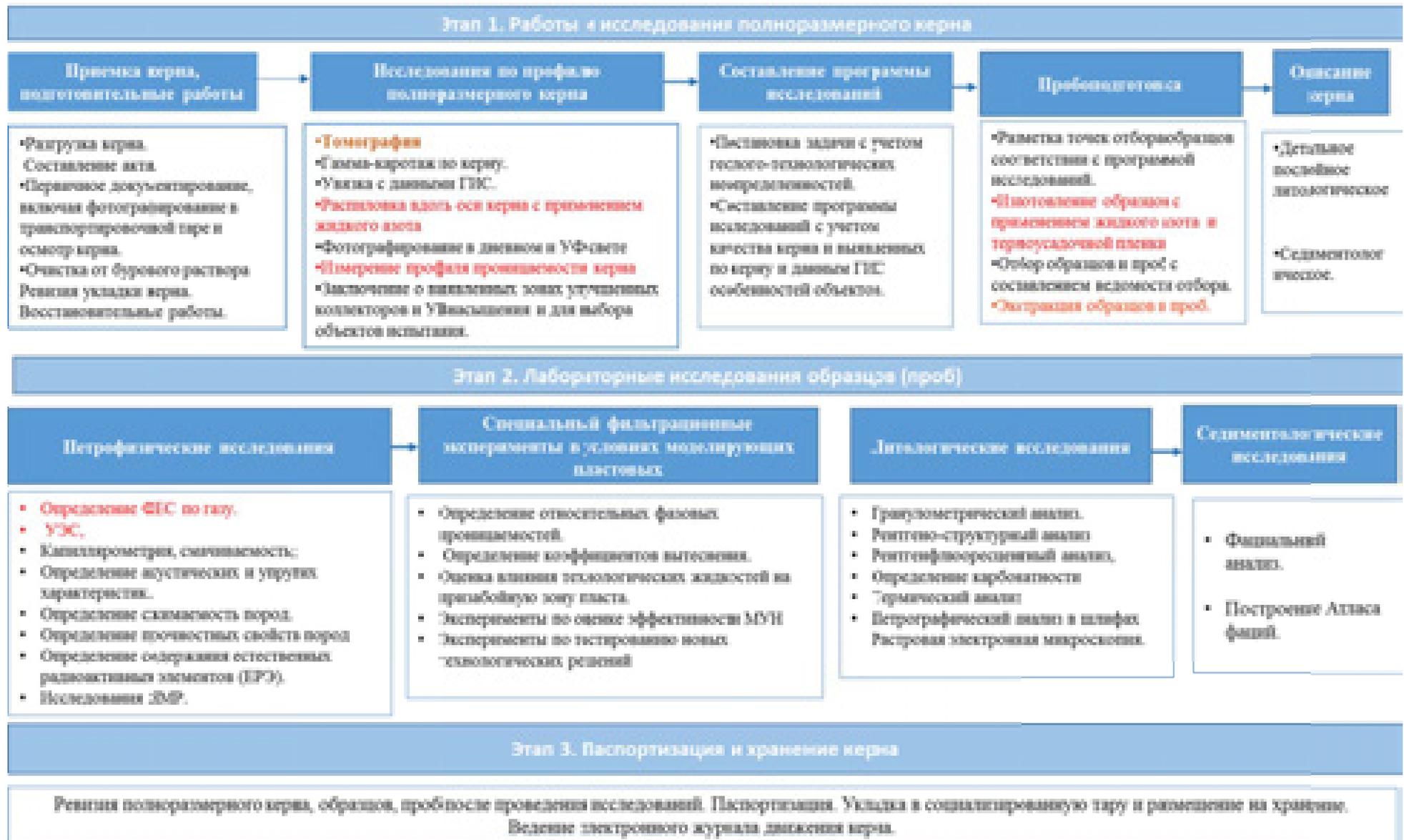


Рисунок 1.4 – Схема изучения зерна слабоконсолидированного коллектора

Первой стадией исследований керна в лаборатории до извлечения его из метровых секций кернаприемника является сплошной спектральный гамма-каротажа, выполняемый, по результатам которого проводится привязка керна к геофизическим данным, оценка качества укладки и маркировки. После чего каждая метровая секция с кернам целиком замораживается в жидком азоте (замораживание используется в качестве отвердителя породы для последующей работы и изготовления образцов). Замороженный в тубе керна распиливается вдоль оси алмазной пилой в соотношении 3:1 и фотографируется с использованием цифровой камеры высокого разрешения в диапазонах дневного и ультрафиолетового света, что позволяет выявлять структурно-текстурные особенности пород и степень насыщенности углеводородами (рисунок 1.5).

Измерение проницаемости по профилю полноразмерного в целях экспрессной оценки фильтрационной характеристики слабokonсолидированного коллектора, выполняется также на колонке замороженного керна (в условиях низких температур), что требует особого подбора узлов и режимов работы оборудования.

На этапе исследований по профилю полноразмерного керна терригенного коллектора как дополнительный метод, особенно для интервалов не сцементированных пород, рекомендуется применять компьютерную томографию, результаты которой позволяют оценить качество отобранного керна, осуществить ориентировку керна согласно напластованию и наметить точки отбора образцов с учетом минералогических особенностей и степени деформации до извлечения пород из метровых секций кернаприемника.

Результаты исследований по профилю полноразмерного керна используются для выявления зон улучшенных коллекторов и углеводородонасыщения, широко используются при выборе объектов испытания.

Детальное послойное литологическое и седиментологическое описание разреза слабokonсолидированных отложений выполняется на стабилизированном жидким азотом керна сразу после его распиловки и фотографирования, одновременно с отбором образцов на различные виды исследований. При этом особенно важно обеспечить высокое качество фотодокументации колонки керна в целях необходимости уточнения текстурных характеристик разреза после размораживания и дезинтеграции кернавого материала. .

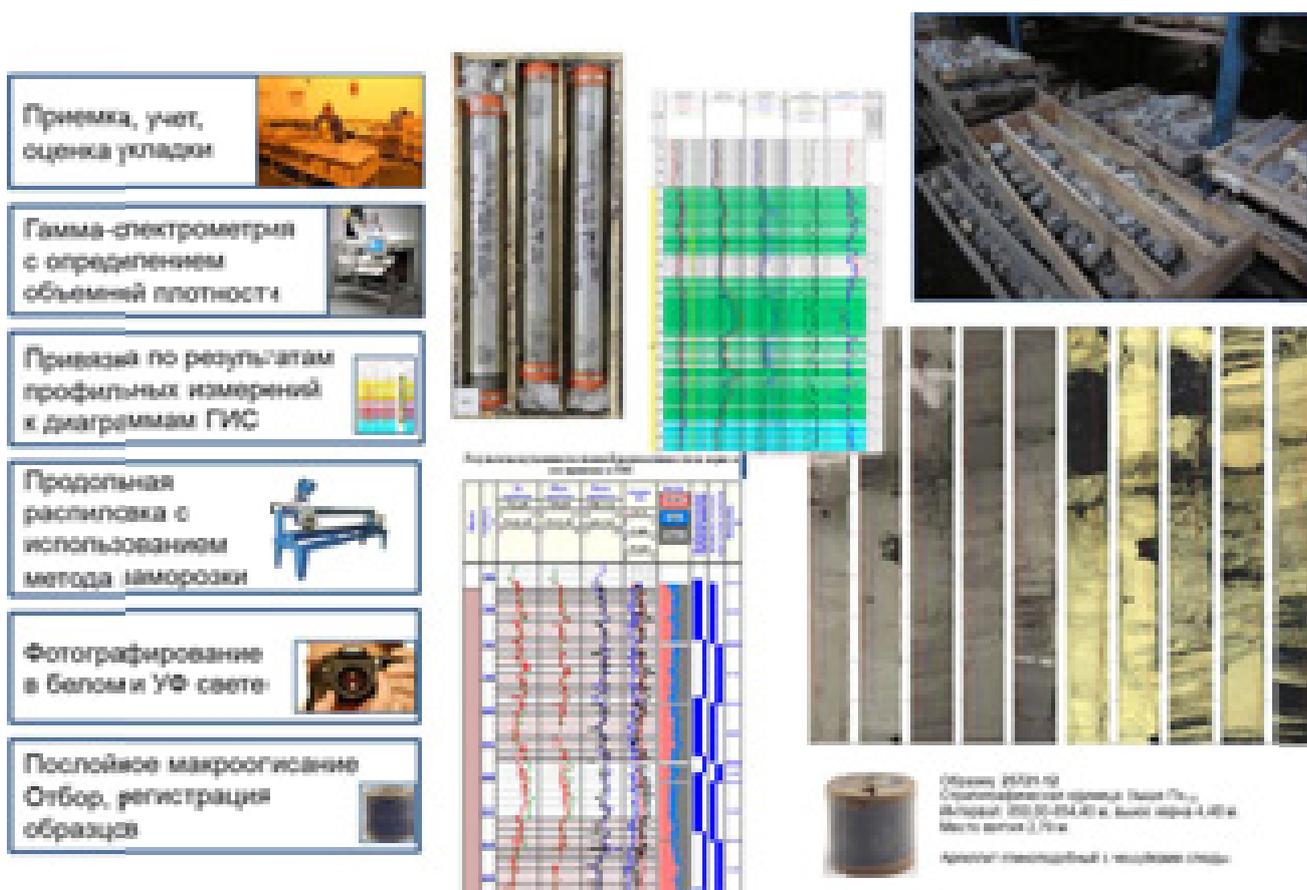


Рисунок 1.5 – Основные этапы изучения профиля полноразмерного керна

1.3.2. Особенности пробоподготовки образцов

Следующим важным процессом, требующим особого подхода при изучении слабо консолидированных коллекторов, является процесс пробоподготовки, который включает разметку, изготовление, отбор образцов для проведения комплексных исследований и отитку их от углеводородов (экстракцию).

В мировой практике работ, петрофизические исследования неконсолидированных пород проводятся как на кернах с «естественным» насыщением, так и на кернах прошедшем этап очистки от углеводородов (экстрагирования) и обессоливания. Для экстрагированных образцов часто проводится восстановление естественной смачиваемости породы (процесс «старения» образца). Изучение керна с естественным нефтенасыщением и экстрагированного требу-

ет применение различных технологий подготовки образцов (диаметр, длина образца, его насыщение) и методик исследования (таблица 1.8).

При изучении коллекторов группы пластов ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления за базовый диаметр образцов принят диаметр 30 мм, как наиболее оптимальный для реализации программы исследований. Однако, в Мировой практике работ известно использование цилиндров диаметром 40 мм.

Таблица 1. 8 – Разновидности и технологии изготовления пробоподготовки для петрофизических исследований

Форма	Технология изготовления	Технологическая жидкость	Размер	Особенности
Цилиндрическая	Высверливание	Вода	25x25	Традиционный терригенный коллектор; Карбонатный коллектор
		Керосин	30x30	
		Масло	40x40	
		Нефть	50x50	
			60x60	
Не используется	8x8			
	10x10			
Высверливание, использование термоусадочной рукава.	Азот	25x25	30x30; 40x40	Слабосцементированный коллектор
		30x30		
Цилиндрическая	Выдавливание в специальные стаканы / рукава	Не используется	40x40	Слабосцементированный коллектор
			30x30	
Кубическая	Вырезание	Не используется	20x20	Традиционный терригенный коллектор; Карбонатный коллектор
			30x30	
			50x50	
Куски без острых граней	Обтачивание	Не используется	масса ≥ 30 гр	Легко разрушающаяся порода, невозможно изготовить цилиндрический образец.

Изготовление петрофизических образцов для определения фильтрационно-емкостных и петрофизических характеристик пород в атмосферных и термобарических условиях производится в основном двумя способами: методом вдавливания и выбуривания с охлаждением жидким азотом.

Метод вдавливания. Данный метод применяется для нестабилизированного керна и заключается в перфорации тубуса на толщину его стенки с последующим погружением тонкостенного плунжера в керн на весь его диаметр. После извлечения, плунжер с образцом керна погружается в жидкий азот. После чего производят нагрев плунжера на газовой горелке для извлечения образца керна. По извлечению цилиндрический образец помещается в оболочку (термоусадочная пленка, никелевая фольга, резиновая манжета), с закреплением на торцах металлических сеток, часто латунных, защищающих образец от разрушения. При использовании данного метода отмечается неизбежное уплотнение породы в торцевых участках образцов, не поддающееся контролю. Метод вдавливания имеет ограничения по применимости в неоднородных слоистых породах из-за различной механической устойчивости пород, слагающих прослой.

Метод выбуривания с охлаждением керна жидким азотом.

Из замороженного в жидком азоте полноразмерного керна, после его продольной распиловки, параллельно плоскости распила, алмазной коронкой высверливаются стандартные петрофизические образцы (цилиндры диаметром 30 мм). Для равномерного повышения температуры, выбуренные образцы в замороженном состоянии помещаются в криостат (при температуре -18°C), где выдерживаются в течение 12 часов. Затем каждый образец взвешивается и с помощью технического фена при температуре $+500^{\circ}\text{C}$ и воздействии не более 10 секунд помещается в специальную термоусадочную оболочку, с установлением латунных сеток на торцы образца. Вес оболочки и сеток, устанавливаемых на торцах образца, также фиксируется. Знание весов и плотностей оболочки и сеток позволяет в дальнейшем работать с такими образцами как с традиционными цилиндрами. Учитывая то, что для определения коллекторских свойств горных пород, образцы должны быть очищены от углеводородов посредством экстракции, подбирается оболочка устойчивая к воздействию применяемых реагентов.

Минус этого метода считается разрушение прочности зерен скелета и глинистых частиц. Степень влияния заморозки на фильтрационно-емкостные свойства пород в настоящий момент детально не исследована. Существует мнение, что замораживание приводит к частичному изменению внутренней структуры зерен, непредсказуемо влияя на пористость и проницае-

мость. Вместе с тем, низкотемпературная технология позволяет на практике прямыми измерениями устанавливать фильтрационно-емкостные свойства пород и получить основные петрофизические зависимости на неконсолидированном керне.

Для очистки образцов от УВ в качестве растворителей для песчаников используют спиртобензольную смесь в соотношении 1:2 (толуол), а для сильно глинистых пород – толуол, бензол.

После экстракции проводится повторная обработка техническим фенолом, для контроля герметичного прилегания поверхности пленки к образцу керна. Обессоливание образцов проводится фильтрацией ацетона через образцы. Плотность сетки и оболочки определяется для каждой партии материалов.

Особенности пробоподготовки петрофизических образцов слабоконсолидированных коллекторов ведут к усовершенствованию методических подходов определения пористости, проницаемости и удельного сопротивления пород.

Определения пористости в зависимости от задачи проводится газоволюметрическим методом или методом жидкостенасыщения (керосином) (ГОСТ 26450.1-85). Сушка образцов производится при температуре 70⁰С в течение 48 часов до постоянной массы. В сухой вес, вес насыщенного образца на воздухе вносятся поправки за вес оболочки и сеток. В вес насыщенного образца в насыщающей жидкости вносится поправка за вес сетки и оболочки с учетом плотностей жидкости и материалов оболочки и сетки.

При изучении физических свойств пород с глинистым цементом основная сложность заключается в набухании глинистой компоненты (из которых наибольшей активностью обладает монтмориллонит) при насыщении образцов водными растворами, поэтому комплексное определение проводится при однократном насыщении образцов непосредственно перед измерениями.

Определение проницаемости пород по газу может проводиться на установках стационарной и нестационарной фильтрации. При этом учитываются реальные размеры образца без учета сеток и оболочки.

Определение удельного электрического сопротивления пород проводится при насыщении данных образцов моделью пластовой воды известной минерализации. Сопротивлением металлической сетки при расчетах пренебрегают. Как и при измерении проницаемости при расчетах учитываются реальные размеры образца без учета сеток и оболочки.

На образцах в оболочке проводятся также специальные исследования (определения скорости распространения продольных и поперечных волн и др.) в соответствии с программой работ и традиционными методиками. Для определения фазовой проницаемости и коэффициентов вытеснения металлические сетки и термоусадочные оболочки полностью или частично удаляются.

Параллельно с фильтрационно-емкостными и петрофизическими исследованиями проводятся литолого-минералогические исследования пород, включающие различные методы, в том числе: петрографический, гранулометрический, рентгеноструктурный, рентгенофлюоресцентный, термический, растровой электронной микроскопии, определения карбонатности.

При микроскопическом исследовании структуры порового пространства изучается форма и особенности упаковки зерен, характер катагенетических изменений и распределения цементной массы в межзерновом пространстве, а также изучение пространственной неоднородности емкостных свойств. Данный вид анализа выполняется в комплексе с определением минерального состава, гранулометрического состава, фациальным анализом и изучением порового пространства в шлифах.

С целью получения информации о размерности осадочных зерен, слагающих горную породу, традиционно используют гранулометрический анализ. Определение *гранулометрического состава пород* обычно проводится ситовым методом, седиментационным (пипеточным) методом, лазерной дифракции с использованием лазерного анализатора размеров частиц.

Рентгеноструктурный анализ широко применяется для определения состава и содержания глинистых минералов в полиминеральной смеси, являясь единственным методом экспресс-диагностики состава пелитовой фракции пород.

Рентгенофлюоресцентный анализ используется для изучения элементного состава и определение седиментологических (петрохимических) коэффициентов методом химического анализа. В результате анализа исследуется элементный состав горных пород, и рассчитываются петрохимические коэффициенты.

Для *определения карбонатности* широко используются методы, основанные на химическом разложении карбонатов, содержащихся в горных породах. Среди них основными являются: объемный (с использованием карбонометров) и термовесовой методы.

Дополнительно может быть использован метод петрографического изучения пород в шлифах.

1.5. Методы литолого-фациальных исследований

При написании диссертационной работы выполнен обширный комплекс литолого-фациальных исследований, включающий приемы генетического, стратиграфического, литолого-фациального, палеогеографического, биостратиграфического, формационного анализов, с обязательной интерпретацией данных геофизических исследований скважин (ГИС), пробуренным в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления (96 скв.). Последовательность изучения сложнопостроенных природных резервуаров на основе разномасштабных исследований приведена на рисунке 1.6. Объем фактического материала и виды аналитических исследований приведены в таблице 1.9.

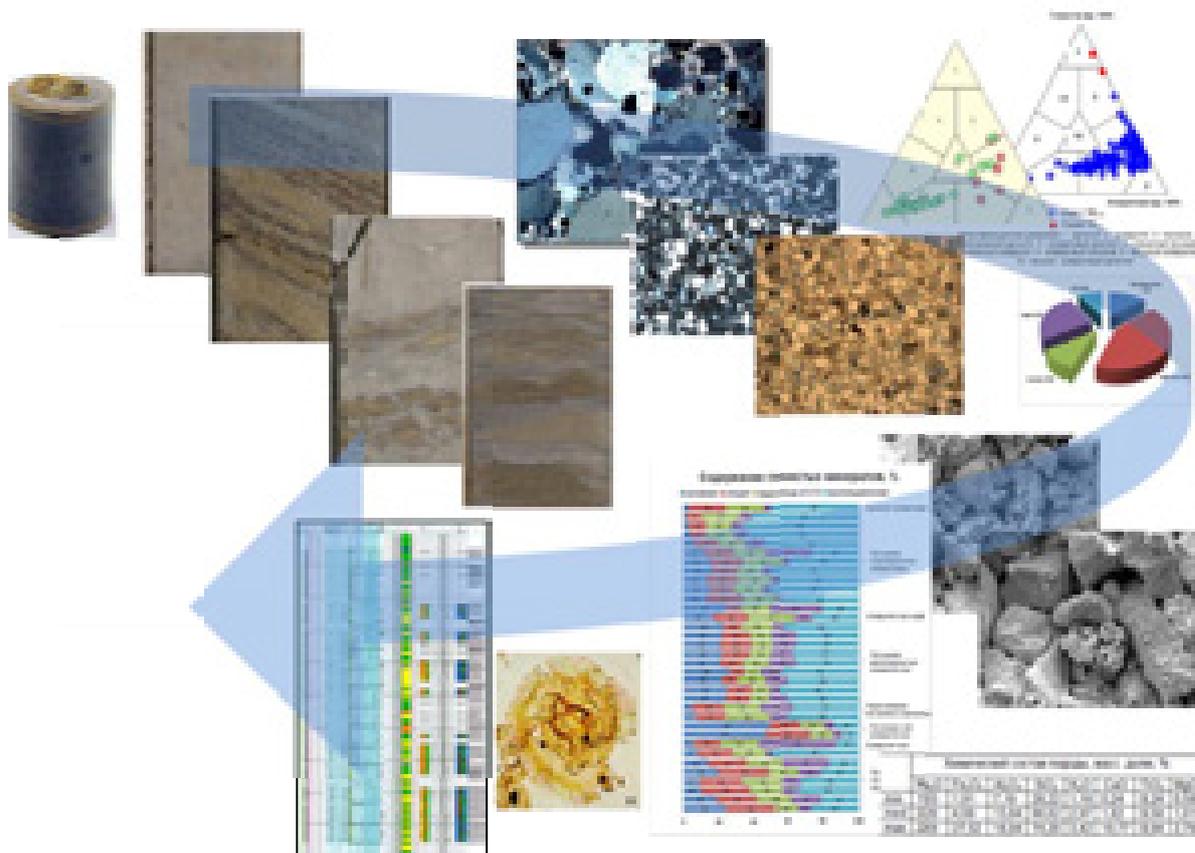


Рисунок 1.6 – Последовательность изучения природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления

Таблица 1.9 – Объем аналитических исследований

№ п/п	Виды исследований	Количество
1	Детальное послойное макроописание керновых разрезов скважин	11 разрезов
2	Текстурный анализ	950 образцов
3	Гранулометрический анализ	1114 образцов
4	Минералого-петрографический анализ (описание и фотография шлифов)	370 образцов 170 шлифов 310 фотографий
5	Биостратиграфический (палинологический и микрофаунистический анализ)	124 образцов
6	Ихнологический анализ	59 образцов
7	Электрометрический анализ	96 электрометрических моделей
18	Литолого-фациальный анализ (выделение литогенетических типов, фаций и обстановок седиментации)	650 образцов
19	Фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость, карбонатность)	более 2500 образцов
10	Изучение характера люминесценции в ультрафиолетовом свете	11 разрезов

Литологические свойства пород скважин, пробуренных в пределах Мессояхской наклонной гряды изучались по керну в Центральной лаборатории Главтюменьгеологии, НПЦ «Тверьгеофизика», ОАО «СибНИИ НП», ООО «Экогеос ЛТД», ЗАО «Нефтеком», ООО «Петроил», где выполнялся стандартный комплекс исследований: гранулометрический анализ, петрографическое описание шлифов, рентгеноструктурный анализ, растровая электронная микроскопия, карбонатность весовым и объемным методами.

Комплексные литологические исследования включали послойное детальное описание керна верхнесеноманских разрезов, вскрытых скважинами, петрографическое изучение отобранных образцов керна и изготовленных из них шлифов; гранулометрический и текстурный анализы с определением структурно-текстурных характеристик.

С подробным послойным макро- и микроскопическим описанием керна изучено 11 разрезов скважин. Внимание акцентировалось на текстурных и структурных особенностях пород, на взаимоотношении и последовательности смены текстур и следов жизне-

деятельности. По комплексу генетических признаков были выделены литогенетические типы пород и их ассоциации, характеризующие фации прибрежно-морской и дельтовой обстановок седиментации. Составлен рабочий атлас текстур, содержащий седиментационные колонки по скважинам, примеры типовых текстур, описания выделенных литогенетических типов и фаций. По результатам гранулометрического анализа для 1114 образцов керна построены и проанализированы гранулометрические кривые. Вещественный состав отложений уточнен в шлифах (170 шлифов).

Проведенных комплекс исследований позволил установить определенные типы фаций и проследить закономерности их смены; выполнить детальные реконструкции палеогеографических обстановок для Мессояхского района на сеноманское время. Выполненная попластовая корреляция разрезов скважин по материалам ГИС позволила уточнить геометрию природных резервуаров.

Исходя из результатов *литолого-геофизических исследований*, определялись типы разрезов группы пластов ПК₁₋₃, при этом учитывались их латеральные переходы и проводился анализ фациальных условий формирования пород. Изучение петрографических анализ шлифов под микроскопом позволило уточнить характеристики осадков и дополнить разрезы, построенные на основе макроописания керна материала.

По каждой изученной скважине были составлены гранулометрические колонки, позволившие уточнить особенности строения отдельных пачек и пластов, их латеральные переходы. На участках, пройденных с неполным отбором керна, литологическая колонка была восстановлена с использованием данных комплекса ГИС. Для уточнения датировок возраста отложений, изучаемые разрезы сопоставлялись с опубликованными данными по сопредельным территориям.

Палеогеографические реконструкции основаны на данных литолого-фациального и палеотектонического анализов и были дополнены палеоэкологическими, палеоклиматическими, гранулометрическими и минералогическими видами исследований.

Местоположение территории исследования в общей ландшафтной обстановке, существовавшей на период уватского времени (поздний сеноман) определено на основании палеогеографических карт Западной Сибири, составленных на период сеномана – турона и отражающих последовательность изменения континентальных, прибрежно-морских и морских обстановок в течение позднемезозойского этапа развития осадочного чехла (Атлас литолого-палеогеографических карт..., 1976). С помощью данных карт

были оконтурены местоположения областей сноса и возможных направлений транспортировки обломочного материала, что позволило внести определенные коррективы в создаваемую пластовую литолого-фациальную модель.

На основании изучения литологического состава осадков и характера палеонтологических ассоциаций выделены три основные палеогеографические области: относительно глубоководная часть шельфа, мелководная часть шельфа, прибрежная часть шельфовой области, включая прибрежную равнину, периодически заливаемую морем. Относительно глубоководная часть шельфа (от 50 до 100 м) выделена на основании развития глинистых однородных в литологическом плане толщ, с содержанием прослоев карбонатного материала, остатки тонкостенных раковин моллюсков ограниченного видового состава, с характерной ритмичной преимущественно горизонтальной слоистостью. Мелководная часть шельфа (глубины от 10 до 50 м) характеризуется невыдержанным литологическим составом, характерным сочетанием текстур (преобладание косой и косоволнистой слоистости), хорошей сортировкой песчаного материала. Прибрежная часть шельфовой области, с глубинами менее 10 м выделена по фациальным ассоциациям переходной зоны, характерному литологическому составу отложений, специфическим структурно-текстурным особенностям.

Важнейшую роль в восстановлении обстановок седиментации верхнесеноманской эпохи сыграли данные палинологических исследований (Стратиграфическое расчленение разреза ..., 2014). *Палинологическим методом* изучено 112 образцов из верхнепокурского горизонта и 12 образцов из газсалинской пачки кузнецовской свиты разрезов 16 скважин.

При палеогеографических реконструкциях учитывалась характеристика микрофитофоссилий, растительных сообществ, восстановленная по палинологическим данным (спорово-пыльцевые палинокомплексы). Выводы о климате и местах обитания растений делались с учетом возможного сочетания растительных сообществ и условий произрастания флористических ассоциаций (Атлас литолого-палеогеографических карт ..., 1976; Палеонтологическое обоснование ..., 2009; Стрепетилова, 1975). Учитывая сравнительно небольшой объем данных (в анализе участвовало 112 образцов керн), построить карты, отражающие распространение и экологическую характеристику растительности прошлого не представилось возможным.

Как известно, обязательным условием при восстановлении обстановки накопления толщи, горизонта или пачки пород является одновозрастность выбранного объекта во всех скважинах по простирацию. Достоверность палеогеографических реконструкций требует точной стратиграфической разбивки, и корреляции разрезов для достаточно узкого интервал геологического времени. Следует отметить, что для исследуемой толщи, это условие трудно соблюдается, так как верхняя граница определяется в скважинах достаточно точно. Нижняя граница группы пластов ПК₁₋₃ является трудноопределимой, «плавающей». Следует отметить отсутствие реперов и коррелятивных пачек, позволяющих четко отграничить эту группу пластов от нижележащей толщи.

Дополнительно в целях фациальной диагностики была использована *ихнологическая оценка фаций*. Для ее выполнения проанализированы: 1) комплексы жизнедеятельности ископаемых организмов; 2) единообразие и интенсивность биотурбаций; 3) размер ихнородов. Как известно, ихнофации фиксируют преимущественно модели поведения животных и пассивно связаны с глубиной воды, соответственно регулируются условиями среды палеобассейна (Seilacher, 1964, 1967; Pemberton, Frey, 1982; Pemberton, 1992). Поэтому ихнофоссилии были использованы для уточнения экологических параметров среды седиментации, таких как, минерализации, температуры, кислородонасыщения, скорости осадконакопления и мутности воды.

Выполненный ихнологический анализ показал присутствие разнообразных следов жизнедеятельности в керне скважин, идентифицированных по методике Дж. Пембертона (Pemberton, 1992). Глинистые и алевритистые отложения, слагающие среднюю и верхнюю литологические пачки, часто подвержены разной степени биотурбации и содержат разнообразные следы жизнедеятельности, среди которых, определены следующие ихнофоссилии: *Planolites (P)*, *Palaeophycus (Pt)*, *Phycosiphon (Phy)*, моноспецифический вид *Chondrites (Ch)*, редкие следы *Terebellina (Tr)*, *Cylindrichnus (Cl)*, редкие *Arenicolites (Ar)* свидетельствующие о колебаниях солености воды, имевших место в период накопления пластов группы ПК₁₋₃ в прибрежных дельтовых условиях и обстановках залива. При изучении ихнофоссилий была дана качественная оценка степени биотурбации, отражающая интенсивность переработки осадка роющими организмами (рисунок 1.7).

ГРУППА	КЛАССИФИКАЦИЯ	ВИД
0	Биотурбация отсутствует	
1	Слабая биотурбация, слой породы отчетливый, отдельные следы редки	
2	Малораспространенная биотурбация, слой породы отчетливый, плотность следов низкая.	
3	Умеренная биотурбация, границы слоя породы резко выраженные, следы четко различимы, наслоения редки.	
4	Распространенная биотурбация, границы слоя породы неравномерные, высокая плотность следов с наслоениями	
5	Обильная биотурбация, слой породы полностью нарушен (но остается различим)	
6	Полная биотурбация: тотальная биогенная гомогенизация отложений	

Рисунок 1.7 – Определение индекса интенсивности биотурбации

Основные выводы по главе

По результатам проведенных работ разработан оптимальный комплекс, исследованный слабоконсолидированных пород-коллекторов нефтяных месторождений севера Западной Сибири, типичным примером которых является группа пластов ПК₁₋₃ верхней части покурской свиты.

Оптимальный комплекс включает в себя исследования по профилю полноразмерного керна, определение фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических характеристик, специальные фильтрационные исследования с моделированием пластовых условий, литологические и седиментологические исследования, полностью отвечающий потребностям промысловой геологии, геофизики и гидродинамического моделирования разработки объектов данного типа.

Принципиальными отличиями разработанного комплекса являются: 1) применение метода компьютерной томографии для **оценки** качества (состояния) кернового материала и неоднородности строения объекта; 2) обязательная стабилизация (заморозка) слабokonсолидированных пород жидким азотом на этапе подготовки кернового материала к лабораторным исследованиям.

Введение новых технологических решений при изучении профиля полноразмерного керна и подготовки «стандартных» петрофизических образцов, усовершенствование методик определения фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических характеристик, модернизация схемы процесса исследований позволило реализовать комплексный подход, получить необходимые параметры, ранее отсутствующие из-за «нестабильности» пород.

С разработкой оптимального комплекса исследований керна слабokonсолидированного коллектора появилась возможность устанавливать многомерные связи между параметрами такими как, пористость, проницаемость, глинистость, скорости распространения упругих волн, гамма-активность, параметр пористости, плотность, смачиваемость, параметр насыщения, водонасыщенность, капиллярное давление, эффективная проницаемость, фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения углеводородов, форма кривых капиллярного давления и относительные фазовые проницаемости. Детализировать литологические особенности, гранулометрический и минеральный составы. Выполнить фациальный анализ и палеогеографические реконструкции.

Благодаря применению выработанной схемы изучения керна слабokonсолидированного разреза верхней части покурской свиты (группа пластов ПК_{1,3}) удалось получить исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры, обеспечивающие детализацию геометрии сложнопостроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Применение данного комплекса существенно повышает изученность района керновыми исследованиями, необходимую для подсчета запасов углеводородов, интерпретации методов ГИС и гидродинамического моделирования разработки. Комплекс рекомендуется к повсеместному применению на нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири, локализованных в слабokonсолидированных коллекторах.

2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА ГЫДАН

Гыданский полуостров находится на севере Западно-Сибирской геосинеклизы. В тектоническом плане охватывает большую часть отрицательного надпорядкового элемента – Антипоютинско-Гадебеяхинской мегасинеклизы и структур ее обрамления. Административно район исследования приурочен к северо-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа и северо-западной части Красноярского края. С точки зрения нефтегазогеологического районирования территория исследования принадлежит Гыданской нефтегазоносной области (НГО), включающей четыре нефтегазоносных района (НГР): Гыданский, Мессовский, Напалковский и Северо-Гыданский.

В пределах Гыданской НГО открыто около 20 месторождений УВ, крупнейшими являются Антипоютинское, Геофизическое, Гыданское, Парусовое, Утреннее, Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское. По числу и совокупным запасам среди залежей углеводородов преобладают газовые и газоконденсатные, большинство из них приурочено к пластам апта и готерива.

Территория исследования - самая северная материковая зона нефтегазонакопления, одноименная с крупнейшим контролирующим ее тектоническим элементом (Мессояхская зона нефтегазонакопления), находится в южной части Гыданского полуострова.

2.1. Краткий обзор геолого-геофизической изученности района исследования

Геологоразведочные работы в пределах Гыданского полуострова начаты в 50-х годах прошлого столетия. Несмотря на более чем 65-летнюю историю изысканий изученность Мессовского нефтегазоносного района Гыданской нефтегазоносной области (согласно схеме районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции) пока остается низкой и неравномерной. За полувековой период здесь выполнен большой комплекс геологоразведочных и исследовательских работ: аэрокосмические, сейсморазведочные (2D, 3D, ВСП), поисково-разведочные, геолого-геофизические, гидродинамические, исследования кернового материала, пластовых флюидов и др.

Данные о геологическом строении территории исследования освещены в отчетах и публикациях специалистов Заполярного государственного геологического предприятия по разведке нефти и газа «Заполярьегазгеология» (ГПП «ЗНГ»), открытого акционерного общества «Заполярьегазгеология» и его структурных подразделений – Тазовской нефтегазоразведочной экспедиции (ТНГРЭ), Мессояхской экспедиции глубокого разведочного бурения на нефть и газ (МНГРЭ), Мессояхской партии глубокого разведочного бурения (МПГРБ), производственного геологического объединения «Ямалгеофизика», ученых ведущих научно-исследовательских институтов: Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ЗапСибНИГНИ), Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ), государственного Западно-Сибирского научно-исследовательского института геофизических методов разведки (ЗапСибНИИГеофизика), непубличного акционерного общества «Научно-производственный центр СибГЕО» (НАО «НПЦ СибГЕО»), Сибирского научно-аналитического центра (ОАО «СибНАЦ»), Тюменского государственного университета (ТюмНГУ) и других организаций геологического профиля.

Описанию глубинного строения фундамента и осадочного чехла Западной Сибирской плиты в ее северной части посвящены труды Н.Н. Ростовцева (1961, 1965); М.Я. Рудкевича (1965); Э.Э. Фотиади (1967); М.Я. Рудкевича, В.С. Бочкарева, Е.М. Максимова, А.А. Тимофеева (1970); Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцева и др. (1971); А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова (1975); В.С. Бочкарева, Г.К. Боярских, И.И. Нестерова (1980); В.С. Суркова, О.Г. Жеро (1981); В.С. Суркова (1986, 1993); В.С. Суркова, Л.В. Смирнова, Л.Г. Смирнова (2000); А.Э. Конторовича, Ю.Н. Карогодина, О.М. Ермилова (2004); С.Е. Агалакова, А.Н. Бабурина, С.Н. Беспаловой, В.С. Бочкарева, И.О. Коровиной (2004); Д.А. Астафьева, В.А. Скоробогатова, А.М. Радчиковой (2004); В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, П.В. Пенягина и др. (2005); В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова (2008); Н.М. Кулишкина, В.В. Харахинова, С.И. Шленкина и др. (2012).

Представления о современной структуре осадочного чехла и взгляды на особенности развития фундамента и платформенного комплекса севера Западной Сибири получены в результате проведения на этой территории масштабных геофизических исследований и базируется в основном на данных, полученных при опорном и разведочном бурении, и результатах геофизических исследований территории (в частности на детальном анализе структурного плана отражающих сейсмических горизонтов).

На базе региональных сейсмических профилей, структурных карт и карт изопахит сейсмокомплексов В.А. Конторовичем (2009, 2011) рассмотрено современное структурно-тектоническое строение региона и выполнен анализ его тектонического развития.

Первые региональные исследования в пределах Мессояхской наклонной гряды начались с проведения мелкомасштабных съемок. В период с 1952г по 1982г площадь территории исследования была покрыта съемками разного масштаба: геологической (масштаба 1:1 000 000), аэромагнитной (масштабов 1:1 000 000, 1:200 000, 1:50 000), гравиметрической (масштабов 1:1 000 000, 1:200 000), электроразведочной площадной МТЗ (масштаба 1:1 000 000), геолого-геоморфологической (масштаба 1:500 000).

В результате региональной съемки сейморазведкой методом отраженных волн (СЗ МОВ) масштаба 1:500000, выполненной ЯНГТ в 1970-1974 гг., были определены общие черты геологического строения южного и северного склонов Среднемессояхского поднятия по верхнеюрским и меловым горизонтам.

Геологическое строение меловых и частично юрских горизонтов исследовано детально в 1971-1972 гг. площадными сейморазведочными работами МОВ 1:200 000 (сп 22, ПГО «Ямалгеофизика»). По результатам этих исследований Среднемессояхская нефтегазоперспективная структура (НГПС) была подготовлена к поисково-разведочному бурению на меловые и верхнеюрские горизонты. При этом установлено, что Среднемессояхское куполовидное поднятие представляет собой вал, осложненный в своде двумя локальными поднятиями: Восточно- и Западно-Мессояхским и серией дизъюнктивных нарушений. По материалам метода отраженных волн (МОВ) Среднемессояхский вал был передан в глубокое бурение как единая НГПС площадью более 1,5 тыс.км².

В 1975-1982 гг. были пробурены первые поисковые скважины. Поисковая скважина №1 глубиной 2550 м была забурена в 1975 г в седловине между локальными поднятиями и вскрыла нижневаланжинские отложения. Результаты ее бурения не подтверди-

ли ожидаемые перспективы нефтегазоносности. Все пласты оказались водоносными. Скв.4, пробуренная на западном куполе, открыла низкодебитную газовую залежь в кровле сеномана. В нижележащих отложениях, включая среднеюрские, промышленных притоков получено не было.

Низкая эффективность бурения привела к необходимости более детального изучения геологического строения методами сейсморазведки. В результате регионального профилирования методом общей глубинной точки (МОГТ) было установлено, что общая мощность платформенного покрова в своде вала оценивается в 8 км и по отношению к днищам смежных прогибов сокращена в 1,5 раза. В палеозойском разрезе тектоническими корнями вала являются три крупных горста, промаркированные в разрезе меловой толщи тремя системами сбросов.

Работами МОГТ, выполненными в период с 1978-1984 гг. М 1:100000 (сп 34/78-79, сп 33/82-83, сп 33,37/83-84, ПГО «Ямалгеофизика») на востоке Среднемессояхского вала получила замыкание по горизонту «Г» Восточно-Мессояхская структура, закартированы Верхнемессояхское, Маломессояхское локальные поднятия. В этот период была оконтурена зона размыва верхнеюрских отложений, подготовлены к глубокому бурению: Среднемессояхская кольцевая структурно-стратиграфическая ловушка, Восточно-Мессояхская структурно-литологическая ловушка (с.л.л), Маломессояхское локальное поднятие (л.п.) по горизонтам В₃², В₄, Б_я. На южном склоне вала зарегистрированы конуса выноса, сформированные за счет размыва в своде вала юрских отложений. Установлена барьерная роль Среднемессояхского вала при формировании нижнеэокомских клиноформ.

В начале 80-х годов по результатам работ МОГТ начался второй этап глубокого бурения на Восточно- и Западно-Мессояхском поднятиях, осложняющих свод Среднемессояхского вала. Бурение осуществлялось по двум направлениям - структурному и литологическому.

С целью поисков литологически-экранированных залежей УВ было разбурено два ортогонально-ориентированных друг относительно друга профиля скважин: вкост южного склона Мессояхской гряды (скв.2, 9, 7, 8) и вдоль ее подножия (скв.8, 16, 69). В результате этих работ был сделан вывод об отсутствии эффективных коллекторов в нижней части разреза неокомской шельфовой формации. Наряду с этим, в подножии Мессояхской гряды при испытании скв.16 из пласта БУ₂₂ получен незначительный приток нефти из алевроито-песчаной линзы, контролируемой локальным сигмовидным ОГ Н₄¹⁰ (Тематическая с.л.л.).

Низкая эффективность поиска литологически-экранированных залежей УВ в разрезах южного склона Среднемессояхского вала и его подножия стимулировала «сводовое» направление поисково-разведочных работ.

К 1989 г. на Западно-Мессояхском поднятии было пробурено еще 8 скважин. В результате получены признаки продуктивности нижнесреднеюрских отложений, открыто Западно-Мессояхское месторождение, включающее в себя нефтегазовые залежи в пластах ПК₁₋₃, ПК₁₀ и ПК₂₀, нефтяную в пласте МХ₃ и газовую в пласте ПК₇. Непромышленные притоки газа получены в пластах МХ₁, ПК₁₀, нефти и газа в пласте ПК₁₁.

В 1989-1991 гг. на территории Среднемессояхского вала сейсморазведочные работы вели 8 сейсмопартий (сп). Главные причины постановки работ: высокие, доказанные бурением, перспективы нефтегазоносности мелового разреза и невысокая эффективность прироста запасов УВ по промышленным категориям.

Работами МОВ ОГТ сп 38,47,61/89-90 гг. М 1:100 000 охвачены, главным образом, склоновые и периклинальные участки вала, а также зона сочленения Среднемессояхского вала с Соленинским к.п. (Харвутаяхинская седловина по И.И. Нестерову, 1975г.), поисково-разведочная сеть 24-х кратного МОГТ была спланирована таким образом, что ее отработкой старая сеть наблюдений предшествующих работ сгущалась в 2 раза. Предполагалось подготовить выявленные ранее нефтегазоперспективные структуры (НГПС) антиклинального типа и объекты в пределах слабоизученного северо-восточного участка. Главная же задача состояла в поиске и подготовке неантиклинальных объектов (НАЛ) в клиноформенных отложениях неокомской толщи. В результате работ СП 38,47,61/89-90 выявлены НГПС антиклинального типа в районе Среднемессояхского вала Мессояхской тектонической гряды: Северо-Мессояхская, Мессовская, Рифтовая, Восточно-Верхнемессояхская, Южно-Верхнемессояхская, Восточно-Маломессояхская, Велижская. Выявлены и подготовлены: Западно-Верхнемессояхская, Северо-Маломессояхская НГПС. Из ранее выявленных подготовлена к бурению Верхнемессояхская НГПС, уточнено геологическое строение Маломессояхской структуры.

Работами МОВ ОГТ СП 22,38,47,57,61/90-91 на территории Среднемессояхского вала с позиции доминирующей роли криволинейных (листрических) сбросов разработаны альтернативные модели Восточно- и Западно-Мессояхских месторождений в интервале нахождения апт-сеноманских залежей. Кроме того, выделенная Центрально-

Мессояхская система приразломных поднятий рассматривается как структурно-тектоническая основа нового месторождения.

В своде вала подтверждены и подготовлены к бурению приразломные Рифтовое и Рубиновое поднятия. За пределами вала переведены в фонд подготовленных Влажное, Северо-Мессояхское, Угловое, Южно-Угловое поднятия. Выявлено малоамплитудное Потерянное поднятие, выявлено и подготовлено к бурению Маномьяхинское поднятие. Не подтверждено Вересковское поднятие и Западно-Мессояхская ловушка.

Оконтурировано несколько зон вероятных НАЛ: Антипаютинская, Северо-Мессояхская, Маномьяхинская, Западно-Мессояхская, Восточно-Угловая, Угловая.

В 1993-1994 гг. были проведены полевые работы еще 4 партиями. В связи со сложностью выделения тектонических нарушений, особенно малоамплитудных разрывов и зон повышенной трещиноватости, госцентр «Природа» в 1999 г. предпринял попытку их выделения по материалам космических съемок. Территория района крайне неблагоприятна для применения материалов дистанционного зондирования в целях расшифровки геологического строения Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений УВ. Это связано с повсеместным распространением мощной толщи рыхлых четвертичных отложений на поверхности, слабой выразительностью довольно однородного ландшафта тундры, развитием сравнительно пологих складок и малоамплитудных разрывных нарушений в однородных песчано-глинистых толщах.

Выявленные линеаменты ориентированы преимущественно в северо-западном, реже в северо-восточном и субмеридиональном направлении, то есть диагонально и поперечно по отношению к направлению складок. Отмечается некоторая концентрация линеаментов в центральных частях складок, а также вблизи от их замыканий.

Крупный линеамент северо-западного простирания, на перемычке между Западно-Мессояхским и Восточно-Мессояхским месторождениями, возможно, отвечает крупному разлому в фундаменте, определившему кулисообразное расположение складок.

В 2001-2002г.г. было начато изучение недр Восточно-Мессояхского месторождения высокоразрешающим методом 3D. Детальные сейсморазведочные работы 3D масштаба 1:25000 общей площадью 500 км² (сп 33/01-02, 33/04-05).

К настоящему времени, на территории исследования 3Д сейсморазведкой охвачена площадь, насчитывающая более 3 000 км² (рисунок 2.1).

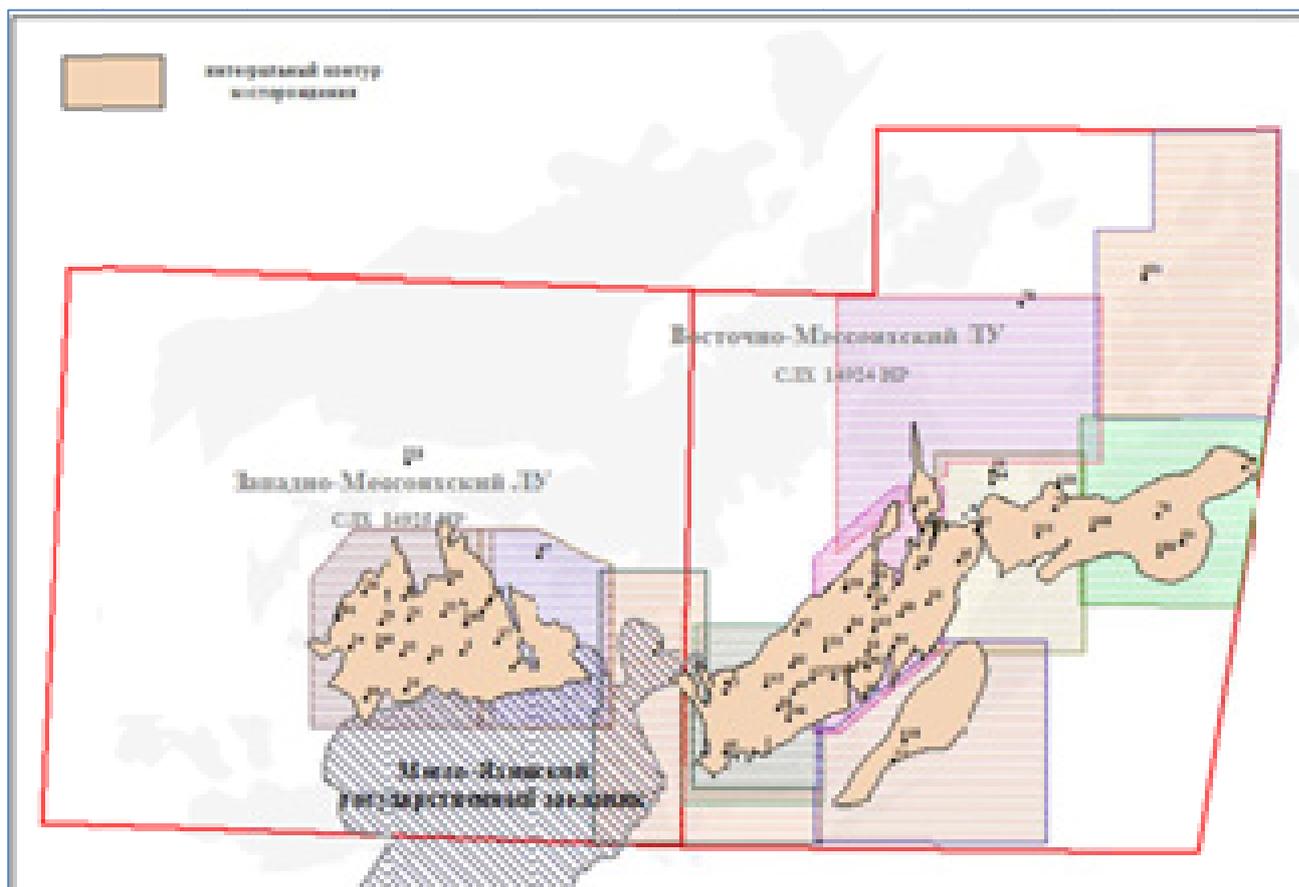


Рисунок 2.1 – Обзорная карта территории исследования, с выполненными 3Д сейсмоработами (Создание сейсмогеологических моделей ..., 2010)

Изучение и детализация стратиграфии мела севера Западной Сибири, выделение ярусов и их палеонтологическое обоснование связано с исследованиями В.Н. Сакса, З.З. Ронкиной, 1957, 1958; Ю.Ф. Широковой, Л.Ю. Аргентовского, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, П.Я. Зининберг, В.Г. Елисеев, Н.Х. Кулахметова, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, А.П. Соколовского, Г.С. Ясовича, 1968; Ю.В. Брадучана, Г.С. Ясовича, 1970; А.А. Булынниковой, Н.И. Байбородских, Ф.Ф. Вахитова, Е.П. Колонольцевой, 1970; А.А. Булынниковой, Е.Ф. Трандафиловой, 1972; Ю.Ф. Широковой, 1972; В.М. Подобной, 1974; А.Ф. Хлоновой, 1974; В.Г. Стрепетилловой, 1976; В.П. Кислухина, Н.Х. Кулахметова, 1978; С.Г. Галеркиной, Л.С. Алексейчик-Мицкевич, Г.Э. Козловой, Н.И. Стрельниковой, 1982; Л.В. Ровниной, М.К. Родионовой, В.М. Мазур, 1985; Ю.В. Брадучана, 1985; В.А. Захарова, Ю.Н. Занина, К.В. Зверева, Н.К. Лебедевой, А.Ф. Хлоновой, О.В. Хоментовского, А.Л. Бейзеля, Л.Г. Эндельман, 1986; А.А. Нежданова, В.В. Огибенина, М.И. Куренко, 1990; Н.К. Лебедевой, 1986; Н.К. Лебедевой, В.И. Ильиной, И.А. Кульковой, 1994; В.М. Подобной,

2000; Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой, 2003; В.А. Захарова, Н.К. Лебедевой, В.А. Маринова, 2003; В.А. Маринова, Е.С. Соболева, 2006; В.П. Девятова, В.В. Сапьяника, 2009; Н.К. Лебедевой, В.А. Маринова, 2009.

Разработка стратиграфии мезозоя для северо-восточных территорий Западной Сибири начиналась с описания и картирования литостратиграфических подразделений мезозоя Усть-Енисейского района при исследовании кернового и палеонтологического материала из стратотипических разрезов (Сакс, Ронкина, 1957; Сакс, 1958). Впоследствии массовые поисковые и геологоразведочные работы сместились в северные и центральные части Западной Сибири и стратиграфические схемы мезозоя разрабатывались и совершенствовались уже на этих территориях.

Последние официально принятые схемы, обосновывающие детальную стратиграфию юрско-меловых толщ севера средней Сибири, утверждались на стратиграфическом совещании в 1978 г, а для Западной Сибири - в 2004 г. (Решения..., 1981, 2004). В последнее десятилетие, значительное количество кернового материала, полученного в результате бурения глубоких скважин, позволило пересмотреть представления о стратиграфии мезозоя северных территорий Западной Сибири.

На Межведомственном региональном стратиграфическом совещании по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (г. Тюмень, 1990) были составлены и утверждены на МСК стратиграфические схемы триаса, юры и мела Западной Сибири, в том числе и севера Большехетской мегасинеклизы, где расположен объект исследования - Мессояхская зона нефтегазонакопления, которые и до сих пор используются при геологических изысканиях. Новые стратиграфические схемы, утвержденные в 2004 г., еще не вошли в практику геологоразведочных работ.

Детальный анализ схем и учет новейших данных показывает, что как в части общих и региональных шкал, так и в корреляционной части схем имеется ряд недоработок. Много изменений произошло с момента принятия используемых до сих пор схем 1991 г. и в понимании положения границ общих стратиграфических подразделений (отделов и ярусов) в мезозойской толще Сибири. Особенно это касается верхнемеловых отложений. Корректные, на нынешнем этапе исследований, представления о стратиграфии мезозоя Мессояхской гряды, не противоречащие схемам стратификации детально изученных в последнее время смежных регионов севера Западной Сибири и севера Средней Сибири, базируются на комплексном анализе палеонтологического и первичного геологического материала, ревизии микропалеонтологических

коллекций, сформированных из опорных разрезов мезозоя Усть-Енисейского и смежных районов за многие годы.

Краткий обзор предшествующих биостратиграфических исследований свидетельствует о том, что к концу 90-х годов была создана новая, хотя и не во всем еще совершенная, принципиальная биостратиграфическая основа для детализации региональных стратиграфических схем разных регионов Сибири.

Меловая часть разреза мезозоя на северо-востоке Западной Сибири представляет собой мощную толщу, развитую более широко, чем триасовые и юрские отложения. В стратиграфическом плане она включает в себя отложения от берриаса до маастрихта.

Биостратиграфические схемы мела разрабатывались и продолжают совершенствоваться на естественных выходах, имеющих в крайних частях Сибирской платформы - в Лено-Анабарском районе, на севере Западной Сибири, путем комплексного изучения разрезов специалистами по разным группам ископаемой фауны и флоры.

В настоящее время стратиграфическая схема мезозоя северо-восточного борта Большехетской мегасинеклизы и прилегающих к ней территорий существенно уточнена и детализирована на основе проведенной ревизии макро-, микропалеонтологических и палинологических данных, сведений о литологической конструкции разрезов мезозоя и кайнозоя (Сакс, Ронкина, 1957; Карцева и др., 1971; Герке, 1953; Шаровская, 1966, 1968; Стратиграфо-палеонтологическая..., 1972; Фораминиферы..., 1972; Лебедева, 1994; Стратиграфия..., 1978; Захаров и др., 1986, 1989 а,б, 1991, 1998; Указания..., 1984; Байбародских и др., 1968; Решения, 1969, 1970, 1981 1991; Шурыгин и др., 2000; Булынникова и др., 1970; Казаков и др., 2001; и многие другие).

Первые сведения о палеогеографии мелового периода территорий Гыданского полуострова с подробным описанием литологии и фациальных особенностей сеноман-туронских отложений относятся к концу 50-х – началу 60-х гг. прошлого столетия и отражены в публикациях В.Н. Сакса, З.З. Ронкиной (1957), Т.И. Гуровой, В.П. Казаринова (1962), Т.С. Берлина, Д.П. Найдина, В.Н. Сакса и др. (1966). Детальная характеристика условий осадконакопления верхнемезозойских комплексов дана в монографических сводках Т.И. Гуровой, С.Г. Саркисян, 1967; А.В. Гольберта, Л.Г. Марковой, И.Д. Поляковой, 1968; Г.Н. Комардинкиной, С.Г. Саркисян, 1971, 1973; М.С. Зонн, М.В. Корж, А.Ю. Ульмасвай, 1973; А.В. Гольберта, К.Н. Григорьевой, Л.Л. Ильенок и др., 1977; В.И. Ермакова, А.А. Шаля, 1982; В.И. Кислухина, 1986; В.А. Захарова, А.Л. Бейзеля, В.П. Похиалайнен, 1989; В.А. Захарова, А.Л. Бейзеля,

Н.К. Лебедевой, О.В. Хоментовского, 1991; В.А. Захарова, Н.К. Лебедевой В.А. Маринова, 2003; Н.К. Лебедевой, К.В. Зверева, 2003; В.П. Девятова, В.В. Сапьяника, 2009;

Гипотезы о формировании группы продуктивных пластов ПК₁ в условиях дельтового седиментогенеза обоснована седиментологическими исследованиями Е.Р. Чухланцевой, О.С. Черновой (2014).

Развитие взглядов на нефтегазоносность, геологическое строение и особенности разработки нефтяных и газовых месторождений Арктического Севера Западной Сибири, оценка ресурсной базы этого региона можно проследить по многочисленным работам сотрудников ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН.

Ресурсный потенциал, особенности разработки уникальных залежей газа крайнего севера, перспективы открытия новых газовых месторождений в пределах Гыданского полуострова, новые направления и задачи региональных сейсморазведочных работ на современном этапе освоения северных территорий обоснованы Ф.К. Салмановым, О.В. Ремеевым, Ф.З. Хафизовым (1979), В.Н. Ростовцевым (1987), В.С. Соседковым, В.П. Четвертных (1992), А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, В.Р. Лившицем (1998), А.Э. Конторовичем, Ю.Н. Карогодиным, О.М. Ермиловым (2004), В.А. Скоробогатовым, Л.В. Строгановым (2003, 2006), Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинком, В.И. Савченко и др. (2006), А.М. Брехунцовым, И.А. Плесовских, И.И. Нестеровым, В.С. Бочкаревым (2008).

Время формирования скоплений природного газа в северных районах Западной Сибири и условия образования продуктивной толщи сеномана обоснованы в работах В.И. Ермакова, Н.Н. Немченко, И.И. Нестерова (1976), В.И. Ермакова и А.А. Шаля (1982).

Закономерности пространственно-временного размещения гигантской Мессояхской зоны газо- и нефтенакопления с позиций тектоники, описание ловушек сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири, их типы и особенности пространственного размещения с позиций тектонического развития региона рассмотрены в работах А.А. Самохина (2011), Ю.Н. Карогодина и М.Ф. Храмова (2012).

Уточнение особенностей геологического строения и нефтегазоносности Мессояхской тектонической гряды выполнено Н.М. Кулишкиным, В.В. Харахиновым, С.И. Шленкиным (2012).

Геолого-промысловые аспекты разработки сеноманских газовых залежей детально рассмотрены С.В. Дюкаловым, А.Н. Кирсановым, В.Н. Масловым (1986).

Выделение региональных резервуаров, их детальная характеристика и общий прогноз вертикальной зональности распределения залежей различного фазового состава с анализом закономерностей концентрации запасов внутри каждого резервуара апт-альб-сеноманского продуктивного комплекса для северных территорий Западной Сибири проведены коллективом специалистов ИНГГ им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск (В.А.Казаненков, С.В.Ершов, С.В.Рыжкова и др., 2014).

Согласно проведенным исследованиям, рассматриваемая часть разреза относится к альб-сеноманскому (пласт ПК₁) проницаемому комплексу, содержащему до 96% суммарных запасов газа и имеющему региональное распространение на территории Гыданского полуострова (рисунок 2.2).

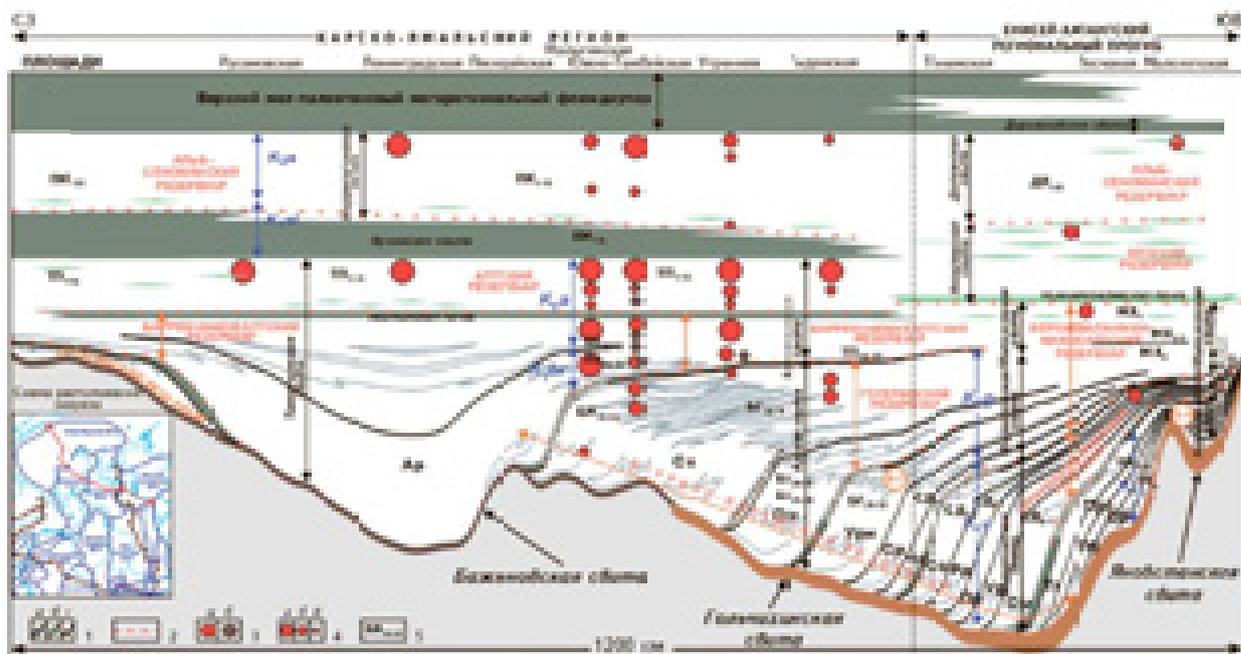


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема строения резервуаров мела арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по В.А. Казаненкову, С.В. Ершову, С.В. Рыжковой и др., 2014)

(Условные обозначения: 1 – флюидоупоры: а) региональные; б) субрегиональные; в – зональные; 2 – границы резервуаров; 3 – тип флюида в залежах: а) газовый и газоконденсатный; б) нефтяной; 4 – размер залежей по извлекаемым запасам: а) – крупные, б) – средние, в) – мелкие; 5 – индексы пластов, резервуары: Б-Н – берриас-нижневаланжинский; В-Г – верхневаланжин – готеривский; клиноформы: Ар – арктическая (быстринская), Сх – сеяхинская (ямбургская); Пм – пимская, Урн – уренгойская, Ср – сармановская, Чс – чеускинская, Св – савуйская, Рд – родниковая, Пр – Пырейная, Ур – урьевская, См – самотлорская, Тг – тагринская, Прз – приозерная, Лб – лабазная, Сб – сабунская, Nz – назинская)

Комплекс повсеместно характеризуется сложным литологическим строением продуктивных пластов, достаточно высокими значениями пористости, но малой проницаемостью. Региональным флюидоупором служат преимущественно глинистые отложения кузнецовской свиты турон-маастрихского возраста.

Исследованиями кернового материала и определением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) полимиктовых сеноманских природных резервуаров занимались в разное время Н.И. Брюзгина, Т.И. Гурова, В.М. Добрынин, В.Н. Кобранова, Е.И. Леонтьев, В.Г. Мамяшев, В.И. Петерсилье, Н.А. Пих, Е.А. Поляков, Е.А. Романов, В.В. Семенов, В.П. Сонич, И.Н. Ушатинский, А.А. Ханин, С.И. Шишигин и многие др.

Вопросы комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов изложены в опубликованных и фондовых работах С.В. Анпенова, В.Х. Ахиярова, Я.Н. Басина, Л.Б. Бермана, Б.Ю. Вендельштейна, П.Г. Гильберштейна, В.Н. Дахнова, Н.А. Ирбэ, С.П. Каменева, С.А. Каплана, О.Л. Кузнецова, М.Е. Нанивского, О.М. Нелепченко, В.Д. Неретина, Л.Г. Петросяна, Е.Е. Полякова.

Тем не менее, за более чем полувековую историю изысканий, геолого-геофизическая изученность территории полуострова Гыдан и до настоящего времени остается достаточно низкой. В сложных климатических условиях региона разведаны и предварительно оценены колоссальные по объему запасы углеводородного сырья, которые на десятилетия вперед предопределили его экономическую специфику.

Нефтегазовый потенциал исследуемой территории большинство исследователей Северных территорий связывают, прежде всего, с альб-сеноманским регионально распространенным нефтегазоносным мегакомплексом (песчаные пласты ПК₁₋₁₂), перекрытым сложнопостроенным флюидоупором турон-маастрихского возраста (Салманов, Ремеев, Хафизов, 1979; Ростовцев, 1987; Соседков, Четвертных, 1992; Брехунцов, Бочкарев, Балин, и др., 1997; Конторович, Нестеров, Лившиц, 1998; Брехунцов, Гмызин, Дещеня, и др., 2004; Григоренко, Мирчинк, Савченко и др., 2006; Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков, Ершов, Рыжкова и др., 2014).

2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Согласно материалам сейсморазведки разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в пределах Мессояхской гряды имеет мощность 6-8 км и подстилается толщей пород палео-

зойского промежуточного структурного этажа, залегающего непосредственно на кристаллических образованиях фундамента. Осадочный чехол представлен триасовыми, юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными отложениями, при этом следует отметить снижение степени изученности глубоким бурением сверху вниз по разрезу. Наиболее хорошо изучена меловая часть разреза, значительно хуже – юрская. Наличие триасовых осадков предполагается по сейсмическим данным, но они не вскрыты глубоким бурением.

Мощная толща меловых отложений исследуемой территории, стратиграфически объединяет осадочный комплекс от берриаса до маастрихта, и представлена мегиионской (нижнехетской), заполярной, (суходудинской), ереямской (малохетской), покурской, кузнецовской, часельской (березовской) танамской (ганькинской) свитами.

Усовершенствования в унифицированную (биостратиграфическую) часть стратиграфических схем мезозоя и кайнозоя постоянно вносились на специально проводимых рабочих совещаниях и коллоквиумах по макро- и микрофауне, спорам и пыльце, макрофлоре (г. Новосибирск, 1972, 1977, 2002, 2003; г. Ленинград, 1976, 1977, 1978, г. Тюмень, 1978, 1990, 1991 и мн. др.), где уточнялось стратиграфическое положение границ ряда литостратонов и региональных горизонтов. Однако нередко возникала ситуация, когда перемещение границ биостратонов и пределов распространения характерных комплексов не учитывалось при последующем составлении корреляционной части региональных стратиграфических схем. Изобилие новых материалов, и, соответственно, типичные комплексы, первоописание, которых связано с нахождением в реальных геологических телах, оказывались в региональной части принятых схем на иных стратиграфических уровнях по сравнению с положением литостратонов в корреляционной части.

Литолого-стратиграфическая характеристика меловых отложений базируется на современных представлениях о соотношении общих, региональных и литостратиграфических подразделений мезозоя, сформировавшихся за последнее десятилетие, освещенных в многочисленных публикациях многих исследователей-стратиграфов. Меловая схема утверждена бюро Межведомственного стратиграфического комитета (МСК) России в апреле 2005 г., но ныне не опубликована в печати.

Описание меловых литостратонов приводится на основе анализа материалов ГИС, литологических описаний керна скважин, выполненных с привязкой данных комплексных палеонтологических исследований керна (макро-, микрофауна, палинология) и обоснованием датировки, расчленения и корреляции продуктивных отложений.

Меловая система (К). Район исследований, будучи расположенным в зоне сочленения Гыданского, Уренгойского, Тазовского и Малохетского фациальных районов, характеризуется переходным типом разреза нижнего мела.

Осадочные породы мелового возраста, с размывом залегающие на юрских отложениях, повсеместно представлены нижним и верхним отделами. Литологическая граница между отделами недостаточно выраженная, в связи, с чем описание меловой системы дается по сериям (надгоризонтам).

Неокомские отложения в пределах района исследований располагаются большей частью в Малохетском лито-фациальном подрайоне Енисей-Хатангского литофациального района (ЛФР) (рисунок 2.3) и представлены нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами; отчасти - на юго-западе они попадают в Уренгойско-Пурпейский ЛФР (сортымская и тангаловская свиты), а на северо-западе в Гыданский лито-фациальном подрайоне, Ямало-Гыданского ЛФР (ахская и танопчинская свиты). Стратиграфическая схема по нижнемеловым отложениям еще не опубликована, в отчете приведена выкопировка из рабочего макета региональной стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири (рисунок 2.4).

В разрезе нижнемеловых и сеноманских отложений верхнего мела выделяются две крупные серии: зареченская и покурская. Зареченская серия объединяет преимущественно морские песчано-алевритоглинистые осадки берриас-раннеаптского возраста, в составе которых вверх по разрезу и с запада на восток заметно возрастает количество песчаного материала, образующего выдержанные по простиранию пласты мощностью до 10-12 м.

Нижнехетская свита (К_{1b-v}) (верхи берриаса-низы нижнего валанжина). Зеленовато-серые алевролиты и глины, залегающие в основании меловой толщи в Усть-Енисейском районе, выделены в 1967 г. Н.И. Байбародских, А.А. Булынниковой, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной в нижнехетскую свиту (Байбародских и др., 1969). Стратотип свиты выделен в разрезе Малохетской скважины 10-Р в интервале 855-690 м.

Свита распределена на всех разбуренных площадях Усть-Енисейского района и трансгрессивно залегает на породах верхней и средней юры. Нижняя граница ее устанавливается по подошве зеленоцветной, существенно алевролитовой толщи, перекрывающей темно-серые глины гольчихинской свиты. Сложена свита светло-зеленовато-серыми и серыми алевролитами, алевритами и глинами. Наблюдаются редкие прослои серых песчаников, количество которых увеличивается в восточном направлении.

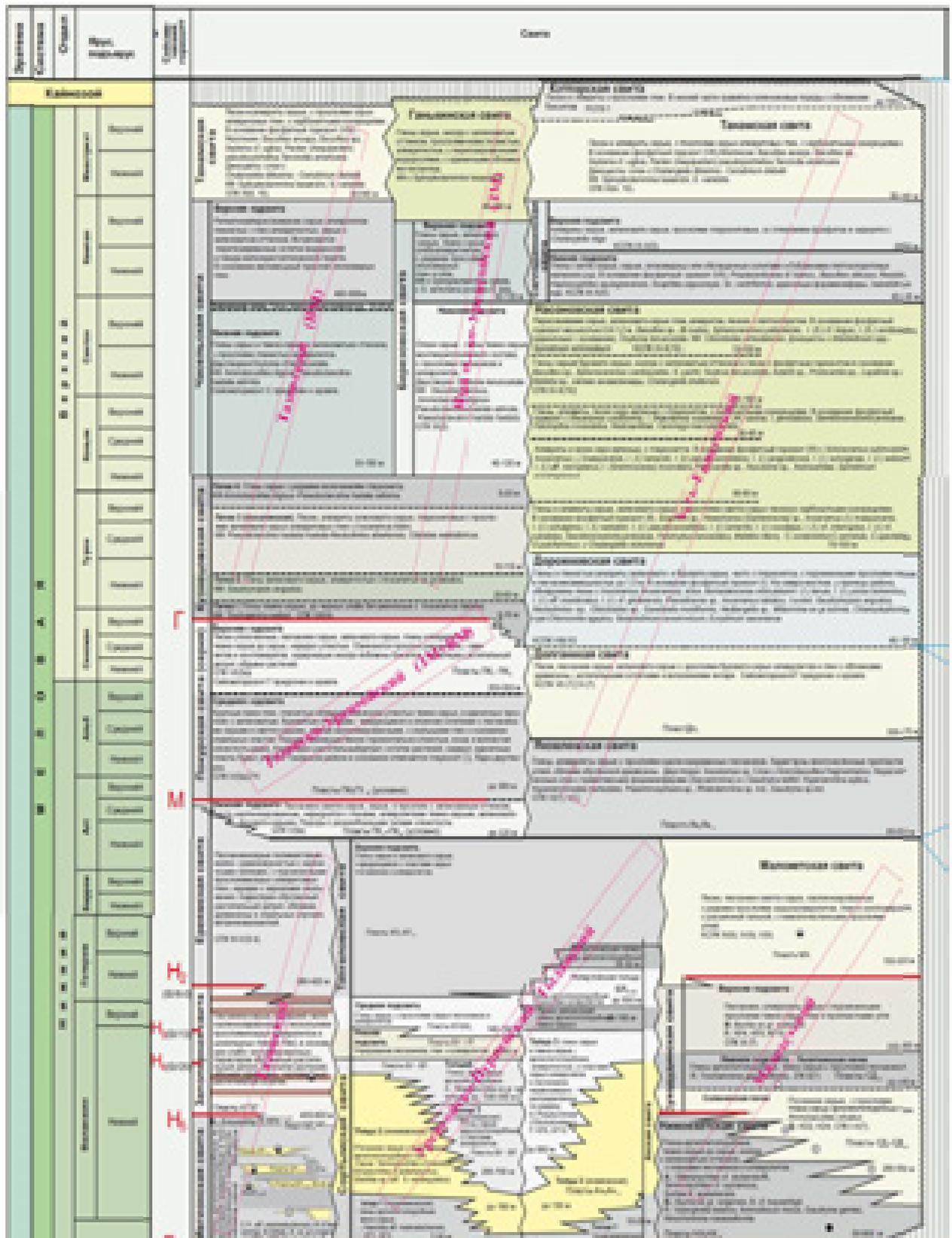


Рисунок 2.4 – Выкопировка из региональной стратиграфической схемы меловых отложений Западной Сибири (Региональная стратиграфическая схема..., 2005)

К свите приурочены пласты НХ₁–НХ₆. Указанная группа пластов в полном объеме развита на склонах Среднемессояхского вала, где они образуют кольцевые стратиграфически экранированные ловушки, перспективные в нефтегазоносном отношении. Ожидаемая мощность свиты в полных ее разрезах достигает 600 м.

В разрезах скважин Восточно-Мессояхской и в Хальмерпаютинской структур установлены слои с аммонитами *Praetollia cf. maynsi*, которые сопоставляются с зоной *Chetaites sibiricus* бореального стандарта (нижняя часть берриаса). Также в Восточно-Мессояхском разрезе обнаружен *Inoceramus ex gr. vereshagini* (характерен для берриасского яруса) и определен комплекс фораминифер с *Trochammina rosaceaformis*.

В региональной стратиграфической шкале Западной Сибири слои с указанным комплексом соответствуют нижней части берриаса – зоне *Hectoroceras kochi*.

В разрезах Западно-Мессояхской структуры установлены фораминиферовые слои с *Trochammina polymera*, соответствующие верхней части берриаса – зоне *Bojarkia mesezhnikowi - Tollia tolli* региональной стратиграфической шкалы Западной Сибири, а также найден обломок створки бухии плохой сохранности, предположительно *Buchia unshensis*, которая распространена на севере Западной Сибири в переходных между юрой и мелом слоях (верхи верхневолжского подъяруса-низы берриасского). Нижнехетская свита охарактеризована палинологическим комплексом ПК1, который установлен в разрезах скважин Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского поднятий. В региональной стратиграфической шкале Западной Сибири этот комплекс соответствует СПК1(7), отвечающему берриас-нижнему валанжину.

В нижних горизонтах свиты, вскрытых Малохетской скважиной 10-Р (гл. 519-513 м), найдены *Surites (?) cf. spasskensis*, *Tollia (?) sp. indet.* и многочисленные двустворки, указывающие на берриасский ярус и нижневаланжинский подъярус. *Surites (?) cf. spasskensis*, найден в Точинской скв. 12-Р (глуб. 518-513,5 м), *Surites sp. indet.* в Долганской скв. 3-Р (1460,7-1457 м). В этих же слоях Н. В. Шаровской обнаружен берриасский комплекс фораминифер *Evolutinella fimbriatus*. Выше по разрезу встречен нижневаланжинский комплекс фораминифер *Valanginella tatarica*. В верхней части разреза свиты В. И. Бодылевским определены нижневаланжинские *Temnoptychites cf. syzranicus* (Малохетская скв. 10-Р, глубина 738-730 м) и *Polyptychites cf. slubendorffi* (Яковлевская скв. 1-Р, глубина 2306-2301 м). В Туколандо-Вадинской скв. 320 в свите установлены аммониты *Neotollia cf. klimovskiensis*, *Temnoptychites ex gr. simplex* и двустворки *Buchia inflata*, *B. keyserlingi* и др. верхов берриаса и низов валанжина. Здесь же обнаружены типичные комплексы фораминифер из слоев с *Recurvoides obskiensis*. В разрезах Усть-

Енисейского района нижнехетская свита охарактеризована берриасским *Surltes (?) spasskensis*, нижневаланжинскими *Temnoptychites cf. syzranicus* и *Polyptychites cf. stubenderfii*, а также комплексами фораминифер, встречающимися в берриасе (с *Evolutinella fimbriatus*) и нижнем валанжине (с *Valanginella tatarica*). Таким образом, объем нижнехетской свиты – верхи берриаса – низы нижнего валанжина. Мощность нижнехетской свиты достигает 300 м.

В своде Среднемессояхского вала отложения свиты выклиниваются, вследствие ранне-неокомского размыва пластов БУ15-БУ22 (БТ5-БТ12). В полном объеме развита и отображена в сейсмических отражениях (горизонты группы Н4 – Н5) на склонах вала, где пласты образуют кольцевые стратиграфически экранированные ловушки, перспективные в нефтегазоносном отношении.

Перекрывающие мегийонскую на западе исследуемой территории и нижнехетскую на северо-востоке заполярная и суходудинская (суходудинская аналог заполярной) свиты содержат хорошо выраженные пласты песчаников.

Суходудинская свита (K_{1v-g}) (верхи нижнего валанжина – низы готерива) выделена Н.И. Байбародских, А.А. Булытниковой, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной в 1967 г. (Байбародских и др., 1969). Она распространена в Усть-Енисейском районе, а также в бассейне р. Таз. Стратотип свиты установлен в разрезе скважины 10-Р, на Малохетском поднятии. При первом описании авторы приводят интервал залегания подразделения на глубинах 389-690 м. В этой же скважине выделена и нижнехетская свита, при характеристике которой было приведено обоснование о проведении ее верхней границы на глубине 702 м, а она подстилает рассматриваемый стратон. Поэтому эталонный разрез суходудинской свиты принимается в диапазоне 389-702 м.

На большей части своего распространения она согласно залегает на нижнехетской свите, а по мере приближения к обрамлению (на восток) - на различных горизонтах нижнего мела, юры, возможно, триаса и палеозоя. Верхняя граница согласная, слабо скользящая, становится более древней в восточном направлении. В своде Точинского поднятия верхи ее размывы в предчетвертичное время. Нижняя граница свиты проводится по подошве первого мощного пласта песчаника.

Суходудинская свита представлена алевроито-песчаными и глинистыми отложениями, чередующимися между собой в сложном сочетании, в зависимости от которого делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. На востоке свита обогащается грубообломочным материалом и деление на подсвиты становится невозможным. В составе свиты выделяются пласты группы

СД, получившие нумерацию (сверху вниз) с СД₁ по СД₁₁, включительно. В качестве эталонного принят разрез, вскрытый Пеляткинской скважиной 5.

Нижняя подсвита, мощностью 200-650 м, имеет двучленное деление: пачка 1 (соленинская) и пачка 2 (пеляткинская). Пачка 1 (соленинская) представлена серыми, зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами, достаточно равномерно чередующимися с серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами. Среди пород отмечается растительный детрит, обломки древесины, пирит. Встречаются следы оползания осадков. Породы, как правило, слоистые. Слоистость разнообразная от горизонтальной до косой, подчеркнутая растительным материалом. Выделяемые здесь песчаные пласты получили индексы СД₃ – СД₁₁. Мощность пачки колеблется достигая 550 м, увеличиваясь в западном направлении. Пачка 2 (пеляткинская) сложена глинами темно-серыми и серыми, от тонкоотмученных до алевроитовых с прослоями серых алевролитов и песчаников, выделяемых в пласты СД₁ – СД₂. Мощность ее достигает 100 м.

Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми до светло-серых, с подчиненными прослоями темно-серых и серых глин, тяготеющих к верхней части подразделения. В верхней половине отмечаются пропластки угля. Мощность подсвиты до 400 м, с общим увеличением в западном направлении.

В скважинах, вскрывших разрезы свиты, на основании изучения палеонтологического материала установлены аммонитовые слои с *Costamenjaites sp.*, найдены многочисленные находки двустворчатых моллюсков, установлены слои с *Buchia keyserlingi*, которые соответствуют валанжину - верхней части нижнего валанжина. Фораминиферовые слои с *Cribrostomoides infracretaceous* – *Cribrostomoides? sinuosus* отвечают стратиграфическому диапазону - верхняя часть нижнего–низы верхнего валанжина. Слои с *Recurvoides tigjanikus*, приуроченные к верхней части нижнего валанжина отвечают основанию нижнего готерива.

Суходудинская свита охарактеризована палинологическими комплексами ПК1-ПК2, соответствующим средневаланжинским и нижнеготеривским отложениям Западной Сибири (Решение..., 1991; Стрепетилова, Рыбак, 1989; Лебедева, Пещевицкая, 1998). Важным признаком является присутствие в палинокомплексе диноцист в повышенном количестве рода *Muderongia* и его разнообразие, а также присутствие *Florentinia sp.*, *Hystrichodinium solare*, *Nelchinopsis kostromiensis*, *Batioladinium reticulatum*, *Gardodinium trabeculosum*, что характерно для верхнего валанжина и нижней части нижнего готерива на Приполярном Урале и севере

Сибири. На основании этих данных и корреляции с сопредельными западными районами свита относится к валанжину - низам готеривского ярусов.

Малохетская свита (K₁g-br-a) (верхи готерива – нижний апт) выделена В.Н. Саксом и З.З. Ронкиной в 1957 г. со стратотипом в разрезе Малохетской скважины 1-Р в интервале глубин 698-383 м (Сакс, Ронкина, 1957), где ее нижняя граница проводилась по появлению первого гравийно-галечникового слоя. По данным кернового материала до этой глубины развиты каолинитизированные песчаники, что является характернейшим признаком малохетской свиты и не свойственен подстилающим отложениям. Скопление галек и гравия отмечается и в более высоких слоях описываемого подразделения.

Свита развита на северо-востоке равнины от полуострова Таймыр – на севере, до верхнего течения р. Таз – на юге. На подавляющей части своего распространения ее нижняя граница является согласной и скользящей, становясь более древней в восточном направлении. В При-таймырье нижняя часть описываемого подразделения замещается байкаловской свитой.

Малохетская свита представлена слабосцементированными песчаниками и уплотненными песками, преимущественно, мелкозернистыми, реже среднезернистыми или разномзернистыми, буровато-серого, серовато-белого или почти белого цветов. В некоторых скважинах свита начинается прослоем грубозернистого плохо отсортированного песка (песчаника) с зернами гравия и галькой, угловатыми, угловато-окатанными. В верхней части свиты встречаются прослойки зеленовато-буровато-серых, зеленовато-желтовато-серых или желто-бурых рыхлых, иногда слабо известковистых песчаников. В песчаниках изредка наблюдается косая слоистость, часто обнаруживаются включения мелких (2-3 мм, иногда до 3 см) окатышей глин, конкреции и прослойки глинистого сидерита. Алевролиты (алевриты) буровато-серые, серые, часто слоистые. Слоистость горизонтальная, реже волнистая и косая. Изредка на плоскостях напластования наблюдаются знаки ряби. В кровле свиты иногда встречаются алевролиты серовато-лилового цвета. Глины темно-серые, зеленовато-буровато-серые и буровато-серые с горизонтальной и волнистой слоистостью. Встречаются и прослойки черной углистой глины. Слоистость в глинах и алевролитах обусловлена тонким неравномерным чередованием более темных и светлых слоев. В породах много мелких растительных остатков (детрита), обломков обугленной древесины, линзочек и тонких прослоев углей, рассеянной гальки, кварца, кремней и диабазов. Наиболее мощные прослойки углей (до 2 м) приурочены к глинисто-алевролитовым слоям.

Стратиграфический объем свиты устанавливается по растительным остаткам и положению в разрезе. Верхнеготеривские двустворки обнаружены в низах свиты в Туколандо-Вадинской скв. 320. Растительные остатки в отложениях свиты встречаются в изобилии, чаще всего они представлены неопределимыми обугленными обрывками стеблей и листьев.

По всему разрезу описываемого подразделения обнаружены спорово-пыльцевые комплексы, которые указывают на готеривский, барремский и аптский возраст вмещающих отложений. На основании вышеприведенных данных и учитывая положение в разрезе малохетская свита принимается в объеме готерива (частично), баррема и низов апта. Мощность малохетской свиты в полных разрезах изменяется от 150 до 350 м, увеличиваясь в восточном направлении.

Апт-альб-сеноманские отложения в пределах Мессояхского месторождения попадают в пределы Тазовско-Уренгойского ЛФР (рисунок 2.5). Покурская серия объединяет мощную толщу сероцветных алеврито-песчаных пород континентального и озерно-аллювиального генезиса. Кровля серии (надгоризонта), разделяющая алеврито-песчаные отложения сеномана и трансгрессивно перекрывающие их глинистые осадки турона, является четким литолого-стратиграфическим репером и надежным сейсмоотражающим горизонтом, обозначенным индексом «Г». В пределах Мессояхского вала покурская серия выделяется в объеме одноименной свиты.

Покурская свита ($K_{1a-al}-K_{2s}$) (средний апт-сеноман) со стратотипом в Покурской опорной скважине (Ростовцев, 1956) распространена на огромной территории центральных, северных и, частично, южных районов Западной Сибири. Породы накапливались в континентальных фациях, и лишь в отдельные отрезки времени на севере до меридиана Сургутского свода проникало море. Нижняя ее толща условно может быть сопоставлена с викуловской свитой, а средняя и верхняя янтареносные толщи – с ханты-мансийской и уватской свитами. Свита согласно залегает на ереямской и малохетской свитах. Представлена свита чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников с преобладанием последних.

На большей части территории развития покурской свиты в средней ее части заметно увеличивается роль глинистых пород. При этом в кровле и подошве этой заглинизированной части разреза появляются выдержанные пласты толщиной от 10-20 до 50-60 м. Количество глинистого материала увеличивается в западном направлении. На основании этого разрез покурской свиты расчленен на три подсвиты.



Рисунок 2.5 – Схема лито-фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири (Региональная стратиграфическая схема, 2005)

Условные обозначения:

1 – граница Западно-Сибирской равнины; 2 – границы распространения апт-альб-сеноманских отложений; 3 – границы района; 4 – граница подрайона; 5 – район; 6 – подрайон. Районы и подрайоны: 1 - Среднее и Южное Зауралье, 2 – Полярное и Приполярное Зауралье, 3 – Березово-Тюменский, 4 – Полуйско-Ямальский, 5 – Омско-Уренгойский, 5а – Тазовско-Уренгойский, 5б – Омско-Ларьякский, 6 – Киялино-Кулундинский, 7 – Усть-Енисейский, 8 – Туруханский, 9 – Чулымско-Енисейский.

В Тазовско-Уренгойском подрайоне свита разделена на три подсвиты, сопоставляемы по стратиграфическому объему с тремя толщами Омско-Ларьякского подрайона.

Нижняя подсвита представлена светло-серыми песчаниками, в прослоях с зеленоватым оттенком, часто каолинитизированными, которые чередуются с глинами, алевролитами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы датированы комплексами спор и пыльцы СПК V. Пласты ПК₁₇₋₂₂.

Средняя подсвита содержит крупные пачки глин, глинистых алевролитов, иногда углестых темно-серых, в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенками, чередующиеся в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинитизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые, косая и волнистая слоистость редки. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. В Тазовском ЛФР в основании подсвиты отмечается глауконит. В средней подсвите определены альбские фораминиферы. Пласты ПК₇₋₁₆.

Верхняя подсвита сложена песками уплотненными, серыми песчаниками, глинами алевролитистыми темно-серыми до серых, нередко углестых. Отмечаются прослои ракушников, гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений. Пласты ПК₁₋₆.

Палинокомплексы, выделенные в керне скважин, характеризуются господством спор, высоким содержанием пыльцевых зерен голосеменных растений, единичными пыльцевыми зернами покрытосеменных. Характерной чертой является одновременное присутствие ранне- и позднемеловых таксонов. В составе спор мхов и папоротникообразных преобладают *Leiotriletes* sp., *Cyathidites* sp., *Gleichenia* sp.. В керне отдельных скважин отмечается господство спор *Sphagnum* sp.. Многочисленны и разнообразны представители семейства *Schizaeaceae* gen. indet.: *Cicatricosisporites* sp., *C. ludbrookiae* Dett., *C. minutaestriata* Bolch., *Appendicisporites* sp. (*Anemia* sp.), *A. tricostrata* Bolch., *A. macrorhuza* (Mal.) Bolch., *Lygodium* sp., *L. japoniciforme* E. Iv., *L. granulatum* E. Iv., *L. gibberulum* K.-M., *Pelletieria tersa* (K.-M.) Bolch., *Trilobisporites* sp.. Присутствуют *Ophioglossum senomanicum* Chl., *Lycopodiumsporites* sp., *Aequitriradites* sp., *A. spinulosus* (Cook et Dett.) Dett., *Camptotriletes* sp., *C. tenellus* Sach. et Ilyina, *C. cerebriformis* Naum., *Cooksonites* sp., *Stereisporites* sp.. В единичных количествах присутствуют *Rouseisporites reticulatus* Pocock, *R. triangulatus* Pocock., *Balmeisporites* sp., *B. cf. holodictyus* Cook. et Dett..

В составе голосеменных господствуют двухмешковые пыльцевые зерна *Disaccites* gen.

indet., *Pinuspollenites* sp., а также *Taxodiaceae* gen. indet.. Постоянно присутствуют *Podocarpites* sp. и *Piceapollenites* sp.. Единично встречаются пыльцевые зерна покрытосеменных - *Retitricolporotes* sp. и *Triporopollenites* sp..

По таксономическому составу установленный палинокомплекс схож с палинокомплексом, выделенным Н.М. Бондаренко в сеноманских отложения Усть-Енисейского района. Большое содержание пыльцы *Taxodiaceae* gen. indet., по мнению, Н.М. Бондаренко является важным признаком, по которому возможно распознать сеноманский спорово-пыльцевой комплекс (Хлонова, 1971, Бондаренко 1990). Кроме того, в выделенном комплексе присутствуют характерные для сеноманских отложений таксон *Ophioglossum senomanicum* Chlon., *Balmesporites* cf. *holodictys* Cooks. et Dett..

По большому количеству спор *Leiotriletes* sp., *Cyathidites* sp., представителей семейства *Schizaeaceae* (*Cicatricosisporites* sp., *Appendicisporites* sp.), *Stereisporites* sp., *Rouseisporites reticulatus* Росокк выделенный палинокомплекс можно сопоставить с палинокомплексом I, выделенным Н.К. Лебедевой в альбских отложениях, вскрытых скважиной 8 Русско-Полянского района юга Западной Сибири (Лебедева и др., 2013).

Многие исследователи отмечают, что на территории Западной Сибири палинокомплексы верхних горизонтов альба, сеномана и континентальных отложений сеномана-турона практически неотличимы (Хлонова, 1974, Бондаренко 1990, Лебедева и др., 2013). По таксономическому составу установленный палинокомплекс можно сопоставить с палинокомплексами альба (СПК VI /2/) и сеномана (СПК VII /2/) Центрального района Западной Сибири (Региональные..., 1991). Таким образом, возраст отложений верхнепокурской подсвиты, может быть датирован как **альб-сеноманский** (СПК VI /2/, СПК VII /2/), согласно Региональной стратиграфической схеме мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины (Решения..., 1991).

Верхнемеловые отложения в пределах Мессояхского вала располагаются на границах Тазовского и Ямало-Уренгойского ЛФР (рисунок 2.6) и объединяются в дербышинскую серию, представленную кузнецовской, часельской (березовской) и танамской (ганькинской) свитами. Формирование пород серии происходило в условиях длительной морской трансгрессии, продолжавшейся на протяжении всего турон-маастрихтского времени. Серия представлена преимущественно серо-цветными глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Мощность серии до 900 м.

Кузнецовская свита (K₂t-k) (турон – нижний коньяк) со стратотипом в Кузнецовской опорной скважине (инт. 435–408 м) (Ростовцев, 1955) распространена почти на всей террито-

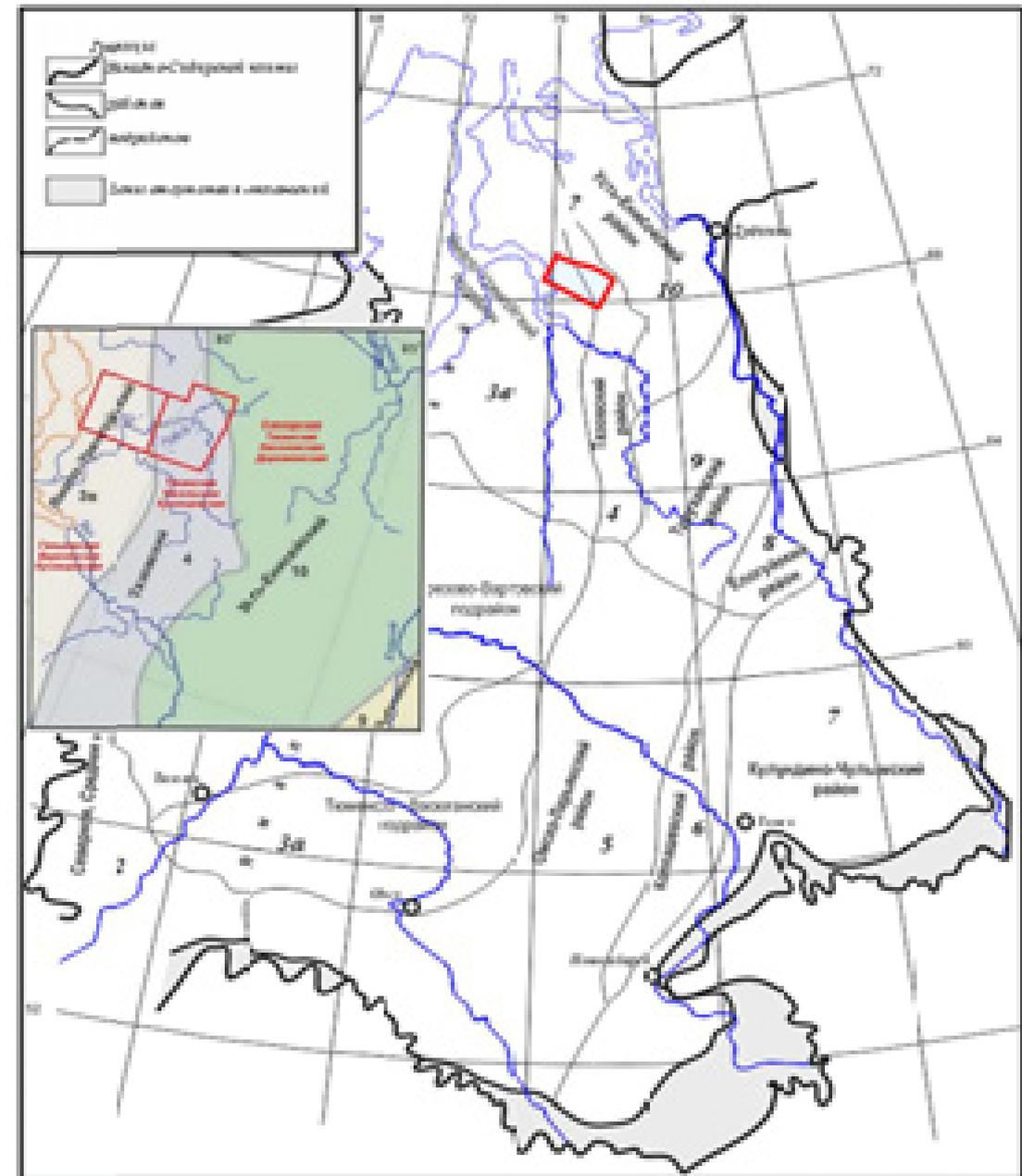


Рисунок 2.6 – Схема лито-фациального районирования верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири
(Региональная стратиграфическая схема, 2005)

Условные обозначения:

1 – граница Западно-Сибирской равнины; 2 – границы распространения верхнемеловых отложений; 3 – границы района; 4 – граница подрайона; 5 – район; 6 – подрайон. Районы и подрайоны: 1 - Полярное и Приполярное Зауралье, 2 – Среднее и Южное Зауралье, 3 – Ямало-Тюменский, 3а – Тюменско-Васюганский, 3б – Березово-Вартовский, 3в – Ямало-Уренгойский, 4 – Тазовский, 5 – Омско-Ларьякский, 6 – Колпашевский, 7 – Кулундино-Чулымо-Енисейский, 8 – Елогуйский, 9 – Туруханский, 10 – Усть-Енисейский.

рии низменности от г. Славгорода на юге до низовьев р. Таза и Нового Порта на севере, от верховьев р. Пелым на западе до р. Парабель на востоке. Свита согласно или с небольшим развитием залегает на покурской серии. Свита представлена преимущественно глинами темно-серыми, гидрослюдисто-бейделлитовыми, слабослюдистыми, местами алевритистыми, изредка известковистыми с остатками макрофауны и пиритизированными растительными остатками. В разрезах изучаемой территории свита претерпевает существенные изменения в литологии и толщине по отношению к стратотипу. В ее составе в изучаемом фациальном районе отчетливо обособляются четыре пачки.

Нижняя (мамийская) пачка представлена слабобитуминозные глины темно-серые до черных с микролинзами песчаников (0,5-1,0 x 1,0-2,0), пропитанных нефтью. Толщина пачки 6-10 м.

Вторая (лукияхинская) пачка сложена зеленовато-серыми алевритистыми глинами с *Inoceramus ex gr. labuatus* и комплексами фораминифер низов турона. Количество алевритового материала увеличивается к кровле пачки, вследствие чего граница последней с вышележащей газсалинской пачкой является «скользящей» и не всегда четкой. Толщина пачки изменяется от 20 до 60 м.

Третья (газсалинская) пачка представлена песками, алевритами зеленовато-серыми, глауконитовыми с прослоями зеленовато-серых алевритовых глин с фораминиферами *Pseudoclavulina hastata hastata*, *Neobulimina albertensis*, *Cibicides westsibiricus* и др. Толщина пачки изменяется от 10 м на Западно-Мессояхском до 115 м на Маломессояхском поднятиях.

В туронских отложениях газсалинской пачки на Заполярной, Южно-Русской и Харампурской структурах выявлены крупные промышленные скопления сухого газа. По данным ГИС газсалинская пачка в сводах Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского поднятий также продуктивна.

Венчает разрез кузнецовской свиты меряхинская пачка глинистых пород, с редкими включениями глауконита. В северо-восточном направлении пачка постепенно выклинивается за счет замещения алеврито-песчаными отложениями газсалинской пачки. Стратиграфический объем ее соответствует турону-нижнему коньяку, что подтверждается обнаруженными иноцерамами, фораминиферами, микрофитопланктоном и СПК VIII (2).

На Восточно-Мессояхской поднятия кузнецовская свита изучена в разрезах поисково-разведочных скважин, где выделены слои с *Inoceramus labiatus*, соответствующие нижнетуронскому подъярису и установлен богатый комплекс диноцист. Состав спор и пыльцы наземных растений довольно беден и соответствует СПК VIII Западной Сибири туронского возраста. В

ПК доминируют в комплексе диноцисты: *Chlamydothorella nyei*, *Microdinium* spp., *M. ?crinitum*, *M. ?variospinum*, *Trithyrodinium suspectum*, *Eurydinium* sp., *Downiesphaeridium ?aciculare*, *Heterosphaeridium difficile*, *Cauveridinium membraniphorum*, *Dorocysta litotes*, *Florentinia mantelii*, *Leberidocysta chlamydata*, *L. defloccata*, *Cribroperidinium exilicristatum*, *Odontochitina operculata*, *O. costata*, *Alterbidinium* spp., *A. acutulum*, *A. «daveyi»*, *A. minus*, *Kiokansium polypes*, *Chlonoviella agarica*, *Rhiptocorys veligera*, *Isabelidinium magnum* и др. Их состав аналогичен комплексу диноцист из слоев *Chlamydothorella nyei* - *Chlonoviella agarica* установленным в разрезе на р. Нижняя Агапа (Усть-Енисейский район). Он соответствует нижнему – среднему турону, зоны *Inoceramus (Mytiloides) labiatus*, нижний турон, *Inoceramus (Inoceramus) cf. cuvieri*, средний турон.

Слои с *Gaudryinopsis angustus* установлены в разрезе скважины Среднемессояхской структуры. Раннетуронский возраст вмещающих отложений подтверждается совместными находками иноцерамов, в том числе вида-индекса нижнетуронской зоны *Inoceramus (Mytiloides) labiatus*.

Слои с *Inoceramus cf. pseudocancellatus*, охватывающие верхнетуронский и нижнеконьякский подъярусы выявлены в разрезе скважины Восточно-Мессояхского поднятия, где помимо вида-индекса определены *Inoceramus cf. cuvieri* и *Inoceramus cf. subalatus*.

Фораминиферовые слои с *Pseudoclavulina hastata* установлены в скважине Харампурской структуры. Средне-позднетуронский возраст вмещающих отложений подтверждается совместными находками иноцерамов зонального комплекса *Inoceramus lamarcki*: *Inoceramus (Inoceramus) pseudocancellatus* Bodyl., *Inoceramus (Inoceramus) cf. cuvieri* Sow., *Inoceramus (Inoceramus) cf. schulginae* Efre.

Мощность кузнецовской свиты в пределах Среднемессояхского поднятия изменяется от 40 до 200 м.

Часельская свита (K₂k-s-km) (средний коньяк – кампан) со стратотипом по Заполярной скважине 10-Р (Кулахметов, Мишульский, 1977) распространена: только в Тазовском районе. Здесь свита согласно залегает на кузнецовской свите. Является бескремнистым аналогом березовской свиты (неполный коньяк-нижняя часть верхнего кампана) Ямало-Уренгойского ЛФР.

Свита имеет двучленное строение. Нижняя подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми с зеленоватым оттенком, с прослоями глинистых алевролитов. В кровле подсвиты выделяется регионально прослеживающийся пласт темно-серых, плотных кремнистых пород –

органогенных силицитов толщиной 25 м. Этот пласт выделяется в качестве литологического и электрокаротажного репера «А». Одновременно он является надежным сейсмоотражающим горизонтом, обозначенным индексом «С». В современных стратиграфических схемах рассматривается в качестве Хэяхинской пачки. Общая мощность которой варьирует в пределах 50-150 м. В подсвете встречены двустворки *Oxytoma* cf. *tenuicostata* и комплекс фораминифер с *Ammobaculites dignus*, *Pseudoclavulina hastata admota*.

Верхняя посвита сложена ритмичным переслаиванием серых алевролитов глинистых и глин алевролитистых, серых с зеленоватым оттенком. Встречаются пиритизированные остатки водорослей, желваки и стяжения пирита. В основании подсветы развит маломощный прослой опоковидных глин. По стратиграфическому объему она равнозначна верхнеберезовской подсвете и нижней глинистой части ганькинской свиты смежного Ямало-Уренгойского фациального района. Общая мощность подсветы 400-500 м. Свита перекрывается хорошо охарактеризованной палеонтологически танамской свитой.

Танамская свита (K_{2m}) (маастрихт). В качестве танамской свиты Н.И. Байбародских, А.А. Булынниковой и Е.И. Колокольцевой в 1967 г. обособлена толща существенно песчаных пород (Байбародских и др., 1969). Стратотип свиты выделен в Большехетской скв. 14-БХ в интервале 184-83,5 м. В пределах изучаемой территории распространена в Тазовском районе, где согласно залегает на кузнецовской свите. В Ямало-Уренгойском лито-фациальном районе ее аналогом является Ганькинская свита.

Нижняя граница свиты устанавливается по подошве фосфоритового горизонта, выше которого развиты желтовато-зеленые алевролитопесчаные образования. Верхняя граница фиксируется по появлению каолинитизированных песков кэптарской свиты. Свита представлена алевролитами желто-зелеными, зелеными, слагающими нижнюю часть разреза, и песками серовато-желтыми, мелкозернистыми, располагающимися в верхней части разреза. В песках и алевролитах присутствуют линзы и стяжения известковистых и сидеритизированных алевролитов и песчаников. В основании разреза наблюдаются прослои фосфоритов желвакового типа. В разрезе свиты в конкрециях песчаников и алевролитов, а также в желваках фосфоритов присутствуют развернутые аммониты *Baculites anceps* var. *leopoliensis* и двустворки *Tancredia americana*, *Tellina* (?) cf. *equilateralis*, которые являются руководящими формами для маастрихтского яруса. В свите установлены слои с диноцистами: *Operculodinium centrocarpum*-*Cerodinium diebelii*. СПК XI(5). Мощность свиты колеблется от 30 до 140 м.

Березовская свита ($K_2k-s-km$) (неполный коньяк-нижняя часть верхнего кампана). Березовская свита со стратотипом в Березовской опорной скв. (инт. 405–237 м) (Ростовцев, 1955) широко распространена в Приуральской, центральной и южной частях Западной Сибири. Нижняя граница свиты с подстилающей ее кузнецовской свитой не всегда четкая. Верхняя ее граница более резкая, местами, возможно, эрозионного характера. В Ямальско-Уренгойском ЛФР, охватывающем западные территории Бахилковского, Харампурского, Тазовского Большехетского и Мессовского НГР, свита расчленяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита (40–120 м) сложена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными монтмориллонитового состава в некоторых прослоях опокovidными. В окраинных зонах района распространения свиты встречаются прослойки песчаников и алевролитов. Сейсмогоризонт С приурочен к кровле подсвиты.

Верхняя подсвита (40–150 м) – это глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опокovidных глин и опок. В свите на разных уровнях найдены двустворки, фораминиферы, радиолярии, СПК IX, X. Стратиграфический объем ее соответствует неполному коньяку, сантону и неполному кампану.

Ганькинская свита (K_2km-m) (верхняя часть верхнего кампана - маастихт). Ганькинская свита распространена почти на всей территории Западно-Сибирской плиты. В Тазовском районе ее аналогом является танамская свита. Свита представлена глинами известковистыми, серыми, реже светло-серыми, с зеленоватым оттенком, с прослоями мергелей (на юге и западе), с прослоями глауконит-кварцевых песков и алевролитов; марказитовые стяжения. В породах обнаружены бакулиты, белемниты, остракоды, кокколитофориды, фораминиферы, диноцисты, комплексы спор и пыльцы СПК XI. Стратиграфический объем свиты соответствует верхней части кампана-маастрихту, а мощность в пределах изученных территорий достигает 240 м.

В смежном Усть-Енисейском СФР верхний мел представлен долганской, дорожковской, насоновской, салпадинской, танамской и кэтпарской свитами.

2.3. Особенности тектонического развития территории

Мессояхская зона нефтегазонакопления расположена в пределах субрегиональной структуры Мессояхской гряды (БЗ) (рисунок 2.7), в центральной ее части. Пространственно приурочена к своду структуры II порядка (Среднемессояхский вал), в пределах которой выделяются структуры III порядка - Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское поднятия. Мессояхская гряда в истории формирования Западно-Сибирского осадочного нефтегазоносного бассейна сыграла существенную роль, как в латеральном распределении осадочных образований, так и в образовании месторождений.

Мессояхская наклонная гряда, представляющая собой систему мегавалов субширотного простирания, является крупнейшей надпорядковой положительной незамкнутой структурой северной части Западно-Сибирской плиты, простирается в субширотном направлении и разделяет Ямало-Карскую региональную депрессию на две надпорядковые отрицательные структуры - Антипаютинско-Тадебеяхинскую и Большехетскую мегасинеклизы.

Мессояхская наклонная гряда является самой контрастной структурой на территории Западной Сибири. Ее протяженность составляет 550 км, ширина с востока на запад уменьшается от 50 км до 15 км (район Обской губы). Амплитуда в средней ее части превышает 1000 м. Отличительной чертой ее тектонического строения является чрезвычайно высокая крутизна северного и южного склонов, в пределах которых перепад высот достигает 50 метров на 1 км. Следует также подчеркнуть, что северный и южный склоны гряды осложнены серией разрывных нарушений. Многие исследователи рассматривают Мессояхскую наклонную гряду в качестве крупного платформенного горста или квазигорста (Астафьев, Скоробогатов, Радчикова, 2004; Самохин, 2011; Карогодин, Храмов, 2012, Кулишкин, Харахинов, Шленкин, 2012).

Мессояхская наклонная гряда осложнена целым рядом положительных замкнутых и полужамкнутых положительных структур от I до III порядков. В центральной ее части находится положительная замкнутая структура - Среднемессояхский мегавал, осложнённый в свою очередь, Западно- и Восточно-Мессояхским поднятиями, контролирующими одноименные месторождения. Мезовал оконтурен на абсолютной глубине 3280 м, имеет площадь 3480 км² и амплитуду 860 м. Поднятие, вытянутое в широтном направлении на 125 км при ширине 40 км, имеет изогнутую, обращенную выпуклостью на юг форму.

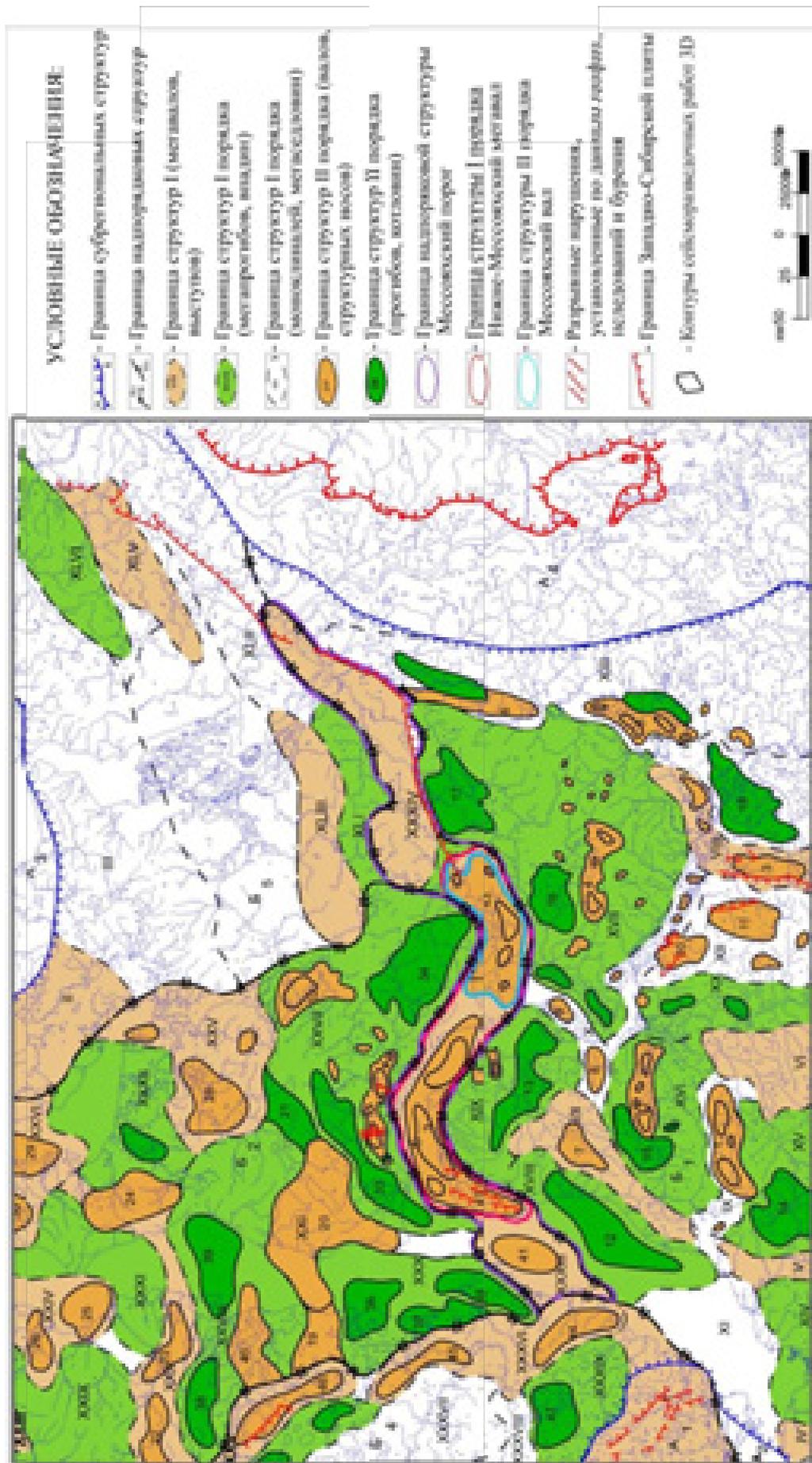


Рис. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла севера Западно-Сибирской плиты (под редакцией И.И. Нестерова с изменениями и дополнениями М.И. Мишульского, 1984 год)

Условные обозначения к рисунку 2.7	
<i>Структуры субрегиональные и надпорядковые:</i>	
A ₁ - Припайхойская гемиянтеклиза	B ₁ - Надым-Тазовская синеклиза
A ₂ - Приуральская моноклиза	B ₂ - Ямало-Гыданская синеклиза
A ₃ - Притаймырская гемиянтеклиза	B ₃ - Мессояхская гряда
A ₄ - Приенисейская моноклиза	B ₄ - Западно-Ямальская структурная ступень
Б - Ямало-Тазовская мегасинеклиза	B ₅ - Енисей-Хатангский желоб
<i>Структуры I порядка</i>	
I - Щучьинский выступ	XXIV - Среднеямальский свод
II - Юрацкий выступ	XXV - Гыданский гемиасвод
III - Среднепясинская моноклираль	XXVI - Явайский гемиасвод
IV - Ярудейский мегавал	XXVII - Антипаютинская впадина
V - Медвежий мегавал	XXVIII - Северо-Сеяхинская впадина
VI - Уренгойский мегавал	XXIX - Тиутейская впадина
VII - Ямбургский мегавал	XXX - Сеяхинский мегапрогиб
VIII - Русско-Часельский мегавал	XXXI - Ханарсалинский мегапрогиб
IX - Песцовая мегаседловина	XXXII - Тадибеяхинский мегапрогиб
X - Юрхарово-Находкинская мегаседловина	XXXIII - Нижнемессояхский мегавал
XI - Северо-Ныдинская моноклираль	XXXIV - Усть-Портовский мегавал
XII - Хадырьяхинская моноклираль	XXXV - Нурминский мегавал
XIII - Сидоровско-Сузунская моноклираль	XXXVI - Южно-Ямальский мегавал
XIV - Нижненадымская впадина	XXXVII - Юрибийская моноклираль
XV - Нерутинская впадина	XXXVIII - Верхнепоестьяхинская мегаседловина
XVI - Хадуттейская впадина	XXXIX - Яротинский мегапрогиб
XVII - Большехетская впадина	XL - Нерутояхинский мегапрогиб
XVIII - Парусный мегапрогиб	XLI - Южно-Паютинский мегапрогиб
XIX - Лымберасейский мегапрогиб	XLII - Пясинская моноклираль
XX - Нижнепурский мегапрогиб	XLIII - Танамский мегавал
XXI - Геофизический мегавал	XLIV - Устьенисейская впадина
XXII - Центрально-Ямальский мегавал	XLV - Рассохинский мегавал
XXIII - Северо-Ямальский мегавал	XLVI - Аганский мегапрогиб
<i>Структуры II порядка</i>	
1 - Песцовый вал	25 - Южно-Тамбейское куполовидное поднятие
2 - Оликуминский вал	26 - Западно-Тамбейское куполовидное поднятие

3 - Русский вал	27 - Северо-Тамбейское куполовидное поднятие
4 - Пяяхинский вал	28 - Гыданское куполовидное поднятие
5 - Тагульский вал	29 - Южно-Явайское куполовидное поднятие
6 - Сузунский вал	30 – Штормовое куполовидное поднятие
7 - Ямбургское куполовидное поднятие	31 - Тотояхинский вал
8 - Юрхаровское куполовидное поднятие	32 - Северо-Танамское куполовидное поднятие
9 - Находкинское куполовидное поднятие	33 - Чугорьяхинский прогиб
10-Тазовское куполовидное поднятие	34 - Вркутояхинский прогиб
11 - Заполярное куполовидное поднятие	35 - Восточно-Нурминский прогиб
12 - Парусовый прогиб	36 - Яптиксалинский прогиб
13 - Лымберасейский прогиб	37 - Нижненурмояхинский структурный нос
14 - Средненыдинская котловина	38 - Больнетамботинский прогиб
15 - Западно-Оликуминская котловина	39 - Беломысский прогиб
16 - Верхнеиндикьяхинская котловина	40 - Восточно-Бованенковский незамкнутый вал
17 - Сякутояхинская котловина	41 – Мыскаменное куполовидное поднятие
18 - Южно-Русскореченская котловина	42 - Адерпаютинский вал
19 - Восточно-Арктический структурный нос	43 - Среднемессояхский вал
20 - Геофизическое куполовидное поднятие	44 - Новопортовский вал
21 - Южно-Гыданский структурный нос	45 - Сабьяхинский вал
22 - Восточно-Бованенковский вал	46 - Арктический вал
23 - Северо-Сеяхинский вал	47 - Яротинская котловина
24 - Пэкседовское куполовидное поднятие	

Геологическая история Мессояхской наклонной гряды существенно отличается от общей схемы развития Большехетской мегасинеклизы (Конторович и др., 1975) (рисунок 2.8). Ее формирование началось в конце юрского периода над гипсометрически приподнятым тектоническим выступом фундамента, контролирующим впоследствии размещение крупнейшей зоны нефтегазонакопления (Астафьев, Скоробогатов, Радчикова, 2004).

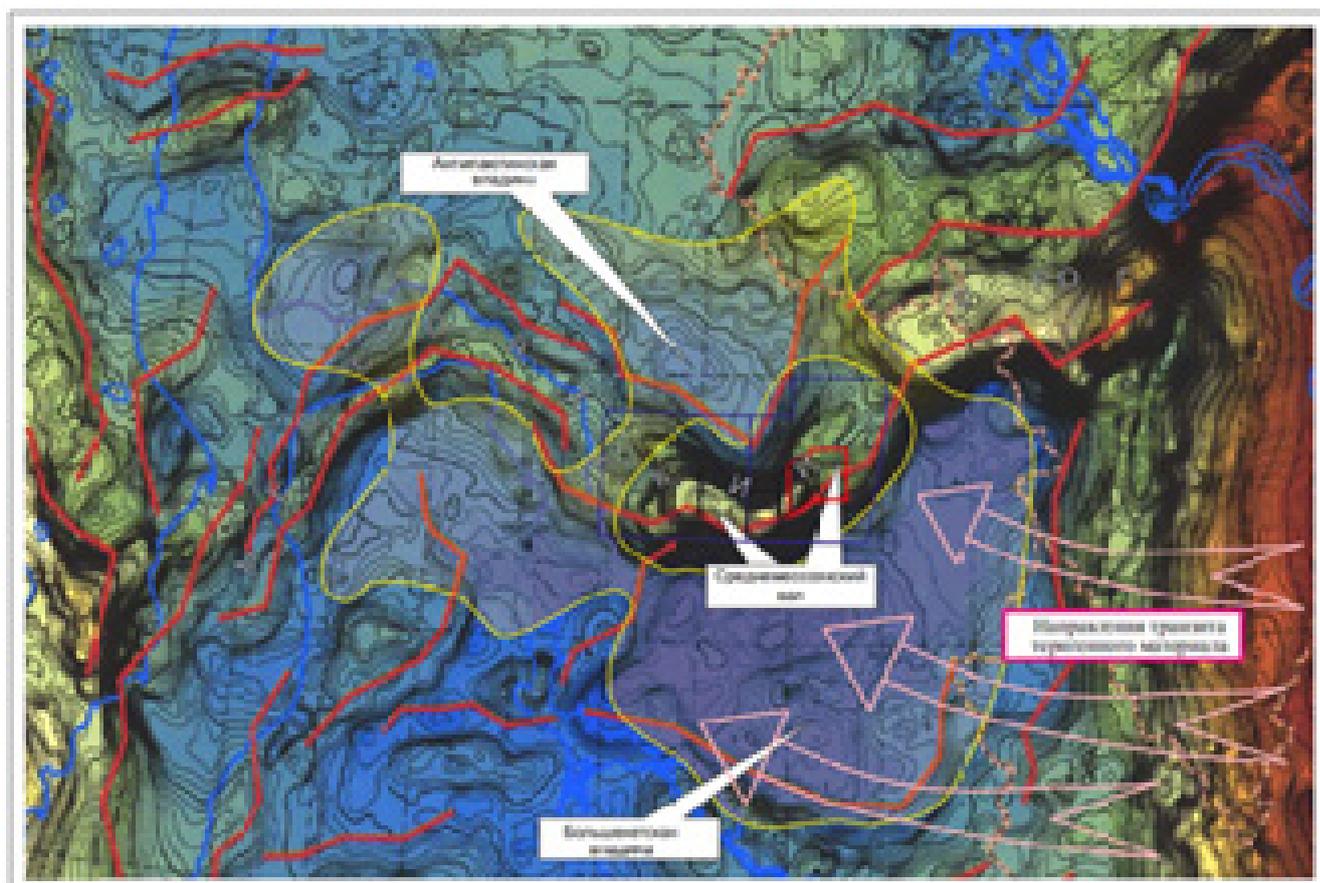


Рисунок 2.8 – Выкопировка из «Структурной карты Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса» под редакцией Конторовича А.Э., и др.

В юрское время отмечается существенный подъем Средне- и Восточно-Мессояхских поднятий и одновременно резкое прогибание Западно-Мессояхского поднятия. В неокоме доминирующим элементом становится Средне-Мессояхский вал, включающий современные Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское поднятия. По данным С.Е. Агалакова и соавторов интенсивные восходящие движения в раннем неокоме привели к размыву отложений пластов БУ₁₅₋₂₂ в сводовой части Средне-Мессояхского вала. Вокруг Средне-Мессояхского вала, преимущественно в южном и юго-восточном направлении, сформировались «кольцевые» или «подковообразные» ловушки (Агалаков, Бабурин, Беспалова и др., 2004).

Мессояхская гряда развивалась унаследовано и прекратила свой рост в неокоме. В аптское и альб-сеноменское время структурный план менялся незначительно, вся территория испытывала медленное погружение в северном – северо-западном направлении.

Современный структурный план территории сформировался, предположительно, в неоген – четвертичный период. Наиболее интенсивный подъем испытывала территория Восточно-Мессояхского и Верхне-Мессояхского поднятий. Очевидно, с этапом неотектонической акти-

визации связано и формирование или обновление большинства дизъюнктивных дислокаций, выделяемых на изучаемой площади. Вверх по разрезу наблюдается выполаживание структур, осложняющих данный тектонический выступ. От сопредельных территорий гряда отделена резкими уступами и флексурами.

Особенностью геологического строения всех, без исключения залежей УВ, Мессояхского тектонической гряды, является широкое развитие дизъюнктивных дислокаций. Причем большинство разрывных нарушений приурочено, в основном, к осложняющим гряду структурам III порядка (куполовидным поднятиям).

Для более крупных структурных элементов II порядка (валам), образовавшихся в результате разрывных смещений, сопутствующими элементами являются горсты и грабены. Разрывные смещения представлены в основном сбросами, с четко выраженным вертикальным характером глубинных тектонических движений, что особенно хорошо заметно на временных разрезах (рисунок 2.9) Подтверждением тому служит прекращение прослеживания в районе грабеновых форм глубоких отражающих горизонтов, хорошо выраженных в других частях структур.

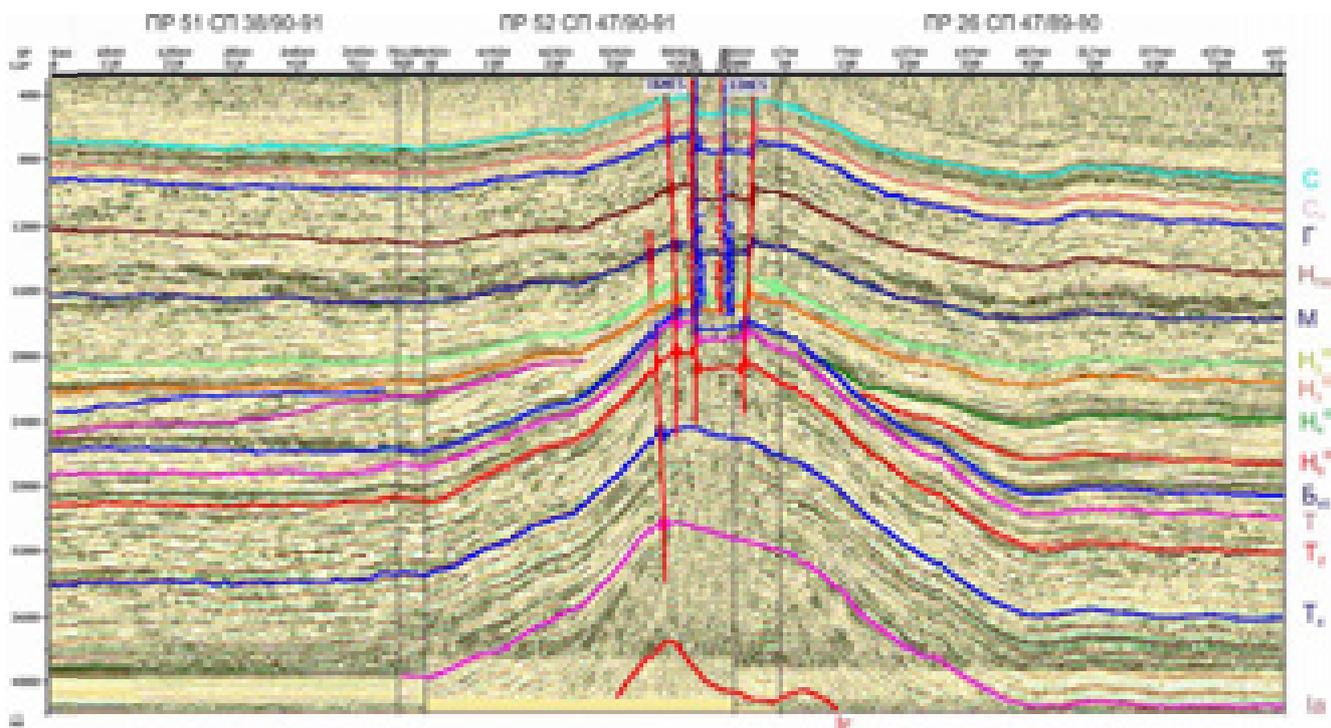


Рисунок 2.9 – Комбинированный временной разрез по территории исследования (Агалаков и др., 2004)

Сбросы чаще всего представляют собой зону, характеризующуюся либо серией ступенчатых разрывов, либо сложнопостроенной полосой крупных трещин. Углы наклона сбросов – от единиц до десятков градусов.

Среднемессояхский вал занимает центральное положение на Мессояхской гряде. Вал представляет собой линейную сложно построенную брахиантиклиналь, длинная ось, которой изменяет свое направление от северо-восточного до северо-западного. В результате этого вал приобретает характерное коленообразное очертание с обращенным к югу выступом. В поперечном сечении поднятие симметрично, а по длинной оси – асимметрично. Более крутой является его западная периклиналь, северо-восточная - характеризуется плавным погружением. Вал имеет узкий линейно вытянутый свод и уступообразные склоны. Оба склона, южный и северный, погружаются в сторону смежных прогибов под углом 50. При этом амплитуда северного склона, обращенного в сторону Антипаютинского мегапрогиба, достигает 2,2 км, а южного, сопряженного с Большехетской впадиной, - 2,6 км. Вал имеет протяженность около 140 км при ширине 25–40 км, амплитуду от 360 до 1170 м. От Адерпаютинского вала (42) на западе и Усть-Портовского мегавала (XXXIV) на востоке отделяется соответственно Лымберасейско-Вркутояхинской (13,34) и Харвутаяхинской седловинами (17, 34). Имеет дугообразную форму, обращенную выпуклостью на юг, где осложнен Центрально-Мессояхским структурным носом. Состоит из двух крупных поднятий: Западно-Мессояхского (длина – 72 км, амплитуда от 300 м до 690 м, простирание СЗ – 300–320°) и Восточно-Мессояхского (длина – 69 км, амплитуда от 360 до 1170 м, простирание СВ – 35–40°), осложненных множеством локальных пликативных и дизъюнктивных структур различной формы и конфигурации. К югу от вала расположена Большехетская впадина (XVII), к северу Антипаютинская (XXVII) (рисунок 2.7).

В истории геологического развития вал трижды (три этапа) подвергался существенным структурным перестройкам на границах: нижнего–среднего триаса (Суракайская фаза герцинской эрогенической эры); верхней юры – нижнего мела, киммеридж-валанжина (Новокиммерийская фаза киммерийской эпохи) и верхнего мела – нижнего палеогена (Ларамийская фаза альпийской эпохи) (Рисунок 2.10).

На первом этапе вал представлял крупную субширотную ассиметричную, дугообразную структуру, выпуклую на юг, с крупным поперечным субмеридиональным поднятием в южной ее части. К западу поднятие переходило в сильно удлинённый струк-

турный нос, погружающийся на северо–запад (современное положение Западно–Мессояхского поднятия). Восточный склон поднятия был осложнен крупной секущей под углом 45° к простиранию субмеридиональной зоной прогиба грабенообразного типа (современное положение Восточно–Мессояхского грабена), разделяющей вал на два линейных северо–восточного простирания, гребнеобразных поднятия (южное и северное современное положение Маломессояхского и Верхнемессояхского поднятий).

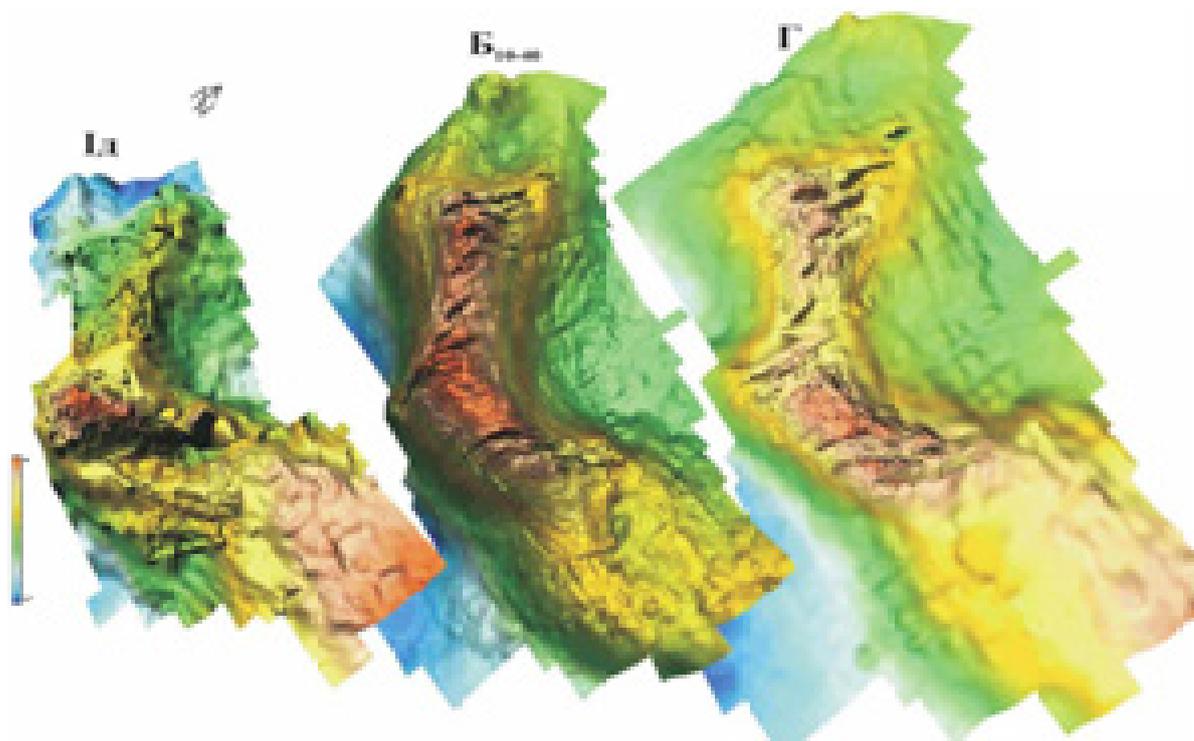


Рисунок 2.10 – Морфология поверхностей триасового, верхнеюрского и верхнемелового комплексов (Кулишкин, Попова, 2011)

Восточная граница грабеновой зоны являлась также границей между Среднемессояхским валом и Усть–Портовским мегавалом. Помимо зоны прогиба вал на всем протяжении осложнен поперечными разломами сбросового типа незначительных по амплитуде. В среднем триасе вал был полностью перекрыт покровными осадочными горизонтами. Период захоронения вала сопровождался образованием большого количества неантиклинальных ловушек на его склонах. На отрезке времени от среднего триаса до верхов нижней юры структурный облик изменился в сторону относительно правильной линейно–вытянутой однокупольной структуры с пологими западным и восточным погружением и крутыми южным и северным склонами.

Структурно, как двухкупольное поднятие, Среднемессояхский вал начал оформляться с конца нижней юры.

По среднеюрским горизонтам вал характеризуется менее дифференцированными очертаниями, тогда как в меловой части разреза в его строении возрастает роль как пликативных, так и дизъюнктивных структурно-тектонических элементов. Отмеченная особенность объясняется появлением в нижнеэокомской толще новообразованных бескорневых седиментогенных структур и постседиментационной генерацией части оперяющих разрывных нарушений.

В завершающей части этапа, на границе поздней юры и нижнего мела, Западно– и Восточно–Мессояхское поднятия оформились как самостоятельные структуры, возвышающиеся над уровнем моря. Этот отрезок времени характеризуется преобладанием пликативных структур. Разрывные дислокации развиты слабо, имеют малоамплитудный характер, ориентированы как вдоль, так и вкрест простирания вала. Вал в это время являлся естественной границей между южной, Большехетской, и северной, Антипаютинской, зонами седиментации, что привело к фациальному различию в формировании разновозрастных разрезов в северной и южной зонах и широкому формированию структурно–литологических ловушек. В среднем валанжине вал вторично перекрыт осадочными отложениями, в палеоландшафтах он продолжал выделяться возвышенностью, в результате чего мощность перекрывающих отложений над ним сокращена.

В конце сеномана – начале палеогена, в альпийскую эпоху, Среднемессояхский вал, в третий раз испытал поднятие. В этот этап широко проявились как плитквативные (на склонах), так и дизъюнктивные (в своде) дислокации, и вал приобрел современный структурный облик. В сводовой части вала сформированы горст–грабеновые структуры. Наиболее контрастно строение горст–грабеновых структур отражено по поверхности сеномана. В пределах Западно–Мессояхского поднятия их 7, Восточно–Мессояхского – 5. (рисунок 2.11).

Сопоставляя структурные планы по различным стратиграфическим уровням, можно видеть, что вал является сквозной контрастно выраженной структурой, закономерно выполаживающейся вверх по разрезу. Амплитуда вала в эокомской части разреза уменьшается в пять раз. На уровне аптской и сеноман-сенонской отражающих границ (ОГ М1, Г и С3) происходит дальнейшее, но более плавное, выполаживание вала.

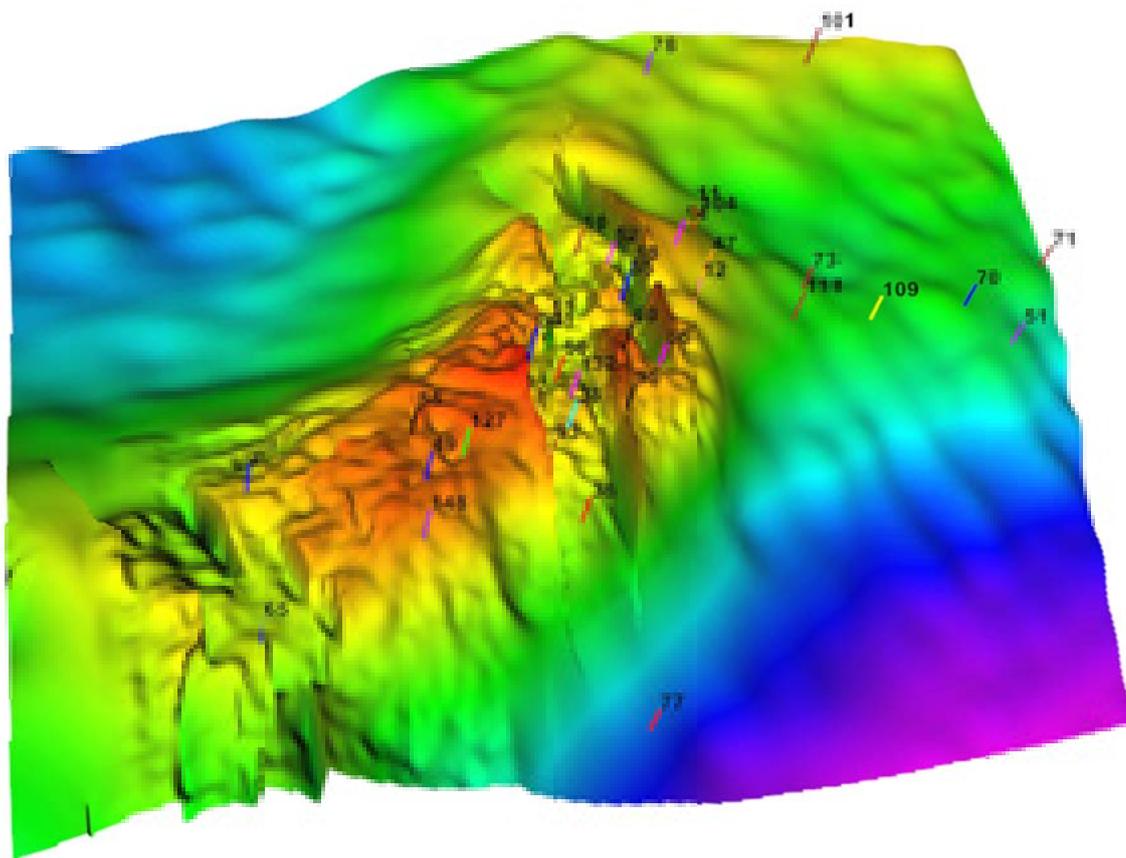


Рисунок 2.11 – Поверхность отражающего горизонта Г (верхний мел, покурская свита) Восточно-Мессояхского поднятия (Подсчет запасов. . . , 2013)

В пределах Среднемессояхского вала сбросы образуют разнообразные пространственные структурно-тектонические системы. Среди последних наиболее часто встречаются грабены и полуграбены. Одной из характерных особенностей поверхностей внутри грабенов является их дугообразная форма, которая может служить одним из признаков горизонтальных сжатий после вертикальных смещений.

На изученной территории на основании комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС, результатов испытаний и т.д. выделяется до 23-х крупных блоков (по горизонту Г пласт ПК₁₋₃). Определенные закономерности соотношения данных блоков сохраняются и вниз по разрезу. По амплитудному соотношению смещений между верхними и нижними отражающими горизонтами можно выделить три типа.

Первый, наиболее распространенный, когда амплитуда смещения по вышележащему горизонту Г существенно превышает амплитуду по горизонту Б и нижележащим. Второй тип

характеризуется сохранением величин смещения по всему интервалу разреза. Для третьего типа величина смещения по нижним горизонтам превышает амплитуду смещения по верхним горизонтам.

В 2001 – 2002 гг. на западе Восточно-Мессояхской структуры были выполнены детальные сейсморазведочные работы 3Д. Интерпретация материалов 3Д сейсморазведки осуществлялась под руководством Бабинцева И.Г. (Бабинцев И.Г. и др., 2004). Площадь куба составила 250 км². Материалы 3Д сейсморазведки позволили уточнить тектоническое строение западной части Восточно-Мессояхского месторождения. Исследованиями было выявлено, что в пределах площади 3Д сейсморазведки крупный грабен, расположенный западнее скважины 2Р, представляет собой субмеридиональную зону растяжения, в пределах которой значительная роль принадлежит субвертикальным зонам дезинтеграции мезозойских пород, пронизывающим весь мезозойский разрез снизу вверх. Горстовое поднятие, примыкающее с востока к грабену, отличается более простым строением и представляет собой крупную антиклинальную складку, осложненную локальными антиформами (Бабинцев И.Г. и др., 2004).

По данным 3Д сейсморазведки значительно уточнилось положение разрывных нарушений. Выяснилось, что большинство крупных нарушений, которые были выделены по материалам 2Д сейсморазведки, представляют собой серию более мелких дислокаций сбросового типа и вряд ли могут являться гидродинамическими экранами.

2.4. Нефтегазоносность

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием (НГР) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) район исследований находится в пределах Мессовского нефтегазоносного района (НГР) Гыданской нефтегазоносной области (НГО), которая на востоке граничит с Енисей-Хатангской НГО, ближайшими НГР в пределах севера Западно-Сибирской НГП являются Тазовский, Уренгойский, Сидоровский (рисунок 2.12).

Изученность района пока остается низкой и неравномерной. Наиболее изученными, с точки зрения нефтегазоносности, являются Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское поднятия. Дополнительно, для сопоставления характеристики нефтегазоносных комплексов привлекались данные по соседним Уренгойскому, Тазовскому, Сидоровскому Мангазейскому и Норильскому НГР.

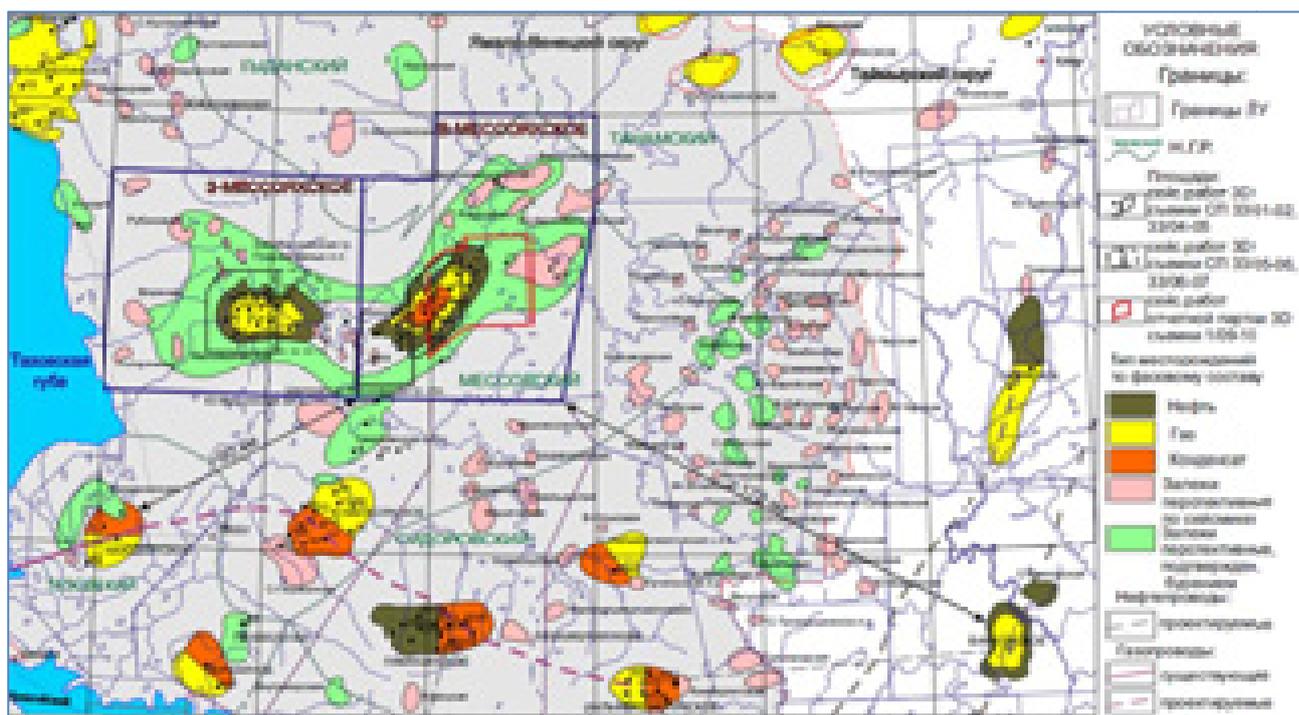


Рисунок 2.12 – Выкопировка из карты месторождений нефти и газа Западной Сибири (2015)

Научно обоснованный поиск и оценка перспективности объектов всех уровней детальности (вплоть до отдельных залежей УВ) опирается на разделение осадочного чехла на нефтегазоносные комплексы (НГК).

Вслед за А.А. Бакировым (Бакиров, 1975) под нефтегазоносным комплексом понимается стратиграфическое подразделение, характеризующееся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающей несколько крупных геоструктурных элементов рассматриваемой провинции. По И.И. Нестерову (Нестеров, 1971) к этому следует добавить еще и сходство фациальных условий накопления осадков и содержание однотипного органического вещества. В итоге, в «Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. м., 2000г.» НГК определен как «ассоциация близких по строению и положению в разрезе нефтегазоносных пластов, имеющих региональное распространение и перекрытых региональной покровкой. НГК характеризуется определенным составом пород и типами природных резервуаров, своими особенностями размещения залежей, гидрогеологическими условиями и геохимической характеристикой нефти, газа и конденсата».

Нефтегазоносность группы пластов ПК₁₋₃ в пределах Мессояхской наклонной гряды установлена по данным ГИС и результатам испытания скважин. Пласты ПК₁₋₃ имеют повсеместное распространение в пределах изучаемой территории и вскрыты всеми пробуренными скважинами. В объеме группы пластов ПК₁₋₃ выделяются составляющие ПК₁, ПК₂ и ПК₃. Практически повсеместно данные пласты разделены между собой не выдержанными глинистыми перемычками незначительной мощности, в ряде случаев разделение происходит редкими карбонатизированными прослоями (рисунок 2.13).

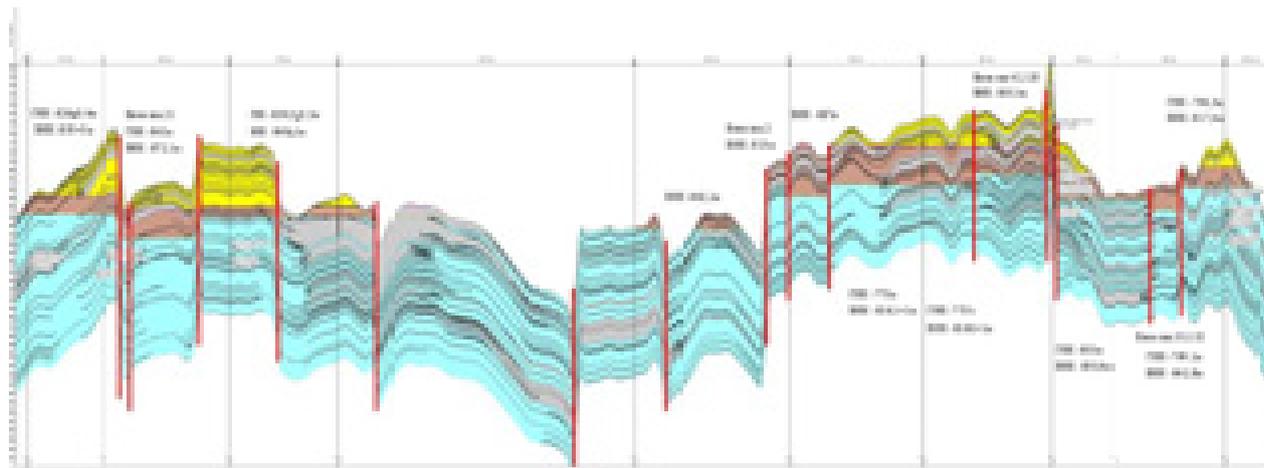


Рисунок 2.13 – Геологический разрез пласта ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления (Комплексная интерпретация ..., 2008)

Стратиграфическая мощность группы пластов чаще определяется по вскрытым газонефтенасыщенным толщинам. Абсолютные отметки залегания кровли группы пластов ПК₁₋₃ варьируют от 700 до 1120 м. Толщина пласта ПК₁₋₃ в среднем составляет 110 м, варьирует от 92 м до 121 м. Покрышкой пласта является нижняя глинистая пачка кузнецовской свиты, мощность которой варьируют от 29 м до 44 м, значение средней мощности - 35 м.

Залежи Мессояхской зоны нефтегазонакопления относятся к регионально распространенному в северных нефтегазоносных областях альб-сеноманскому НГК, выделяемому в объеме верхней части покурской свиты (пласты ПК₁₇–ПК₁). Комплекс представлен алеврито-песчаными отложениями преимущественно континентальными с локально развитыми пластами и пачками алевритистых глин. Мощность комплекса составляет 600–700 м.

Различие в тектоническом развитии западной и восточной части Средне-Мессояхского вала оказало существенное влияние на характер распределения залежей углеводородов и нефтегазоносность разрезов на Западно-Мессояхской и Восточно-Мессояхской структурах. Кроме того, тектонические нарушения первичного залегания пород, и смещения осадочных

толщ привели к перестройке структурных ловушек и формированию ряда более мелких, заключенных в отдельные тектонические блоки (Особенности геологического строения..., 2004).

Небольшие альбские тектонически экранированные залежи УВ, приуроченные к пластам ПК₁₂, ПК₈, выявлены только в пределах западной части Мессояхской наклонной гряды.

В кровле сеноманских отложений (пласт ПК₁₋₃) под региональной глинистой покрывкой туронского возраста на Западно-Мессояхском и Восточно-Мессояхском поднятиях открыты крупные по запасам газовые, газонефтяные и нефтегазовые залежи.

На Восточно-Мессояхском локальном поднятии притоки нефти получены из трех скважин, газа – из двух. Залежи группы пластов ПК₁₋₃ приурочены к сложно переслаивающейся толще слабосцементированных песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты, являются массивными, тектонически экранированными, разделенными разрывными нарушениями на восемь блоков, с различным фазовым УВ-насыщением.

Залежь **Блока №1**, расположенного на западном склоне поднятия, охарактеризована одной скважиной. По данным ГИС выделяется 10.8 м эффективных нефтенасыщенных толщин. Положение водонефтяного контакта (ВНК) по данным ГИС установлено по подошве нефтенасыщенного коллектора на а.о. –862.1 м.

В связи с тем, что газовая часть залежи бурением не вскрыта и, учитывая положение кровли нефтенасыщенного коллектора, газовая шапка по структурным построениям в данной залежи не прогнозируется. Залежь имеет размеры 9.4 км x 4 км, высоту – 47.1 м. По типу залежь нефтяная, тектонически экранированная.

Блок №2, занимающий центральную часть поднятия расположен между двумя грабенами. К нему пространственно относится самая крупная залежь пласта ПК₁₋₃, осложненная рядом разрывных нарушений.

Залежь вскрыта бурением шести скважин. Выделенные по данным ГИС скважин эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 2.3 м до 37.9 м. Газонефтяной контакт по данным опробования и интерпретации ГИС принят на а.о. – 773.0 м. По данным ГИС в скважинах выделены соответственно минимальная 5.5 м и максимальная 24.9 м эффективные нефтенасыщенные толщины. С учетом данных испытания и ГИС ВНК принят на а.о. 814±4м. Плоскость ВНК имеет уклон в юго-западном направлении.

Залежь имеет размеры – 24.6 км x 10.6 км и ограничена с востока крупным тектоническим нарушением, отделяющим ее от другого тектонического блока.

Высота газовой шапки составляет от 33 м в центральной части блока до 83 м в восточной части блока, высота нефтяной оторочки достигает 41 м. По типу залежь относится к газонефтяной, тектонически экранированной.

Блок №3 расположен между центральным и юго-восточным блоками. Залежь, приуроченная к данному блоку, вскрыта бурением трех скважин. Газонефтенасыщенная часть в данных скважинах расположена в пределах пласта ПК₁₋₂. По данным ГИС выделены соответственно минимальная 2.4 м и максимальная 2.8 м эффективные газонасыщенные толщины. Газонефтяной контакт по данным опробования и интерпретации ГИС принят на а.о. – 799.1 м по подошве нижнего газонасыщенного пропластка.

ВНК определялся с учетом данных испытания и ГИС и принят на а.о. – 842.7 м. Размеры залежи в границах тектонических экранов составляют 8.3 км x 7 км. Высота газовой шапки до 44.1 м, а нефтяной оторочки 43.6 м. По типу залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, тектонически экранированной.

Блок №4 расположен между центральным и восточным блоками. вскрыт бурением трех скважин. Газонефтенасыщенная часть в данных скважинах расположена в пределах пласта ПК₁. По данным ГИС выделено 1.5 м эффективных газонасыщенных толщин. Газонефтяной контакт принят на а.о. – 805.0 м по подошве нижнего газонасыщенного пропластка. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 5.0 м до 13.8 м

ВНК определен для данного блока на а.о. – 830.3±0.3 м. Результаты интерпретации ГИС по другим скважинам не противоречат данному положению контакта. По структурным построениям в пределах данного тектонического блока прогнозируются водоносные зоны.

Размеры залежи в границах тектонических экранов составляют 6.8 км x 3.1 км. Высота газовой шапки 99 м, а нефтяной оторочки 25.6 м. По типу залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, тектонически экранированной.

Залежь **Блока № 5**, расположенного на юго-востоке поднятия, вскрыта бурением одной скважины. Газонефтенасыщенная часть расположена в пределах пласта ПК₁₋₂. По данным интерпретации ГИС пласт ПК₁ газонасыщен. По данным ГИС в скважине выделяются 16.2 м эффективных газонасыщенных толщин, газонефтяной контакт принят на а.о. – 804.0 м. по подошве нижнего газонасыщенного пропластка. По данным ГИС в пласте выделяются 7.6 м эффективных нефтенасыщенных толщин, водонефтяной контакт принят на а.о. – 821.5 м. по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка.

Размеры залежи в границах тектонических экранов составляют 5.2 км x 4.7 км. Высота газовой шапки 52 м, а нефтяной оторочки 17.5 м. По типу залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, тектонически экранированной.

Блок №6 ограничен тектоническими экранами блоков №3, №5 и №7. Залежь, расположенная в его пределах вскрыта бурением одной скважины. По данным ГИС выделяются 22.3 м эффективных газонасыщенных толщин, газонефтяной контакт принят на а.о. – 804.0 м. по подошве нижнего газонасыщенного пропластка. По данным ГИС в пласте выделяются 25.6 м эффективных нефтенасыщенных толщин, водонефтяной контакт принят на а.о. – 833.8 м. по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка. Размеры залежи в границах тектонических экранов составляют 4.9 км x 4.1 км. Высота газовой шапки 82 м, а нефтяной оторочки 29.8 м. По типу залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, тектонически экранированной.

Блок №7 выделен в центральной части восточного крыла поднятия. Нефтегазонасность залежи блока установлена по данным двух скважин. Эффективные газонасыщенные толщины выделены по данным ГИС и изменяются в интервале от 3.2 м до 23.4 м. Согласно комплексному анализу данных испытания и ГИС ГНК принят на а.о. – 796.3 м. ВНК установлен по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора на а.о. – 817.4 м. Газонефтяная залежь ограничена тектоническими экранами и имеет размеры 7.2 км x 2.7 км, высоту газовой шапки – 39.3 м, а нефтяной оторочки – 21.1 м. По типу залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, тектонически экранированной.

Блок №8 выделен в северо-восточной части поднятия. Залежь вскрыта бурением одной скважины на а.о. – 820.4 м. Согласно существующей тектонической модели, залежь характеризуется сложной конфигурацией тектонических нарушений. При испытании получен приток нефти дебитом 35.9 м³/сут. По данным ГИС в пласте выделяются 5.4 м эффективных нефтенасыщенных толщин, и ВНК довольно уверенно устанавливается внутри проницаемого пропластка на а.о. – 828 м.

Согласно структурным построениям, наиболее приподнятая часть тектонического блока бурением не вскрыта, максимальная отметка прогнозируется на а.о. – 798 м. Размеры залежи составляют 6 км x 3.5 км, высота - 31 м. По типу залежь относится к нефтяной, тектонически экранированной. Положение залежей УВ в различных тектонических блоках показано на рисунке 2.14.

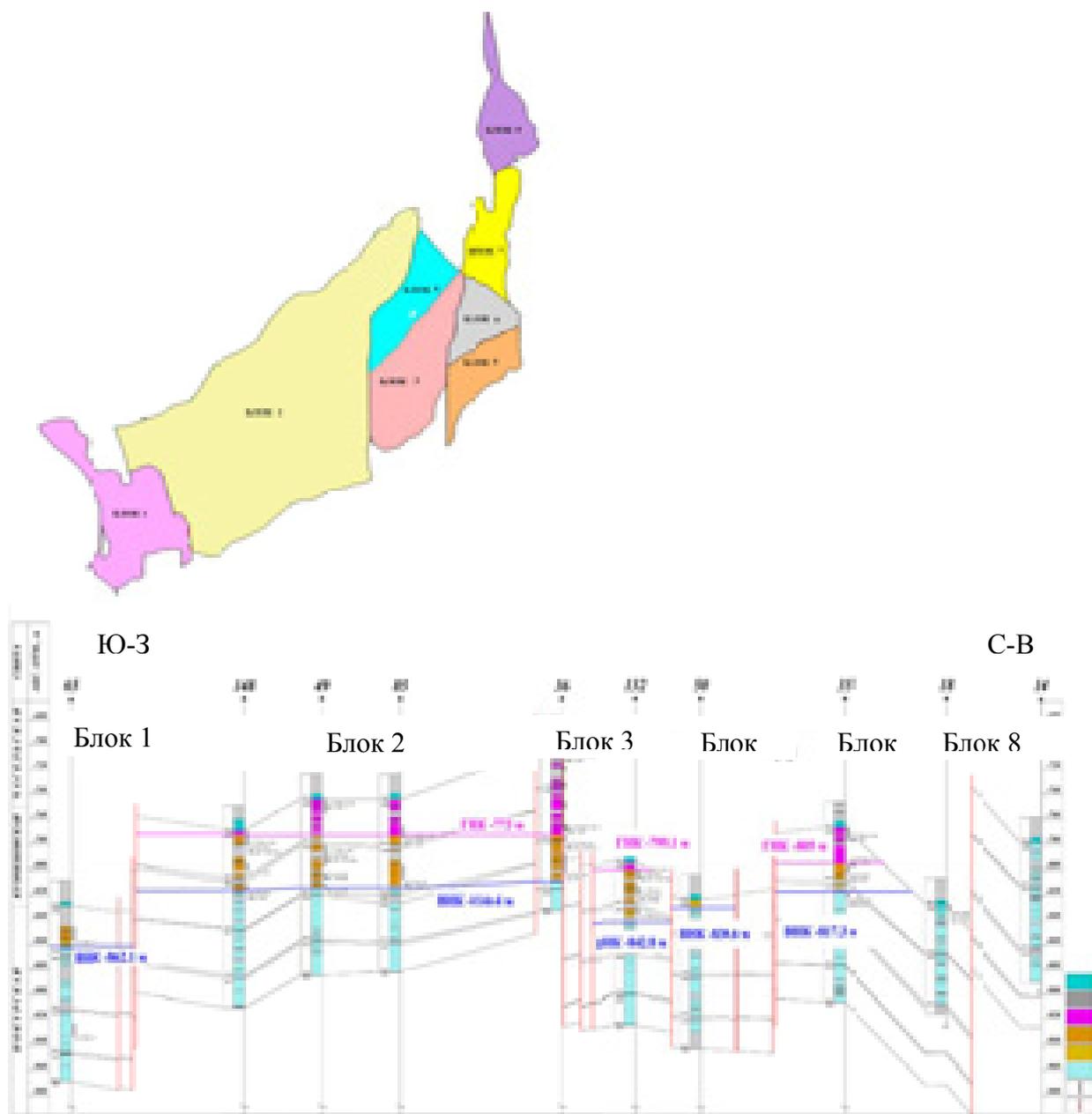


Рисунок 2.14 – Схема расположения залежей УВ группы пластов ПК₁₋₃ в пределах тектонических блоков Восточно-Мессояхского локального поднятия

В пределах Западно-Мессояхского поднятия в группе пластов ПК₁₋₃ выделяется газонефтяная залежь, разделенная разрывными нарушениями экранирующего типа на семь блоков. По типу залежь относится к массивной, тектонически экранированной. По фазовому соотношению в 5 блоках отмечается газонефтяное, в 2 блоках - нефтяное насыщение. Залежь является наиболее крупной по размерам (26 x 16 км) на месторождении, залегает в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты (сеноман), покрывкой является мощная глинистая толща кузнецовской свиты. Эффективная

толщина пласта изменяется от 34,8 м до 51,8 м, эффективная нефтегазонасыщенная толщина от 5,9 м до 50,5 м. В пределах восточного крыла структуры выделено три блока. Северо-восточная часть осложнена рядом тектонических нарушений, образующих ступенчатую систему сбросов, падающих в северо-восточном направлении.

В пределах Западно–Мессояхского локального поднятия выявлено семь самостоятельных залежей, приуроченных к пяти тектоническим блокам (рисунок 2.15).

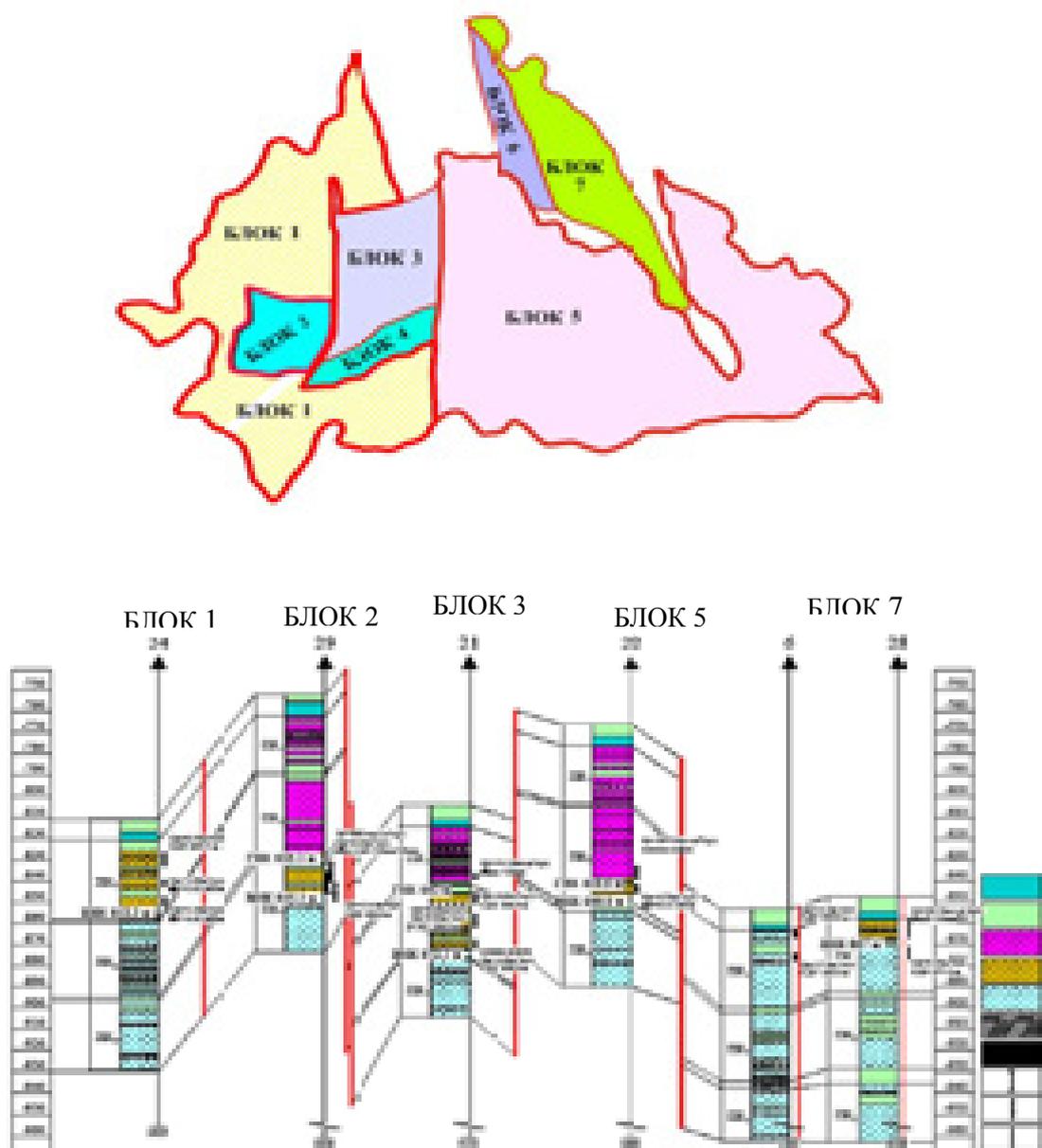


Рисунок 2.15 – Схема расположения залежей УВ группы пластов ПК₁₋₃ в пределах тектонических блоков Западно-Мессояхского локального поднятия

В центральной части структуры расположен грабен. Расстояние от левого до правого борта грабена достигает 4.5 км. Данный тектонический элемент делит локальное поднятие на три части - грабен, западное и восточное крыло структуры. Западное крыло отделено вертикальным разрывным нарушением, пересекающим все отложения изучаемого объекта. На нижележащих отложениях данный разлом имеет большую амплитуду и протяженность в меридиональном направлении. Выделение отдельных тектонических блоков происходит посредством сопутствующих оперяющих разрывных нарушений и разрывным нарушением, приуроченным к левому борту грабена. К данному тектоническому блоку приурочены две залежи.

Залежь в районе западного тектонического блока №1, (Западный горст) вскрыта бурением пяти скважин, с востока ограничена крупными экранирующими нарушениями. Нефтенасыщенная часть в данных скважинах приурочена пласту ПК₁₋₃. Четыре скважины испытаны, но притоки газа при испытаниях не получены.

Газовая шапка предполагается в залежи по структурным построениям. Газонефтяной контакт принят на а.о. –826.3 м по соседней залежи, находящейся в описываемом тектоническом элементе. Скважинами вскрыта только нефтенасыщенная часть пласта. По данным ГИС минимальное значение нефтенасыщенных толщин в данном блоке составляет 6,4 м, максимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 17,9 м.

ВНК принят на уровне 855 м по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка и находится на а.о. – 849.4 м. ВНК определялся с учетом данных испытания и ГИС. В качестве ВНК принята поверхность, имеющая уклон в северо-западном направлении. Максимальная амплитуда сдвига в сводовой части достигает 80 м, к перифериям структуры разрывное нарушение затухает. Размеры залежи составляют 12.9 км x 9.4 км, высота 105 м. По типу залежь относится к нефтегазовой, тектонически экранированной.

В пределах данного тектонического блока выделена еще одна залежь, на основании очень высокого положения ВНК (а.о.– 845.3 м) по отношению к скважинам, находящимся в пониженных участках данного тектонического блока. Залежь находится в сводовой части поднятия и охватывает весь объем пласта ПК₁₋₃. Контуры залежи определялись по анализу сейсмических атрибутов. Выделены оперяющие безамплитудные разрывные нарушения сдвигового характера. По результатам интерпретации ГИС в скважинах выделено 42,5 м газонасыщенных толщин и 12,0 м – нефтенасыщенных.

Данные опробования характеризуют как нефтенасыщенную, так и газонасыщенную части пласта. При совместном испытании интервалов а.о. –830,6–840,5 м и а.о. –841,5–849,5 м

получены приток газа дебитом 82,1 тыс.м³/сут., нефти дебитом 0,5 м³/сут. и воды дебитом 114 м³/сут.. По результатам испытания и ГИС, газонефтяной контакт принят на а.о. –826±0.3 м, водонефтяной контакт на а.о. –845.3 м. Размеры залежи, ограниченной тектоническими экранами, составляют 4.1 км х 3.1 км. Высота 95 м. Тип залежи – газонефтяная, тектонически экранированная.

Блок №2 приурочен к грабенообразной структуре, в пределах которой находятся две залежи, отделенные друг от друга экранирующими тектоническими нарушениями сдвигового характера. Границы распространения данных тектонических нарушений определялись на основании анализа полей сейсмических атрибутов.

Северная залежь блока вскрыта бурением одной скважины. По результатам интерпретации ГИС выделено 17,3 м газонасыщенных толщин и 16,5 м – нефтенасыщенных. Данные опробования характеризуют как нефтенасыщенную, так и газонасыщенную части пласта. При испытании интервала а.о. –836,4–839,4 м получен приток газа дебитом 74,1 тыс.м³/сут., а при испытании интервала а.о. –846,4–850,4 м – приток нефти дебитом 6,64 м³/сут.

ГНК принят по подошве нижнего газонасыщенного пропластка на а.о. –842 м, кровля следующего, уже нефтенасыщенного коллектора, находится на а.о. –845,2 м. Отметка водонефтяного контакта установлена по результатам испытания и ГИС на а.о. –872.1 м (подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя). Размеры залежи, ограниченной тектоническими экранами, составляют 5.2 км х 4 км. Высота 62.1 м. Залежь по типу – газонефтяная, тектонически экранированная.

Южная залежь вскрыта также одной скважиной. По результатам интерпретации ГИС выделено 12,6 м газонасыщенных толщин и 8,2 м – нефтенасыщенных. Данные опробования характеризуют как нефтенасыщенную, так и газонасыщенную части пласта. При испытании интервала а.о. –813,9–820,9 м получен приток газа дебитом 279 тыс.м³/сут., а при испытании интервала а.о. –825,9–831,9 м – приток нефти дебитом 6,72 м³/сут.

ГНК принят по подошве нижнего газонасыщенного коллектора на а.о. –823.1 м, кровля следующего, нефтенасыщенного коллектора, находится на а.о. –827,1 м. Отметка ВНК установлена по результатам испытания и ГИС на а.о. –842.6 м (подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя).

Размеры залежи, ограниченной тектоническими экранами, составляют 3.9 км х 2.5 км. Высота 52.6 м. Тип залежи – нефтегазовая, тектонически-экранированная.

Залежь блока №3 находится в пределах центральной части Западно-Мессояхского поднятия. По данным ГИС в скважинах выделены соответственно минимальная 4,0 м и максимальная 48,0 м эффективные газонасыщенные толщины. Газонефтяной контакт по данным опробования и интерпретации ГИС принят на а.о. – 838.8 м. Минимальная и максимальная эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 5,6 м и 8,7 м. ВНК принят на а.о. – 848,6±0,4 м.

Залежь ограничена с запада крупным тектоническим нарушением, отделяющим ее от другого тектонического блока, его максимальная амплитуда сдвига в сводовой части достигает 50 м, по направлению на север разрывное нарушение затухает. Залежь характеризуется размерами 16.2 км x 13.4 км, высотой 82.8 м. По типу залежь относится к нефтегазовой, тектонически-экранированной.

В пределах северо-восточной части выделены две самостоятельные залежи ограниченные разрывными нарушениями образующие террасы на крыле структуры.

Блок №4 расположен на севере структуры, представлен линейным горстом. В его пределах расположена залежь, вскрытая одной скважиной. По данным ГИС эффективная толщина пласта составляет 70 м, нефтенасыщенная – 8,6 м.

Испытанием охарактеризована практически вся нефтенасыщенная часть пласта. Так, в кровле пласта, при опробовании интервала а.о. –826.8–829.8 м были получены притоки газа дебитом 0.18 тыс.м³/сут. и нефти дебитом 8.24 м³/сут. В подошве нефтенасыщенной части из интервалов а.о. –843.8–853.8 м и а.о. –845.8–851.8 м был получен приток нефти с технической водой дебитом 3.6 м³/сут.

Комплексный анализ данных испытания и ГИС позволил установить положение ВНК на а.о. –853.4 м и принять его для всей залежи в районе этой скважины, ограниченной тектоническими экранами.

В связи с тем, что газовая часть залежи бурением не вскрыта и, учитывая положение кровли нефтенасыщенного коллектора а.о. –827,9 м, которая существенно выше принятого в большинстве залежей уровня ГНК (-840 м), а также получение газа в объеме 0,178 тыс.м³/сут., газовая шапка по структурным построениям в данной залежи не прогнозируется. Залежь имеет размеры 8.1 км x 1.5 км, высоту – 29.4 м. По типу залежь нефтяная, тектонически-экранированная.

Блок №5 расположен в крупном грабене в северной части, ограничен на северо-востоке положением ВНК, на юго-западе - тектоническими экранами. Кровля вскрыта на а.о. –858.5 м одной скважиной. По данным ГИС эффективная толщина в скважине составляет 74.8 м,

нефтенасыщенная – 6.2 м, газовая шапка отсутствует. Испытанием охарактеризована вся нефтенасыщенная часть пласта. Так, в кровле пласта, при опробовании интервала а.о. –913,2–867,0 м были получены притоки газа дебитом 31.7 тыс.м³/сут. Нефть из данного интервала не получена.

По интерпретации ГИС интервал характеризуется как нефтенасыщенный. Описание керна также подтверждает принятый характер насыщения, вероятно в процессе испытания получен растворенный газ, а нефть не удалось извлечь из пласта. Положение ВНК определено по подошве нижнего продуктивного пропластка на а.о. –867 м и принято для всей залежи, ограниченной тектоническим экраном. Газовая шапка в данной залежи не прогнозируется. Залежь имеет размеры 14.6 км x 3.3 км, высоту – 31 м. По типу залежь нефтяная, тектонически-экранированная.

Турон–коньякский НГК представлен толщей песчано–глинистых пород газалинской пачки туронского возраста. Мощность комплекса меняется от 45 до 140 м. Перспективность этого комплекса связана с залежами газа, которые при существующих термодинамических условиях, очевидно, находятся в состоянии газогидратов.

Основные выводы по главе.

В пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления главные объекты для разработки – апт-альб-сеноманские линзовидные и пластово-массивные, преимущественно газовые природные резервуары, которые содержат до 80% начальных запасов свободного газа Западной Сибири. Объект исследования – прикровельная сеноманская часть покурской свиты (песчано-алевритовые пласты ПК₁₋₃) Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского поднятий, содержащая крупные по запасам скопления нефти и газа. Комплекс приурочен к мощной толще (до 1000 м) сероцветных пород покурской серии (K1a-al-K2s), выделяемой в объеме одноименной свиты – наиболее изменчивой в литологическом плане и трудно-коррелируемой части меловых отложений. В литологическом плане объект исследования сложен неравномерным переслаиванием слаболитифицированных песчаников и алевритовых глин, с тонкими прослоями карбонатизированных разностей. Основные особенности геологического строения данной части разреза являются:

1) сложное блоковое строение залежей, разделенных многочисленными тектоническими нарушениям;

2) многофазовый характер УВ (газ - «газовая шапка», нефть, конденсат);

3) наличие мощной водоносной толщи, подстилающей продуктивный пласт;

4) высокая вязкость и плотность нефти;

5) невыдержанность толщин и анизотропия петрофизических свойств по разрезу и по площади, вызванная фациальной изменчивостью;

6) ослабленная цементация пород-коллекторов, залегающих на небольших глубинах (750 - 900м.).

Основной особенностью изучаемых отложений, существенно осложняющей процесс разработки, является низкая механическая прочность пород, затрудняющая отбор керна с сохранением его естественной структуры и оценку параметров при лабораторных исследованиях. По своей природе эти коллекторы высокоёмкие и высокодебитные. При этом оценка параметров в них методами ГИС и по керну скважин вызывает значительное затруднение. Это определяет актуальность проводимых исследований и выбор объекта. Разработка методов и средств для изучения коллекторов, сложенных слабосцементированными и не консолидированными горными породами является первостепенной задачей при освоении северных месторождений. Решение данной проблемы может быть адаптировано к аналогичным типам коллекторов с минимальными затратами.

3. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕСЕНОМАНСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Литолого-фациальные исследования, проведенные для отложений группы верхнесеноманских пластов ПК₁₋₃, основаны на результатах изучения вещественного состава и структурно-текстурных особенностей пород, слагающих верхнюю часть покурской свиты, в разрезах 11 скважин, пробуренных в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления. При создании литолого-фациальной модели группы продуктивных пластов ПК₁₋₃ привлекались материалы по соседним прилегающим площадям с оценкой седиментационной природы слагающих их отложений. Построения проведены с учетом предыдущих региональных геологических исследований данной территории, стратиграфических и палеотектонических закономерностей ее развития, на фоне общей палеогеографической картины верхнемеловой эпохи осадконакопления (Атлас литолого-палеогеографических карт..., 1976; Берлин, Найдин, Сакс, 1966; Биостратиграфия..., 1985; Бочкарев, Брехунцов, 2008; Бульникова, Трандафидова, 1972; Геологическое строение..., 1999; Гольберт, Маркова, Полякова, 1968; Гольберт, Григорьева, Ильенок, 1977; Гурова, Казаринов, 1962; Гурова, Саркисян, 1962; Девятков и др., 2009; Кислухин, 1986; Конторович, 2009; Основные этапы развития..., 1973; Подобина, 2000; Рудкевич и др., 1970; Сакс, 1958; Стратиграфия СССР..., 1987; Сурков, 1986, 1993; Широкова, 1972; Фотиади, 1967).

3.1. Современные представления об условиях осадконакопления верхнемеловых отложений в пределах северной части Западной Сибири

Территория исследования (южная часть Гыданского полуострова) характеризуется слабой изученностью в плане палеогеографии. В многочисленной геологической литературе прошлых лет присутствуют лишь краткие описания условий осадконакопления и палеогеографических особенностей верхнемеловых отложений, сформировавшихся в сеноманскую эпоху осадконакопления в пределах северных территорий Западной Сибири.

Согласно немногочисленным литературным источникам история геологического развития территорий крайнего севера Западной Сибири в течение позднего мела изобиловала разнообразными и разномасштабными палеогеографическими событиями (Берлин, Найдин, Сакс и

др., 1966; Булынникова, Грандафилова, 1972; Гурова, Казаринов, 1962; Гольберт, Григорьева, Ильенок и др., Девятов, 2009; Ермаков, Шаля, 1982; Захаров, Лебедева, Маринов, 2003; Комардинкина, Саркисян, 1973; Лебедева, Ильина, Кулькова, 1994; Основные этапы развития . . ., 1973; Ясаманов, 1978). Крупнейшим среди них было начавшееся в позднем альбе-сеномане опреснение и обмеление морского бассейна.

Сеноманское море протягивалось широкой полосой вдоль восточного склона Урала. Мессояхский порог в районе Обской губы, являясь своеобразной природной «дамбой», способствовал образованию крупного полузамкнутого и значительно опресненного мелководного водоема, где шло накопление преимущественно алевритовых осадков в условиях мелкой части шельфа (Карогодин, Храмов, 2012).

В позднесеноманском веке произошло наибольшее обмеление бассейна, в результате которого некоторые участки в западной части подверглись частичному или полному размыву с предварительным образованием серии островов (Атлас литолого-палеогеографических карт . . ., 1976).

В мелководном море, носившем следы опреснения, формировалась толща горизонтальных, реже косослоистых алевритовых отложений, участками с глауконитом, стяжениями пирита, иногда со следами ожелезнения, с редкими прослоями известняков и линзами сидеритов. В этих осадках встречены обломки пектенид, редкий рыбный детрит, фораминиферы и радиолярии (Захаров, Лебедева, Маринов, 2003).

Согласно данным В.С. Бочкарева и А.М. Брехунцова основными областями сноса являлись складчатые сооружения Таймыра, восточное и южное складчатые обрамления Западно-Сибирской плиты (Бочкарев, Брехунцов, 2008). Береговая линия сеноманского моря испытывала периодические перемещения, обусловившие накопление прибрежных тонкозернистых песчано-алевритовых осадков, представленных фациями лагун, приливно-отливных отмелевых тел, разрывных эрозионных ложбин. Состав и характер резко обедненного комплекса фаунистических ассоциаций свидетельствуют об условиях затишья мелководного бассейна со значительной степенью опреснения.

На прибрежной равнине, в непосредственной близости к морю, в низинах произрастали влажные таксодиевые леса. На возвышенностях, расположенных к северо-востоку от исследуемой территории росли хвойные леса, из сосен и елей, поставившие в мелководное море мелкие зерна янтаря. Среди многочисленных папоротникообразных преобладали схизейные и по-

липодиевые (Атлас литолого-палеогеографических карт..., 1976). Грубые аллювиальные осадки, свидетельствующие об активной речной деятельности, в изученных разрезах не встречены.

Особенности растительного покрова в сеномане позволяют отнести территорию исследования к Сибирской палеофлористической области, располагавшейся в зоне влажного субтропического климата, о чем свидетельствует широкое разнообразие и повсеместное распространение папоротникообразных растений (Биостратиграфия..., 1985).

Начало кузнецовского времени отмечено трансгрессией северного бореального моря на земли Западно-Сибирской равнины. В туронском веке оно распространилось далеко на юг, захватив почти весь Западно-Сибирский осадочный бассейн. В пределах Гыданского полуострова, включая смежные с ним погруженные участки акватории северной части морского бассейна, установились наиболее глубоководные условия шельфовой зоны, с глубинами от 50 до 100 м, в которой шло накопление преимущественно глинистых, реже алевритоглинистых осадков кузнецовской свиты. Мелководная часть шельфа располагалась в пределах центральных территорий Западной Сибири. Области активного прибрежного мелководья располагались в южных окраинных участках бассейна (Захаров, Бейзель, Лебедева и др., 1991).

К настоящему времени известны лишь немногие седиментологические модели, составленные для районов Крайнего Севера, в число которых входит и территория исследования (южная часть Гыданского полуострова).

Как известно, седиментологические аспекты геологии, обычно определяют несколько вариантов концептуальных моделей. Интерпретацией обстановок осадконакопления в пределах Мессояхской наклонной гряды занимались немногие исследовательские коллективы. Активно седиментологические исследования керн по группе пластов ПК₁₋₃ проводятся с 2011 года. Работы по составлению литолого-фациальных колонок выполнялись разными организациями, в том числе: ООО «Газпромнефть НТЦ» (2011) и Halliburton Consulting & Project Management (2012). При этом некоторые интервалы были повторно переинтерпретированы в более поздних отчетах (Литолого-фациальный анализ ..., 2011, 2013; Литолого-фациальная модель ..., 2012).

В 2011 году по результатам седиментологических исследований группой специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ», совместно со специалистами ООО «Петройл» изначально были построены литолого-фациальные колонки для 16 скважин в интервалах пласта ПК₁₋₃ и определены основные фациальные комплексы по керну скважин. Согласно проведенным исследованиям пласт ПК₁₋₃ мог формироваться в условиях равнинной суши, при влиянии приливно-

отливной деятельности на береговой полосе, образуя илистые пески с алевролитами и глинистыми прослоями. Иногда участки береговой зоны могли затопляться при сильных приливах или больших нагонах волн, образуя глинистые породы, чередующиеся с прослоями угля, включениями углефицированных остатков растительности, частично пиритизированных.

О влиянии морских условий на формирование пласта свидетельствует и преимущественное распространение мелкомасштабной пологоволнистой, волнистой, косоволнистой слоистости, образующихся, как правило, в условиях слабой и часто меняющейся волновой динамике водной среды.

Присутствие ходов илоедов ихнофагии *Skolithos*: *Palaeophycus*, *Planolites*, *Arenicolites*, *Cylindrichnus*, *Skolithos* однозначно указывает на прибрежные условия, так как в континентальных обстановках на сегодняшний день известна только одна ихнофагия *Scoyenia*. Ходы мелкие, что может говорить о колебаниях солености воды, которые имеют место в прибрежных дельтовых условиях и обстановках залива (Pemberton, Frey, 1982; 1999г.).

В ряде скважин в керне обнаружены мелкие включения янтаря, образующегося при специфической фоссилизации смолы хвойных деревьев в результате поликонденсации смоляных кислот и терпенов и последующее отложение с захоронением в прибрежно-морских лагунах и дельтовых осадках со слабо окислительной щелочной средой» (Трофимов, 1983).

В последующем, с учетом полученных данных были построены альтернативные концептуальные модели (аллювиальной равнины, береговой зоны, приливно-отливной отмели) для пластов ПК₁₋₃, развитых в пределах Мессояхской гряды.

По результатам литолого-фациальных исследований 2011 года, в рамках проекта «Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела ..., 2011», впервые для данной части разреза авторским коллективом под руководством Ю.В. Филипповича была предложена модель переходной обстановки осадконакопления с преобладанием приливно-отливной деятельности.

На итоговой схеме (рисунок 3.1) показаны континентальные условия на северо-востоке и переходные условия (надводная часть дельты) на юго-западе. При этом в модели не прослеживается связь между фациями, установленными в керновом материале и фациями, выделенными по данным ГИС. Седиментологическая модель построена для группы пластов, мощности которых варьируют в среднем от 85 до 100 м, что значительно снижает детальность построений.

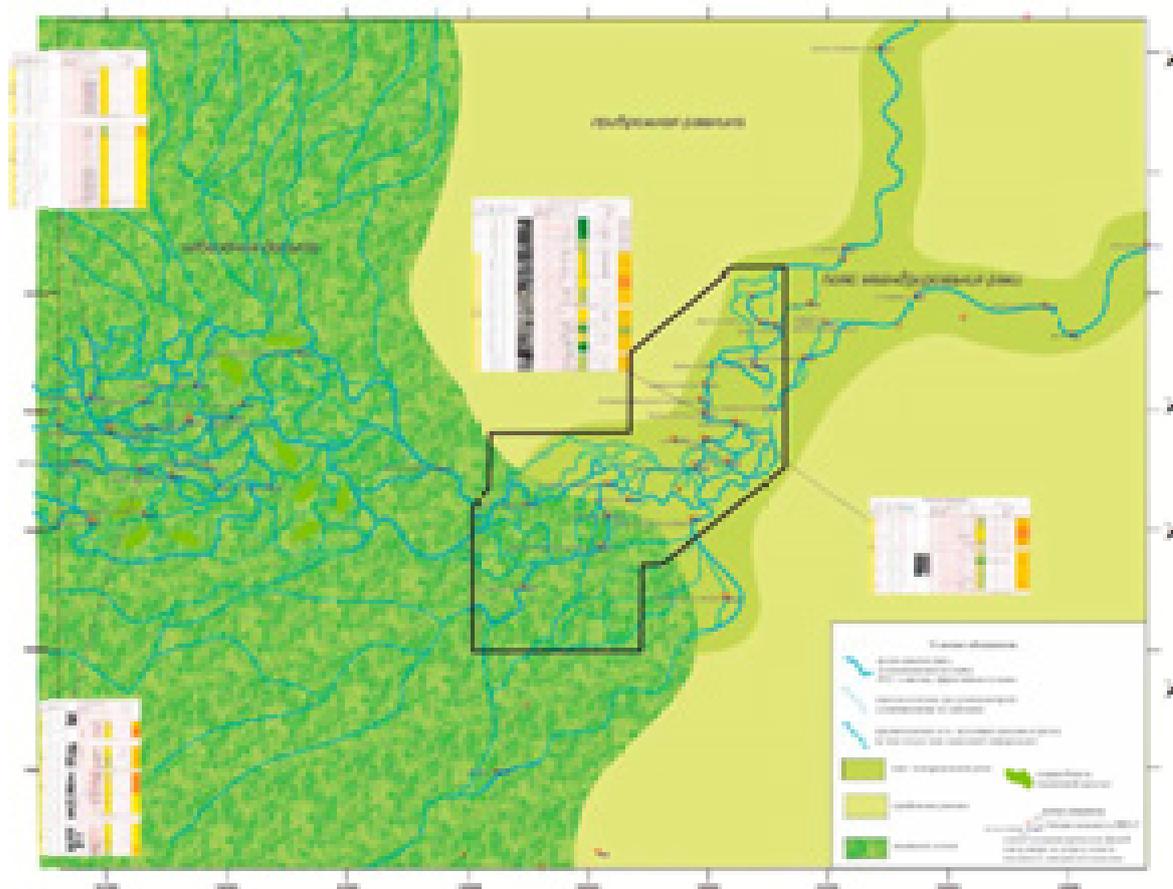


Рисунок 3.1 – Литофациальная схема пласта ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления (Филиппович, 2011)

Иная концептуальная седиментологическая модель для группы пластов ПК₁₋₃ была предложена специалистами «Halliburton C&PM» (Литолого-фациальный анализ..., 2012). По мнению специалистов компании «Halliburton C&PM» (Э. Сикпенни, К. Рассела) осадки группы пластов ПК₁₋₃ могли отложиться, как в верхней части дельтовой равнины, так и в нижней части аллювиальной равнины. Данные обстановки седиментации могут переходить одна в другую, что достаточно легко определяется в современных отложениях с учетом их географического положения. В случае же с древними отложениями, разграничение и четкая идентификация данных типов фациальных комплексов является практически нерешаемой задачей.

Авторы отрицают наличие признаков солоноватоводных условий при накоплении отложений пласта ПК₁₋₃. По их мнению, в интервалах с керном, отсутствуют убедительные доказательства присутствия морских отложений. Наиболее распространенным диагностическим признаком являются многочисленные корневые остатки, свидетельствующие о существующих континентальных отложениях. Согласно проведенным исследованиям группа пластов ПК₁₋₃

представляет собой проксимальную часть прибрежной дельтовой равнины с возможным речным воздействием.

Авторы не нашли подтверждений приливного или морского влияния. Типичные признаки, такие как косая слоистость в виде «рыбьего скелета», приливно-отливные сдвоенные глинистые слойки (драпировки), часто встречаемые в приливно-отливных условиях, характерные ассоциации ихнофаций не отмечены в описании керна. При изучении текстурных характеристик пород авторами указано, что наличие биотурбаций в отложениях аллювиальной равнины свидетельствует о присутствии в ее пределах осушенных пойменных участков, которые могли быть биотурбированы роющими животными.

В 2014 году специалистами компании «Газпромнефть НТЦ» была предложена уточненная концептуальная модель для пластов ПК₁₋₃. Согласно которой определено, что группа изучаемых пластов представляет собой систему меандрирующих речных каналов, в разной степени протяженных, изолированных либо связанных по площади и разрезу. Авторы считают, что основные седиментационные процессы формирования осадков отвечают в целом гидродинамике речных систем. Выявлено, что существенным фактором, влияющим на распределение качества коллектора, является первичная сортировка и зернистость песчаного материала ввиду слабого постседиментационного преобразования осадков (Концепция разработки..., 2014).

Однако динамо-генетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова (асимметрия-эксцесс), построенная по принципу механической дифференциации песчано-алевритовых частиц в различных фациальных условиях и отражающая генетическую связь структуры зернистости коллектора с первичными седиментационными условиями формирования осадка, подтверждает прибрежно-морские условия формирования пласта.

Подобное противоречие не нашло объяснения в описываемой концептуальной модели, как руслового комплекса, формирующегося в условиях аллювиальной обстановки седиментации. По мнению авторов, центральная часть пласта отвечает стречневой части пояса меандрирования, при этом наиболее песчаная и проницаемая часть разреза расположена в подошвенной части пласта. Краевые зоны пласта ПК₁₋₃ соответствуют дистальным областям затухания гидродинамической активности русел, где начинают преобладать отложения пойм, а количество каналов в разрезе сокращается, при этом пласт становится более расчлененным и менее проницаемым. Такое распределение фаций сохраняется преимущественно по всей площади пласта, за исключением северо-восточной области, где в разрезах фиксируются песчаные русловые отложения в кровельной части пласта.

Существующие концептуальные седиментологические модели пластов ПК₁₋₃ на сегодняшний момент не отображают единой точки зрения по поводу условий формирования и фациальной принадлежности, рассматриваемых отложений. Разные методические приемы, неоднозначность в установлении генетической принадлежности песчано-алевритовых природных резервуаров (пласты ПК₁₋₃) затрудняют выбор стратегии разработки уникальных залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

3.2. Литолого-петрографическая характеристика продуктивных пластов

Рассматриваемая толща относится к верхам покурской свиты, кровля которой фиксируется на глубинах около 900 м. Литолого-петрографическая характеристика изучаемого комплекса отложений (описание 170 шлифов) выполнена по данным комплексных исследований кернового материала, отобранного из 11 разрезов скважин, пройденных с наиболее полным отбором керна.

Продуктивные пласты ПК₁₋₃, приуроченные к кровле покурской свиты, сложены песчаниками средне-мелкозернистыми, слабосцементированными, песчаниками мелко-тонкозернистыми с глинистым цементом, песчаниками мелко-тонкозернистыми с карбонатным цементом, алевропесчаниками, алевролитами разнозернистыми с глинистым и карбонатным цементом, глинистыми породами, сформированными в различных гидродинамических условиях. Между отдельными литологическими типами существуют переходные разности. Глины часто переходят в алевро-глинистые породы и глинистые алевролиты. Широко представлены пачки переслаивания глин, алевролитов и песчаников. Цвет пород преимущественно серый, нефтенасыщенные разности имеют желтовато-буроватые оттенки. В разрезе преобладают слабосцементированные разности.

Разрез продуктивной толщи по выдержанности и мощности отдельных песчано-алевритовых пластов в большинстве скважин весьма четко подразделяется на три интервала (*нижний* – преимущественно песчаный; *средний* – алевролитовый и *верхний*, представленный переслаиванием песчано-глинистых пород), характеризующихся наличием разных литологических типов пород. В охарактеризованных керном разрезах отмечается преобладание песчано-алевритовых разностей, содержащих прослой глинистых алевролитов, характерным при-

знаком которых является уменьшение вверх по разрезу размерности зерен при одновременном увеличении глинистости.

Песчаники присутствуют в разрезах всех установленных фациальных комплексов, но их основная доля тяготеет в основном к *нижней части* разреза изучаемой толщи (*нижний интервал*) и представлены преимущественно тонко-мелкозернистыми разностями. Для них характерна различная сортировка, как правило, плохая и средняя степень окатанности зерен, преимущественно кварц-полевошпатовый минеральный состав.

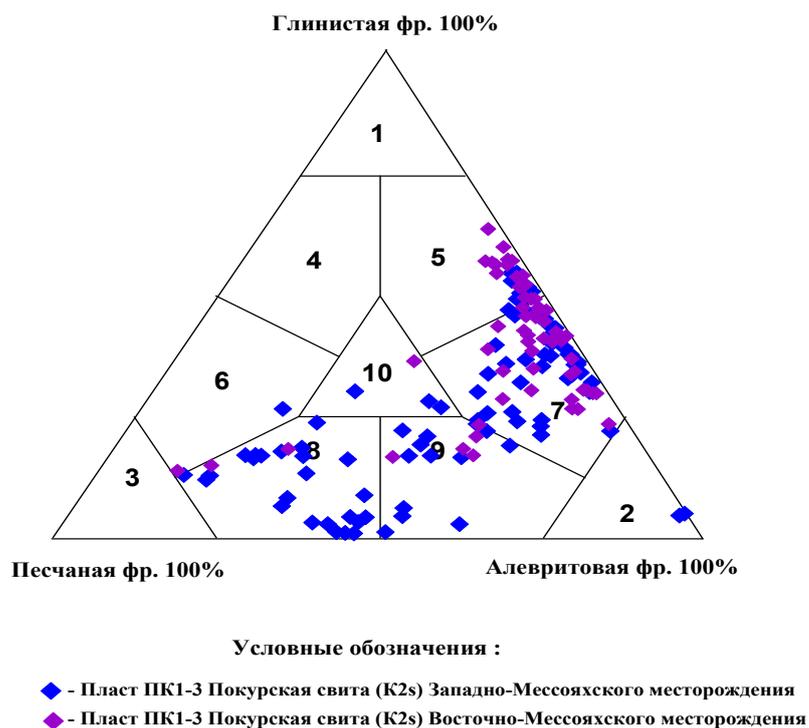
Средний интервал (средняя часть группы пластов ПК₁₋₃) представлен в основном алевролитами песчаными разнозернистыми, содержащими прослой более глинистых разностей. Минеральный состав алевролитов также преимущественно кварц-полевошпатовый.

Верхний интервал (Верхняя часть пласта характеризуется сложным переслаиванием глин, глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых, преимущественно слабо сцементированных, и тонких прослоев угля.

Глины чаще разуплотненные, размокают в воде. Минеральный состав глинистой массы преимущественно каолинит-гидрослюдистый, реже монтмориллонитовый. В песчаных и алевролитовых прослоях отмечаются горизонты с включениями, угловатых, реже окатанных, обломков глины, образующих конгломератовидную текстуру. В толще переслаивания часто присутствуют отдельные прослой плотных песчаников и алевролитов с карбонатным цементом.

Для изученных пород характерна в основном волнистая, пологоволнистая, горизонтальная слоистость, реже крупная косая. Отмечается комбинированная рябь волнения и течения. Текстуры иногда нарушены ходами бентосных организмов (преимущественно ихнофагии *Skolithos* и *Cruziana*), углефицированными корешками растений и конседиментационной деформацией (текстуры оползания, микросбросы и микросдвиги, конволютная слоистость). В песчано-алевритовых породах присутствует растительный детрит, остатки тонких углефицированных корешков, встречаются фрагменты раковин пресноводных пелеципод. По всему разрезу в породах присутствует сидерит, как в виде небольших стяжений, так и в виде мелкозернистых скоплений по биотиту.

Следует отметить латеральную изменчивость литологического состава в пределах рассматриваемой территории. Так в разрезах пластов ПК₁₋₃ восточной части Мессояхской гряды преобладают глинисто-алевритовые породы, реже песчано-алевритовые. В разрезах скважин, пробуренных в ее западной части наблюдается преобладание песчаных фракций и основными литотипами являются алевритовые песчаники и песчаные алевролиты (рисунок 3.2).



Классификационная диаграмма: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – песчаник;
 4 – песчанистая глина; 5 – алевритовая глина; 6 – глинистый песчаник;
 7 – глинистый алевролит; 8 – алевритовый песчаник; 9 – песчаный алевролит;
 10 – песчано-глинистая порода

Рис. 3.2 – Гранулометрический состав песчано-алевритовых пород пласта ПК₁₋₃ в пределах Мессояхской гряды (по классификации Ф. Шепарда, 1976)

Содержание цемента в песчано-алевритовых породах не превышает 10-18%, по данным рентгеноструктурного анализа глинистая составляющая в основном представлена хорошо раскристаллизованным каолинитом (до 90%), участками отмечается значительное содержание гидрослюдистых минералов (до 30%) и в меньшей степени хлорита (до 20%) (рисунок 3.3). Согласно анализу минеральных ассоциаций, которые встречаются в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления, можно предположить наличие различных источников сноса, участвующих в формировании продуктивных пластов. При этом исходными материнскими комплексами могли служить магматические породы кислого (циркон, турмалин, апатит) и основного (сфен, рутил, эпидот) состава, а также метаморфические (гранат) породы (Бергер, 1986).

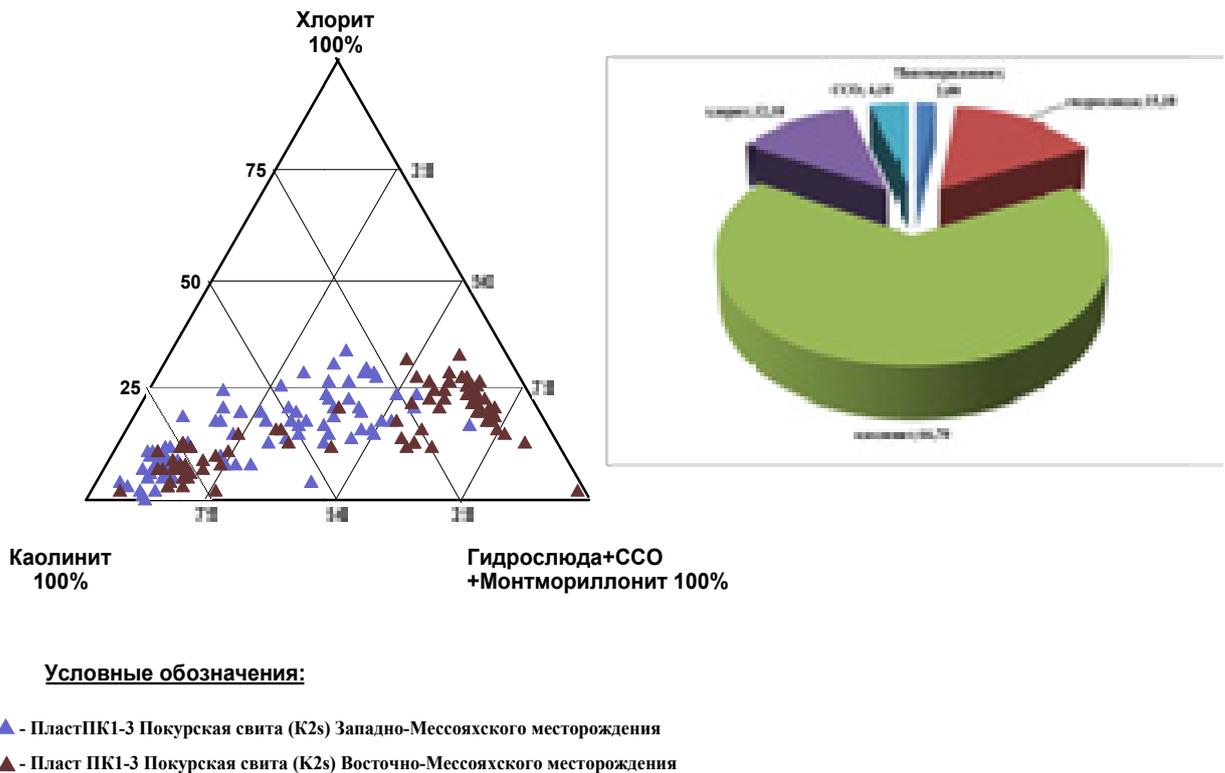
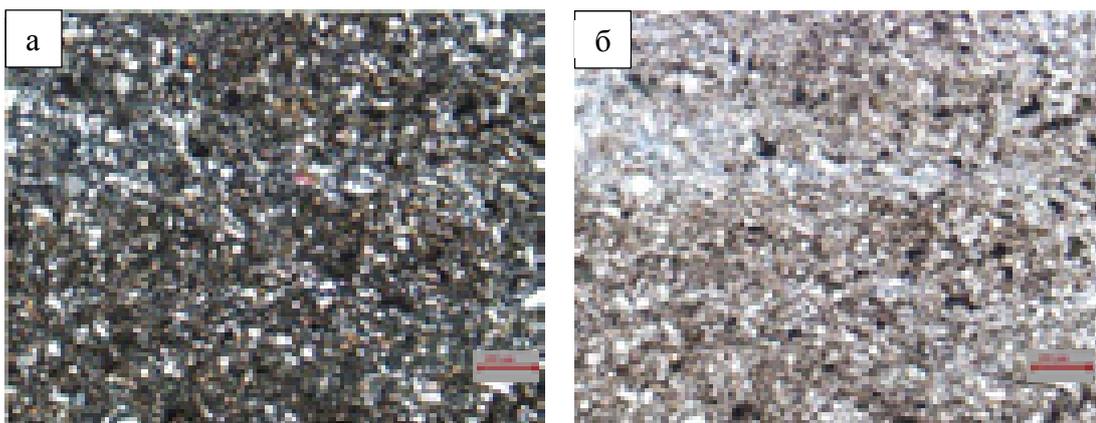


Рис. 3.3 – Распределение (а) и среднее содержание (б) глинистых минералов в составе цемента песчано-алевритовых пород пласта ПК₁₋₃ в пределах Мессояхской гряды по данным рентгеноструктурного анализа

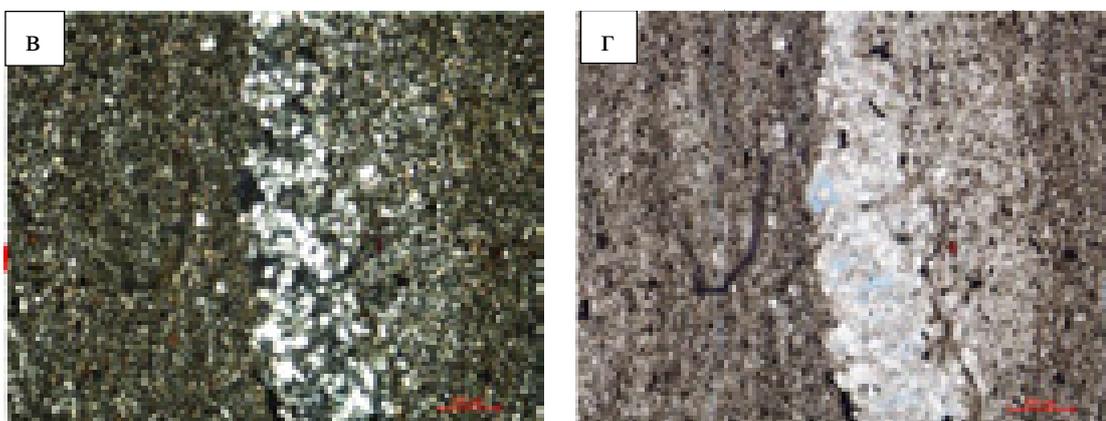
Породы, слагающие природные резервуары Мессояхской зоны нефтегазонакопления, представляют собой непрерывный гранулометрический ряд: глины (фототаблица 3.1) – алевриты (фототаблицы 3.2 – 3.7) – песчаники (фототаблицы 3.8 – 3.15). По пятибальной классификации окатанности (Рухин, Вассоевич, 1961) преобладают полуокатанные и угловатые обломки, совсем редко встречаются окатанные разности. Ниже приводится описание основных литологических разностей, встреченных в разрезах скважин при петрографическом описании.

В верхней части группы пластов ПК₁₋₃ чаще всего отмечено сложное тонкое переслаивание глины алевритовой и алевролита глинистого (фототаблица 3.1 – а, б). Микролинзовидно-слоистая текстура пород обусловлена чередованием линз и прослоев алевритового материала и алевритоглинистого. Размеры обломков в алевритовых прослоях и линзах варьируют в пределах 0,01 – 0,08 мм, с преобладанием диапазона 0,01 – 0,04 мм. Глинистый материал в основном

Фототаблица 3.1.

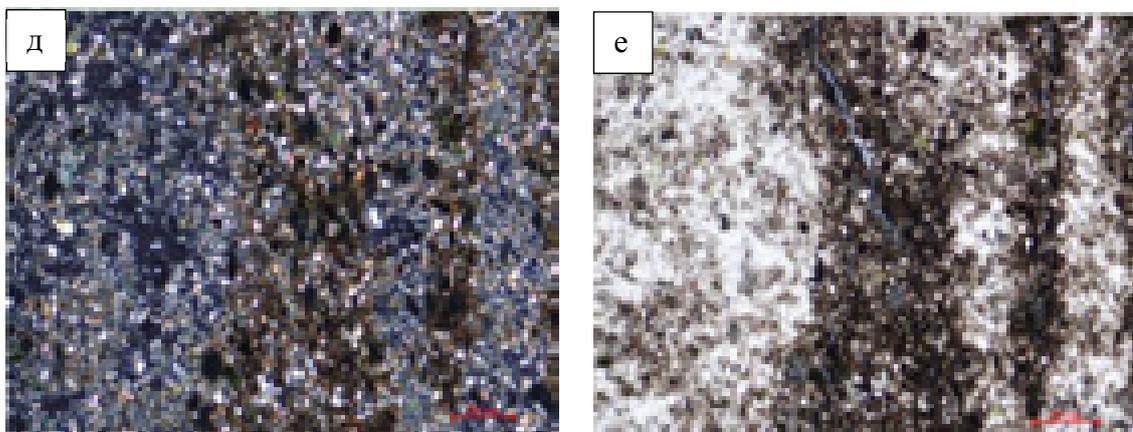
Тонкое переслаивание глины алевроитовой и алевролита глинистого.

Вид: **а** – при скрещенных николях, вид: **б** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина. 833,26 м. Пласт ПК₁₋₃.



Глины с линзами и прослоями алевролита.

Вид: **в** – при скрещенных николях, вид: **г** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 881,44 м. Пласт ПК₁₋₃.



Глина алевроитовая послойно обогащенная органикой.

Вид: **д** – при скрещенных николях, вид: **е** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина. 867,96 м. Пласт ПК₁₋₃.

гидрослюдистого состава с небольшим содержанием монтмориллонита. Органические остатки встречаются в виде рассеянного тонкого удлиённого углистого детрита.

Глина алевритистая с линзами и прослоями алевролитов обогащена органикой (фототаблица 3.1 – в, г, д, е). Текстура линзовиднослоистая, обусловленная наличием линз и прослоев алевролита. Размеры обломков в алевритовых прослоях и линзах изменяются в пределах 0,01–0,125 мм (преобладают: 0,01–0,02 мм и 0,05–0,07 мм). Глинистый материал в основном гидрослюдистого состава с небольшим содержанием монтмориллонита и примесью пелитоморфного сидерита. Органические остатки встречаются в виде многочисленных углистых обрывков или рассеянного углистого детрита. Аутигенные минералы представлены сидеритом, овальными зёрнами глауконита, размером до 0,10 мм и редкими мелкими зёрнами пирита.

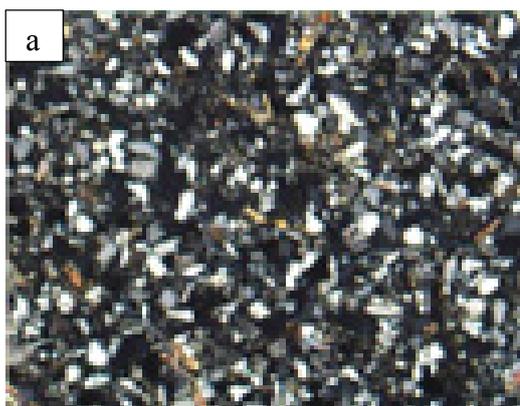
Алевролиты слагающие, как правило, среднюю часть разреза пластов ПК₁₋₃, представлены крупно- и мелкозернистыми разностями.

Алевролиты крупнозернистые песчаные, с глинистым цементом (фототаблица 3.2) характеризуются преимущественно микрослоистой текстурой, обусловленной наличием слойков и линз глинистого материала и однонаправленным расположением удлиённых зёрен. Количество обломочного материала варьирует от 58% до 90%. Размеры обломков от 0,01–0,315 мм, с преобладанием обломков размерами 0,08–0,10 мм и 0,1–0,125 мм. Породообразующими минералами являются кварц и полевые шпаты.

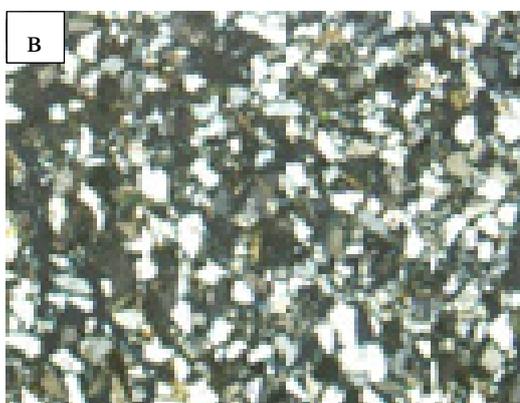
Кварц (71%), чистый, прозрачный, с нормальным и волнистым погасанием, с неровными краями в результате растворения обломков; крайне редко с каёмками регенерации. Полевой шпат представлен плагиоклазом чистым неизменённым или слегка серицитизированным, ортоклазом пелитизированным в различной степени и микроклином. В качестве обломков пород отмечены гидрослюдистые и монтмориллонитовые, глинисто-слюдистые, кремнисто-слюдистые и хлоритовые глины. Слюда присутствует в незначительном количестве, представлена биотитом, подвергнутым лейкоксенизации.

В алевролитах наблюдается преимущественно хорошая степень сортировки обломочного материала, реже средняя. Следует отметить слабую степень окатанности зёрен. Цемент преимущественно поровый с линзовидно-пятнистым распределением, по данным рентгеноструктурного анализа представлен гидрослюдой и смешанослойными образованиями. Отмечаются постседиментационные преобразования, в том числе: глинизация; слабая регенерация кварца; пелитизация полевого шпата, хлоритизация обломков пород, пиритизация. Органические остатки отмечаются в виде прожилков и отдельных обломков углистого материала. Среди аутиген-

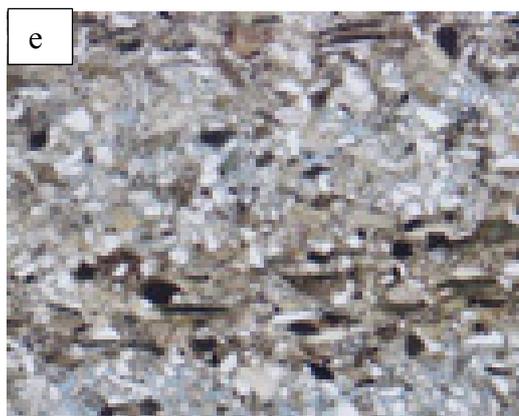
Фототаблица 3.2



Алевролит крупнозернистый, песчаный, с глинистым цементом.
Вид а – при скрещенных николях, вид б – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 825,91 м. Пласт ПК₁₋₃.



Алевролит крупнозернистый, слабо песчанистый, с глинистым цементом.
Вид: в – при скрещенных николях, вид г – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 837,71 м. Пласт ПК₁₋₃.



Алевролит песчаный, с глинистым цементом, микролинзовиднослоистый.
Вид: д – при скрещенных николях, е – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина – 898,00 м.

ных минералов наблюдается пирит (около 4%) в виде рассеянных мелких глобулярных включений размером до 1,5мм и лейкоксен (до 1%). Аксессуарные минералы представлены цирконом, сфеном, гранатом.

Реже встречаются алевролиты крупнозернистые, разнозернистые, песчанистые с карбонатным цементом (фототаблицы 3.3 – 3.4) с пятнисто-линзовидной текстурой, обусловленной неравномерным распределением глинисто-сидеритового материала и наличием слойков обугленного растительного материала. Количество обломочного материала достигает 80%. Размеры обломков варьируют от 0,01–0,315 мм; с преобладанием обломков размером 0,06–0,10 мм. Содержание алевритовой фракции составляет 56%; тонкозернистой песчаной фракции – 44%. Породообразующие минералы: кварц (77%) чистый, с редкими воздушно-пузырьковыми включениями, с нормальным, редко волнистым погасанием, с регенерированными, иногда растворёнными, а иногда с прямолинейными контурами. Каёмки регенерации имеют толщину до 0,01 мм. Полевые шпаты (18,4%) представлены: плагиоклазом, микроклином и ортоклазом. Плагиоклаз частично растворён с образованием внутризерновых изолированных пор и слабо пелитизирован. Ортоклаз пелитизирован, микроклин частично деформирован.

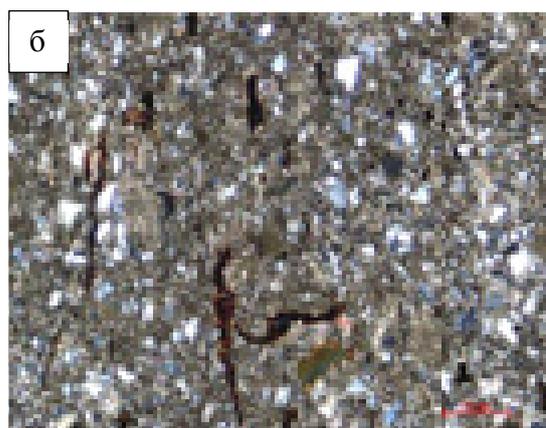
Обломки пород (до 3%) представлены глинистыми, кварцево-слюдистыми и слюдистыми породами, кислыми и средними эффузивами, микрокварцитами. Слюдистые чешуйки мусковита и расщепленного биотита составляют около 2%. Степень сортировки хорошая. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

Цемент преимущественно поровый, преобладает сидерит и доломит, в меньшей степени - кальцит. Из глинистых минералов, по данным рентгеноструктурного анализа, отмечается каолинит, в незначительном количестве хлорит и гидрослюда. Отмечаются постседиментационные преобразования преимущественно карбонатизация, в том числе сидеритизация и доломитизация; лейкоксенизация глинистого материала и некоторых обломков; слабая и редкая регенерация кварца, пелитизация полевых шпатов и пиритизация органических остатков. Органические остатки отмечаются в виде прожилков и отдельных обломков углистого материала образующих прослойки, составляющие 3,5%.

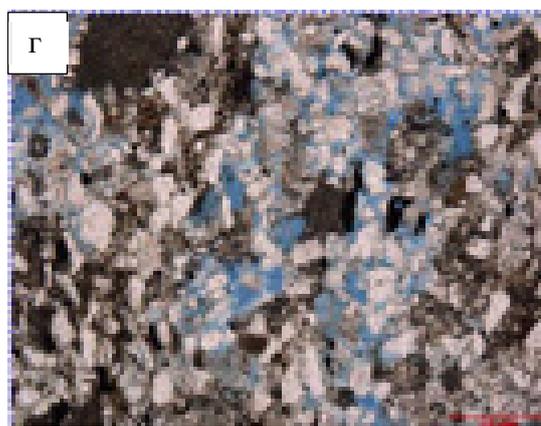
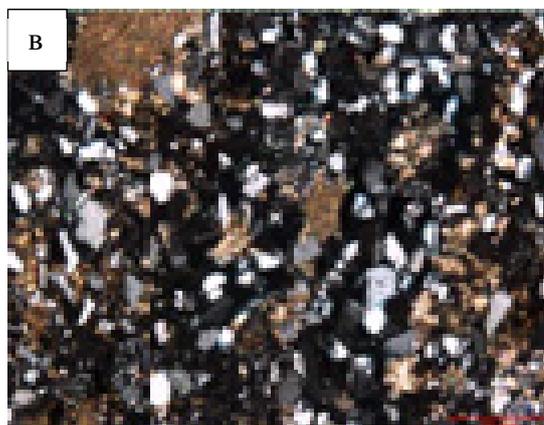
Среди аутигенных минералов отмечается пирит в виде отдельных кристалликов размером до 0,02 мм, лейкоксен. Аксессуарные минералы представлены единичными зёрнами сфена.

Чаще всего в разрезах встречаются алевролиты крупно-мелкозернистые, глинистые, со скоплениями чёрных обугленных и бурых прожилков органического материала (фототаблица 3.5).

Фототаблица 3.3



Алевролит разномерный с базальным карбонатным цементом.
 Вид а – при скрещенных николях, вид б – в проходящем свете, увеличение 40х.
 Глубина 894,88 м. Пласт ПК₁₋₃.

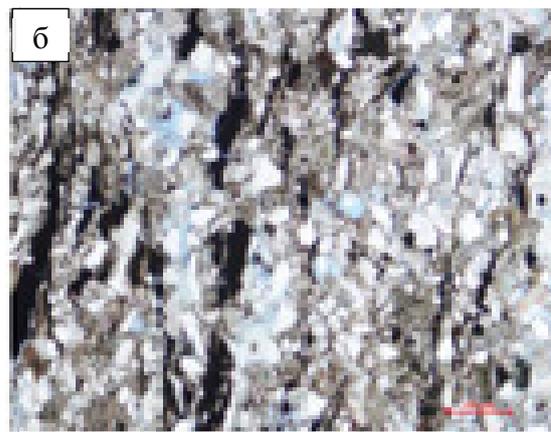


Алевролит крупномерный песчаный, с сидеритовым цементом.
 Вид в – при скрещенных николях, вид г – в проходящем свете, увеличение 100х.
 Глубина 863,81 м. Пласт ПК₁₋₃.

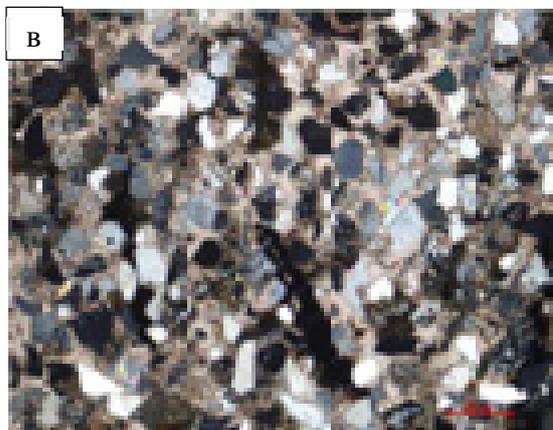


Алевролит крупномерный песчаный аркозовый с карбонатным цементом.
 Вид д – при скрещенных николях, вид е – в проходящем свете, увеличение 40х.
 Глубина 867,35 м. Пласт ПК₁₋₃.

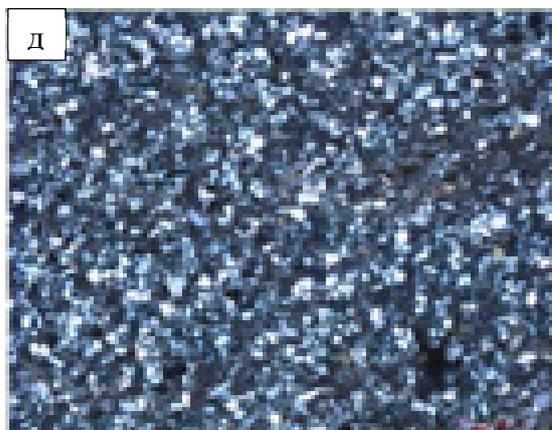
Фототаблица 3.4



Алеврит крупнозернистый линзовидно-слоистый с глинисто-карбонатным цементом. Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 100х. Глубина 863,81 м. Пласт ПК 1-3.



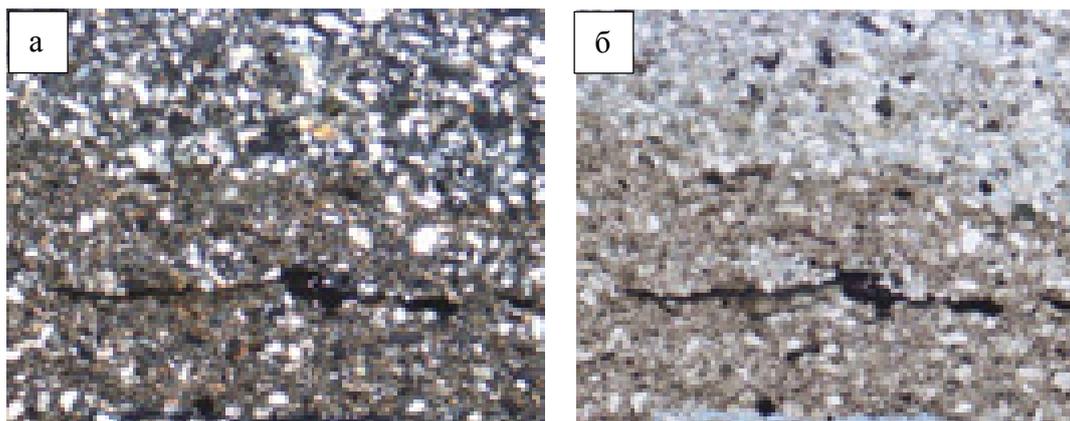
Алеврит крупнозернистый песчаный аркозовый с карбонатным цементом. Вид: **в** - при скрещенных николях, **г** - в проходящем свете, увеличение 100х. Глубина 893,16 м. Пласт ПК 1-3.



Алеврит крупнозернистый песчаный граувакково-аркозовый с глинистым цементом. Вид: **д** - при скрещенных николях, **е** - в проходящем свете, увеличение 40х. Глубина отбора 797,50м. Пласт ПК 1-3.

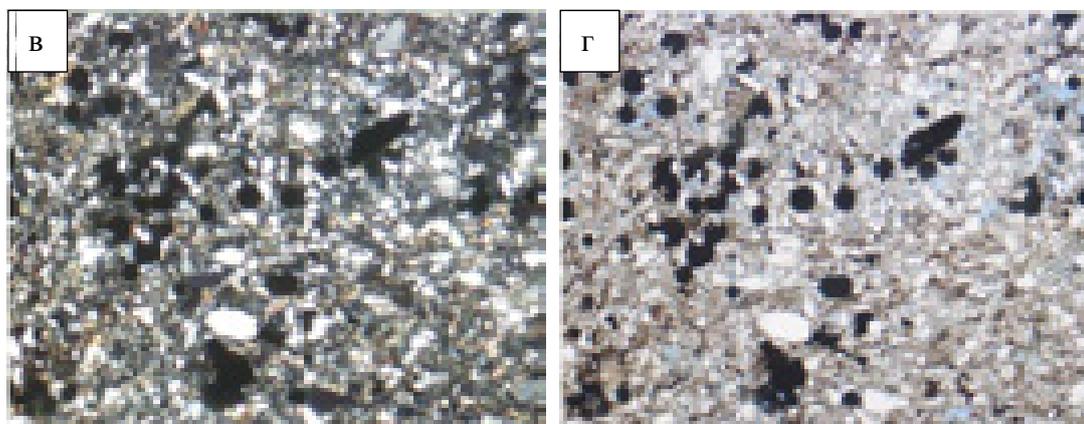
Текстура – микролинзовидно-слоистая, обусловленная наличием слойков и линз разного гранулометрического состава - алевролита глинистого, глины алевроитовой и скоплений в них чёрных обугленных и бурых прожилков органического материала. Количество обломочного материала составляет до 75%, размеры обломков от 0,01–0,5 мм; с преобладанием обломков

Фототаблица 3.5



Алевролит крупно-мелкозернистый, глинистый.

Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 884 м. Пласт ПК₁₋₃.



Алевролит крупно-мелкозернистый с глинистым цементом с глобулями пирита.

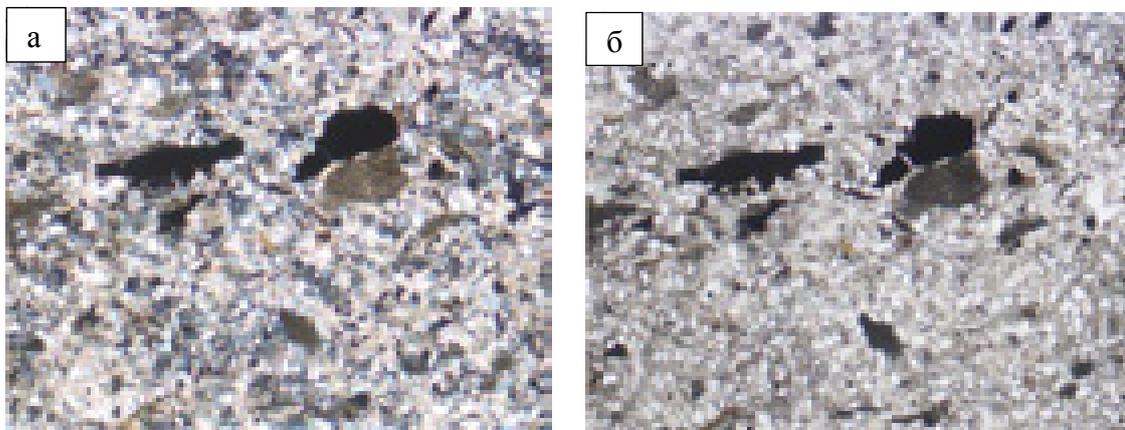
Вид: **в** – при скрещенных николях, **г** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 849,52м, место взятия. Пласт ПК₁₋₃.

размерами 0,08–0,10 мм и 0,1–0,125 мм. Доля песчаной фракции составляет – 45,15%. Породообразующие минералы: кварц чистый, прозрачный, иногда с включением чешуек слюды, полевые шпаты слабо пелитизированы. Обломки пород представлены глинистыми, кремнистыми, углистыми и глинисто-слюдистыми образованиями, границы их не чёткие, сливаются с цементом. Слюда: биотит и мусковит изогнуты, подвержены пластической деформации. Степень сортировки и окатанность обломков плохая.

Основная масса цемента в прослоях и плёнки сложены глинистым материалом, определяемым по рентгеновскому анализу как смешанослойные образования и монтмориллонит. В прослоях встречается глинистый матрикс, который состоит из смеси хлорит-каолинит гидрослюдистого состава. В числе постседиментационных изменений отмечены пелитизация полевых шпатов и пластическая деформация слюды. Прожилки и отдельные куски чёрного углестого материала составляют 0,67%. Среди аутигенных минералов отмечается пирит - отдельные включения, составляющие от 1 до 10%; и лейкоксен до 2%. Акцессорные минералы представлены: эпидотом, гранатом, единично сфеном.

Алевролиты мелкозернистые с базальным карбонатным цементом (фототаблица 3.6) развиты преимущественно в западной части территории исследования. Текстура – микролинзовиднослоистая, обусловленная ориентированными зёрнами. Количество обломочного материала достигает 37%. Размеры обломков изменяются от 0,01–0,08 мм; с преобладанием обломков размерности 0,02–0,03 мм. Породообразующие минералы: кварц; полевые шпаты. Также встреча-

Фототаблица 3.6



Алевролит мелкозернистый с базальным карбонатным цементом.

Вид а – при скрещенных николях, вид б – в проходящем свете, увеличение 40х.

Глубина 856,09 м. Пласт ПК 1-3.

ются обломки кремнистых и глинистых пород; гидратированный, изогнутый и расщепленный мусковит; сидеритизированный биотит. Степень сортировки средняя. Обломки окатанные, полуокатанные, изометричные.

Цемент базальный, представлен преимущественно кальцитом в меньшей степени сидеритом. По данным рентгеноструктурного анализа отмечается присутствие глинистых минералов, в том числе, каолинита и хлорита. Содержание цемента более 50%. В качестве постседи-

ментационных преобразований наблюдается преимущественно карбонатизация. Органические остатки отмечаются редко и присутствуют в виде обломков обугленного растительного материала. Среди аутигенных минералов в виде самостоятельных образований и псевдоморфоз по биотиту отмечается сидерит. Акцессорные минералы не встречены.

В изучаемых разрезах доминируют алевролиты мелкозернистые, глинистые (фототаблица 3.7), с микрослоистой текстурой, обусловленной наличием слойков глинистых и углисто-слюдистых включений. Количество обломочного материала варьирует от 57% до 75%. Размеры обломков изменяются в пределах 0,01–0,315 мм; с преобладанием обломков размерами менее 0,01 и 0,01–0,04 мм. Породообразующие минералы: кварц (до 73%), чистый, прозрачный, иногда с включением чешуек слюды; отмечается слабая его регенерация.

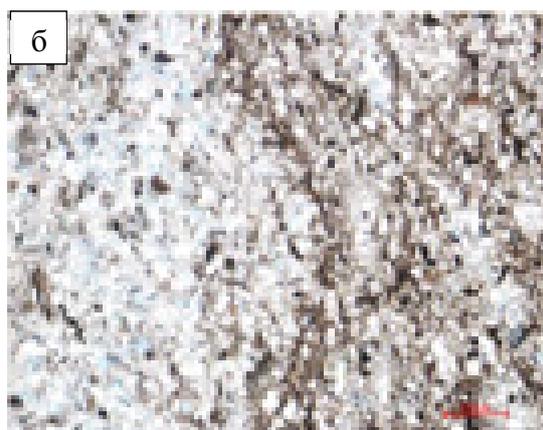
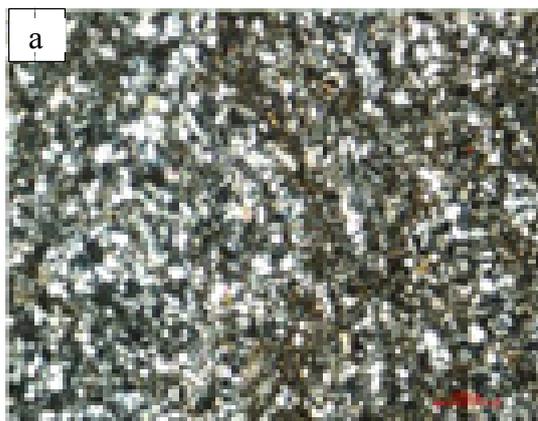
Полевые шпаты (до 11%) слабо пелитизированы. Обломки пород (12,8%) представлены глинистыми и глинисто-слюдистыми образованиями. Слюда (до 3,4%): биотит, изогнут, участками интенсивно сидеритизирован; встречается мусковит, также подверженный пластической деформации. Степень сортировки плохая. Обломки преимущественно полуокатанные, до неокатанных и остроугольных. Цемент поровый, участками пленочный, представлен по данным рентгеноструктурного анализа смешанослойными образованиями и монтмориллонитом.

Отмечаются постседиментационные преобразования, в том числе: лейкоксенизация, сидеритизация, пластическая деформация слюды; слабая регенерация кварца; пелитизация полевых шпатов. Органические остатки отмечаются в виде прожилков и отдельных обломков углистого материала образующих прослойки, составляющие 6,17%. Среди аутигенных минералов отмечается пирит (включения размером до 0,1 мм, составляют 7,67%), сидерит (до 5%). Акцессорные минералы представлены: эпидотом, гранатом, сфеном, цирконом.

Песчаные разности, как правило, слагают нижнюю часть группы пластов ПК₁₋₃ и представлены следующими разновидностями. Песчаники тонкозернистые, слабо алевритистые, полевошпатово-кварцевые, с глинистым цементом (фототаблица 3.8) обнаруживают микрослоистую текстуру, обусловленную однонаправленной ориентировкой удлинённых зерен. Количество обломочного материала составляет 86,5%.

Размеры обломков колеблются от 0,03 до 0,125 мм, с преобладанием обломков, размерами 0,07–0,1 мм. Содержание алевритовой фракции достигает 7%. Породообразующие минералы: кварц (77%) чистый, с редкими воздушно-пузырьковыми включениями, с нормальным, редко зональным погасанием, с регенерированными, иногда растворёнными контурами и полевой

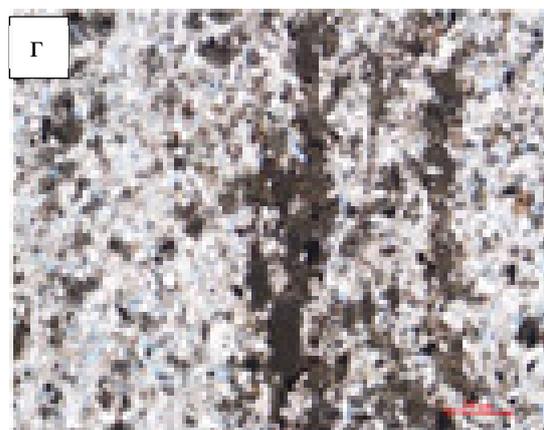
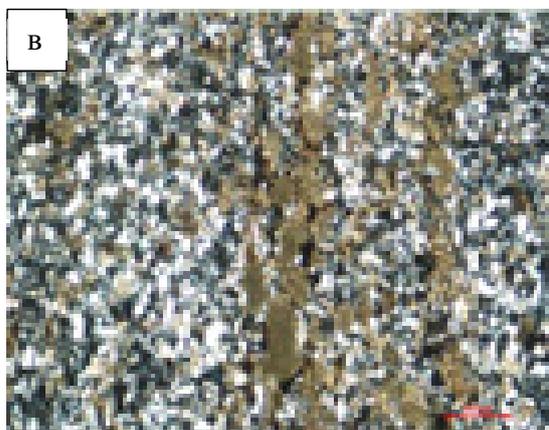
Фототаблица 3.7



Алевролит мелкозернистый, глинистый слоистый.

Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 40х.

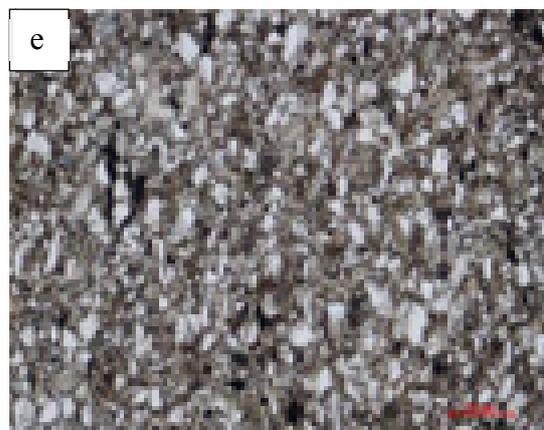
Глубина 867,75м. Пласт ПК₁₋₃.



Алевролит мелкозернистый, глинистый, слоистый, с включением сидерита.

Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 40х.

Глубина 869,57м. Пласт ПК₁₋₃.



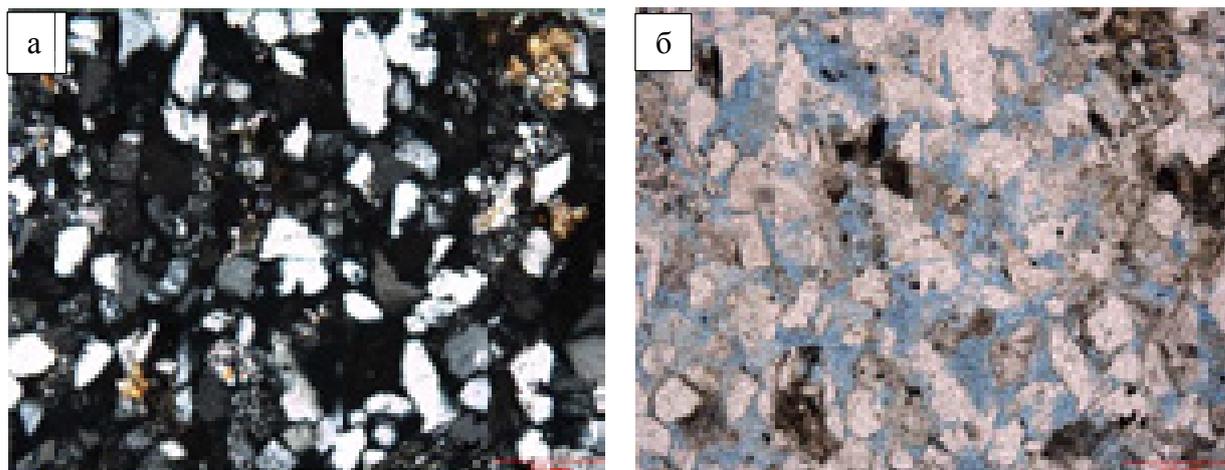
Алевролит разнозернистый глинистый слабо слюдистый.

Вид: **д** - при скрещенных николях, **е** - в проходящем свете, увеличение 40х.

Глубина 883,22 м. Пласт ПК₁₋₃.

шпат (14,3%) частично растворённый, относительно чистый, слабо изменённый, представленный микроклином, плагиоклазом и ортоклазом. Плагиоклаз частично растворён и слабо пелитизирован, участками деформирован, с нарушением двойниковой структуры. Отмечается микроклин с признаками деформации. Обломки пород (7,1%) представлены глинистыми, кварцево-слюдистыми породами, кислыми и средними эффузивами, микрокварцитами. Слюда (1,6%),

Фототаблица 3.8



Песчаник тонкозернистый, слабо алевритистый, полевошпатово-кварцевый, с глинистым, цементом. Вид: а – при скрещенных николях, б – в проходящем свете, увеличение 100х. Глубина 849,46 м. Пласт ПК₁₋₃.

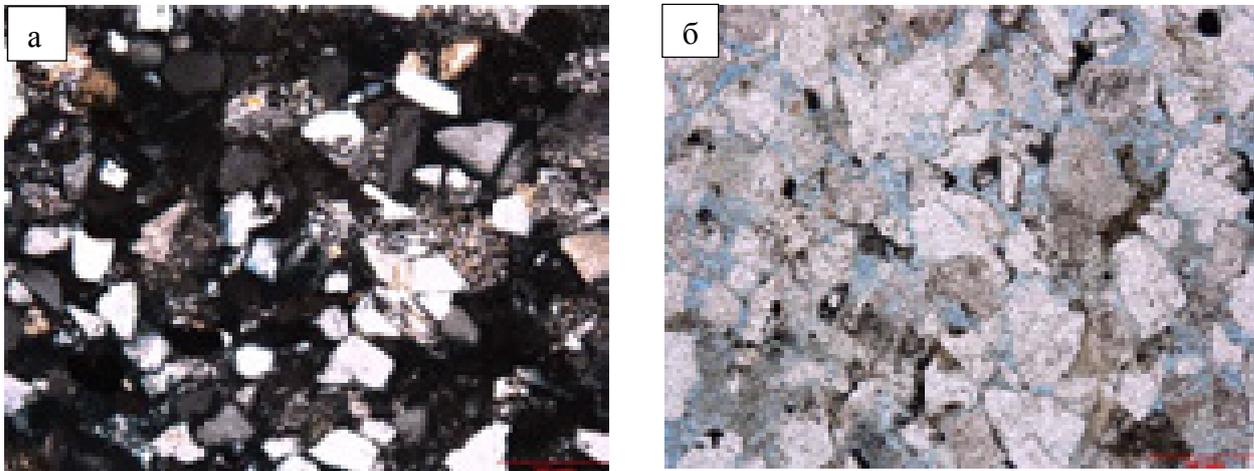
представлена биотитом, расщеплённым, гидратированным, часто изогнутым. Степень сортировки хорошая. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

Цемент поровый, по данным рентгеноструктурного анализа его состав преимущественно каолинитовый. Участками встречается гидрослюда, в отдельных порах наблюдается сидерит. Среди постседиментационных преобразований отмечается гидратация слюд; растворение, стрессовая деформация и слабая пелитизация полевых шпатов; слабая и редкая регенерация и растворение кварца. Органические остатки не встречены. Аутигенные минералы: лейкоксен, сидерит в виде самостоятельных образований и псевдоморфоз по биотиту. Акцессорные минералы: циркон, сфен, турмалин, составляют 0,8 %.

Песчаники тонко-мелкозернистые, алевритистые, полевошпат-кварцевые, с глинистым цементом (фототаблица 3.9) встречаются в основании группы пластов ПК₁₋₃. Текстура пород слабо выраженная, микрослоистая, обусловлена однонаправленной ориентировкой удлинённых зерен. Количество обломочного материала достигает 70%. Размеры обломков изменяются

от 0,02–0,20 мм, с преобладанием обломков размером 0,08–0,1 мм и 0,1–0,125 мм. Содержание алевритовой фракции достигает 15%.

Фототаблица 3.9



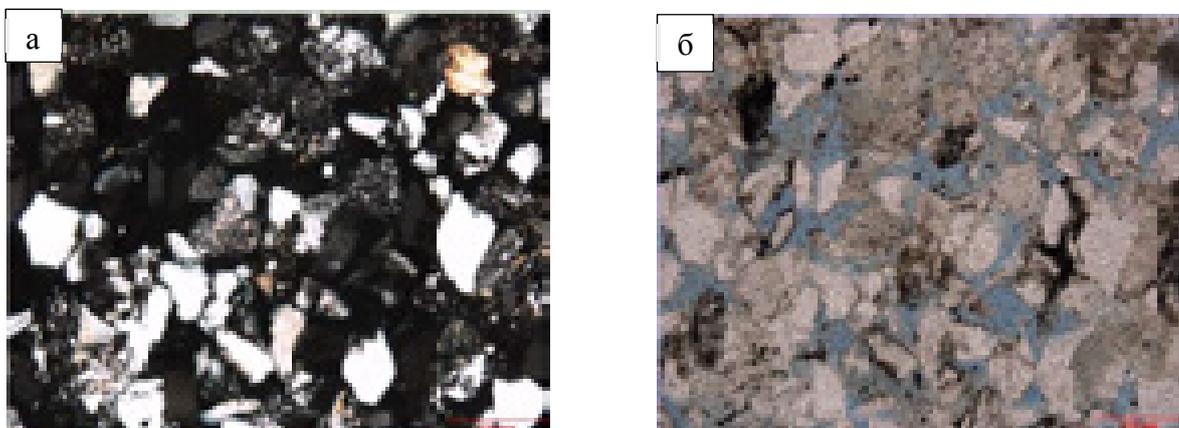
Песчаник тонко- мелкозернистый, алевритистый, полевошпат-кварцевый, с глинистым цементом. Вид: а – при скрещенных николях, б – в проходящем свете, увеличение 100х. Глубина 903,00 м. Пласт ПК₁₋₃.

пузырьковыми включениями, с нормальным, редко зональным погасанием, с регенерацией единичных зерен. Плагиоклаз участками средне и слабо пелитизирован, со следами частичного растворения и деформации. Микроклин и ортоклаз нередко имеют пертитовое строение, ортоклаз в разной степени пелитизирован. Общее содержание полевых шпатов – 22,1%. Обломки пород (8,4%); представлены глинистыми, кремнистыми и кварцево-сланцевыми породами, кислыми и средними эффузивами, сланцами, микрокварцитами. Слюда: отмечено единичное зерно мусковита гидратированное, изогнутое, расщеплённое. Степень сортировки средняя. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

Цемент порово-плёночный с неравномерным распределением в породе. В поровом пространстве преобладает каолинит мелкочешуйчатый. Отмечаются незначительное количество гидрослюды и единичные зерна доломита. В качестве постседиментационных преобразований отмечается лейкоксенизация, регенерация кварца; растворение, деформация и пелитизация полевых шпатов; гидратация, пластическая деформация и расщепление зерен слюды. Органические остатки в виде единичных обломков размером до 0,2 мм. Среди аутигенных минералов отмечается наличие лейкоксена и доломита. Акцессорные минералы представлены сфеном, гранатом, апатитом.

Редко встречаются песчаники тонко-мелкозернистые, кварцевые, с карбонатно-глинистым цементом (фототаблица 3.10) массивной текстуры. Количество обломочного материала в породе достигает 82,8%.

Фототаблица 3.10



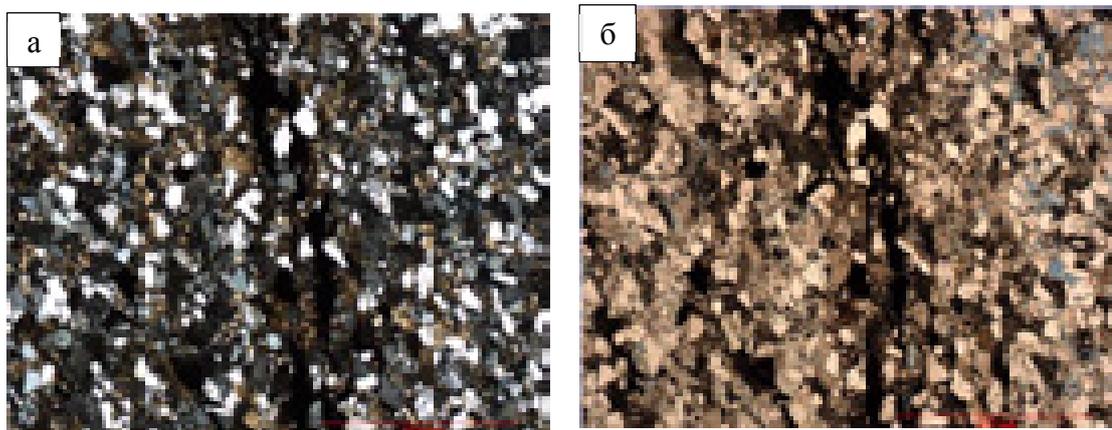
Песчаник тонко-мелкозернистый, кварцевый, с карбонатно-глинистым цементом. Вид: а – при скрещенных николях, б – в проходящем свете, увеличение 100х. Глубина 892,07 м. Пласт ПК₁₋₃.

Размеры обломков варьируют от 0,05 до 0,2 мм, с преобладанием 0,1–0,125 мм. Породообразующие минералы: кварц (65,5%) чистый, с редкими воздушно-пузырьковыми включениями, с нормальным, редко волнистым погасанием. Полевые шпаты представлены: плагиоклазом слабо пелитизированным, микроклином и ортоклазом. Обломки пород (9,2%) представлены глинистыми, кварцево-сланцевыми и сланцевыми породами, кислыми и средними эффузивами, микрокварцитами. Слюда (2,3%): мусковит гидратированный, изогнутый, расщеплённый, биотит, часто замещённый лейкоксеном. Степень сортировки хорошая. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

Цемент поровый. Состав цемента по данным рентгеноструктурного анализа преимущественно каолиновый, в меньшей степени гидрослюдистый с небольшим содержанием хлорида. В небольшом количестве присутствуют карбонаты, в том числе: доломит (4,3%); кальцит (0,3%) и сидерит (0,4%). Постседиментационные преобразования: сидеритизация и доломитизация; лейкоксенизация глинистого материала. Органические остатки не обнаружены. Среди аутигенных минералов отмечается лейкоксен, сидерит и доломит, регенерационный кварц. Акцессорные минералы: сфен, гранат, циркон.

Песчаники тонко-мелкозернистые, алевритистые, полевошпат-кварцевые, с карбонатным цементом (фототаблица 3.11) и микрослоистой текстурой, обусловленной намывами сидерита и прожилками обугленного, частично пиритизированного растительного материала.

Фототаблица 3.11



Песчаник тонко-мелкозернистый, алевритистый, полевошпат-кварцевый, с карбонатным цементом.

Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 100х.
Глубина 872,610 м. Пласт ПК₁₋₃.

Количество обломочного материала – 77,4%. Размеры обломков изменяются в пределах от 0,02 до 0,125 мм, с преобладанием размеров 0,08–0,1 мм. Содержание алевритовой фракции достигает в среднем 10%.

Породообразующие минералы представлены в основном кварцем и полевыми шпатами. Кварц (до 72%) чистый, с редкими воздушно-пузырьковыми включениями, с нормальным, редко волнистым погасанием. Полевые шпаты представлены: плагиоклазом, слабо пелитизированным, с частично растворёнными и деформированными зёрнами, микроклином и ортоклазом. Общее содержание полевых шпатов – 19,4%. Обломки пород (8,2%) представлены глинистыми, кварцево-сланцевыми и сланцевыми породами, кислыми и средними эффузивами, микрокварцитами. Слюда (1%) – мусковит и биотит расщеплённый, гидратированный, изогнутый, расщеплённый, часто замещён лейкоксеном. Степень сортировки хорошая. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

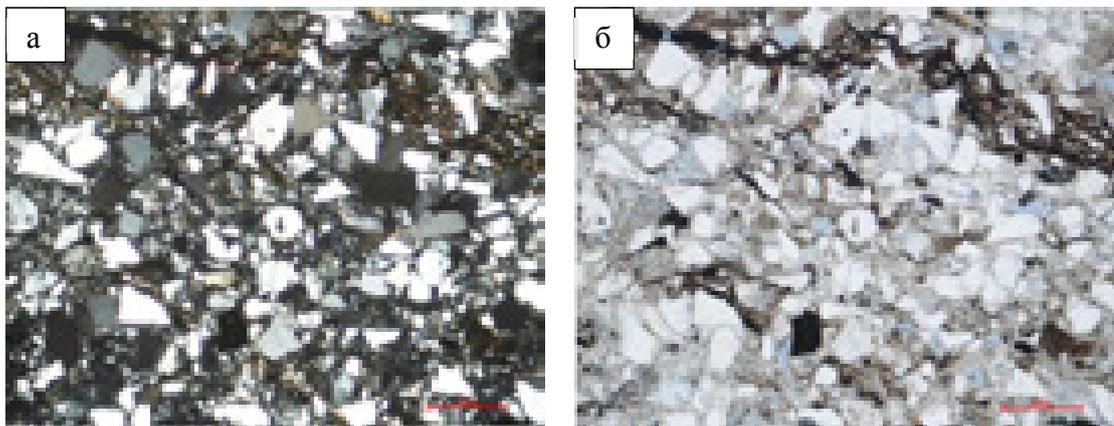
Цемент поровый. Состав цемента: преимущественно сидеритовый. Из глинистых минералов, по данным рентгеноструктурного анализа в цементе присутствует каолинит, незначительное количество хлорита и гидрослюды.

Постседиментационные преобразования: сидеритизация и доломитизация; лейкоксенизация глинистого материала. Органические остатки в виде прожилковых включений и отдельных обломков размером до 0,2 мм в целом составляют 0,6%. Среди аутигенных минералов отмечается лейкоксен, сидерит и доломит. Акцессорные минералы: единичное зерно сфена.

Песчаники мелкозернистые алевритовые доминируют в разрезах изученного комплекса пород и представлены кварцевыми и аркозовыми разновидностями, часто с глинистым цементом, (фототаблица 3.12 – 3.13). Текстура в породах микролинзовиднослоистая, обусловленная наличием слойков и линз глинистого материала, однонаправленно ориентированных зерен слюды и прожилков углистого материала. Количество обломочного материала составляет 89,7%. Размеры обломков изменяются в пределах от 0,01 до 0,25 мм, с преобладанием обломков размером менее 0,01 и 0,1–0,125 мм.

Породообразующие минералы: кварц (67,2%) чистый, прозрачный, с нормальным, волнистым и веерным погасанием и полевые шпаты (17,7%) слабо и средне

Фототаблица 3.12



Песчаник мелкозернистый алевритовый аркозовый с глинистым цементом. Вид: а – при скрещенных николях, б – в проходящем свете, увеличение 40х. Глубина. 882,88м. Пласт ПК₁₋₃.

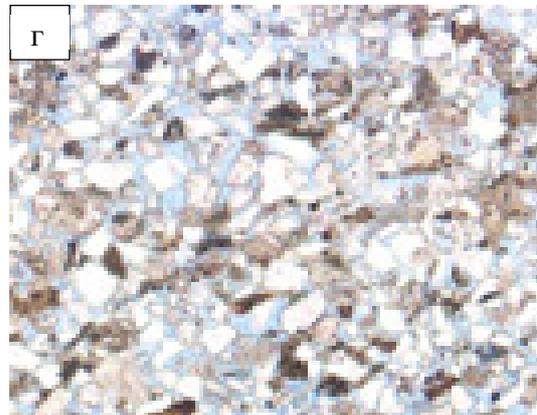
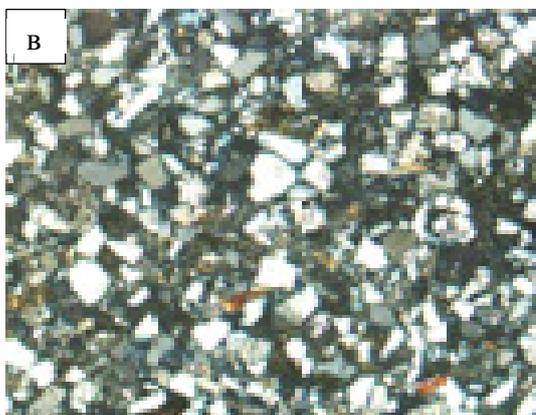
пелитизированы. Обломки пород (13,4%) представлены кварцитами, глинистыми, кремнистыми и глинисто-сланцевыми образованиями, кислыми эффузивами. Слюда (1,7%): биотит и мусковит изогнуты, подвержены пластической деформации. Степень сортировки плохая. Обломки полуокатанные, неокатанные и остроугольные.

Цемент порово-плёночный, распределён неравномерно. По данным рентгеноструктурного анализа состав цемента гидрослюдисто-хлоритовый с присутствием монтмориллонита и смешаннослойных образований. Постседиментационные преобразования: пелитизация полевых шпатов, пластическая деформация биотита, единично регенерация кварца. Органические остатки в виде единичных обломков. Среди аутигенных минералов отмечается лейкоксен. Акцессорные минералы: сфен, гранат.

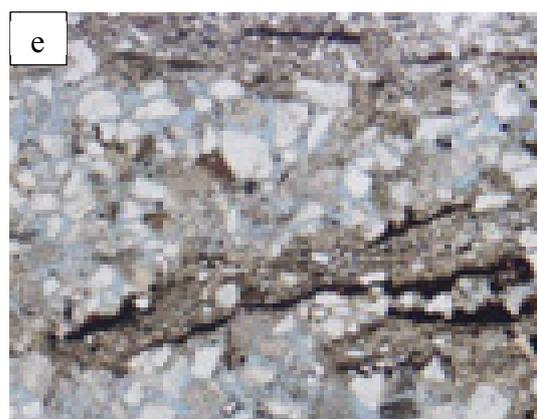
Фототаблица 3.13



Песчаник мелкозернистый, алевритовый кварцевый, с глинистым цементом.
 Вид: **а, б** – в проходящем свете, увеличение 100х.
 Глубина 933 м. Пласт ПК₁₋₃



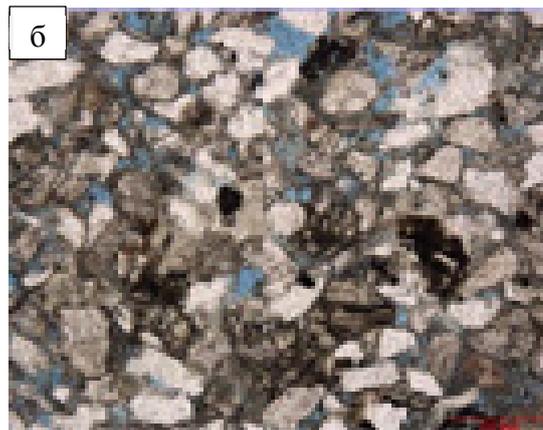
Песчаник мелкозернистый, алевритовый, полевошпатово-кварцевый с глинистым цементом. Вид: **в** – при скрещенных николях, **г** – в проходящем свете, увеличение 40х. Глубина 842,76 м. Пласт ПК₁₋₃.



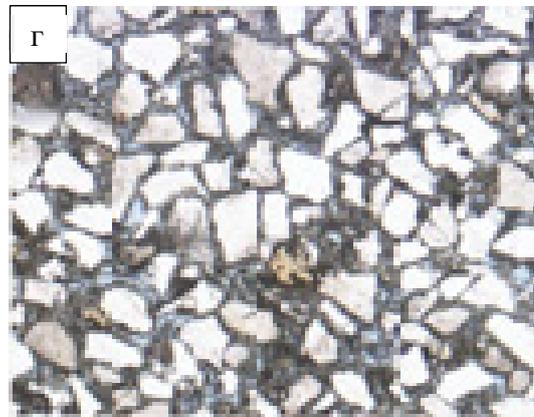
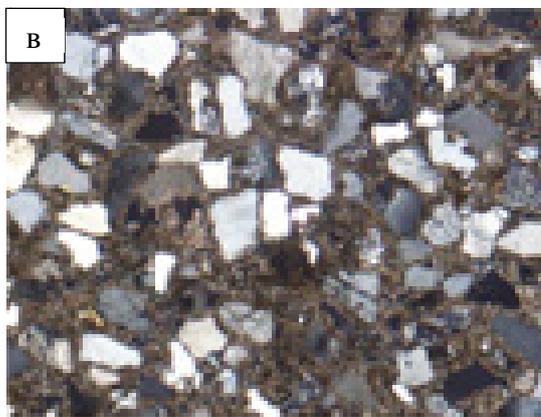
Песчаник мелкозернистый, алевритовый, мезомиктовый, кварцевый с глинистым цементом.
 Вид: **д** – при скрещенных николях, **е** - в проходящем свете, увеличение 40х.
 Глубина 929,30 м. ПК₁₋₃.

Реже в разрезах присутствуют песчаники мелкозернистые полевошпат-кварцевые, с карбонатным цементом (фототаблица 3.14). Текстура микрослоистая, обусловленная наличием сидеритовых слоев и прожилков обугленного, частично пиритизированного растительного материала. Количество обломочного материала достигает 58%.

Фототаблица 3.14



Песчаник мелкозернистый, полевошпатово-кварцевый, с карбонатным цементом.
Вид: **а** – при скрещенных николях, **б** – в проходящем свете, увеличение 100х.
Глубина 884,00 м. Пласт ПК₁₋₃.



Песчаник мелкозернистый, полевошпатово-кварцевый, с сидеритовым цементом.
Вид: **в** – при скрещенных николях, **г** – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 935,46м.

Размеры обломков изменяются от 0,05 до 0,3 мм; с преобладанием обломков размерами 0,16–0,20 мм. Породообразующие минералы кварц и полевые шпаты. Кварц (88,8%) чистый, с редкими воздушно-пузырьковыми включениями, с нормальным, редко волнистым погасанием.

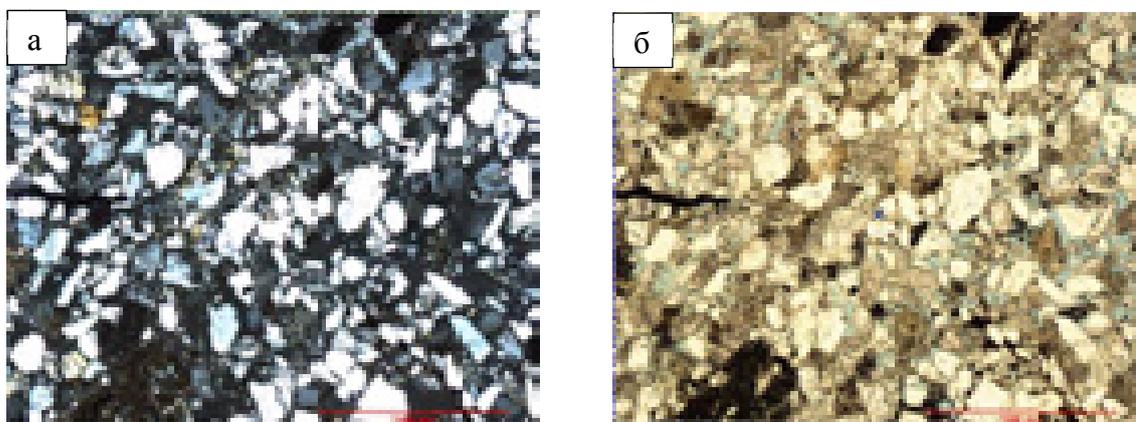
Полевые шпаты представлены плагиоклазом, слабо пелитизированным, микроклином и ортоклазом. Обломки пород (4,5%) представлены глинистыми, кварцево-слюдистыми и слюдистыми породами, кислыми и средними эффузивами, микрокварцитами. Слюда (0,4) - муско-

вит и биотит расщеплённый, гидратированный, изогнутый, расщеплённый, часто замещён лейкоксеном. Степень сортировки хорошая. Обломки остроугольные, полуокатанные и неокатанные.

Цемент базальный. Представлен преимущественно сидеритом. По данным рентгеноструктурного анализа из глинистых минералов в цементе присутствует каолинит, в небольшом количестве - хлорит и гидрослюда. Постседиментационные преобразования: сидеритизация и доломитизация; лейкоксенизация глинистого материала, пиритизация. Органические остатки в виде прожилковых толщиной до 0,07 мм и включений, составляют 0,7%. Среди аутигенных минералов отмечается лейкоксен, сидерит, кальцит и доломит, пирит. Акцессорные минералы: фен, циркон, турмалин.

Крайне редко встречаются песчаники средне-мелкозернистые, с глинистым цементом, (фототаблица 3.15) и микрослоистой текстурой, обусловленной наличием однонаправленно ориентированных удлинённых минеральных зерен и прожилков углистого материала.

Фототаблица 3.15



*Песчаник средне-мелкозернистый, граувакково-аркозовый, с глинистым цементом.
Вид: а – при скрещенных николях, б – в проходящем свете, увеличение 40х.
Глубина 829,50 м. Пласт ПК₁₋₃.*

Количество обломочного материала составляет 76,9%. Размеры обломков колеблются в пределах от 0,05 до 0,35 мм, с преобладанием обломков размерами 0,2–0,25 мм. Содержание алевритовой фракции менее 5%. Породообразующие минералы: кварц (56,6%) чистый, иногда замутнённый пелитоморфным материалом или газово-жидкими включениями, с нормальным или волнистым погасанием и полевои шпат (31,3%), пелитизированный в разной степени. В

качестве обломков пород встречены кислые эффузивы и кремнистые образования (11,1%). Слюда (1,1%) представлена биотитом и мусковитом.

Цемент плёночно-поровый, по данным рентгеноструктурного анализа преимущественно каолинитовый с содержанием хлорита и гидрослюда. Постседиментационные преобразования: хлоритизация, лейкоксенизация, сидеритизация биотита; пелитизация полевого шпата. Органические остатки встречены в виде обугленных растительных обломков размером до 0,6 мм. Среди аутигенных минералов отмечается хлорит и единичные зерна пирита размером до 0,1 мм. Акцессорные минералы: Эпидот, гранат, турмалин, сфен.

3.3. Литогенетические типы и фации позднесеноманской эпохи седиментации

Важнейшей задачей при построении трехмерных геологических моделей в ее прикладном значении является изучение процесса седиментогенеза во времени и пространстве в целях успешного прогнозирования размеров и форм природных резервуаров нефти и газа. Основой для палеоседиментологического моделирования служат представления о том, что морфология и фильтрационно-емкостные параметры природных резервуаров в значительной степени предопределены физико-географическими обстановками древних сред седиментации, тесно связанными с тектоническим планом территории в ту или иную геологическую эпоху, а также направленностью и интенсивностью вторичных преобразований пород (Чернова, 2008).

Проблема идентификации и ранжирования обстановок осадконакопления и слагающих их фациальных комплексов на протяжении многих десятилетий рассматривалась в многочисленных опубликованных работах многих авторов (Шрок, 1950; Жемчужников, 1958; Ботвинкина, 1957, 1962; Крашенинников, 1971; Михайлова, 1973; Казанский, 1976, 1982; Бруссард, 1979; Рейнек, Сингх, 1981; Хеллем, 1983; Гроссгейм и др., 1984; Фролов, 1984; Македонов, 1985; Селли, 1989, 2000; Рединг, 1990; Walker, Noel, 1992; Алексеев, 2002, 2007; Цейслер, 2004; Тимофеев, 2006; Чернова, 2008; Кузнецов, 2012 и др.).

Исследованиями данных авторов установлен ряд условий, значительно влияющих на формирование и размещение залежей углеводородов в осадочном пространстве. Большинство авторов наиболее важная роль отведена геоморфологическому, литолого-

стратиграфическому и палеогеографическому факторам, определяющим все базовые характеристики конечного продукта системы осадконакопления.

Поэтому основой палеоседиментологического моделирования в названном аспекте являются исследования седиментологические, позволяющие выявлять и изучать разно-ранговые осадочные элементы природных терригенных систем, формирующиеся в результате определенных природных процессов.

Для обоснования условий формирования изучаемой толщи (песчано-алевритовых пластов ПК₁₋₃ покурской свиты) в проведенных литологических исследованиях акцент делался на изучение комплекса генетических признаков пород. Анализ и синтез генетических признаков лежит в основе методики детального комплексного литологического и фациально-циклического изучения осадочных толщ. В качестве первичных генетических признаков рассмотрены: *цвет породы; минеральный состав; структура; текстура; цемент; характер границ между слоями; ритмичность; остатки флоры и фауны; форма залегания; контакты и переходы*. Так как каждый отдельно взятый признак может встречаться в разных фациальных комплексах, определяющим являлось комплексное сочетание признаков (Ботвинкина, 1965, Ботвинкина, Алексеев, 1991).

Литолого-седиментологические исследования включали послойное макро- и микроскопическое изучение и описание керн скважин. Внимание акцентировалось на текстурных и структурных особенностях пород, взаимоотношениях и последовательности смены текстур, на следах жизнедеятельности, межслоевых контактах. Это дало возможность провести литолого-фациальный анализ изученного разреза, установить определенные типы обстановок и проследив закономерности их смены по разрезу; выполнить детальные реконструкции палеогеографических обстановок для района исследования.

Под *обстановкой седиментации* понимается древний ландшафт, включающий в себя физико-химические условия формирования осадка, характерные для области сноса, области седиментации и области отложения, овеществленный в осадочной горной породе. Под *фацией* - конечный (конкретный) продукт определенного геологического процесса, действующего на определенной территории, обладающей присущими ей геоморфологическими особенностями, т. е. реальное геологическое тело, с трехмерными характеристиками, отложенное в пространстве аккумуляции в определенное геологическое время. Под *литогенетическим типом* осадка понимается литологический тип породы, обладающий совокупностью генетических призна-

ков, обусловленных процессом ее формирования и отличающих ее от других породных комплексов (Ботвинкина, 1957, 1962).

В разрезе и по площади фации закономерно сменяют друг друга, образуя типичные (устойчивые) фациальные ассоциации. Ассоциаций фаций сгруппированы на основе седиментационных моделей, с учетом характерных форм ПС, ГК, значений α ПС, расчлененности и коэффициента песчаности. Фации объединяются в группы ввиду меньшей разрешающей способности ГИС по сравнению с керном. Ассоциации фаций, выделенные в скважинах с керном, в дальнейшем диагностируются по данным ГИС в скважинах без керна.

С учетом закономерностей смены фаций по вертикали и латерали определялись условия формирования продуктивных пластов, размеры и местоположения песчаных и глинистых тел в разрезах нижнего среднего и верхнего интервалов, представленных различными литологическими пачками пород продуктивной верхнепокурской толщи.

В изученных по керну литологических последовательностях, характеризующих разрез продуктивной толщи группы пластов ПК₁₋₃, проведенными исследованиями условно выделено с учетом различий в текстурных и структурных особенностях пород 12 литогенетических типов, характеризующих 9 основных фациальных комплексов, принадлежащих к трем макрофациальным обстановкам седиментации (таблица 3.1).

С учетом выделенных фаций и ассоциаций фаций, закономерностей их смены по вертикали и по площади были выявлены теоретические представления об условиях формирования объекта исследования (группы пластов ПК₁₋₃), определялись формы, размеры и местоположения песчаных и глинистых тел как по вертикали (геологические профили), так и по площади (концептуальные карты ассоциаций фаций). В целом для интервала ПК₁₋₃ характерен тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу и увеличение влияния моря к кровле интервала. Описание приводится по выделенным интервалам.

3.3.1. Нижний интервал группы пластов ПК₁₋₃

(Нижняя песчаная часть разреза)

Нижний интервал описанного разреза отвечает условиям формирования дельтового комплекса с превалированием флювиальных процессов. Интервал по данным исследования

Таблица 3.1 – Литогенетические типы и фации, выделенные в отложениях группы пластов ПК₁₋₃

Объект	Обстановки осадко-накопления	Фации	Биостратиграфическая характеристика	Литогенетические типы
Газалинская пачка	Мелководный шельф	Относительное морское глубокowodье	<p>Фораминиферы из зоны <i>Trochammina wetteri</i>, <i>Trochammina subbotinae</i>. Комплекс диноцист, характеризующийся большим таксономическим разнообразием микрофитопланктона. В спектре доминируют диноцисты удовлетворительной сохранности и бедным таксономическим составом. Присутствуют единичные обломки растительного детрита. Палинодебриса мало.</p>	<p>Глины алевролитистые, с массивной текстурой, с раковинным детритом, ихтиодетритом, следами биотурбации (фототаблица 3.26; 3.27)</p>
Средний + верхний интервал группы пластов ПК ₁₋₃	Приливо-отливный комплекс отложений	Приливо-отливные отмели (рисунки 3.25, 3.26, 3.28)	<p>Невысокая насыщенность палиноморфами неудовлетворительной сохранности. Морской микрофитопланктон встречен в малом количестве. Агглютинирующие фораминиферы: <i>Trochammina subbotinae</i>, <i>Zaspeleva</i>, <i>Trochammina sp.</i>, <i>Ammodiscus sp.</i> Много морского микрофитопланктона. Присутствует разрушенное органическое вещество, обломки палинодебриса и углистые частицы</p>	<p>Алевролиты и глины с линзовидно-слоистой текстурой, подчеркнутой тонкими линзами песчано-алевролитового материала, с текстурами деформаций, со следами углефицированных корней (рисунок 3.27, фототаблица 3.24)</p>
			<p>Песчаники мелкозернистые с линзовидно-волнистой, разнообразной волнистой слоистостью, подчеркнутой тонкими слоями глинистого алевролита или мелкого растительного детрита (фототаблица 3.22)</p>	
			<p>Сложное переслаивание глин, глинистых алевролитов, алевролитовых песчаников с тонкими прослоями углей, с прослоями карбонатного цемента с признаками биотурбации <i>Cylindrichnus</i>, <i>Arenicolites</i> и следами деформации, с преимущественно линзовидной, линзовидно-волнистой слоистостью (фототаблица 3.23)</p>	

		Приливные гряды (рисунок 3.25)		Песчаники мелко- тонкозернистые, с мелкой косою слоистостью с признаками ряби течения (восходящая, разнонаправленная), слоистость подчеркнута слойками углисто-слюдисто-глинистого материала, сцементированы кальцитом (фототаблица 3.25)
		Прибрежные бары и береговые намывные косы		Песчаники мелко- тонкозернистые, с разнообразной слоистостью: прерывистой флазерной, косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, с S-образной косоволнистой с признаками ряби течения (восходящая, разнонаправленная), подчеркнутой слойками углисто-слюдисто-глинистого материала (фототаблица 3.21)
Нижний интервал группы пластов ПК ₁₋₃	Дельтовый комплекс отложений	Дельтовые распределительные каналы (рисунок 3.5)	Палиноморфы средней сохранности, с множеством рваных и смятых пыльцевых зерен и спор. Органическое вещество представлено обломками растительного детрита, с присутствием минеральных кристаллов и мелких обломков органического происхождения.	Песчаники мелко- тонкозернистые с массивной текстурой, с включением глинистых и сидеритовых обломков, с биотурбацией типа <i>Cylindrichnus</i> , <i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> (фототаблица 3.16)
		Передовая часть дельты		Песчаники с включениями обломков алевролитов («псевдоконгломераты»), образованные не окатанными, «плавающими» обломками алевролита в песчаном матриксе (фототаблица 3.17)
		Междельтовые заливы (рисунок 3.20)		Алевролиты горизонтально-слоистые с линзами песчаника тонкозернистого основания дельтовых протоков (фототаблица 3.18)
				Песчаники тонко- мелкозернистые, с отчетливой серийной разнонаправленной крупной пологой косою слоистостью, со слоистостью веерного типа (фототаблица 3.19)
				Глинистые алевролиты с мелко- масштабными прослоями тонкозернистых песчаников, с горизонтальной, волнистой слоистостью, со следами деформаций, с биотурбацией корневыми остатками (фототаблица 3.20)

		Приморские болота (марши)	Органическое вещество представлено в основном обломками обугленного растительного детрита. Преобладают споры сфагновых мхов и папоротникообразных. Значительно участие в палиноспектрах спор <i>Sphagnum sp.</i> Осадконакопление в условиях заболачивания	Глины углистые черные, массивные, насыщенные фитодетритом, с прослоями глинистых алевролитов, с остатками корневых систем, с крупными остатками растений, с неявной горизонтальной, либо массивной слоистостью
--	--	---------------------------	--	--

кернового материала представлен отложениями дельтовых каналов, подводной части дельты, внутريدельтовых заливов, приморских маршей. Согласно данным палеотектонического анализа, проводимого ранее специалистами-недропользователями, наличие и распространение дельтовых отложений выявлено по данным сейсморазведки. Главный тренд развития дельтовых каналов по данным сейсмики, атрибутивного анализа прогнозных карт эффективных толщин, песчанистости, пористости и α ПС наиболее высокие значения этих параметров прослежены в направлении с северо-востока на юго-запад (рисунок 3.4).

Основной дельтовый канал прослеживается в пределах Мессояхской гряды с востока на запад, затем меняет свое направление на юго-запад и далее его направление снова меняется с восточного на западное. Все данные были увязаны с материалами литолого-фациальных исследований, выполненных по керну скважин.

Формирование дельты было обусловлено различными факторами: повышение уровня моря, влияние климата или тектонических подвижек. Как следствие, песчаные тела нижнего интервала обладают значительными мощностями и представляют собой проградационный комплекс наращивания. Концептуальная карта фаций для нижнего интервала, полученная по результатам комплексирования с данными сейсморазведки, представлена на рисунке 3.4.

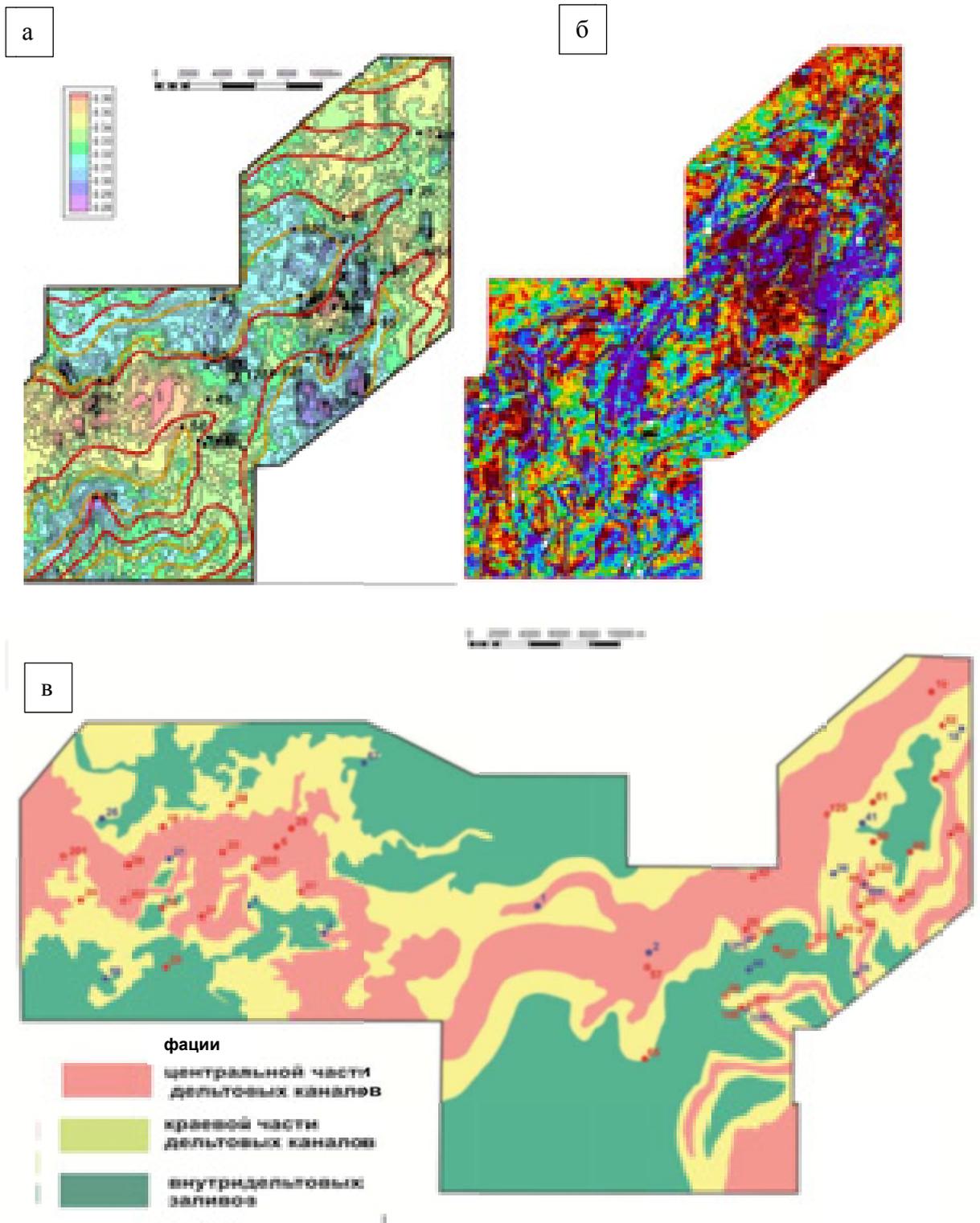
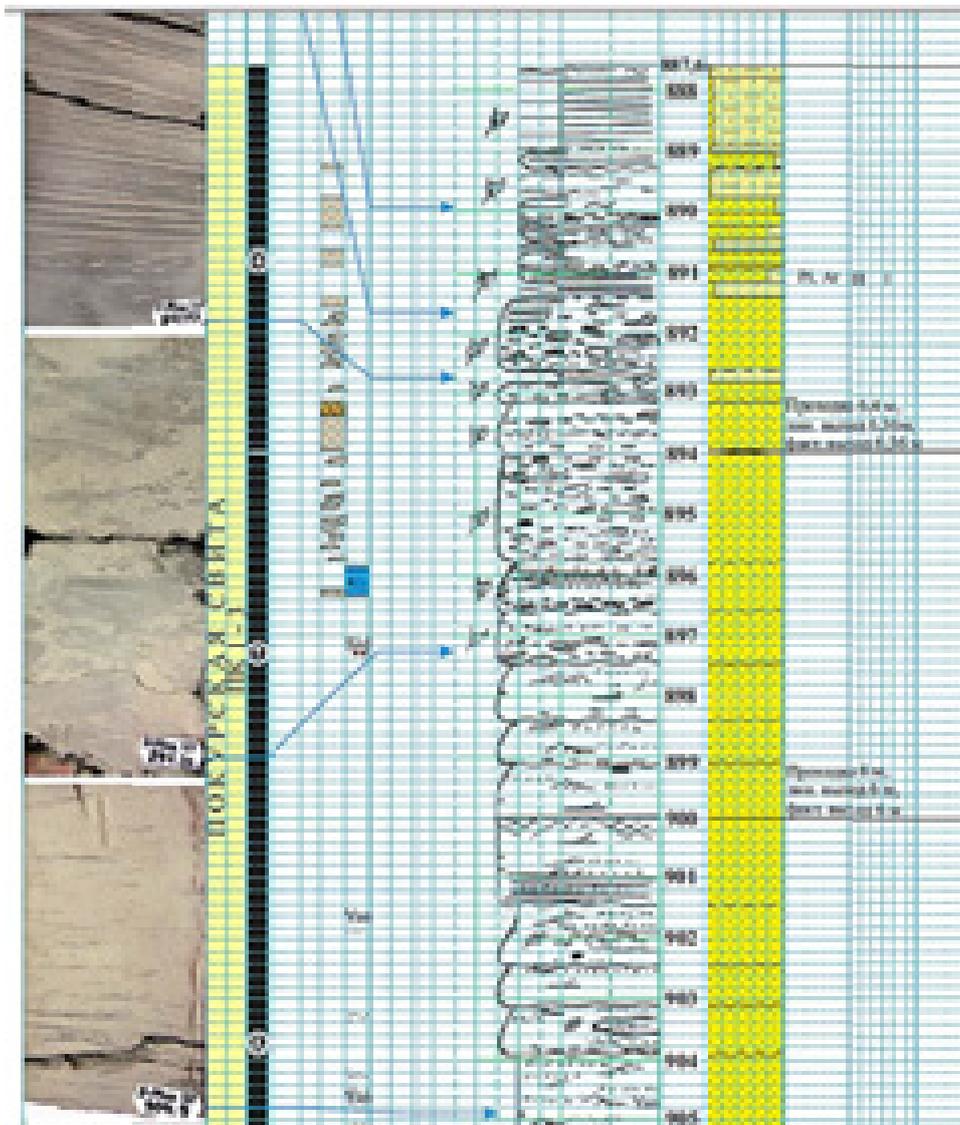


Рисунок 3.4 – Фрагменты расчетных параметров для центральной части Мессояхской гряды: а) прогнозной карты пористости с нанесенными контурами коллекторских свойств; б) карта сейсмofаций нижнего интервала разреза пластов ПК₁₋₃; в) карта распространения фаций дельтового комплекса (Литолого-фациальный анализ ...2014)

Ниже приводится характеристика выделенных фаций и литогенетических типов дельтового комплекса отложений.

Фация дельтовых каналов встречается в пределах дельтовой равнины, с предположительно доминирующим действием флювиальных процессов в нижней части разреза группы пластов ПК₁₋₃. Фация дельтовых каналов представляет собой серию дельтовых рукавов, наложенных друг на друга и разделенных эрозионными поверхностями с характерными уплотненными глинистыми обломками. Отложения фации представлены преимущественно песчаниками с разномасштабной горизонтальной и косой слоистостью, рябью течения. Присутствуют горизонты интракластов и рассеянные обломки, а также прослой, обогащенные фитодетритом (рисунок 3.5).



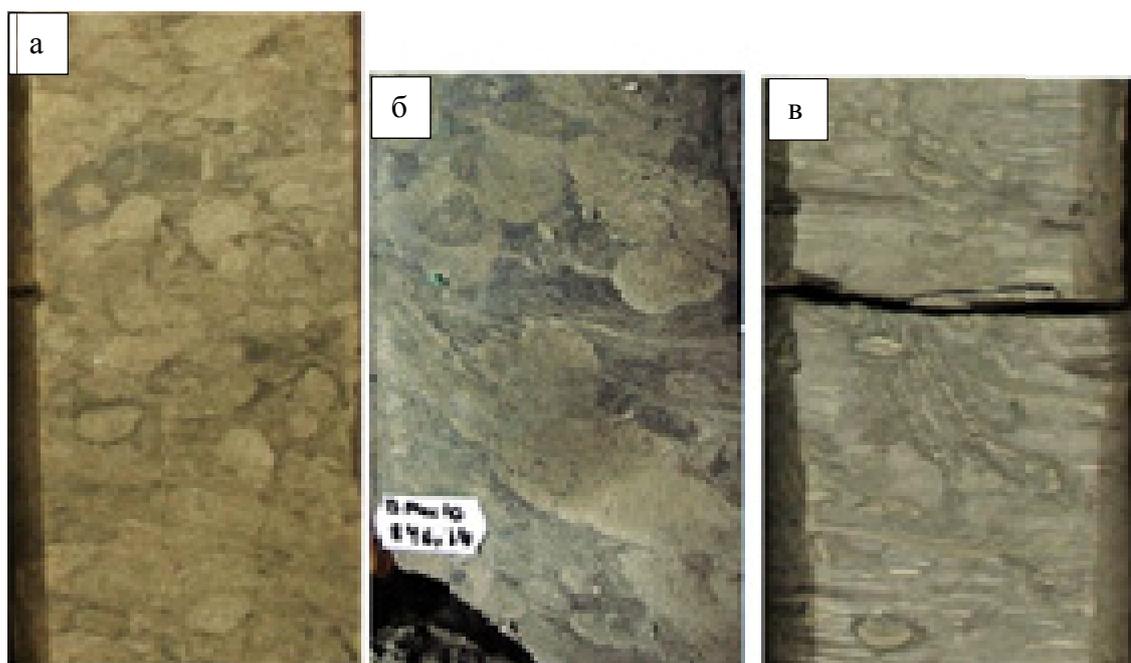
Преобладание косослоистых текстур в песчаниках свидетельствуют о формировании данной фации в высокоэнергетических условиях однонаправленных течений, связанных с деятельностью дельтовых каналов. По площади отложения данной фации образует протяженные (сотни метров - километры) линзовидные коллектора шириной в десятки-сотни метров.

Коллекторские свойства среднего и хорошего качества за счет вертикально состыкованных отложений песчаного заполнения дельтовых каналов. Песчаные отложения дельтовых каналов значительно перемыты и сливаются в единые песчаные тела, с практическим отсутствием внутри них глинистых пропластков. При описании породы данной фации встречены в нижней части разреза по соседству с фациями внутридельтовых заливов, приморских болот и прирусловых валов.

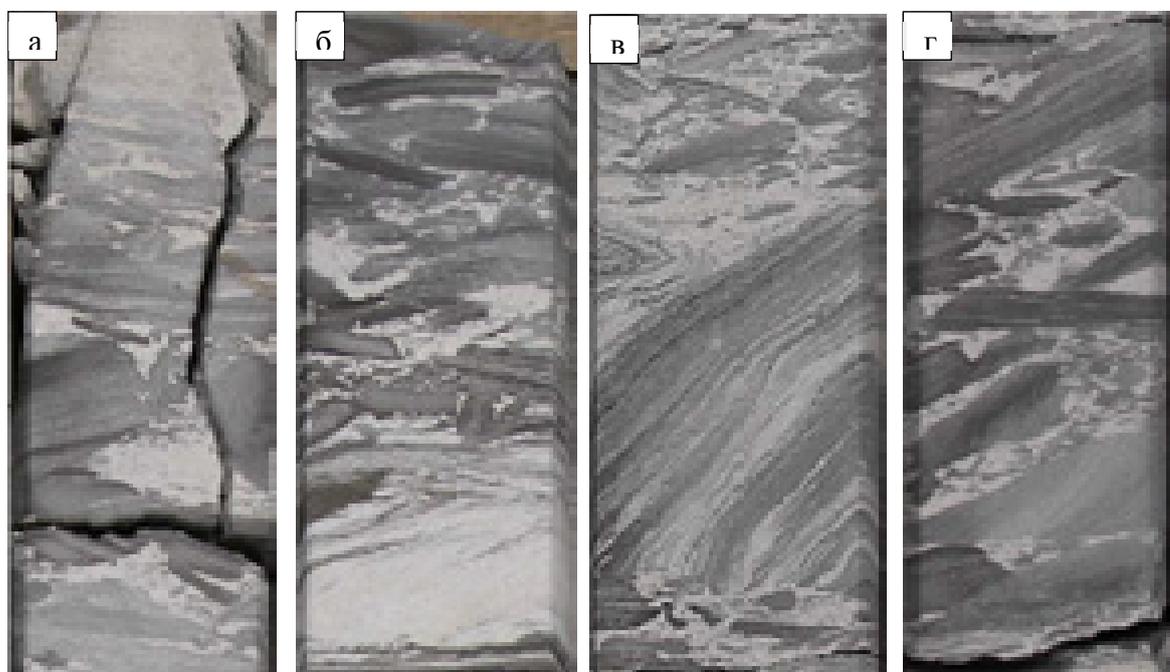
По данным электрокаротажа кривые ПС и ГК имеет, как правило, прямоугольную форму, редко встречается колокольная форма кривых с характерным уменьшением зернистости вверх по разрезу. Значения $\alpha_{ПС}$ варьируют от 0,43 до 0,86 для центральной части дельтового канала.

Фация центральной части дельтовых рукавов представлена песчаниками мелкозернистыми с массивной текстурой. Породы часто содержат фитодетрит и мелкие глинистые и сидеритовые обломки, снижающие нефтенасыщение, также может быть сцементирован кальцитом. Иногда интенсивно биотурбированы ихнофациями *Cylindrichnus*, *Planolites*, *Teichichnus* (фототаблица 3.16). Бестектурный облик песчаника свидетельствует о высокой скорости седиментации осадка в условиях интенсивного потока, или же об интенсивной биотурбации, нарушающей первоначальную текстуру.

В основании дельтовых рукавов часто присутствуют песчаники мелкозернистые, с частыми включениями интракластов, представленных глинистыми алевролитами и сидеритовыми породами (фототаблица 3.17). Породы насыщены угловато-окатанными и неокатанными обломками (от 10 до 25%) разного размера (>50%, иногда больше диаметра зерна), располагающимися преимущественно по напластованию, с прослоями, обогащенными фитодетритом. Образуются в результате действия потоков и обрушения бортов русел и каналов дельтовых рукавов.

Фототаблица 3.16

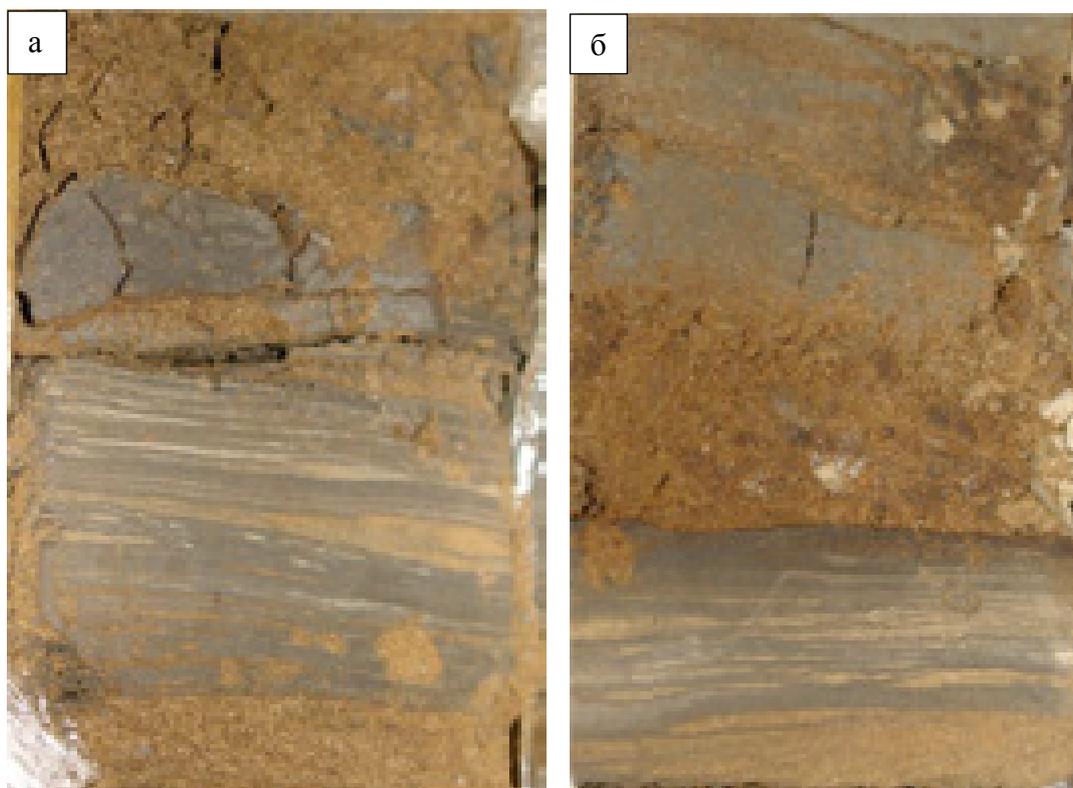
Следы жизнедеятельности (ихнофации Planolites, Teichichnus) животных, предпочитающих преимущественно песчаные субстраты, представляющие собой проксимальные части авандельты (Pemberton, 2006). а-г - ширина изображения 100 мм. Глубина 829,50 м. Пласт ПК₁₋₃.

Фототаблица 3.17

Фация песчано-алевритовых «пуддинговых» осадков оснований конуса выноса дельты: Песчаные с включениями обломков алевритов отложения, иногда называемые «псевдоконгломератами», образованные не окатанными, «плавающими» обломками алеврита в песчаном матриксе: а-г - ширина изображения 100 мм. Глубина 850,5 м. Пласт ПК₁₋₃.

В отложениях дельтовых каналов часто встречаются горизонтально-слоистые глинистые алевролиты (фототаблица 3.18), с линзами тонкозернистого песчаного материала, с горизонтальной слоистостью, обусловленной наличием тонких слойков глинистого материала, реже растительного детрита, часто сцементированные кальцитом. Образуется данный литогенетический тип в результате действия высокоэнергетических потоков различного типа (однонаправленный, колебательный, комбинированный), слагает подошвенные зоны дельтовых рукавов, отвечает уровню «верхнего гладкого дна».

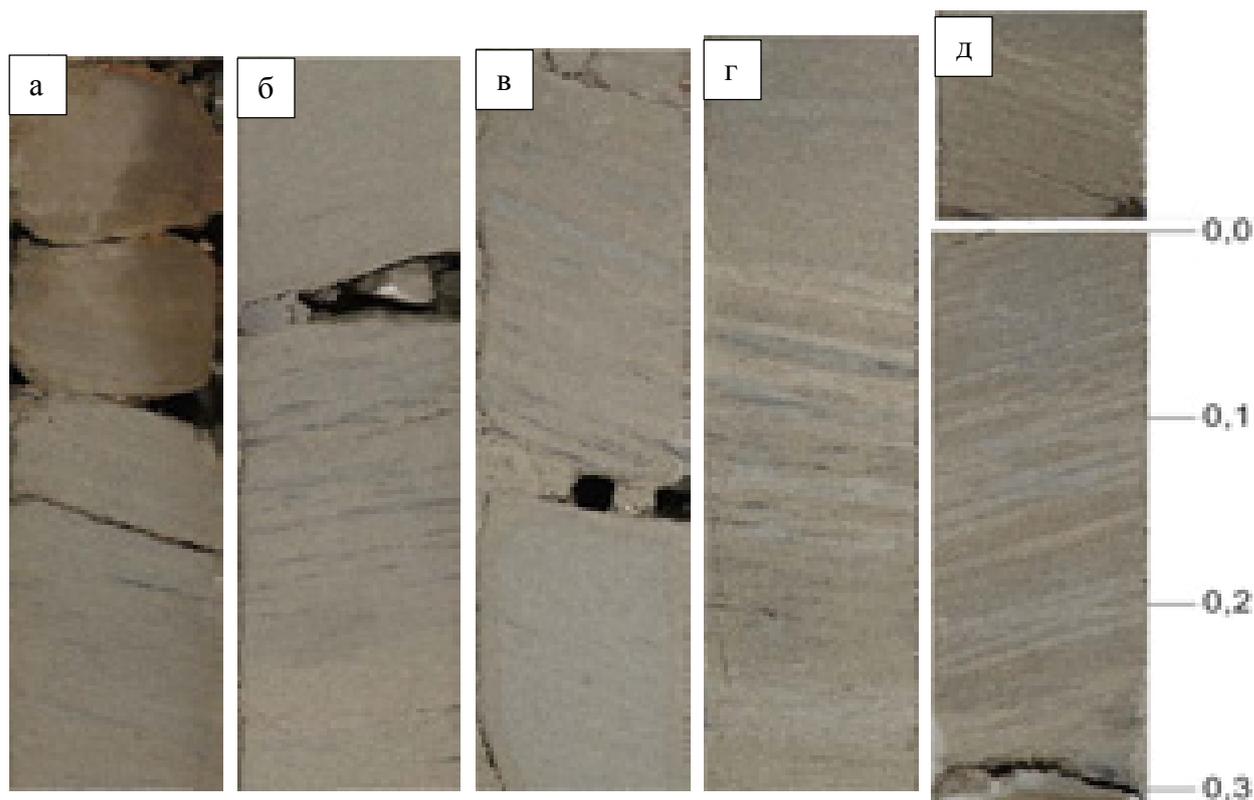
Фототаблица 3.18



Алевролиты глинистые, горизонтально слоистые подошвенной зоны дельтовых рукавов: *а-б* - ширина изображения 100 мм. Глубина 823,5 м. Пласт ПК₁₋₃.

Песчаники тонко-мелкозернистые, хорошо сортированные, с отчетливой серийной разнонаправленной крупной косой, пологой косой слоистостью, слабо срезанной, иногда со слоистостью веерного типа, подчеркнутой намывами углисто-глинистого материала (фототаблица 3.19). Образование крупной косой слоистости в песчаных осадках отвечает достаточно высоким значениям энергии водного потока, переходных от условий спокойного течения к режиму бурного течения. **Передовая часть дельты.** Данный литогенетический тип характеризует передовые серии авандельтового комплекса.

Фототаблица 3.19



Фацция алеврито-песчаных осадков передовой части дельты. Песчаники тонкозернистые, с примесью мелкозернистых разностей, хорошо сортированные, с мелкой косою однонаправленной, слабосрезанной слоистостью, обусловленной незначительным изменением размерности материала и подчеркнутыми намывами углисто-глинистого материала: а-д - ширина изображения 100 мм. Глубина 780,48 м. Пласт ПК 1-3.

Фацция приморских маршей (болот). Отложения данной фации распространены совместно с фациями приливных отмелей и каналов во фронтальной части дельты и в пределах надводной дельтовой, в междуручьевом пространстве. Отложения представлены массивными углистыми глинами, насыщенными фитодетритом, глинистыми алевролитами и углями с остатками корневых систем. Присутствуют трещины синерезиса, свидетельствующие о поступлении пресной воды. Глинистый состав указывает на низкую энергетику осадконакопления, отложения образуются в обстановках стагнации, в практическом отсутствии любой гидродинамики в зоне накопления отложений.

Интенсивная корневая биотурбация говорит о густой растительности маршей, отмирание которой приводило к обогащению глин и алевролитов фитодетритом, а также к формированию торфяников, впоследствии преобразованных в угли. Отложения маршей занимают незначительные площади (десятки – сотни метров).

Глины углистые черные, массивные, насыщенные фитодетритом, с прослоями глинистых алевролитов, с остатками корневых систем, с крупными остатками растений, с неявной горизонтальной, либо массивной слоистостью. Формирование углей и углистых глин происходило в частично обводненных, заболоченных участках внутридельтовых заливов, в которых накапливался гумусовый материал. Присутствие в породах обильных остатков корневой системы растений свидетельствует об активном развитии почвообразующих процессов.

Фацция внутридельтовых заливов образована преимущественно глинистыми отложениями с редкими разобщенными линзовидными песчаными телами, обладающими плохими коллекторскими свойствами (коэффициент песчаности низкий и варьирует в диапазоне 0-0,38 (среднее значение 0,09)). Кривые АПС и ГК имеют пилообразную форму, значения АПС пониженные и варьируют от 0,01 до 0,48 для внутридельтовых заливов. Данная фацция встречается в пределах дельтовой равнины в нижней части разреза ПК₁₋₃ (рисунок 3.20).

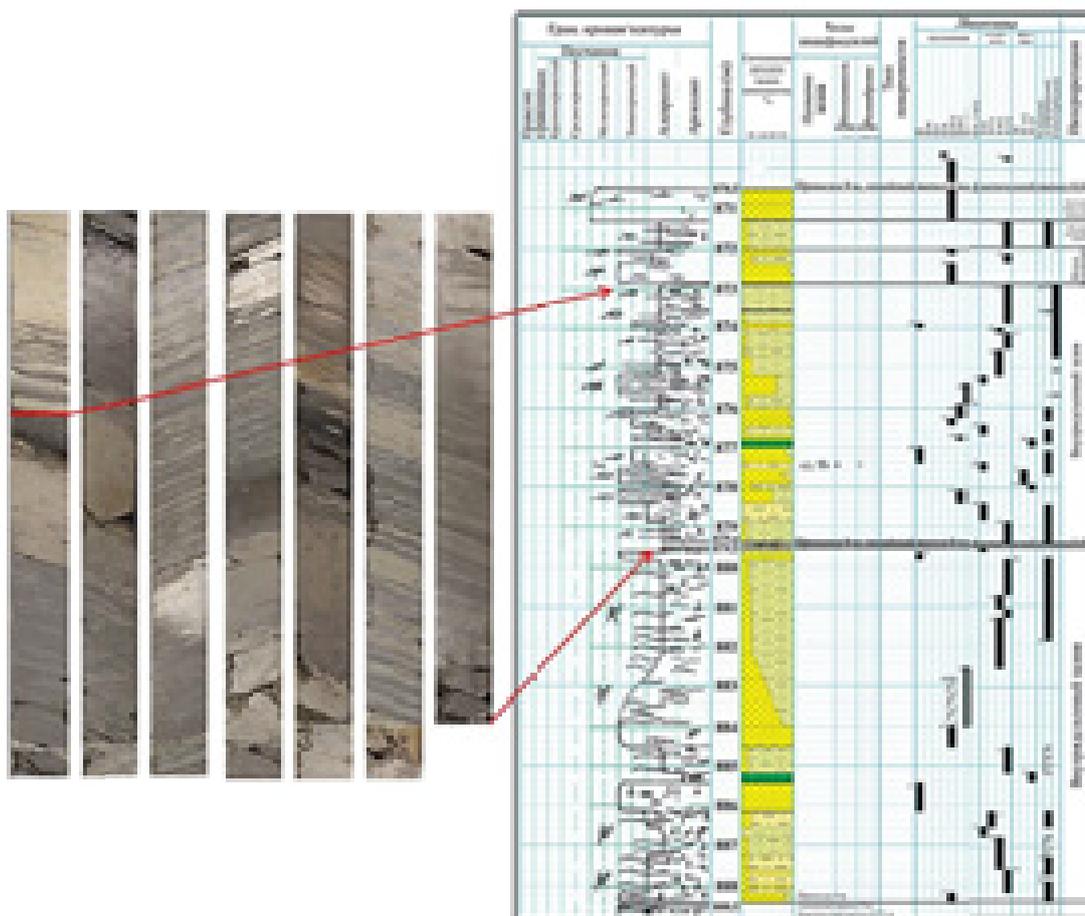


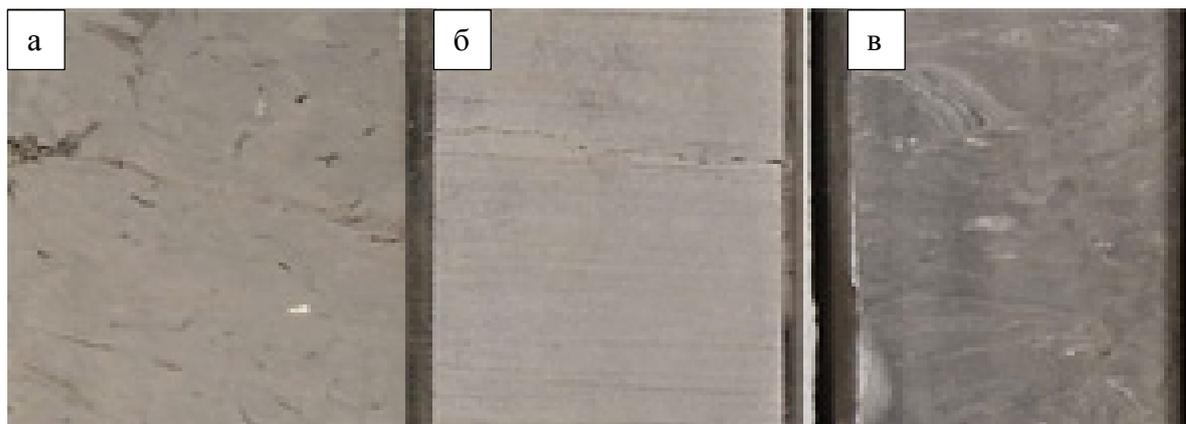
Рисунок 3.20 – Фрагмент седиментологической колонки, с привязкой керна, характеризующей отложения внутридельтового залива

Фа́ция внутридельтовых заливов включает в себя маломощные отложения, представленные преимущественно тонкозернистыми песчаниками и глинистыми алевролитами с линзовидно-волнистой, линзовидной слоистостью, сложенной более тонким материалом, часто со следами деформации. Также встречаются маломощные отложения (5-20 см) конусов выноса промоин и береговых валов, представленных более песчаным осадком с волнистой, мелкой косо́й слоистостью.

В пределах отложений данной фации наблюдаются многочисленные полые и углифицированные корни растений, углефицированная древесина, мелкие трещины синерезиса. Интенсивная корневая биотурбация свидетельствует о преимущественно субаэральных условиях седиментации, преимущественно тонкозернистый материал говорит о низкой энергетике и образовании осадков из суспензии в период паводков. Мелкие конуса выноса промоин образовывались при прорыве береговых валов русел дельтовых каналов.

По площади меняются в широких пределах (сотни метров – километры). Занимают обширные площади между речными руслами или дельтовыми каналами. В разрезе встречается в средней/нижней части разреза по соседству с фацией дельтового канала. Доминирующими литотипами для данной фации являются алевролиты глинистые, горизонтально слоистые, с мелкокомасштабной волнистой слоистостью, часто массивной текстуры.

Алевролиты глинистые, с миллиметровыми прослоями тонкозернистых песчаников, с волнистой слоистостью, со следами конседиментационной деформации, корневой биотурбацией, с тонкой горизонтальной слоистостью, сформированные в условиях низкой гидродинамики среды, благоприятной для осаждения тонкого материала из суспензии, и зависит от интенсивности поступления осадочного материала (фототаблица 3.20). Образование данного литогенетического типа пород происходило в преимущественно спокойных условиях, благоприятных для осаждения взвешенных тонкозернистых фракций из суспензии. Периодически происходило усиление гидродинамической активности среды, характеризующееся внедрением слабонагруженных осадков водных потоков, из которых откладывался более грубый материал. Смена гидродинамической активности потока приводит к активной деформации осадка. Встречается в отложениях внутридельтовых заливов.



Фация междельтовых заливов. Алевриты, глинистые, с миллиметровыми прослоями тонкозернистых песчаников, с волнистой слоистостью, со следами конседиментационной деформации, корневой биотурбацией, с тонкой горизонтальной слоистостью. *а-в ширина изображения 100 мм. Глубина 942,34 м. Пласт ПК₁₋₃.*

3.3.2. Средний интервал группы пластов ПК₁₋₃ (Средняя алевритовая часть разреза)

Средний интервал разреза группы пластов ПК₁₋₃, согласно проведенному литолого-фациальному анализу, отвечает условиям формирования обстановки седиментации, приуроченной к береговой и прибереговой зонам и включающей в себя широкий спектр фациальных типов пород. Понятие «береговая зона» или прибрежная часть характеризует определенное трехмерное пространство, включающее в себя берег, береговой склон и прибрежные воды бассейна, контактирующие с твердой сушей, т.е. пространство, ограниченное с одной стороны береговой линией, а с другой створом, соответствующим нижней границе зоны активного воздействия волн на дно бассейна (Seilacher, 1964, 1967, 1981; Романовский, 1988; Рединг, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000 и др.).

Основными динамическими факторами, действующими в береговой зоне, являются различные виды движения воды: ветровое волнение, зыбь, прибой, приливно-отливные и сгонно-нагонные течения (кратковременные повышения уровня мирового океана), катастрофические явления, стоячие волны и т. д. Доминирование приливно-отливных волновых процессов, или комбинированное воздействие всех названных групп наблюдается в морях с береговыми линиями, сложенными преимущественно песчано-алевритовыми отложениями. Кластические

береговые линии включают широкий диапазон обстановок осадконакопления, среди которых можно выделить общие крупные группы: приливно-отливные, дельтовые и эстуариевые.

В рассматриваемых среднем и верхнем интервалах группы пластов ПК₁₋₃ преобладающими являлись фациальные комплексы приливно-отливной обстановки осадконакопления. Как правило, литоральная зона включает площадь, расположенную между уровнями высокого и низкого приливов. В этой зоне всегда сильно воздействие волн, при низком приливе обнажается морское дно, которое при высоком приливе скрыто под водой (Рединг, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000 и др.).

При небольших уклонах поверхности приливные отмели, прибереговые баровые тела и приливные гряды сложены песчаниками и алевролитами различной зернистости. В условиях равнинной суши, при незначительных уклонах поверхности и рыхлых породах, слагающих берег, в результате приливно-отливной деятельности на береговой полосе образуется илистые пески с алевроитовыми и глинистыми прослоями (ватты). Участки береговой зоны, затапливаемые только при сильных приливах или больших нагонных волнах (марши) заняты особой ассоциацией травянистой растительности. Поэтому для таких фаций характерны тонкие иловые осадки ритмично чередующиеся с прослоями торфа и другой органики.

Особенности гидродинамического режима в литоральной области, периодическая смена условий, суши и моря, сильные волнения и прибой обуславливают большое разнообразие накапливающихся осадков и их изменчивость на относительно коротких расстояниях. В этой зоне происходит периодическое осушение, обуславливающее смешение признаков наземного и морского режимов. Обилие света, высокая подвижность вод, резкие колебания температуры и солености вод, периодическое влияние атмосферы значительно влияют на обильный и своеобразный органический мир литорали. Отложения фаций приливно-отливной зоны представлены преимущественно темными алевроитистыми глинами и разномерными алевролитами и песчаниками.

В поперечном сечении образуют пластообразные глинистые, глинисто-алевроитовые, песчано-алевроитовые или песчаные тела, мощностью 12 – 20 м; в плане тела вытянуты субперпендикулярно к береговой линии (рисунок 3.21).

Осадконакопление в зоне литорали осуществляется на пологих отмелях, там, где профиль приближается к береговому профилю равновесия. Граница между морем и сушей у крутых берегов во время приливов и отливов не изменяется заметным образом. В геологическом отношении литоральная зона представляет собою весьма узкую полосу,

тянущуюся вдоль берега, местами совсем исчезающую. Лишь в редких случаях ее ширина достигает 1,5 км.

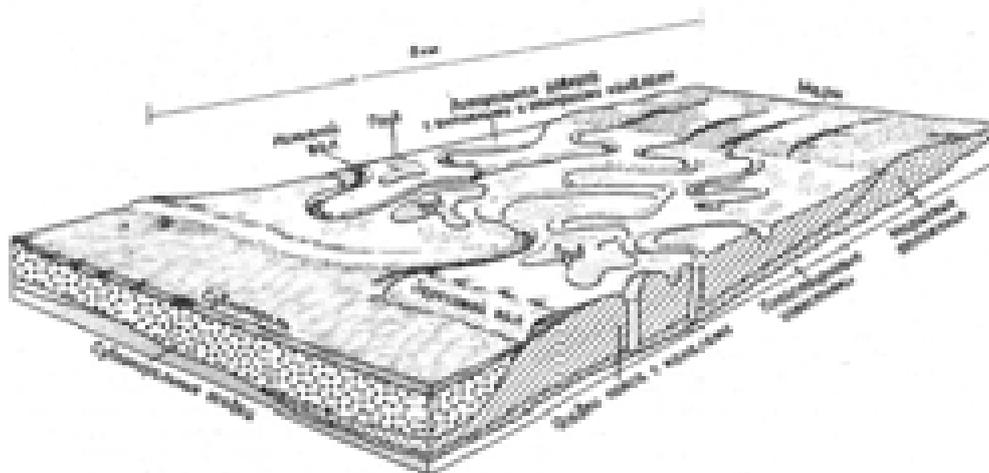
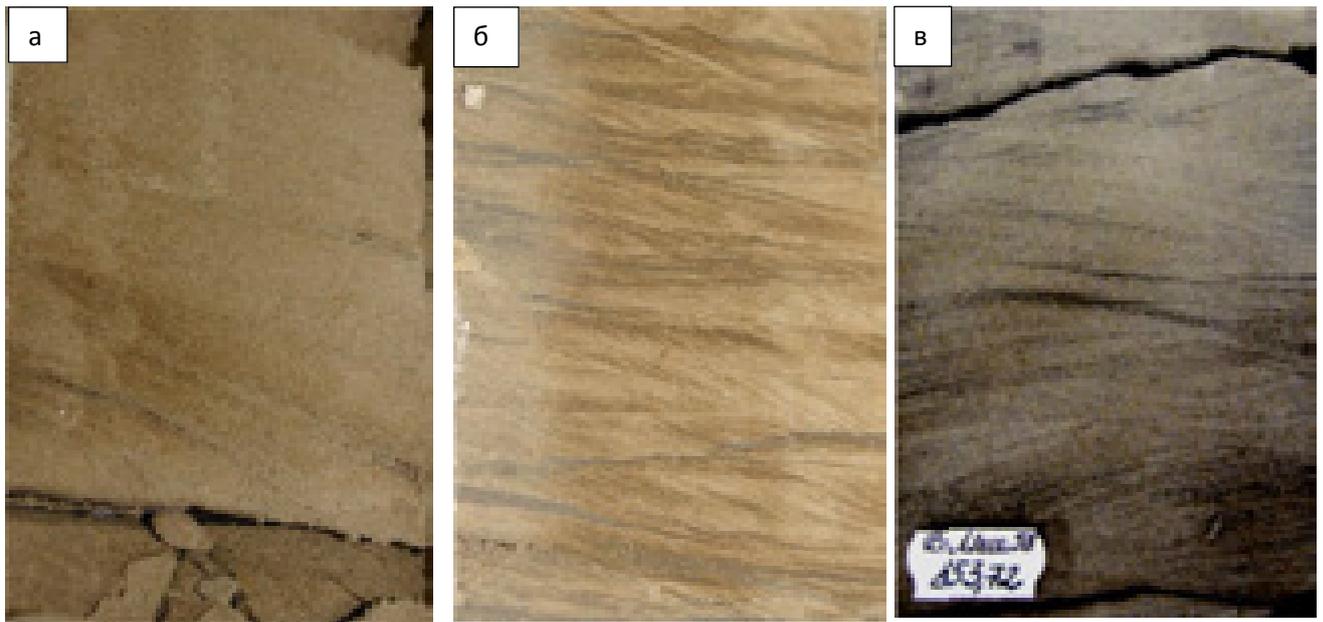


Рис. 3.21 Блок-модель приливно-отливной равнины (Рединг, 1990)

В литоральном осадконакоплении участвует материал и континентального и морского происхождения, создавая исключительно пестрый по петрографическому составу комплекс. Море проявляет себя лишь периодически, то, покидая литоральную область, то возвращаясь обратно

Средний интервал (средняя пачка группы песчано-алевритовых пластов ПК₁₋₃) отвечает условиям седиментации мелких аккумулятивных прибрежных тел барового генезиса, береговых намывных кос, формирование которых происходило в переходных условиях прибрежно-континентальных фаций на прибрежно-морские с переходом в отложения приливно-отливной обстановки осадконакопления.

Отложения транзитного комплекса, отражающие прибрежно-континентальные условия, переходные к прибрежно-морским выполнены преимущественно осадками мелких аккумулятивных прибрежных форм барового генезиса и береговых намывных гряд. Породы представлены алевролитами песчанистыми, разнозернистыми, песчаниками тонко-мелкозернистыми, с разнообразной слоистостью: прерывистой флазерной, косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, с S-образной косоволнистой (фототаблица 3.21 – б, с). В отдельных сериях с налеганием на песчаник крупнозернистого алевролита хорошей сортировки с восходящими знаками ряби.



Сложная волнистая слоистость: пологоволнистая с косоволнистой зоны волнений морского мелководья. Песчаники тонкозернистые, мелкозернистые хорошо сортированные, с прерывистой фазерной слоистостью, образующей вилочкообразную форму, с углами срезания слойков до 40 градусов. Песчаники в основании с разнообразной слоистостью: косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, с S-образной косоволнистой:
a-b - ширина изображения 100 мм. Глубина 853,72 м. Пласт ПК₁₋₃.

Песчаники мелко- тонкозернистые, с мелкой косою слоистостью с признаками ряби течения (восходящая, разнонаправленная), слоистость подчеркнута слойками углисто-слюдистоглинистого материала, сцементированы кальцитом (фототаблица 3.21). Образование мелкой косою слоистости в песчаниках связано с образованием и миграцией на поверхности песчаного осадка мелкой ряби в условиях волновых или комбинированных потоков.

3.3.3. Верхний интервал группы пластов ПК₁₋₃

(Верхняя часть разреза)

Между отложениями среднего и верхнего интервалов во всех скважинах с керном можно провести условную поверхность затопления, диагностируемую по таким признакам, как уменьшение корневой деятельности, резкое появление биотурбаций *Cylindrichnus*, *Arenicolites*, приуроченных к обстановкам с приливно-отливным воздействием, резкое уменьшение коли-

чества каолинита и увеличение количества монтмориллонита (рисунок 3.22). Данная поверхность свидетельствует о дальнейшем смещении границ фациальных ассоциаций в сторону моря и накоплении осадков под воздействием приливно-отливной деятельности.

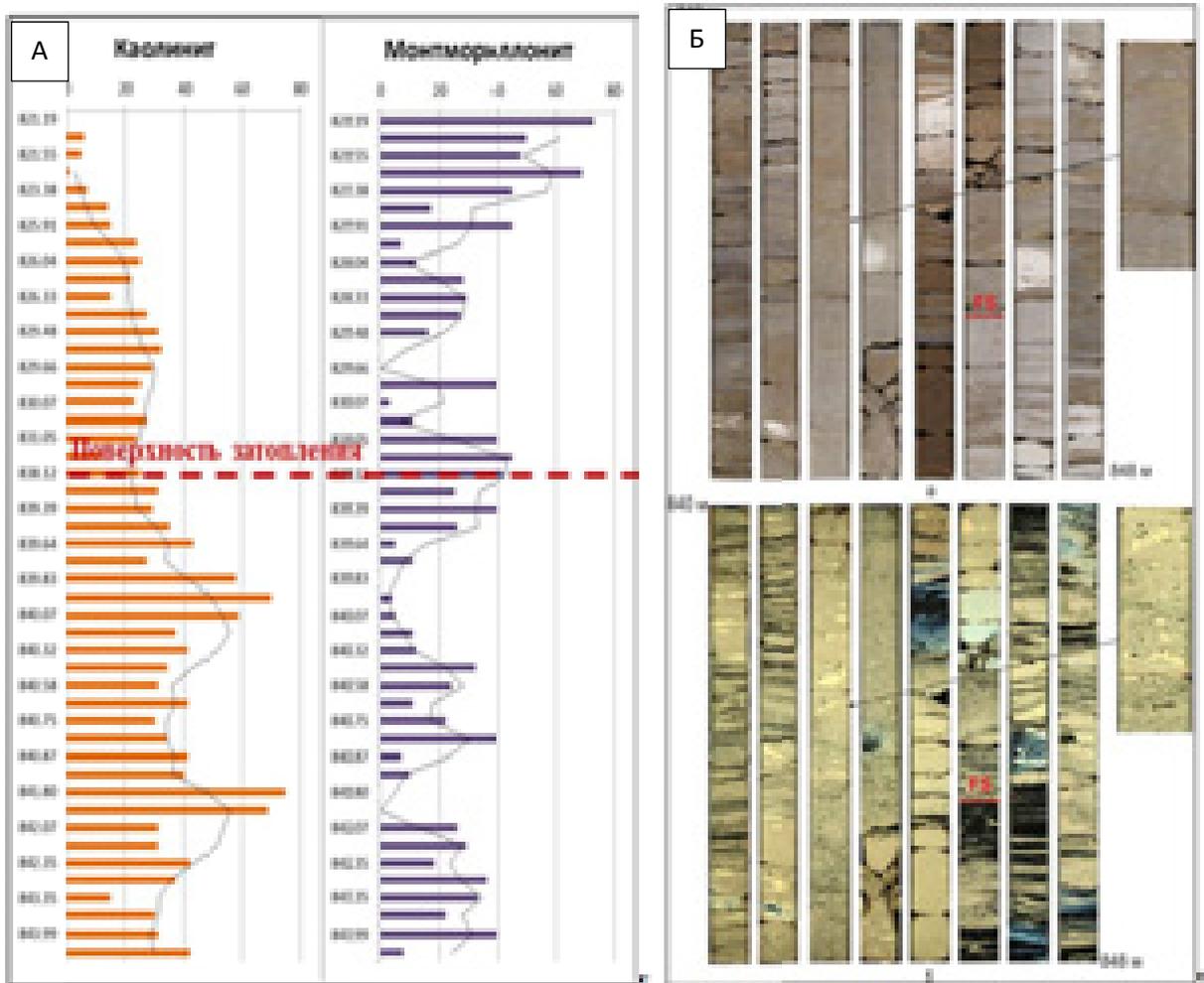


Рисунок 3.22 – А) Распределение глинистых минералов по разрезу (на примере скв. W-1); Б) Поверхность затопления между средним и верхним интервалами в скв. W-1, а – керн в дневном свете, б – керн в УФ (справа увеличенный фрагмент керна с активной биотурбацией)

Верхний интервал представлен отложениями, накапливавшимися в условиях активного приливно-отливного влияния, что четко диагностируется по обилию биотурбаций *Cylindrichnus*, *Arenicolites*. Осадок, приносимый речными потоками с континента, активно перерабатывался во время приливов и отливов, в результате чего шло образование песчаных гряд, ориентированных по направлению дельтовых каналов, т.е. с северо-востока на юго-запад, что подтверждается данными сейсморазведки, картами эффективных толщин и песчанистости) рисунок 3.23).

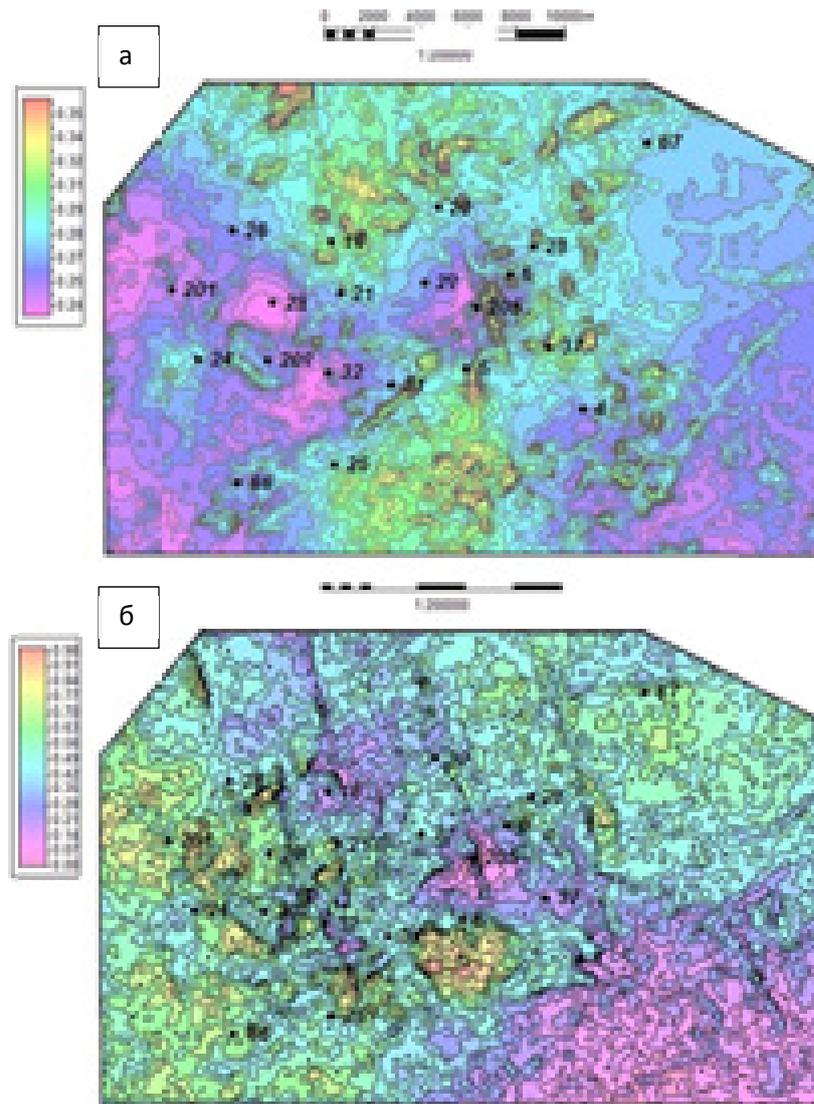


Рисунок 3.23 – а) Фрагмент карты прогнозной пористости, рассчитанной для верхнего интервала разреза; б) фрагмент карты прогнозного коэффициента песчаности, рассчитанного для верхнего интервала объекта исследования (Литолого-фациальный анализ ...2014)

На рассматриваемых прогнозных картах области с наивысшими значениями, предположительно преимущественно соответствующие образованию песчаных тел - гряд, ориентированы с в вышеуказанных направлениях. Стоит иметь в виду, что по пористости гряды и отмели практически не отличаются, диапазоны типичных значений песчаности также сильно перекрываются, весомые отличия отмечаются по проницаемости (Селли, 2000).

Практически во всех скважинах в кровле верхнего интервала (кровля группы пластов ПК₁₋₃) заканчивается маломощными отложениями интенсивно биотурбированными, с эрози-

онной подошвой и признаками GlossiFungites (рисунок 3.24), которые сменяются затем морскими глинами мелководно-морского шельфа, причем мощность этих отложений существенно увеличивается в скважинах Западной части Мессояхской гряды. Эти отложения знаменуют начало следующего трансгрессивного цикла и наступление моря с запада на восток.

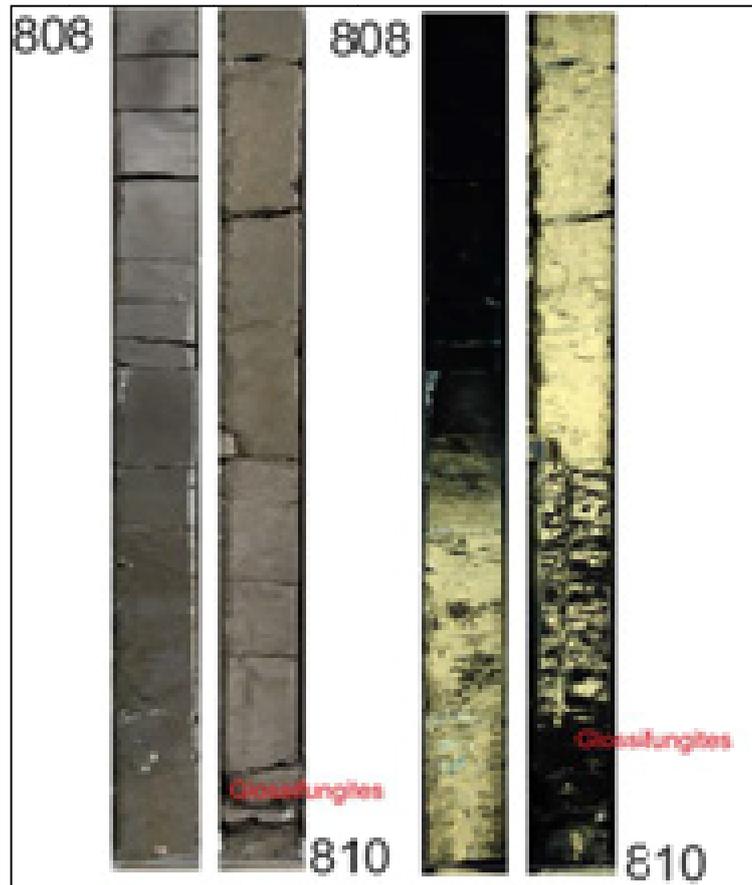


Рисунок 3.24 – Граница GlossiFungites в кровле группы пластов ПК_{1,3} (скв.W-21)

Литологические типы данной фации связаны с условиями осадконакопления в большем или меньшем удалении от берега. Преимущественное распространение пологоволнистой, волнистой слоистостей и их мелкий масштаб свидетельствует о резком преобладании волновой деятельности, о слабой и часто меняющейся динамике водной среды.

В условиях равнинной суши, в результате приливно-отливной деятельности на береговой полосе образуются илистые пески с алевритовыми и глинистыми прослоями. Иногда участки береговой зоны затопляются только при сильных приливах или больших нагонах волн, здесь глинистые породы чередуются с прослоями угля, отмечаются остатки углефицированной растительности. В целом, верх по разрезу наблюдается морская трансгрессия, при которой уровень моря повышается, происходит затопление береговой полосы.

В результате седиментологического анализа в верхнем интервале были выделены следующие фациальные комплексы.

Группа фаций приливо-отливных отмелей включает в себя отложения песчаной, глинистой и смешанной приливо-отливной отмели, маломощные отложения приливо-отливных каналов (эрозионных ложбин) и отложения лагун. Характеризуется как плохой коллектор с пониженным значением коэффициента песчаности (0,18 – 0,77) и высокой долей расчлененности за счет частого чередования тонкого материала смешанной и глинистой приливо-отливных отмелей. Наблюдается тенденция уменьшения зернистости вверх по разрезу, часто с единичными маломощными пиками увеличения зернистости в кровле. Кривые α ПС и ГК характеризуются наличием изрезанной боковой линии, свидетельствующей о частом чередовании песчаных и глинистых пропластков, значения α ПС варьируют в диапазоне 0,11-0,42 с редкими маломощными пиками α ПС больше 0,4, связанными с отложениями побочных приливо-отливных каналов.

Фация песчаной приливо-отливной отмели. Песчаная приливо-отливная отмель так же, как и фация приливо-отливных каналов активно накапливается во фронтальной части дельты, является результатом переработки материала приливами и отливами. Отложения образованы преимущественно массивными, волнисто-слоистыми мелко-среднезернистыми песчаниками, в разной степени биотурбированными, реже горизонтально-слоистыми песчаниками. Доминирующими литологическими типами являются песчаники тонко-мелкозернистые, реже песчаники алевритистые (рисунок 3.25).

В породах отмечена обильная биотурбация (*Cylindrichnus*, *Arenicolites*), характерная для условий постоянно меняющегося гидродинамического режима (приливные и межприливные условия), высокая песчаность осадка с преимущественно волнистой, горизонтальной слоистостью свидетельствуют о накоплении осадка в зоне наибольшей активности приливов и отливов.

Песчаники данной фации образуют хороший коллектор, свойства которого могут быть ухудшены за счет присутствия глинистой примеси. Данная фация образует протяженные (сотни метров – километры) линзовидные тела шириной сотни метров – километры. В комплексе с песчаными отложениями приливо-отливных русел образуют песчаные приливные гряды, направленные субперпендикулярно линии берега. В разрезах верхней части группы пластов ПК₁₋₃ данные отложения находятся в ассоциации с отложениями приливо-отливных каналов, смешанных приливо-отливных отмелей.

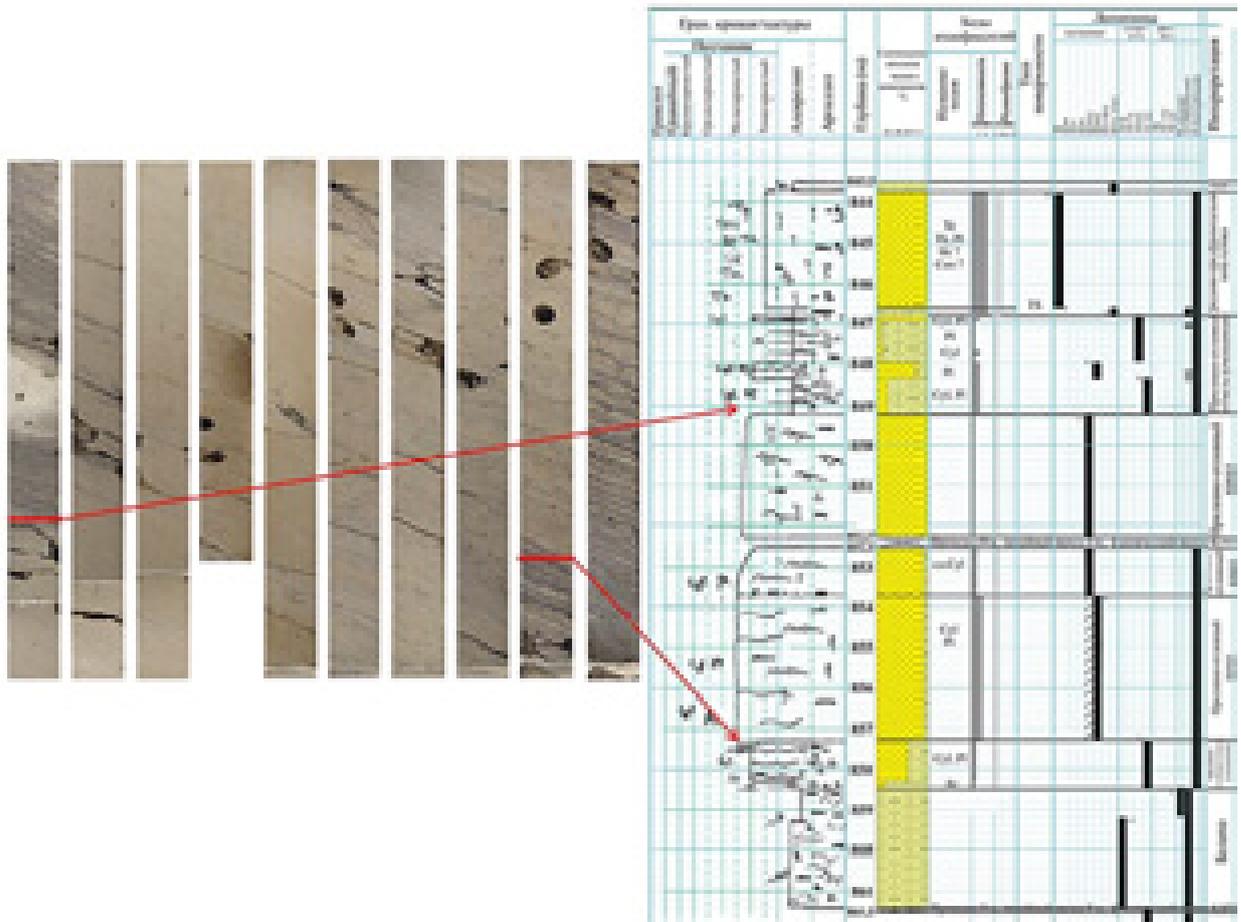


Рисунок 3.25 – Фрагмент седиментологической колонки, с привязкой кернавого материала, характеризующей отложения песчаной приливно-отливной отмели

Фация смешанной приливно-отливной отмели. Смешанная приливно-отливная отмель также развита в пределах дельтового фронта. Сложена преимущественно средне-мелкозернистым песчаником или алевролитом с линзовидно-волнистой, волнистой слоистостью, образованной более тонкозернистым материалом, с признаками биотурбации *Cylindrichnus*, *Arenicolites* и следами деформации, реже встречаются небольшие прослои (1–20 см) песчаника с мелкой косо́й слоистостью (рисунок 3.26).

Обильная биотурбация *Cylindrichnus*, *Arenicolites*, характерная для условий постоянно меняющегося гидродинамического режима (приливные и межприливные условия), преимущественно линзовидная, линзовидно-волнистая слоистость мелко- тонкозернистого песчаника, алевролита свидетельствуют о накоплении осадков в приливно-отливных условиях.

Данная фация образует протяженные (сотни метров – километры) линзовидные тела шириной сотни метров – километры. В комплексе с глинистыми приливно-отливными отмелями может образовывать широкие полосы маломощного коллектора с плохими свойствами, располагаясь между основными песчаными телами (приливными грядами). Отложения данной фации встречаются в верхней части пласта по соседству с отложениями приливно-отливных каналов и песчаных приливно-отливных отмелей.

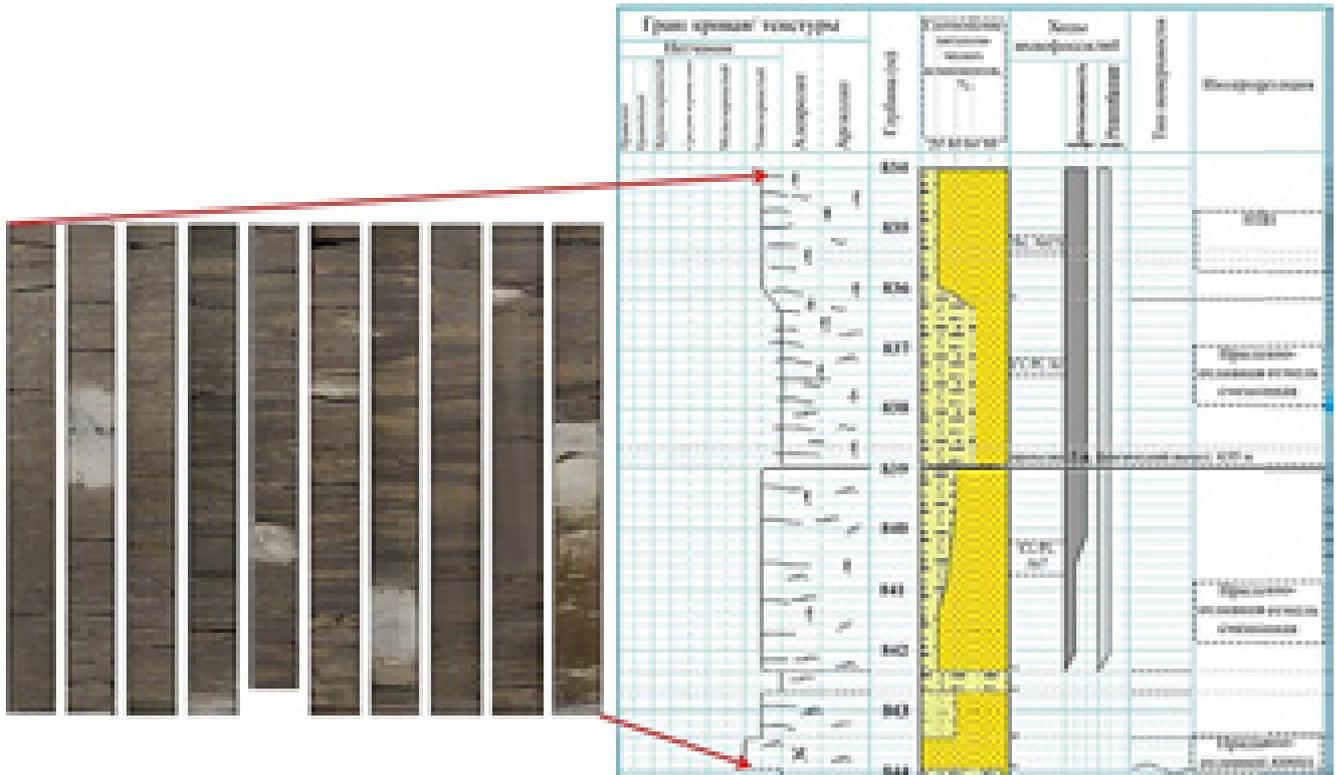


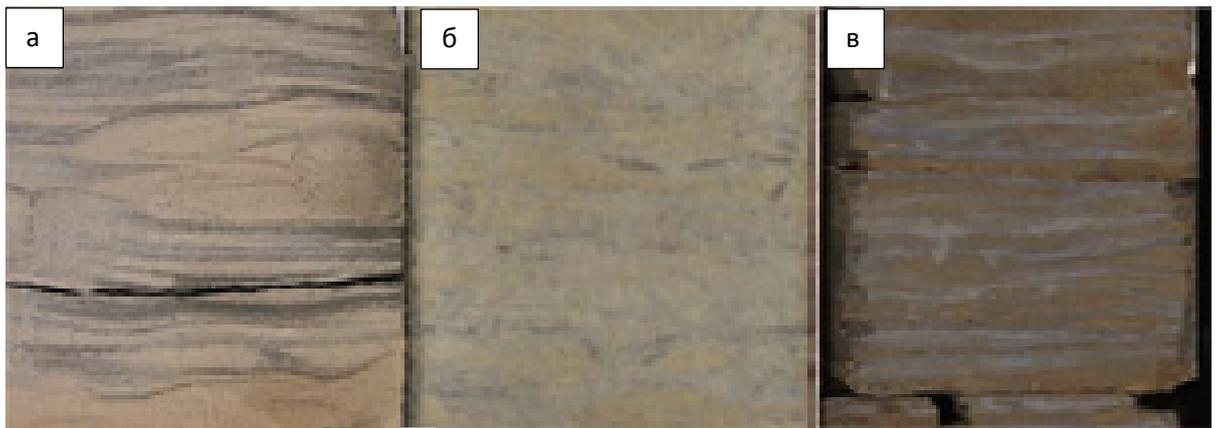
Рисунок 3.26 – Фрагмент седиментологической колонки, с привязкой керна, характеризующей отложения песчаной приливно-отливной отмели

Песчаники, слагающие отмель, мелкозернистые с линзовидно-волнистой, разнообразной волнистой слоистостью, подчеркнутую тонкими слойками глинистого алевролита или мелкого растительного детрита. Линзовидно-волнистая слоистость образована за счет размыва и разрушения знаков ряби различного типа в результате чередования высокой активности водных потоков и спокойных условий с низкой гидродинамической активностью (также приливов и межприливных условий), во время которых осадок также может подвергаться интенсивной биотурбации, нарушающей первоначальную слоистость.

Во внутренней текстуре фиксируются только отдельные части знаков ряби в виде криволинейных, вогнутых, реже выпуклых серий слойков. Линзы сложены глинистым алевроли-

том мощностью 1-3 мм, содержание алевролитовой разности в виде линз в литотипе может достигать до 50%. Возможна биотурбация, деформация осадка. Линзовидно-волнистая слоистость образуется в результате чередования условий подвижной воды (приливов, однонаправленных потоков) и более продолжительных спокойных водных условий, во время которых тонкий материал осаждается из суспензии, затем при обратной смене активности на высокую эти прослойки могут эродироваться, образуя линзы глинистого алевролита (фототаблица 3.22).

Фототаблица 3.22



Сложная волнистая слоистость: пологоволнистая, линзовидная. Песчаники тонкозернистые, мелкозернистые хорошо сортированные, с линзовидной, волнистой слоистостью, подчеркнутая намывами глинистого материала: а-в - ширина изображения 100 мм. Глубина 812,72 м. Пласт ПК₁₋₃.

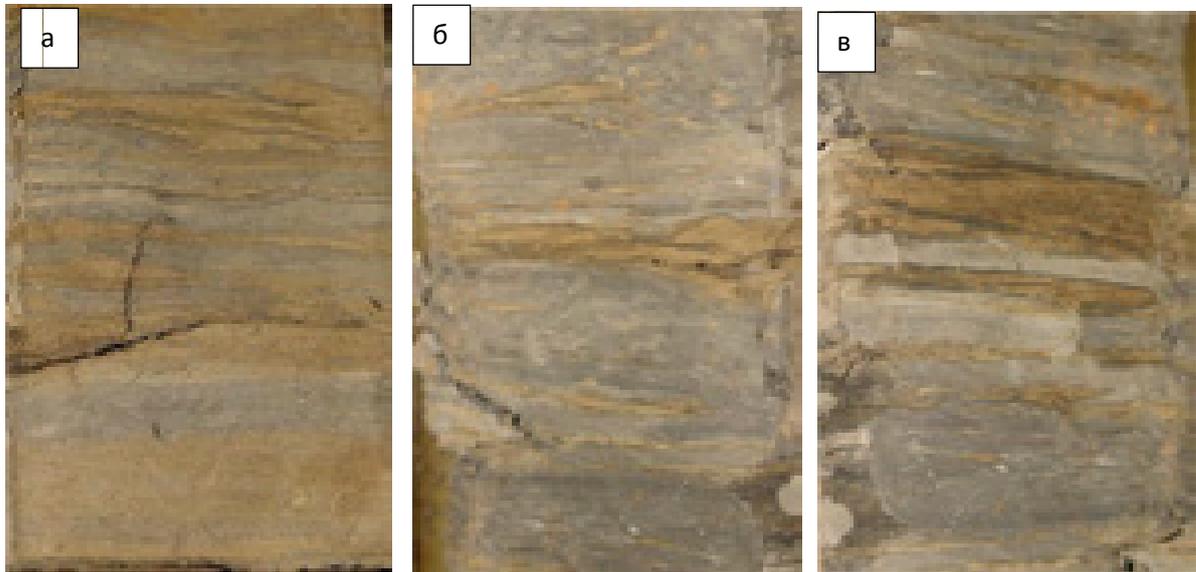
Фация глинистой приливно-отливной отмели, как и фации приливно-отливных каналов и песчаных и смешанных отмелей приурочена к отложениям фронта дельты. Отложения сложены преимущественно глинистым алевролитом, аргиллитом с линзовидной, реже массивной текстурой. Встречается биотурбация низкой интенсивности, отпечатки корней и трещины синерезиса, свидетельствующие о поступлении пресной воды.

Глинистый состав указывает на низкую энергетику приливов, низкая интенсивность биотурбации связана с крайней изменчивостью условий (смена осолонения на опреснение). Осадки накапливались в условиях с минимальной активностью приливно-отливной деятельности.

Отложения представлены преимущественно сложным переслаиванием глин, глинистых алевролитов, алевритовых песчаников с тонкими прослоями углей, с прослоями карбонатного

цемента с признаками биотурбации *Cylindrichnus*, *Arenicolites* и следами деформации, с преимущественно линзовидной, линзовидно-волнистой слоистостью (фототаблица 3.23).

Фототаблица 3.23



Сложное переслаивание глин, глинистых алевролитов, алевроитовых песчаников с тонкими прослоями углей, с прослоями карбонатного цемента с признаками биотурбации *Cylindrichnus*, *Arenicolites* и следами деформации, с преимущественно линзовидной, линзовидно-волнистой слоистостью: а-г - ширина изображения 100 мм. Глубина 850,5 м. Пласт ПК₁₋₃.

Осадки данной фации заполняют фронт дельты совместно с песчаными, смешанными приливно-отливными отмелями и каналами. При низком содержании песчаного материала может служить маломощными и малопротяженными единичными барьерами в коллекторских отложениях каналов и отмелей. В разрезе осадки фации встречаются в верхней части пласта по соседству с отложениями приливно-отливных каналов, песчаных и смешанных приливно-отливных отмелей, лагунными фациальными комплексами.

Отложения фации лагун представлены алевролитами с линзовидно-слоистой текстурой, подчеркнутой тонкими линзами песчано-алевритового материала, со следами углефицированных корней. Образование происходило в обстановках, характеризующихся преимущественно спокойными условиями седиментации, благоприятными для осаждения взвешенных тонкозернистых фракций осадков с некоторой неустойчивостью гидродинамического режима. Характеризует условия прибрежной лагуны (рисунок 3.27).

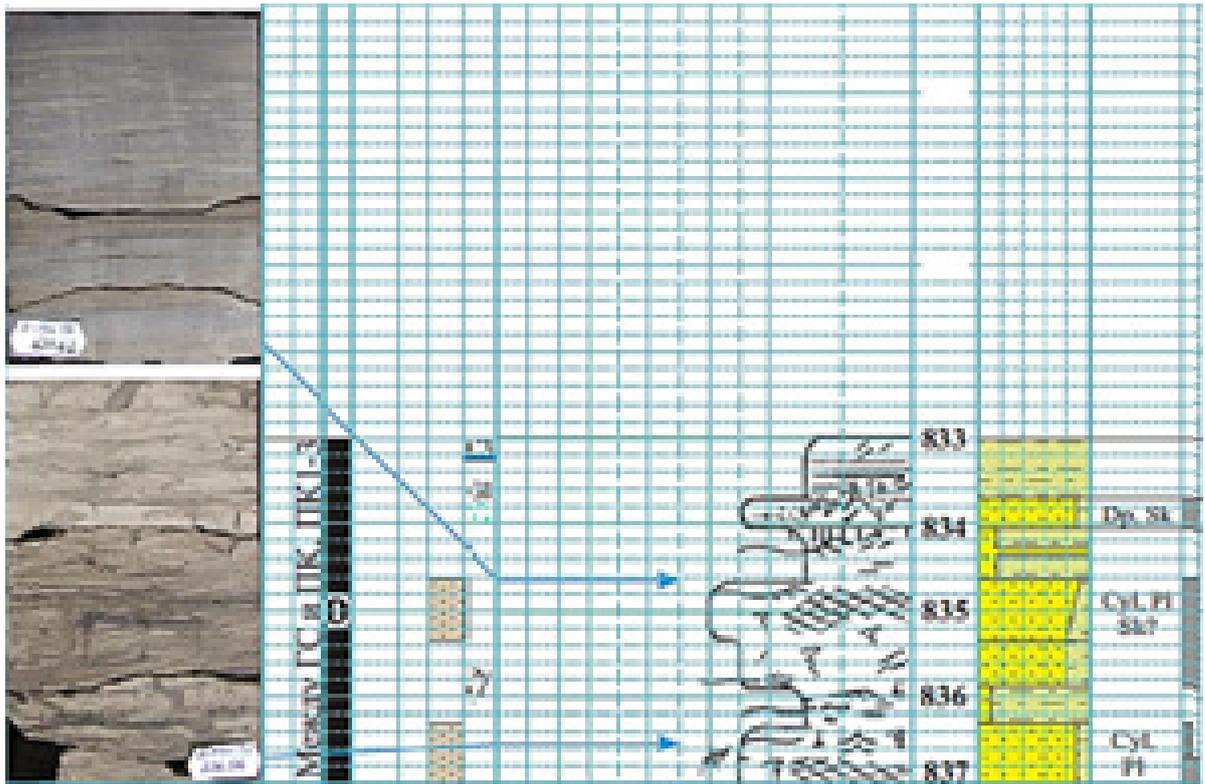


Рисунок 3.27 – Фрагмент седиментологической колонки, с привязкой керна материала, характеризующей отложения лагуны
Глубина 829,50 м. Пласт ПК₁₋₃.

Фототаблица 3.24



Массивные глины со следами биотурбаций, с линзовидной, линзовидно-волнистой слоистостью: а-в - ширина изображения 100 мм. Глубина 805,5 м. Пласт ПК₁₋₃.

Фация приливо-отливных каналов включает в себя отложения мощных приливо-отливных каналов. По сравнению с фацией приливо-отливной отмели характеризуется более однородным распределением свойств коллектора внутри фации, низким значением расчленен-

ности и высоким значением коэффициента песчаности (0,51 – 1). Свойства могут локально ухудшаться. Фации приливных каналов характерны для условий с высокой активностью деятельности приливов. Эти отложения образованы преимущественно песчаниками с мелкой косой, горизонтальной, массивной слоистостью, реже линзовидно-волнистой слоистостью, встречается слабая биотурбация *Cylindrichnus*, *Arenicolites*.

Основание приливных каналов резкое, эрозионное, могут присутствовать мелкие интракласты (фототаблица 3.25). Вверх песчаники становятся более тонкозернистыми и могут переходить в алевриты и глины. Эрозионное основание русел указывает на постоянно действующие приливные течения. Мелкомасштабная косая слоистость ряби течения с иловыми шлейфами свидетельствует об относительно низкой энергии приливов, что также подтверждается присутствием биотурбаторов, способных жить в постоянно меняющихся гидродинамических условиях. Песчаники данной фации. Как правило, характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, которые могут локально ухудшаться за счет глинистой примеси и явлений биотурбации.

Фототаблица 3.25



Плоскости сбросов в отложениях песчаной косы, сформированные, возможно, во время кратковременных осушений отдельных участков береговой зоны при низком приливе. В основании с мелкими деформационными текстурами. Тонкозернистые песчаники с очень хорошей сортировкой материала, косой, срезанной слоистостью, характерной для штормовых прослоев. Активное прибрежное мелководье. Глубина около 5 – 10 м. *Ширина изображения 100 мм Глубина 829,50 м. Пласт ПК₁₋₃.*

Отложения данной фации образуют непротяженные линзовидные коллекторы, расположенные в окружении песков и глин приливно-отливной отмели и лагун. Вертикальная состыковка отдельных каналов обычно слабая, но может присутствовать хорошая связанность каналов по латерали, образующая достаточно широкие полосы коллектора, направленные перпендикулярно береговой линии. В комплексе с песчаными приливно-отливными отмелями обра-

зуют песчаные приливные гряды субперпендикулярно линии берега. В разрезе отложения данной фации встречаются среди отложений приливно-отливной отмели в верхней пачке группы пластов ПК₁₋₃.

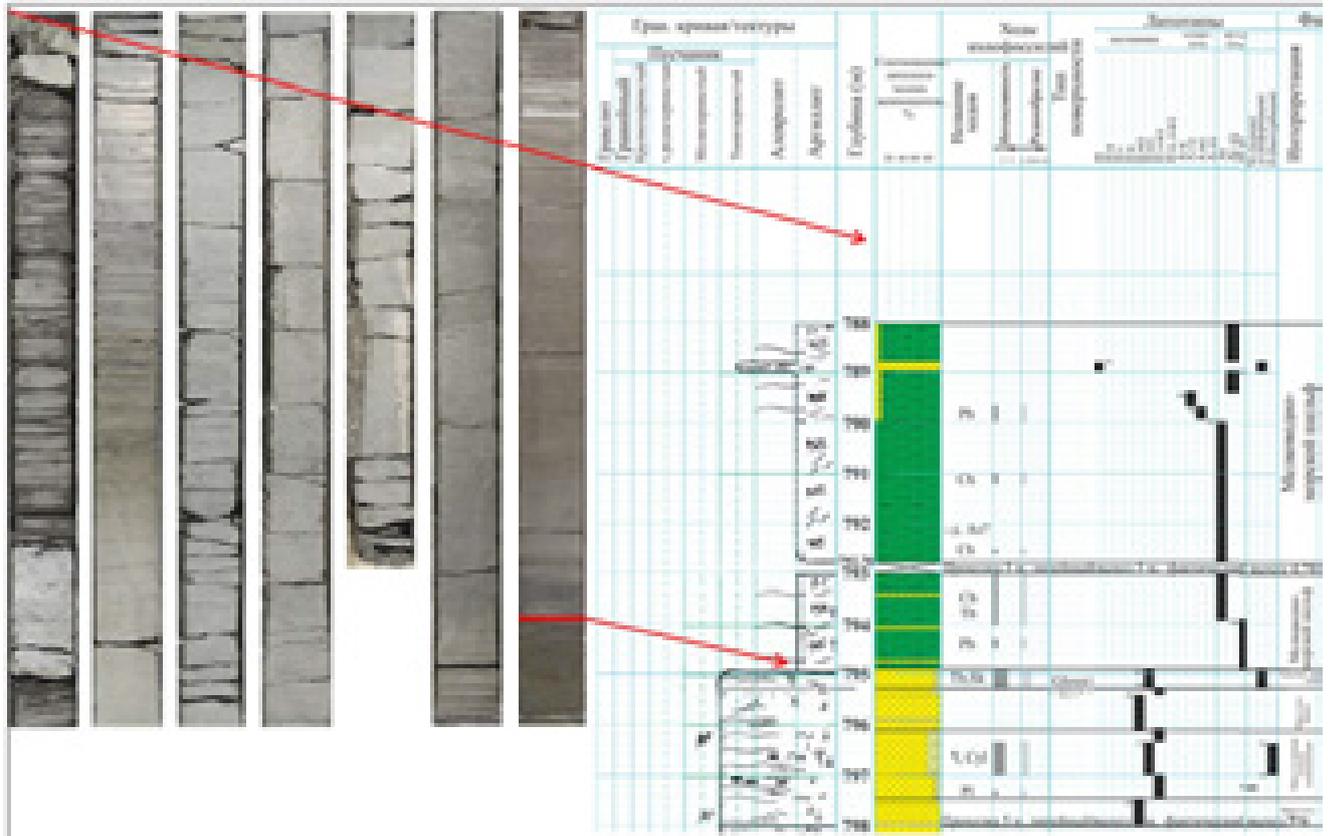
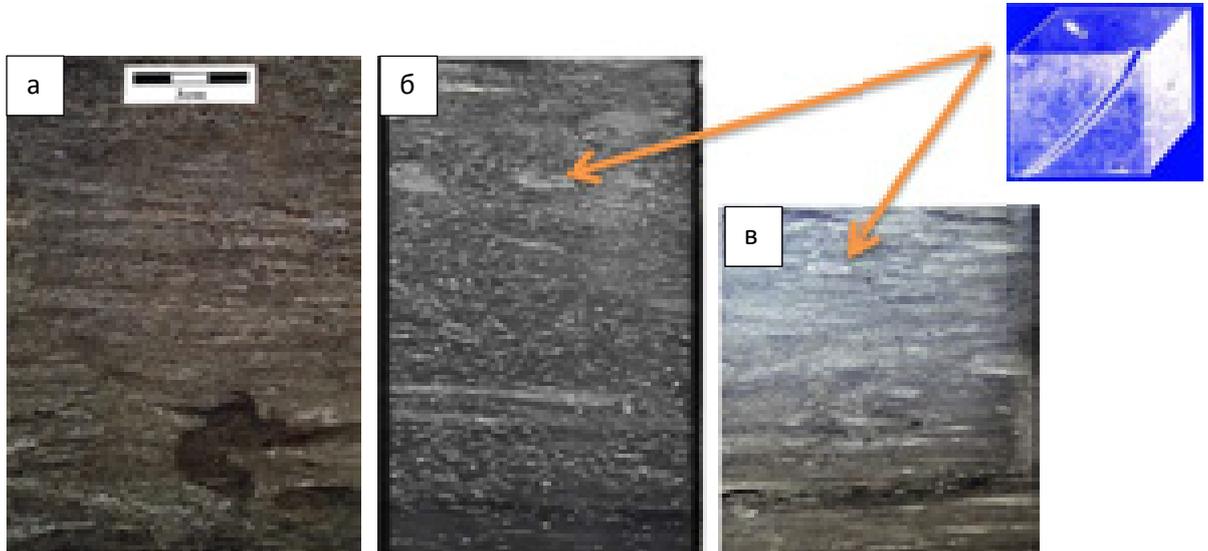


Рисунок 3.28 – Фрагмент седиментологической колонки, с привязкой керна материала, характеризующей отложения приливных каналов

В отложениях газалинской пачки, перекрывающих породы покурской свиты, в результате литолого-фациальных исследований установлены комплексы *фации мелководно-морского шельфа*, сложенной темно-серыми тонкослоистыми почти чистыми глинами или глинистыми алевролитами с тонкими линзами тонкозернистого песчаника, со следами биотурбации *Chondrites*, *Terebellina*, образующимися в гидродинамически спокойной обстановке, является покрывкой для пласта ПК₁₋₃ (фототаблица 3.26). Отсутствие слоистости и незначительное количество песчаного осадка в виде тонких линз свидетельствуют об осаждении глинистого материала из взвеси в обстановках с неподвижной водой, ниже базиса волн. Биотурбация *Chondrites* указывает на условия пониженного содержания кислорода. Отложения данной фации слагают обширные покровы (десятки – сотни км²) на шельфе. В разрезе данная фация

установлена в отложениях, перекрывающих группу пластов ПК₁₋₃, и представляет собой трансгрессивные глины, знаменующие начало затопления территории исследования.

Фототаблица 3.26



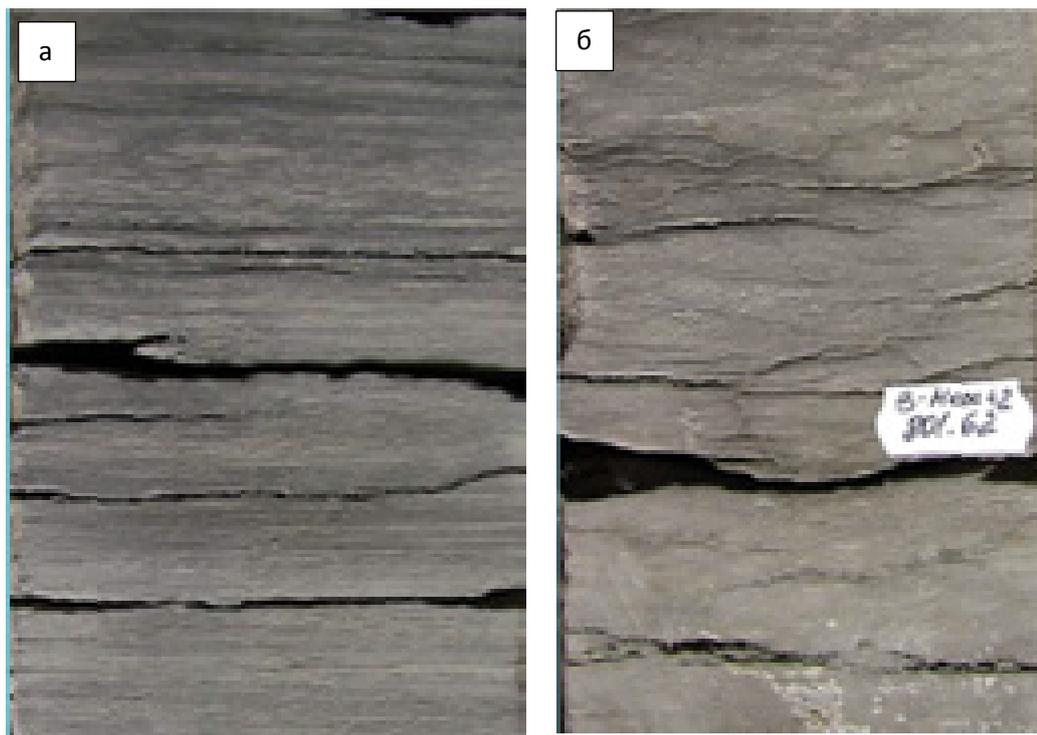
Постоянные структуры обитания предполагаемых пассивных плотоядных ихнофагии «*Terebellina*» или «*Schaubcylindrichnus Freyi*»: горизонтальные или наклонные, обычно слегка сужающиеся к низу туннели, края которых покрыты склеенным известковистым илом. Туннели малого диаметра, уплотнены с образованием «приплюснутых кругляшей» и, как правило, изолированные. *a-b* - ширина изображения 100 мм. Глубина 805,5 м. Пласт ПК₁₋₃.

Накопление массивных глинистых толщ отвечает условиям неподвижной или очень слабо подвижной водной среды, при которых могли накапливаться преимущественно тонкозернистые взвешенные фракции осадков. Массивный облик породы определялся стабильным сохранением спокойных условий седиментации в течение относительно продолжительных периодов времени. Данные породы, как правило, формируются в относительно глубоководных открытых морских обстановках шельфовой зоны.

Глины, часто алевритистые, линзовидно-слоистые, с миллиметровыми линзами песчаника, темно-серые, с массивной текстурой, с раковинным детритом, ихтиодетритом, редким растительным детритом, следами биотурбации (*Chondrites*, *Terebellina*), как правило, сильно трещиноватые (фототаблица 3.27).

Накопление линзовидно-слоистых глин отвечает условиям неподвижной или очень слабо подвижной водной среды, при которых могли накапливаться преимущественно тонкозернистые фракции осадков. Наличие тонких линз песчаного материала в глинистой разности определяется нестабильностью условий осадконакопления и периодическим усилением гидродинамической активности в течение относительно непродолжительных периодов времени.

Фототаблица 3.27



Глины алевритистые, тонко-линзовиднослоистые, с карбонатным цементом, сильно трещиноватые. *а-б* ширина изображения 100 мм. Глубина 789,58 м. Газсалинская пачка.

Основные выводы по главе

Результаты литолого-седиментологического исследования керн из разрезов скважин, вскрывших продуктивную толщу верхней части покурской свиты и нижней части кузнецовской свиты (газсалинской пачки) в пределах Мессояхской гряды позволили сделать следующие общие выводы об условиях формирования объекта исследования:

Установлено, что отложения нижнего интервала разреза пластов ПК₁₋₃ формировались в условиях активной дельты, в сильнообводненных прибрежно-дельтовых обстановках, с редкими русловыми фациями, проградировавшими с восточной части изученной территории.

Для среднего интервала пластов ПК₁₋₃ выявлены преимущественно прибрежно-морские солоновато-водные условия формирования. Средняя пачка пластов ПК₁₋₃ формировалась в обстановках как нижней части берегового склона, на глубинах более 20 м, где волновые процессы не оказывают сильного влияния, так и верхней, где отчётливо прослеживаются признаки штормового влияния и волновой активности (барово-лагунный комплекс).

Верхний интервал группы пластов ПК₁₋₃ формировался в условиях трансгрессирующего морского бассейна, в обстановках приливно-отливной зоны и верхней части сублиторали.

Формирование *газсалинской пачки* кузнецовской свиты происходило в нормальных морских условиях, пределах батиаля с постепенным возрастанием глубины бассейна. В средней части интервала залегают наиболее глубоководные осадки, они светлее подстилающих аргиллитов по причине более низких концентраций в них органического вещества. В верхней части интервала наблюдается тренд на снижение батиметрических отметок, обстановки постепенно меняются на менее глубоководные, характерные для зоны нижней сублиторали.

При исследовании впервые *выделены и описаны* 12 литолого-генетических типов отложений, слагающих 3 макрофациальных комплекса, отвечающих условиям дельтового и приливного прибрежного мелководья. По результатам литологических исследований и текстурно-структурным особенностям отложения пласта ПК₁₋₃ относятся к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций: лагуны, дельты, приморского болота.

Разработанная седиментационная модель группы пластов ПК₁₋₃, фиксирующая сложное пространственное расположение резервуаров и покрышек предложена в качестве базы для построения геологической модели Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Данная модель хорошо укладывается в рамки фациальной неоднородности верхнесеноманской продуктивной толщи, обусловив резкую вертикальную и горизонтальную неоднородность петрофизических параметров пластов.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Теоретические основы геометризации недр разработаны профессором П.К. Соболевым, который исходил из того, что недра Земли представляют собой сложный комплекс геохимических, физических полей и форм залегания полезных ископаемых, не являющихся случайным и хаотичным скоплением различных веществ, а имеющих упорядоченное строение и обладающих пространственными закономерностями размещения, которые можно описать математически (геометрически) с той или иной степенью точности.

Опыт практического применения методических приемов геометризации залежей, заполненных углеводородным сырьем, отражен в работах П.А. Рыжова, 1964; А.А. Трофимова, 1980; З.К. Борисенко, 1980; В.А. Букринского, 1985 и многих др. При этом, неотъемлемой реальностью, исходящей из представлений о предмете исследования, является многовариантность отображения неоднородностей залежей в виде различных картографических проекций, наглядно характеризующих многомерный характер геолого-промысловой информации.

Апробация предложенных подходов и методик геометризации залежей проведена многочисленными исследователями на большинстве месторождений России. Корректно проведенная процедура определения границ продуктивных пачек и обоснование поверхностей кровли и подошвы пластов позволяет:

- 1) оптимизировать технологические режимы разработки и эксплуатации залежей нефти и газа;
- 2) рационально размещать отдельные добывающие скважины и кусты в соответствии с проектируемой системой поддержания пластового давления, а также корректировать способы воздействия на пласты;
- 3) прогнозировать и корректировать коэффициенты нефтеизвлечения, вытеснения, охвата, заводнения на основе моделей геометризации пластов с целью совершенствования системы разбуривания и разработки месторождения;
- 4) с учетом индивидуальных свойств неоднородностей и их пространственных композиций на различных иерархических уровнях влиять на процесс добычи нефти и газа в целом.

Вопросы разделения залежи УВ на составные части, и обоснование их границ являются особенно актуальными в условиях приуроченности залежей к сложным геологическим объектам, строение которых определяется неоднородностью различного генезиса и масштабов.

Для наглядного отображения в региональном плане геометрических закономерностей пространственного размещения структурных и качественных показателей залежей, сосредоточенных в природных резервуарах верхнепокурской продуктивной толщи использованы материалы глубокого разведочного и эксплуатационного бурения, результаты геолого-съёмочных работ и сейсмических исследований, данные ГИС и опробования, нефтепромысловой документации, включающей структурные геологические разрезы, профили и карты поверхности кровли и подошвы продуктивных пластов и т.п.

Созданная в результате работы геологическая модель пластов ПК₁₋₃ представляет собой трехмерный массив данных, характеризующих структурные, литологические и фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов.

Для ее построения исходными данными являлись:

- глубины стратиграфических границ продуктивных пластов;
- данные РИГИС;
- отбивки газонефтяных, газоводяных и водонефтяных контактов в скважинах;
- структурные поверхности стратиграфических границ продуктивных пластов;
- сеть амплитудных и малоамплитудных разломов, выявленных на этапе интерпретации данных сейсморазведки;
- эмпирические зависимости ФЕС продуктивных пластов, обоснованные по исследованиям керна.

4.1. Геологическая модель строения группы пластов ПК₁₋₃

Результатом комплексирования методов литофациального и геолого-геофизического моделирования является геологическая модель группы пластов ПК₁₋₃, отражающая представления о геологических параметрах объекта исследования, основанные на первичной геологической информации. В качестве исходных данных приняты: геолого-геофизические материалы, полученные в результате исследования скважин,

данные литологического исследования кернового материала, интерпретационные материалы данных сейсморазведки.

Соответственно, под *геологической моделью* понимается модель, отражающая представления автора, о геологическом строении объекта исследования (группы песчано-алевритовых пластов ПК₁₋₃), аккумулирующая комплексную информацию геолого-геофизического плана. В свою очередь, моделирование базируется на представлениях о сложнопостроенной верхнепокурской продуктивной толще, состоящей из гидродинамически связанных между собой природных резервуаров, имеющих разнофациальную природу, с изменчивыми фильтрационно-емкостными характеристиками и многовариантными параметрами среды.

Выбор комплекса методов при изучении и прогнозировании свойств и характеристик такого сложнопостроенного объекта со значительной послойной и зональной неоднородностью свойств, влияющей на петрофизические параметры пород и обуславливающей расхождение проектных показателей разработки, был продиктован необходимостью визуализации в единой модели структурных, литологических, фильтрационных и емкостных характеристик, а также характера насыщения коллекторов продуктивных пластов.

Этапность построения геологической модели объекта исследования предусматривает последовательное формирование его структурной, литолого-фациальной и петрофизической моделей на основе формирования матрицы литолого-петрофизической неоднородности пластов, с учетом фациальной зональности природных резервуаров, отражающей структурно-текстурные особенности и характер пространственного переслаивания литогенетических типов пород.

Таким образом, геологическая модель определялась «статическими» элементами, которые позволили построить объёмный каркас изучаемой площади (структурную модель), заполнить фациями каждый рассматриваемый слой (литолого-фациальная модель), и свойствами нефтенасыщенных пород (петрофизическая модель).

Литолого-фациальная модель основана на стратификации осадочного чехла на синхронные, латерально неоднородные геологические тела, физические свойства которых задаются в каждой точке через присвоение ей комбинации из счётного набора базовых литотипов. Суть литологического моделирования заключается в получении представления о пространственном распространении пород различных литотипов.

Моделирование куба литологии производилось стохастическим методом «последовательного индикаторного моделирования». В качестве трендов использованы карта песчаности, характеризующая отношение эффективной к общей стратиграфической мощности пласта. Для моделирования литологии, кроме данных интерпретации ГИС в скважинах, использовалась информация о расположении линий замещения коллекторов в пластах, по которым создавались замкнутые полигоны в пределах трехмерных моделей, характеризующие распространение зон замещения коллекторов. Построение литологической 3-D модели производилось с целью выделения в объеме двух разностей пород: коллектор и не коллектор.

Структурная модель, построенная на основе результатов интерпретации сейсмических горизонтов, определила основное объёмное строение и принципиальное соотношение главных элементов нефтегазоносной системы: нефтематеринских пород, коллекторов, покрышек и разломов. Распределение пород коллекторов и покрышек производилось с учетом трендов седиментации и выделенных фациальных комплексов. Для создания структурного каркаса использованы стратиграфические отбивки кровли и подошвы пластов ПК₁₋₃, с учетом расчленения разреза продуктивной толщи по данным биостратиграфии.

Для построения геологической модели изначально строился структурный каркас продуктивной толщи. Для пластов ПК₁₋₃ в качестве репера использовалась кровля пласта ПК₁, общая толщина моделируемого объема выбиралась таким образом, чтобы она полностью включала залежь с некоторым запасом у нижней границы.

Разрез продуктивной верхнесеноманской толщи в пределах Мессояхской гряды интенсивно дислоцирован. Разломы имеют сложную геометрию, как правило, являются крутопадающими, углы падения большинства плоскостей сместителей изменяются в широких пределах от 40° до 89°. При построении структурной модели разломы приняты условно вертикальными, т.к. плановое смещение между кровлей и подошвой не превышает 100 м.

При создании петрофизической модели группы пластов ПК₁₋₃ использовались данные по поисково-разведочным скважинам, результаты попластовой интерпретации материалов ГИС, значения коэффициентов пористости (Кп), проницаемости (Кпр), нефтенасыщенности (Кн) (рисунок 4.1).

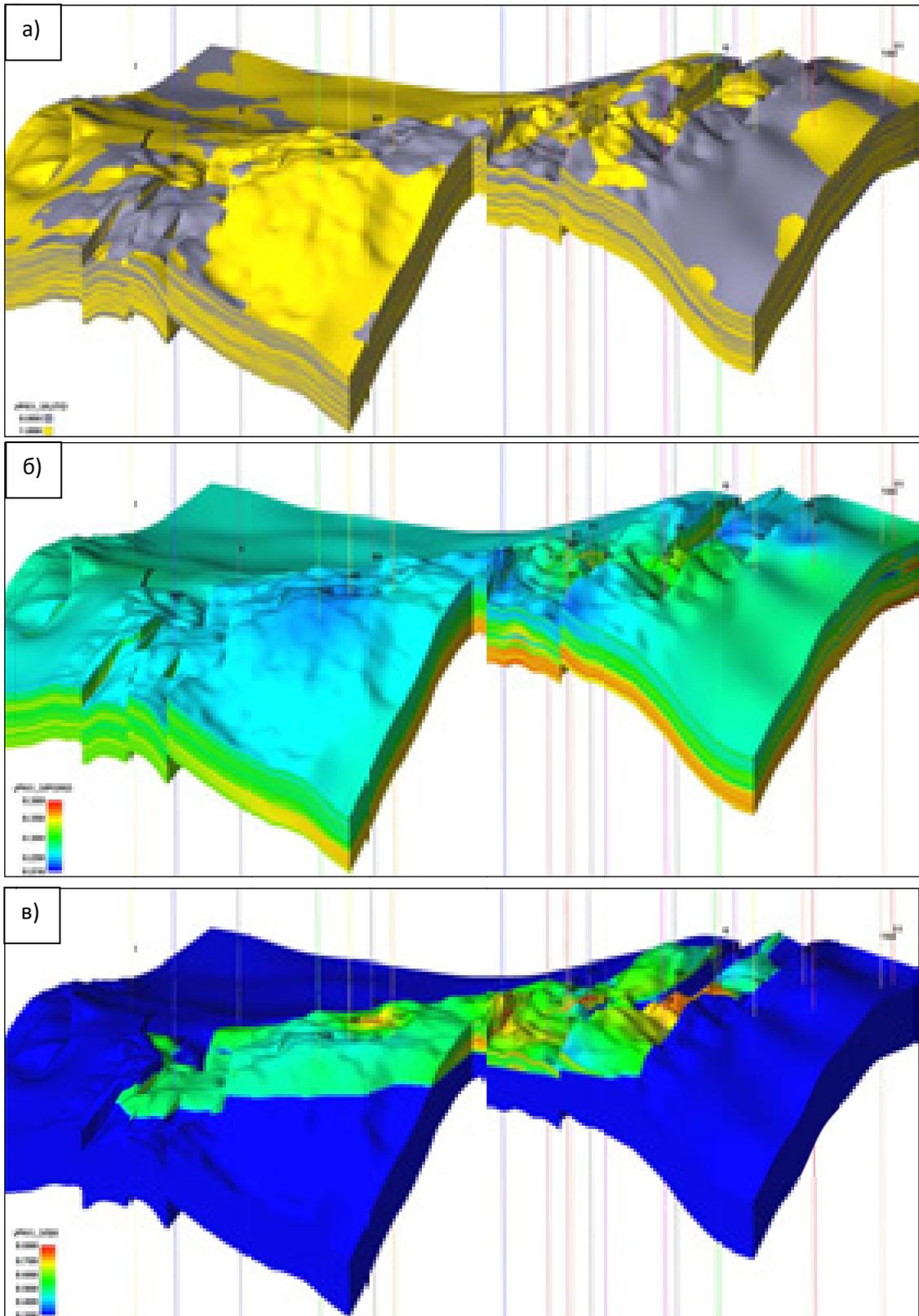


Рисунок 4.1 – Общий вид геологической модели группы пластов ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления: а) куб литологии; б) куб коэффициента пористости; в) куб нефтегазонасыщенности

Пространственная локализация резервуаров и геометрия залежей контролируется, прежде всего, распределением палеогеографических обстановок в пределах конкретного региона.

Соответственно реконструкции фациальной неоднородности коллектора предусматривают комплексный подход в изучении кернового материала (*вещественный состав, структурно-текстурные особенности*), материалов ГИС (*оценка и интерпретация свойств пласта*) и сейсморазведки. Построенная таким образом литолого-фациальная модель отображает генетическую неоднородность формирования резервуара, которая в модели петрофизической трансформируется в неоднородность фильтрационно-емкостных свойств.

Результаты проделанной работы указывают на наличие тесной взаимосвязи литологии, ФЕС коллекторов, тесно связанных с фациальными условиями из формирования. Поэтому для корректного моделирования необходимо комплексирование различных подходов и методик, а также полный комплекс сведений, который бы включал в себя не только данные по ГИС и керну, определяющиеся гранулометрической характеристикой породы, но и ее фациальную принадлежность, базирующуюся преимущественно на текстурном анализе. Подобная взаимоувязка параметров, характеризующих ФЕС с обстановками осадконакопления (фациями), позволяет более детально прогнозировать участки с улучшенными коллекторскими свойствами как в разрезе, так и на площади исследуемого объекта.

4.2. Пространственная изменчивость петрофизических свойств в связи с литолого-фациальной зональностью

Известно, что геофизические параметры тесно связаны с керновыми данными, поэтому интерпретация данных ГИС проводилась с помощью связей «кern-кern», «кern-ГИС», «ГИС-ГИС», полученных на основе петрофизической информации. Схема, поясняющая взаимодействие между свойствами горной породы, лабораторными характеристиками и геофизическими параметрами приведена на рисунке 4.3. Можно ожидать, что сходство или различие в сопоставлениях коллекторских свойств найдет

свое отражение и при дальнейшей интерпретации данных ГИС по литолого-фациальным особенностям пластов.

В работе установлено различие уравнений регрессии для основных статистических показателей и петрофизических зависимостей «кern-кern» и «кern-ГИС» для выделенных фаций. Возможность построения более детальных петрофизических зависимостей имеет основное ограничение по репрезентативности выборки.



Рисунок 4.3 –Схема взаимодействия между свойствами горной породы, ее лабораторными характеристиками и геофизическими параметрами (Богданович Н.Н.)

Граничные значения коллектор-неколлектор, анализ литологических и петрофизических признаков, оценка коэффициента проницаемости, отношение пористости к проницаемости проведены для выделенных фациальных комплексов. В результате установлены характерные особенности ФЕС для каждой описанной фаций, включающие диапазоны изменения пористости, проницаемости, остаточной

водонасыщенности. Исходными данными для анализа петрофизических зависимостей послужили результаты лабораторных исследований ФЕС с привязкой к фациям.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК₁₋₃ изучены на 731 образце из 11 скважин, из них коллекторов - 508 образцов. Коэффициент открытой пористости K_n измерен на 731 образце, в том числе из коллекторов 508 образцов. Средневзвешенное значение K_n коллекторов по керну составляет 31.9%, диапазон – от 23.9 до 37.7%. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляет 29.3%, в газонасыщенной – 33.3%.

Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$ измерен на 530 образцах, в том числе из коллекторов 452 образца. По коллекторам средневзвешенное значение $K_{пр}$ составляет 614.7 мД при диапазоне от 7.3 мД до 3697 мД. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляет 906 мД, в газонасыщенной – 2002 мД.

Коэффициент водоудерживающей способности $K_{вс}$ измерен на 266 образцах керна, в том числе из коллекторов 224 образца. Диапазон изменения $K_{вс}$ меняется в пределах 7.8 – 66.5%, при средневзвешенном значении 31,08%. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляет 36.3 %, в газонасыщенной – 30.5 %.

На рисунке 4.4 показаны распределения физических параметров пород сеноманского яруса покурской свиты Западно-Мессояхского месторождения.

В модифицированной форме отложения пласта ПК₁₋₃ представлены следующими фациями:

- 1 – приливно-отливная отмель,
- 2 – прибрежные бары,
- 3 – краевой части дельтовых каналов;
- 4 – центральной части дельтовых каналов;
- 5 – внутридельтовых заливов.

Граничные значения пористости несколько различаются и составляют 24.9% и 22.3% соответственно. Гистограммы пористости, проницаемости и водоудерживающей способности группы пластов ПК₁₋₃ для различных групп фаций имеют в основном одномодальные распределения (рисунок 4.5). Лучшие фильтрационно-емкостные свойства приурочены к фациям приливно-отливным отмелям и центральной части дельтовых каналов, худшие – фации внутридельтовых заливов. Средние значения по керновым данным приведены в таблице 4.1.

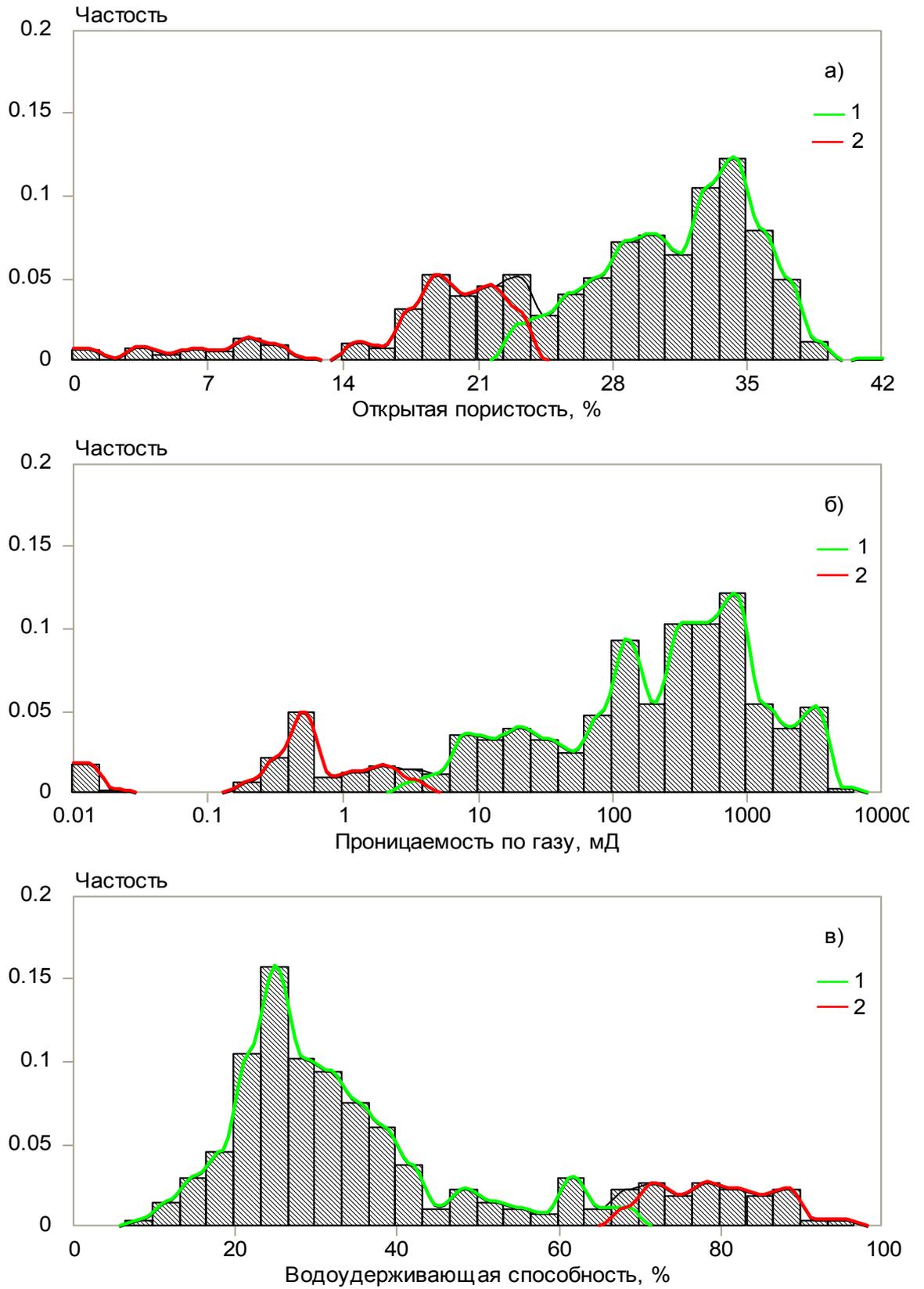


Рисунок 4.4 – Распределение параметров фильтрационно-емкостных свойств пласта ПК₁₋₃:
 а) пористости; б) проницаемости; в) водоудерживающей способности
 1 – в коллекторах, 2 – в неколлекторах

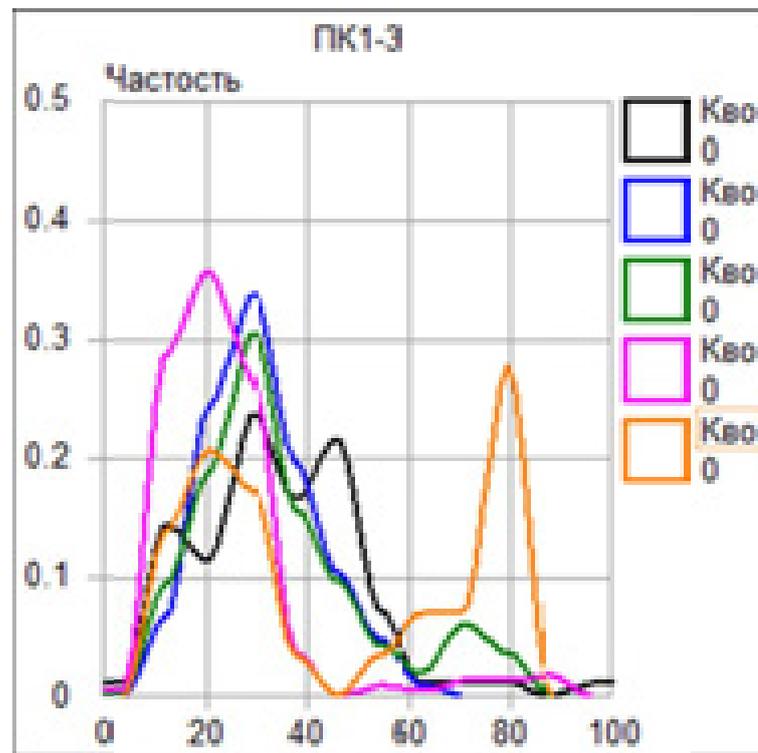
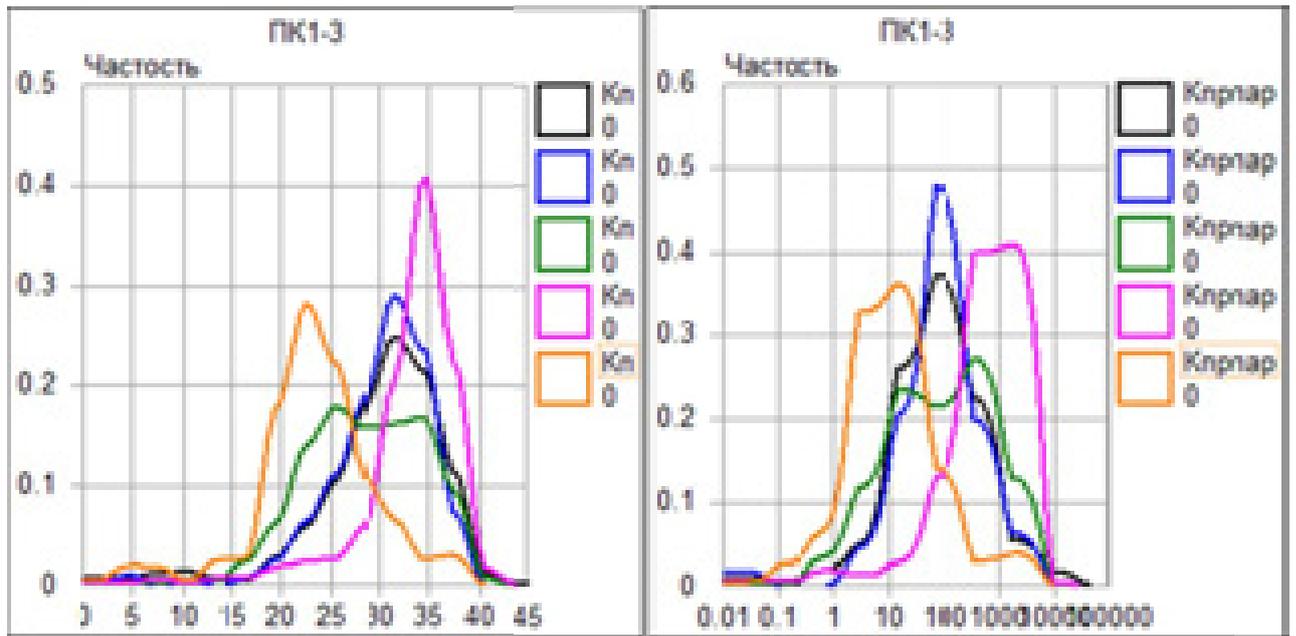


Рисунок 4.5 – Гистограммы распределения K_p , K_{pr} , K_{vo} в различных фациях для группы пластов ПК1-3

Таблица 4.1 – Статистические параметры по керновым исследованиям для различных групп фаций пласта ПК₁₋₃

Фация	Минимум	Максимум	Среднее	Среднее квадратическое отклонение	Параметр
приливно-отливная отмель (1)	1.25	43.13	29.8	6.44	Кп
прибрежные бары (2)	1.76	38.65	30.1	5.31	Кп
краевой части дельтовых каналов (3)	1.78	41.55	28.4	6.05	Кп
центральной части дельтовых каналов (4)	1.85	43.62	33	5.25	Кп
внутридельтовых заливов (5)	2.72	38.69	23.5	5.93	Кп
приливно-отливная отмель (1)	0.01	3793	219	428	Кпр
прибрежные бары (2)	0.01	4777	250	656	Кпр
краевой части дельтовых каналов (3)	0.01	3674	305	511	Кпр
центральной части дельтовых каналов (4)	0.01	5044	801	789	Кпр
внутридельтовых заливов (5)	0.01	2891	91.5	354	Кпр
приливно-отливная отмель (1)	8.3	93	34.1	15.6	Кво
прибрежные бары (2)	11.03	60.32	31	10.2	Кво
краевой части дельтовых каналов (3)	8.12	83.1	34.88	17	Кво
центральной части дельтовых каналов (4)	8	87.98	23.8	14.2	Кво
внутридельтовых заливов (5)	9.88	79.98	45	26.6	Кво

Различия в усредненных статистических показателях для разнофациальных обстановок отображаются и корреляционных связях фильтрационно-емкостных свойств полученных по керну и ГИС. Исходя из сопоставления коэффициента пористости от остаточной водонасыщенности (рисунок 4.6), различные фациальные обстановки пласта ПК₁₋₃ охарактеризованы керном в сопоставимых объемах. Следует отметить, что под понятием «остаточная водонасыщенность» понимается «водоудерживающая способность», полученная при экспериментальных исследованиях на разных режимах центрифугирования. Коллекторы с высокой пористостью принадлежащие фациальной зоне приливо-отливных отмелей обладают меньшей остаточной водонасыщенностью по сравнению с другими фациями.

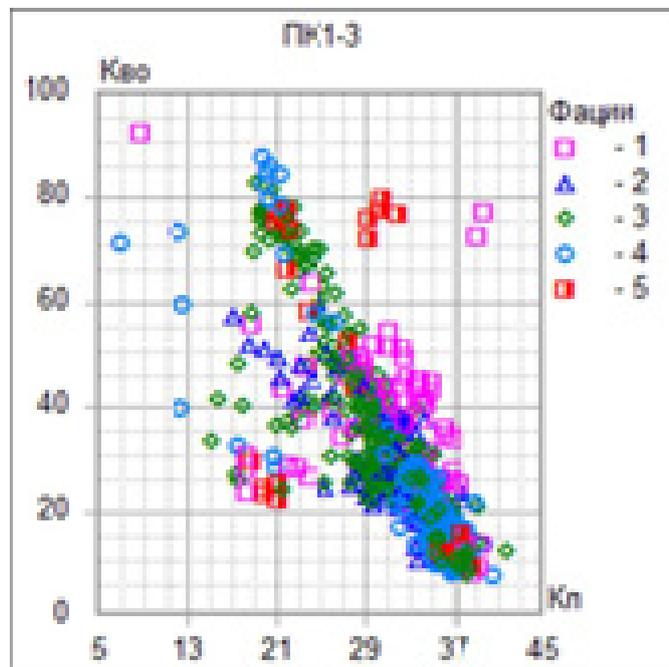


Рисунок 4.6 – Зависимость $K_{во}(K_p)$, для пород группы пластов ПК₁₋₃

Такая ситуация характерна для пластов, в которых основной параметр, контролирующей фильтрационные и емкостные свойства – это состав и количество глинистого материала. Изменчивость состава глинистых минералов в зависимости от фациальных условий показана в таблице 4.2. Сравнительный анализ однозначно показывает улучшение коллекторских свойств в фациях дельтовых распределительных каналов и приливных отмелях, где глинистые минералы представлены в основном каолинитовой составляющей. Наихудшими свойствами характеризуются отложения фаций междельтовых заливов.

Таблица 4.2 – Состав глинистых минералов в отложениях выделенных фаций группы пластов ПК₁₋₃

Объект	Обстановки осадко-накопления	Фации	Состав глинистых минералов				
Верхний интервал	Приливно-отливной комплекс отложений	Приливо-отливные отмели	14.85	11.50	20.11	43.13	10.61
		Приливно-отливные гряды	17.48	13.88	24.22	32.91	11.56
Средний интервал	Прибрежно-морской комплекс отложений	Прибрежные бары	27.49	14.29	30.54	12.54	15.15
Нижний интервал	Дельтовый комплекс отложений	Передовая часть дельты	12.11	14.08	21.92	38.26	13.63
		Дельтовые распределительные каналы	9.83				
		Междельтовые заливы	21.32	15.49	20.58	24.85	11.45
			монтмориллонит	смектит	гидрослюда	каолинит	хлорит

Анализ данных показывает, что одновременно на ФЕС влияет два фактора: объем глинистой фракции и ее состав. Резкое ухудшение свойств наблюдается при увеличении общей глинистости на фоне роста объемов монтмориллонит – смектитовой составляющей.

Практически для всех отложений наблюдается большой радиус разлета точек, что свидетельствует об их неоднородности и различной степени консолидированности. Уменьшение фильтрационных свойств в основном связано с уплотнением и вторичными процессами. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости представлена на рисунке 4.7. Эта зависимость также обнаруживает связь с фаціальными обстановками, выраженную менее интенсивно, чем в первом случае, но тем, не менее наибольшее влияние фаций просматривается в области коллекторов, с пониженными пористостью (K_p до 20%) и проницаемостью ($K_{пр}$ до 10 мДа).

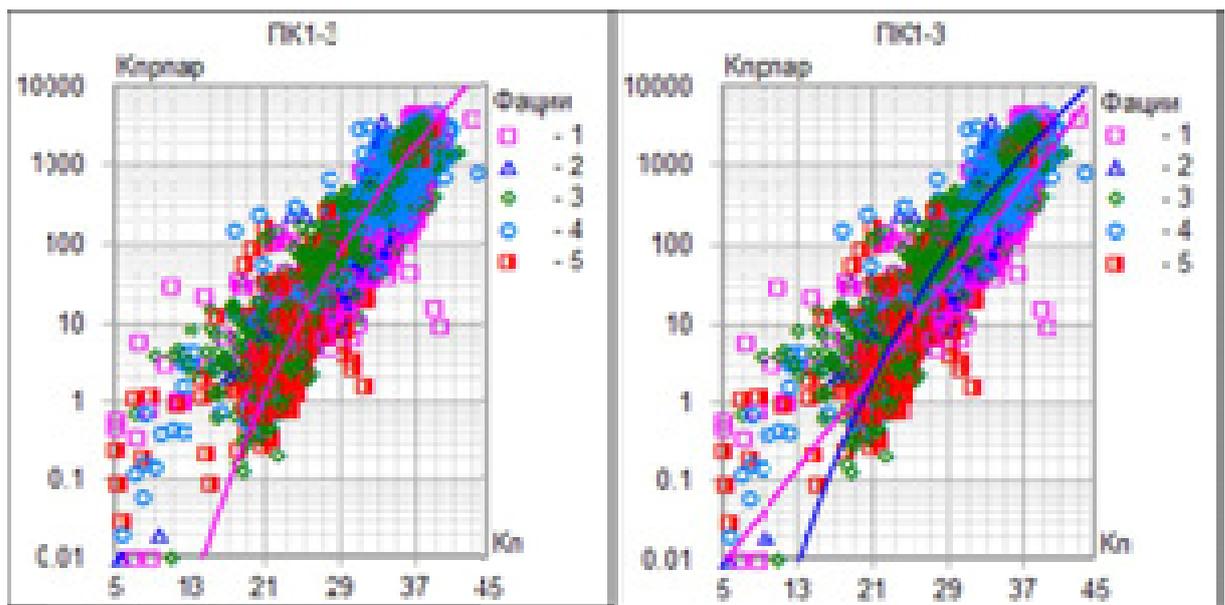


Рис. 4.7 – Зависимость $K_{пр}(K_p)$ для пород группы пластов PK_{1-3} , принятая общая зависимость и отдельные по выделенным фациям

На рисунке 4.8 приведены сопоставления « $K_{пр}$ ГИС – $K_{пр}$ керн». Погрешность определения проницаемости, рассчитанной с использованием отдельных зависимостей, изменяется в небольших пределах и влияние фаций менее ощутимо, хотя также заметно за счет значительной дисперсии проницаемости, измеренной на

слабоконсолидированных образцах керна с влиянием эффективного давления обжима, составляющего 800psi.

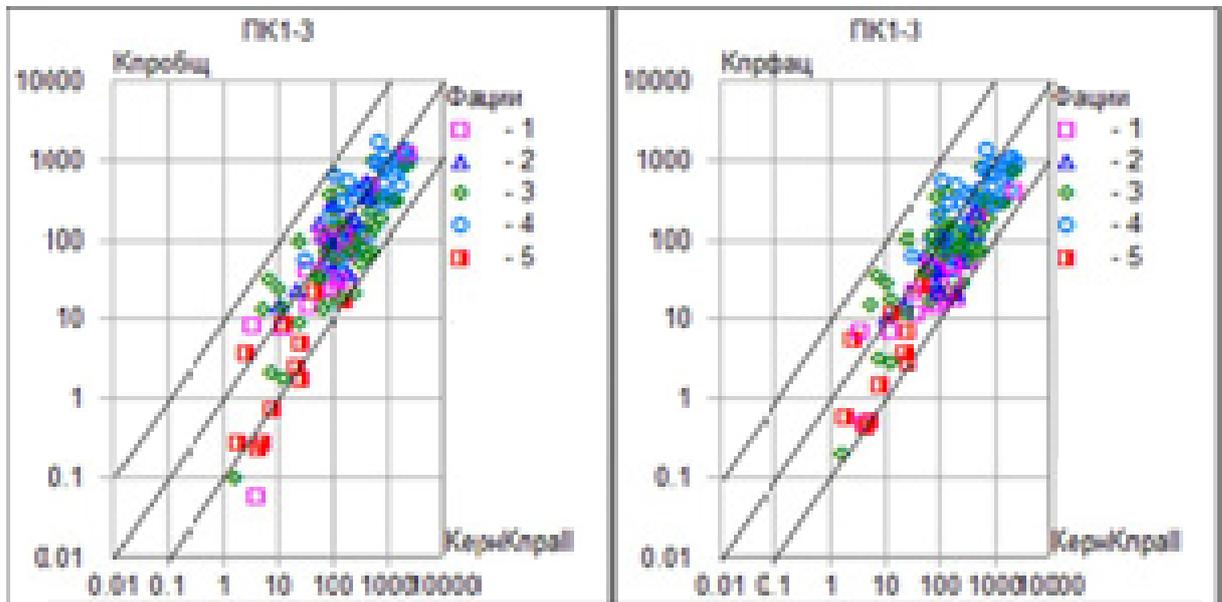


Рисунок 4.8 – Сопоставление «Кпр ГИС – Кпр керн» для группы пластов ПК_{1,3}

На рисунке 4.9 приведены зависимости открытой пористости от динамической пористости, которые также обнаруживают значительное влияние фациальных обстановок.

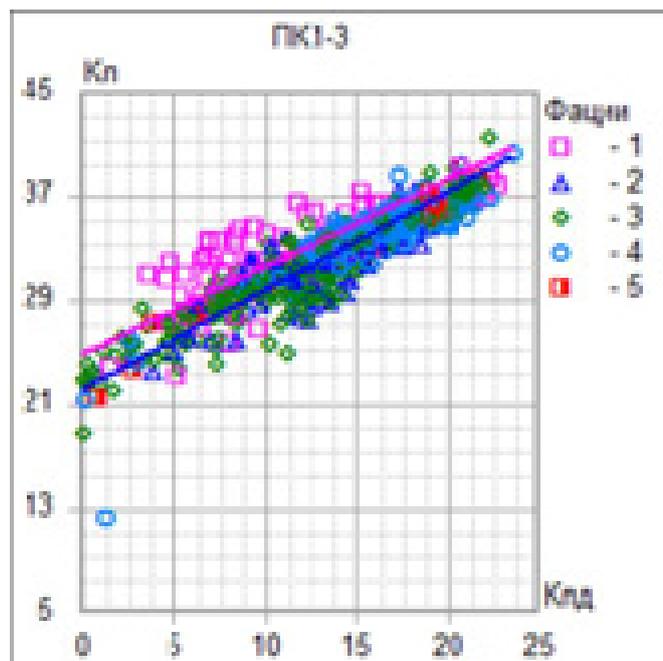


Рисунок 4.9 – Зависимость «Кп – Кпд», для группы пластов ПК_{1,3}

На рисунке 4.10 приведены сопоставления относительного параметра $А_{пс}$ с пористостью по керну для различных ассоциаций фаций.

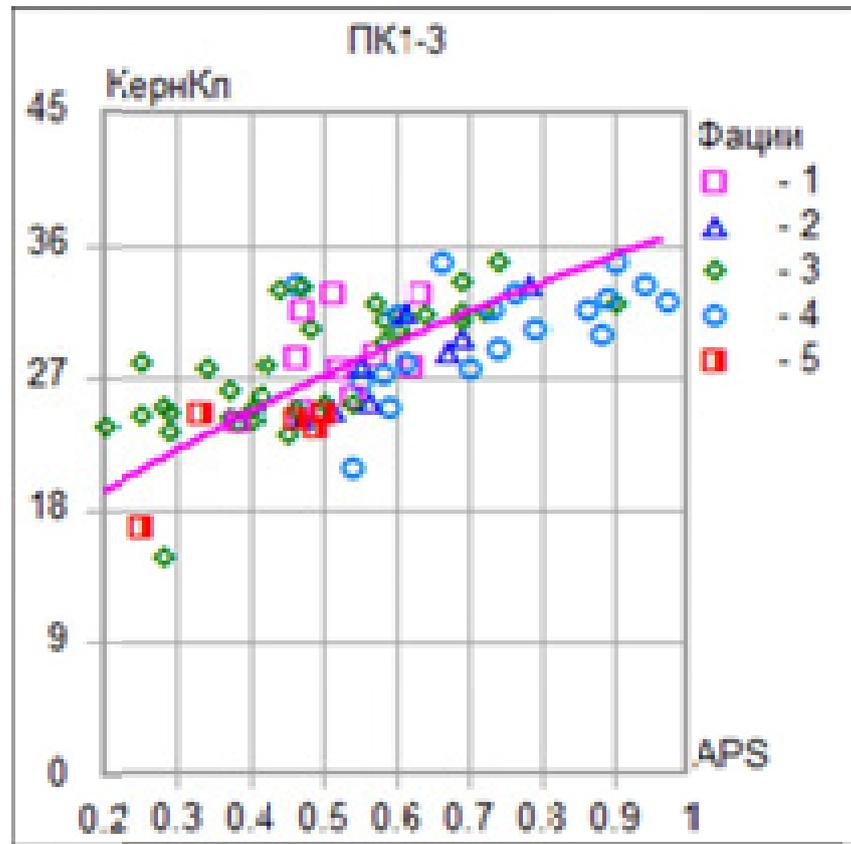


Рисунок 4.10 – Сопоставление $К_{п}$ по керну с $А_{пс}$

Описанные фации характеризуются единой зависимостью $К_{п}$ - $А_{пс}$, детализация их для каждой отдельно взятой фации затруднительна. Показанная на рисунке 4.10 зависимость усреднена без учета фаций, но из графика видно, что в зависимости от фациальной принадлежности она может быть модифицирована для каждого отдельного случая, при условии большей статистики данных.

Использование остальных методов для установления количественных критериев «коллектор-неколлектор» и уточнения ФЕС отдельно для каждой фации пласта ПК₁₋₃ недостаточно эффективно за счет влияния газонасыщенности, кавернозности ствола скважины в зоне неконсолидированных отложений, слабой дифференцированности кривых радиоактивного каротажа из-за большого диаметра скважин.

Основные выводы по главе

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Породы-коллекторы группы пластов ПК₁₋₃ характеризуются широким диапазоном изменчивости емкостных и фильтрационных свойств, обусловленных фациальными условиями их формирования.

2. Наилучшими характеристиками обладают отложения фаций дельтовых распределительных каналов, приливно-отливных отмелей, несколько ухудшенными – отложения прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов. Самыми худшими свойствами характеризуются отложения междельтовых заливов.

3. Главными причинами изменчивости свойств являются объем глинистой фракции и ее состав. Резкое ухудшение свойств наблюдается при увеличении общей глинистости на фоне роста объемов монтмориллонит – смектитовой составляющей.

4. Корреляционные связи ФЕС видоизменяются в зависимости от фациальных условий осадконакопления.

5. Построенная геологическая модель отображает пространственное расположение структурных элементов и локализацию пород коллекторов с улучшенными петрофизическими параметрами и может являться основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки сложнопостроенной Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенных работ разработан оптимальный комплекс, исследований слабоконсолидированных пород-коллекторов нефтяных месторождений севера Западной Сибири, полностью отвечающий потребностям промысловой геологии, геофизики и гидродинамического моделирования разработки объектов данного типа.

Оптимальный комплекс, включающий в себя изучение профиля полноразмерного керна, определение фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических характеристик, специальные фильтрационные исследования с моделированием пластовых условий, литологические и седиментологические исследования, разработан и апробирован при анализе керна материала группы пластов ПК₁₋₃ верхней части покурской свиты.

Новым и принципиально важным этапом предлагаемого комплекса является обязательная стабилизация (заморозка) слабоконсолидированных пород жидким азотом на стадии подготовки керна к лабораторным исследованиям. Кроме того, в качестве дополнительного метода в целях оценки качества (состояния) керна материала и неоднородности строения объекта рекомендовано проведение компьютерной томографии полноразмерного керна.

Введение новых технологических решений при изучении слабоконсолидированных пород, включая подготовку «стандартных» петрофизических образцов, усовершенствование методик определения фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических характеристик, модернизация схемы процесса исследований обеспечивает комплексный подход, и получение необходимых параметров, ранее отсутствующих из-за «нестабильности».

Разработанный оптимальный комплекс исследований керна дает возможность для данного типа коллекторов устанавливать многомерные связи между петрофизическими параметрами. Позволяет детализировать литологические особенности, гранулометрический и минеральный составы, выполнить фациальный анализ и палеогеографические реконструкции.

Применение разработанной схемы при изучении разреза верхней части покурской свиты (группа пластов ПК₁₋₃) позволило получить исходные литолого-петрофизические и

седиментологические параметры и выполнить геометризацию сложнопостроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Использование данного комплекса при изучении керна вновь пробуренных скважин поможет существенно повысить изученность района кернавыми исследованиями, необходимую для подсчета запасов УВ, интерпретации методов ГИС и гидродинамического моделирования. Кроме того данный комплекс может быть рекомендован к повсеместному применению на нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири, локализованных в слабokonсолидированных коллекторах.

В геологическом плане породы-коллекторы верхней части покурской свиты, развитые в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления представляют собой альб-сеноманские линзовидные и пластово-массивные природные резервуары и являются главными объектами для разработки. Объект исследования – прикровельная сеноманская часть покурской свиты (пласты ПК₁₋₃) Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского поднятий - приурочен к мощной толще сероцветных пород покурской серии (K_{1al}-K_{2s}), выделяемой в объеме одноименной свиты – наиболее изменчивой в литологическом плане и трудно-коррелируемой части меловых отложений.

Литологически объект представлен неравномерным переслаиванием слаболитифицированных песчаников и алевроитовых глин, с тонкими прослоями карбонатизированных разностей. Характерные особенности геологического строения данной части разреза: 1) сложное блоковое строение залежей, разделенных многочисленными тектоническими нарушениями; 2) многофазовый характер УВ (газ - «газовая шапка», нефть, конденсат); 3) наличие мощной водоносной толщи, подстилающей продуктивный пласт; 4) высокая вязкость и плотность нефти; 5) невыдержанность толщин и анизотропия петрофизических свойств по разрезу и по площади, вызванная фациальной изменчивостью; 6) ослабленная цементация пород-коллекторов, залегающих на небольших глубинах (750 - 900м.).

Природные резервуары группы пластов ПК₁₋₃ являются высокоёмкими и содержат основные геологические запасы Мессояхской зоны нефтегазонакопления при этом низкая механическая прочность пород, оказывает существенное влияние на изученность и осложняет процесс разработки. Все выше перечисленные факторы, определили актуальность проводимых исследований и выбор объекта

Комплексные литолого-петрофизические и седиментологические исследования, проведенные автором, позволили детально охарактеризовать состав и строение сеноманских пластов ПК₁₋₃, реконструировать обстановки формирования пород-коллекторов и выявить связь с фильтрационно-емкостными свойствами. На основе детального изучения керна скважин, с привлечением материалов ГИС, в разрезах группы пластов ПК₁₋₃ выделены фации и их последовательности. Выявлена изменчивость фациальных обстановок и особенности их распределения по разрезу и по латерали.

Результаты литолого-седиментологического исследования керна из разрезов скважин, вскрывших продуктивную толщу верхней части покурской свиты и нижней части кузнецовской свиты (газалинской пачки) в пределах Мессояхской гряды позволили установить, что отложения нижнего интервала разреза пластов ПК₁₋₃ формировались в условиях активной дельты, в сильнообводненных прибрежно-дельтовых обстановках, с редкими русловыми фациями, проградировавшими с восточной части изученной территории.

Для среднего интервала пластов ПК₁₋₃ выявлены преимущественно прибрежно-морские солоновато-водные условия формирования, в обстановках как нижней части берегового склона, на глубинах более 20 м, где волновые процессы не оказывают сильного влияния, так и верхней, где отчетливо прослеживаются признаки штормового влияния и волновой активности (барово-лагунный комплекс).

Верхний интервал группы пластов ПК₁₋₃ формировался в условиях трансгрессирующего морского бассейна, в обстановках приливно-отливной зоны и верхней части сублиторали.

Формирование газалинской пачки кузнецовской свиты, перекрывающей верхнепокурские коллектора, происходило в нормальных морских условиях, в пределах батиаля с постепенным возрастанием глубины бассейна. В средней части интервала развиты наиболее глубоководные осадки, они светлее подстилающих аргиллитов по причине более низких концентраций в них органического вещества. В верхней части интервала наблюдается тренд на снижение батиметрических отметок, обстановки постепенно меняются на менее глубоководные, характерные для зоны нижней сублиторали.

При исследовании впервые выделены и описаны 12 литолого-генетических типов отложений, слагающих 3 макрофациальных комплекса, отвечающих условиям дельтового и приливного прибрежного мелководья. По результатам литологических исследований и текстурного анализа установлено, что отложения пласта ПК₁₋₃ относятся

к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций: лагуны, дельты, приморского болота.

Разработанная седиментационная модель группы пластов ПК₁₋₃, фиксирующая сложное пространственное расположение резервуаров и покрышек, предложена в качестве базы для построения геологической модели Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Данная модель хорошо укладывается в рамки фациальной неоднородности верхнесеноманской продуктивной толщи, обусловившей резкую вертикальную и горизонтальную неоднородность петрофизических параметров пластов.

На основе палеогеографических реконструкций, анализа влияния седиментационных и постседиментационных факторов на коллекторские свойства разнофациальных алеврито-песчаных пород и выявленных зависимостей ФЕС пород от обстановок осадконакопления выделены фациальные обстановки, наиболее благоприятные для формирования залежей углеводородов и оконтурены зоны развития улучшенных коллекторов для группы пластов ПК₁₋₃.

Установлено, что породы-коллекторы изучаемого объекта характеризуются широким диапазоном изменчивости емкостных и фильтрационных свойств, обусловленных фациальными условиями их формирования. Наилучшими характеристиками обладают отложения фаций дельтовых распределительных каналов приливно-отливных отмелей, несколько ухудшенными – отложения прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов. Самые худшие коллектора связаны с отложениями междельтовых заливов. Отмечается зависимость фильтрационно-емкостных свойств от объема и состава глинистой фракции. Резкое ухудшение свойств наблюдается при увеличении общей глинистости на фоне роста совокупного объема монтмориллонит – смектитовой составляющей. Корреляционные связи ФЕС видоизменяются в зависимости от фациальных условий осадконакопления.

Результатом выполненных исследований явилось построение 3D геологической модели для группы пластов ПК₁₋₃, отображающей пространственное расположение структурных элементов и локализацию пород коллекторов с улучшенными петрофизическими параметрами. Предложенная модель может стать основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки сложнопостроенной Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Использованный методический подход к выявлению тел улучшенных коллекторов с некоторой адаптацией, может быть применен при изучении других объектов верхнемезозойского комплекса Западной Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованная литература

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ. Учебно-методическое пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с.
2. Анализ подтверждаемости перспективных ресурсов УВ по нефтегазопроисковым объектам ЯНАО / Пенягин П.В., Куликов Т.Д. // Горные ведомости. Тюмень, 2006. – № 6. – С. 98–112.
3. Аргентовский Л. Ю., Бочкарев В. С., Брадучан Ю. В., Зининберг П. Я., Елисеев В. Г., Кулахметов Н. Х., Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н., Соколовский А. П., Ясович Г. С. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1968. – С.27–95.
4. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2004. – №4 – С. 2–8.
5. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1:5 000 000. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 24 л. // Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 / Редактор И.И. Нестеров // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1976. – Вып. 93. – 86 с.
6. Атлас фация юрских терригенных отложений (угленосные толщи Евразии) / В.П. Алексеев. Екатеринбург, 2007. – 209 с.
7. Байбародских Н.И., Бро Е.Г., Гудкова С.А., Карцева Г.Н., Накаряков В.Д., Ронкина З.З., Сапир М.Х., Сороков Д.С. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. // Уч. зап. НИИГА. Региональная геология. 1968., Вып. 12. – С. 5–24.
8. Байбародских Н.И., Булынникова А.А., Карцева Г.Н., Ронкина З.З., Большехетская серия Усть-Енисейского района // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Ч.1. Тюмень, 1969. – 92 с.

9. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегазогеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1976. – С 16 – 52.
10. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. Геология нефти и газа: Учебник для вузов. / Под ред. Э.А. Бакирова. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
11. Барабошкин Е.Ю. 2011б. Ихнокомплексы флювиальной дельты (черкашинская свита, готерив-баррем) Салымского свода Западной Сибири. Б.Н. Шурыгин, Н.К. Лебедева, А.А. Горячева (Ред.). Палеонтология, стратиграфия и палеогеография мезозоя и кайнозоя бореальных районов. Материалы научной сессии, посвященной 100-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Владимира Николаевича Сакса. Новосибирск, 18–22 апреля 2011 г. Новосибирск, ИНГГ СО РАН. Т.1, с.27–31.
12. Белонин М.Д. Механизм формирования крупной зоны газонакопления в промежуточном комплексе севера Западной Сибири / М.Д. Белонин, С.В. Смирнов, А.В. Плотников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №4. – С. 11–16.
13. Белоусов А. Ф. Системный подход и некоторые методические проблемы исследования геолого-географических формаций. – В кн.: Методологические и философские проблемы геологии. Новосибирск: Наука, 1979. С. 276–294.
14. Бергер М.Г. Терригенная минералогия. М.: Недра 1986. – 227 с.
15. Берлин Т.С., Найдин Д.П., Сакс В.Н. и др. Климаты в юрском и меловом периоде на севере СССР по палеотемпературным определениям // Геология и геофизика. 1966. №1. – С.17–31.
16. Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири / Ровнина Л.В., Родионова М.К., Мазур В.М. и др. М.: Наука, 1985. – 104 с.
17. Блауберг И. В., Юдин Э. Г. Становление и сущность системного подхода. М.: Наука, 1973. – 144 с.
18. Борисенко З.К. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М.: Недра, 1980. – 207 с.

19. Ботвинкина Л.Н. Слоистость разных фациальных типов осадочных пород // Методы изучения осадочных пород. М.: Госгеолтехиздат, 1957. Т.1. – 99–150 с.
20. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород / Тр. ГИН АН СССР. М.: Изд. АН СССР, 1962. Вып. 59. – 552 с.
21. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости // Труды геологического ин-та АН СССР. М.: Изд-во «Наука», 1965. Вып. 119. – 260 с.
22. Бочкарев В.С., Боярских Г.К., Нестеров И.И. Тектоническое строение Западно-Сибирской равнины // Тр. ВНИГНИ, вып. 218. – М.: Недра, 1980, С.133–157.
23. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М. Генеральные тектонические модели Западно-Сибирской геосинеклизы // Горные ведомости. – 2008. – №3. – С. 6–23.
24. Брадучан Ю.В., Ясович Г.С. Районирование юрских и меловых отложений Западно-Сибирской низменности // Материалы по стратиграфии и палеонтологии мезо-кайнозойских отложений Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1970. – С. 61–71.
25. Брадучан Ю.В. Региональные стратиграфические подразделения мезозоя Западной Сибири // Основные проблемы геологии Западной Сибири. Тюмень. 1985. – С. 11–21.
26. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Балин В.П., Дещеня Н.П. Анализ ресурсной базы углеводородного сырья и концепции ее освоения в Ямало-Ненецком автономном округе // Известия вузов. Нефть и газ. 1997. – № 6. – С. 7–10.
27. Брехунцов А.М., Гмызин С.В., Дещеня Н.П., Деревягин А.А., Кекух С.Г., Плесовских И.А. Результаты выполнения программы минерально-сырьевой базы Ямало-Ненецкого автономного округа в 2003 году // Горные ведомости. Тюмень, 2004. – №1, – С. 6–13.
28. Брехунцов А.М., Плесовских И.А., Нестеров И.И., Бочкарев В.С. Задачи региональных сейсморазведочных работ на современном этапе освоения нефтегазоносного потенциала ЯНАО // Горные ведомости. – 2008. – №9–10. – С. 24–36.
29. Брод И.О. Залежи нефти и газа (формирование и классификация) М., Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 350 с.
30. Букринский В.А. Геометрия недр / Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985.–526 с.

31. Булынникова А.А., Байбородских Н.И., Вахитов Ф.Ф., Колонольцева Е.П. К стратиграфии верхнемеловых отложений северо-восточных районов Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1970. №7. – С. 25–33.
32. Булынникова А. А., Трандафилова Е. Ф. Верхний отдел. Меловая система. Стратиграфия юрских и меловых отложений // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1972. – Вып. 48 – С. 84–97.
33. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках: М.: Мир, 1977.–215 с.
34. Бруссард Д. Дельты – модели для изучения. М.: Недра, 1979. – 323 с.
35. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М.: Недра, 1966.–115 с.
36. Вопросы тектоники Ямало-Гыданского региона и прилегающих территорий / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, П.В. Пенягин и др. // Горные ведомости. – 2005. – №12.– С.42–63.
37. Галеркина С.Г., Алексейчик-Мицкевич Л.С., Козлова Г.Э., Стрельникова Н.И. Стратиграфия верхнемеловых отложений Западной Сибири // Советская геология. 1982. №12. – С. 77–95.
38. Геккер Р.Ф. Введение в палеоэкологию. М.: ГосНТИЛ по геол. и охране недр, 1957.–126 с.
39. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Т. 1. Геологическое строение / МПР РФ, ОАО «Новосибирскгеология», РАН СО ОИГГМ; Науч. ред. чл.-кор. РАН Каныгин А.В., канд. геол.-мин. наук Свиридов В.Г. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – 28 с.
40. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.С. Недосекин, С.М. Зарипов // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 10–14.
41. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д. и др. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене. М.: Наука, 1968. – 150 с.
42. Гольберт А.В., Григорьева К.Н., Ильенок Л.Л. и др. Палеоклиматы Сибири в меловом и палеогеновом периодах. М.: Недра, 1977. – 106 с.

43. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. Методы палеогеографических реконструкций. Л.: Недра, 1984. – 271 с.
44. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. М.: Гостоптехиздат, 1962. – 352 с.
45. Гурова Т.И., Саркисян С.Г. Литология мезозоя и палеогена нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – М.: Наука, 1967. – 130 с.
46. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М: Недра, 1982. – 448 с.
47. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. (2-ое издание). М: Недра, 1985. – 310 с.
48. Девятов В.П. Главнейшие геологические события мезозоя Сибири / В.П. Девятов, В.В. Сапьяник // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология фанерозоя Сибири: Сб. науч. тр. / Сибирский научно-исслед. институт геологии, геофизики и минерального сырья. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С.123–130.
49. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ неоднородных геологических сред. Киев: Наукова Думка, 1976, – 214 с.
50. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов М: Недра, 1982. – 230 с.
51. Дмитриевский А.Н. Основные принципы естественно-целевого подхода в геологии и методологические основы системных геологических исследований. – В кн.: Методологические исследования в геологии и геофизике. Новосибирск: Наука, 1986, с.145-149.
52. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М: Недра, 1991. – 368 с.
53. Дорогиницкая Л.М., Дергачёва Т.Н., Анашкин А.Р. и др. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. – Томск: STT, 2007. – 278 с.
54. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / под ред. д.г.-м.н. И.Г. Шнурмана. Краснодар: Просвещение-Юг. 2010 – 306 с.

55. Дэвис Дж. Статистический анализ данных в геологии. М.: Недра, 1990. – 427 с.
56. Дюкалов С.В., Кирсанов А.Н., Маслов В.Н. Геолого-промысловые аспекты разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири. / Обзорная инф. Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986., вып. №11. – 39 с.
57. Ермаков В.И., Немченко Н.Н., Нестеров Н.Н. и др. Время формирования скоплений природного газа в северных районах Западной Сибири. // Тр. ЗапСибНИГНИ. – №113., – 1976. – С. 121–130.
58. Ермаков В.И., Шаля А.А. Условия образования продуктивной толщи сеномана на севере Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1982. – № 1. – С. 40–45.
59. Жагрин А.В., Шлёнкин С.И., Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Попова О.И., Коняев Д.Н., Уникальная Мессояха. Новые данные об известном нефтегазоконденсатном объекте. // Oil & Gas journal, 2010г., № 7–8 (41), с.70–73.
60. Жемчужников Ю.А. Сходство и различие между фациальными, фациально-циклическим и фациально-геотектоническим методами изучения угленосных толщ. Известия АН СССР. Серия геология. – 1958. – № 1. - С.3-11.
61. Захаров В.А., Занин Ю.Н., Зверев К.В. и др. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (Усть-Енисейская впадина). Новосибирск: СО АН СССР, 1986. – 82 с.
62. Захаров В.А., Бейзель А.Л., Похиалайнен В.П. Открытие морского сеномана на севере Сибири // Геология и геофизика, 1989 а, N 6. – С. 10–13.
63. Захаров В.А., Бейзель А.Л., Лебедева Н.К., Хоментовский О.В. Свидетельства эвстатии мирового океана в верхнем мелу на севере Сибири // Геология и геофизика. – 1991. – Т. 8. – С. 9–14.
64. Захаров В.А., Лебедева Н.К., Маринов В.А. Биотические и абиотические события в позднем мелу Арктической биогеографической области // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 11.–С. 1093–1103.
65. Изучение влияния перфорации на емкостно-фильтрационные свойства пород Хохряковского месторождения / Романов Е.А., Патваканыян Е.Р. (Чухланцева Е.Р.) // Тюмень, ОАО «НК Паритет». – 1996. – 100 с.

66. Инструктивные указания по отбору кернa при колонковом бурении геологоразведочных скважин. Л.: Недра, 1970. – 44 с.
67. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987.–375 с.
68. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
69. Казанский Ю.П. Седиментология. Новосибирск, 1976. – 272 с.
70. Казанский Ю.П. Введение в теорию осадконакопления. Новосибирск, 1983. – 223 с.
71. Калинин А.Г, Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газа. М.: Недра, 1998. – 437 с.
72. Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии - Т.1 // Новосибирск: «Гео»–2006.–166 с.
73. Карогодин Ю.Н., Храмов М.Ф. Мессояхская гряда – арктическая «дамба» Западно-Сибирского бассейна и ее роль в палеогеографии и закономерностях пространственно-временного размещения гигантских зон газо- и нефтенакпления (на примере мела) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии / Материалы 6 Всероссийского совещания. Геленджик, 2012. – С.157–160.
74. Кислухин В.П. Литолого-фациальное районирование юрских и меловых отложений севера Западной Сибири // Нефтегазоносность отложений северных районов Западной Сибири. – Тюмень, 1986. – С.22–38.
75. Кислухин В.П., Кулахметов Н.Х. Стратификация мезозойских отложений Среднемессояхского вала // Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Тюменской области. – Тюмень, 1978. – С. 68–71.
76. Комардинкина Г.Н., Саркисян С.Г. Литолого-фациальные особенности сеноманских газоносных отложений севера Западно-Сибирской низменности. – М.: Наука. – 1971. – 115 с.

77. Комардинкина Г.Н., Саркисян С.Г. Литолого-фациальные комплексы меловых нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. – М.: Изд. ИГиРГИ. – 1973. – 35 с.
78. Конибир Ч.Э.–Б. Палеогеоморфология песчаных тел. М.: Недра, 1979.–256 с.
79. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. – 680 с.
80. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Лившиц В.Р. Ресурсы нефти и газа Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения // Геология нефти и газа – 1998. – №9 – С. 2–9.
81. Конторович А.Э., Карогадин Ю.Н., Ермилов О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.
82. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (4), с. 461–474.
83. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. Т.52., №8, С. 1027–1050.
84. Косыгин Ю. А., Соловьев В. А. Статические, динамические и ретроспективные системы в геологических исследованиях // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1969, № 6, с. 9–18.
85. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М.: Высшая школа, 1971. – 368 с.
86. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии. М. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – 243 с.
87. Куликович А.Е., Кожевников Д.А. Циклостратиграфический анализ осадочных бассейнов по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. – 1998., №3, С.39–51.
88. Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск, 2012. – №1(9). – С. 39–49.

89. Лебедева Н.К., Ильина В.И., Кулькова И.А. Микрофитофоссилии и детальная стратиграфия морского мезозоя и кайнозоя Сибири. Новосибирск, изд. ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 192 с.
90. Лебедева Н.К., Зверев К.В. Седиментологический и палинологический анализ сеноман-туронского события на севере Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 8. – С. 769–780.
91. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород. 3-е изд. М.: Высш. шк., 1984. – 416 с.
92. Логвиненко Н.В., Сергеева Э.И. Методы определения осадочных пород: Учебное пособие для вузов. Л.: Недра, 1986. – 240 с.
93. Леонтьев О.К. Особенности геоморфологии морских берегов. М.: Изд-во МГУ, 1961. – 418 с.
94. Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизации осадков гумидных зон. Л.: Недра, 1985. – 242 с.
95. Маринов В.А., Соболев Е.С. Новые данные по стратиграфии верхнего мела Усть-Енисейского района (север Западной Сибири) // Палеонтология, стратиграфия и палеогеография бореального мезозоя. Новосибирск: Гео, 2006. – С.22–24.
96. Матигоров А.А., Теплоухова И.А., Патвакян (Чухланцева) Е.Р. Оценка границ васюганской и тюменской свит восточной части Нижневартовского свода // Нефтяное хозяйство, №6 – 2002. – С. 16–18.
97. Методика построения карт палеорастительности по палинологическим данным / С.Р. Самойлович, Н.Д. Мchedlishvili, А.С. Грязева // Палинология в нефтяной геологии. – М.: Наука, 1971. – С. 5–41. (Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геолого-развед. ин-та, вып. 296.
98. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами // Под ред. Горояна В.И., Петросилье В.П. М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
99. Методические указания по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. (Часть 1. Геологические модели). ОАО «ВНИИОЭНГ». Москва, 2002 г.

100. Методические указания по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. (Часть 2. Фильтрационные модели). ОАО «ВНИИОЭНГ», Москва, 2002 г. – 123 с.
101. Методическое руководство по бурению с отбором керн нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80. М.: ВНИИБТ, 1982. – 115 с.
102. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керн (утверждено МПР России, согласовано с ГКЗ, ЦКР и Госгортехнадзором России), Тюмень, 2000. – 79 с.
103. Михайлова Н.А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. Академия наук СССР, Министерство нефтяной промышленности СССР, Институт геологии и разработки горючих ископаемых // отв. ред. д-р геол.-минер. наук С.Г. Саркисян. М.: Наука, 1973 – 72 с.
104. Мкртычан О.М., Трусков Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987.–126 с.
105. Муромцев В.С. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1979. – 74 с.
106. Найденов Л.Ф., Агалаков С.Е., Бакуев О.В., О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности неоконских отложений Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегавалов // Нефтяное хозяйство, 2010 г., № 12, с.83-85.
107. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литомоностратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмонологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. - Новосибирск: Наука, 1990. – С.80–108.
108. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. – 464 с.
109. Обоснование возраста мезозойских отложений Западно-Охтымлорской площади (Уватский район Тюменской области Западной Сибири) / Е.Р. Чухланцева, Э.О. Амон // Труды Ин-та геологии и геохимии им. акад. А.Н. Заварицкого Урал. Отд-ния РАН. – Екатеринбург, 2010. – Вып. 157: Ежегодник-2009. – С. 54–58.

110. Обстановки осадконакопления и фации в 2-х т. / под ред. Х. Рединга – М.: Мир, 1990. Т. 1. – 362 с.; Т. 2. – 384 с.
111. Основные этапы развития юрского седиментационного бассейна Западной Сибири / Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю. и др. М.: Наука, 1973. – С.49–67.
112. Особенности геологического строения и нефтегазоносность Средне-мессояхского вала / С.Е. Агалаков, А.Н. Бабурин, С.Н. Беспалова и др. // Горные ведомости. – 2004. – №1. – С. 48–72.
113. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации». Москва, 1988 г.
114. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента нефти водой в лабораторных условиях». Москва, 1987 г.
115. ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления». Москва, 1987 г.
116. Петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточной части Уватского района / Зверев К.В., Матигоров А.А., Чухланцева Е.Р., Грегуль Н.А. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. – Ханты–Мансийск, 2006. Т. 2. – С. 260–267.
117. Подобина В.М. Фораминиферы верхнего мела северо-восточных районов Западной Сибири, их биогеографические связи, значение для стратиграфии и палеогеографии // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Западной Сибири. Томск: Томский госуниверситет, 1974. – С.100–121.
118. Подобина В.М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири. Томск: НТЛ, 2000. – 388 с.
119. Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т.3. – №2. [Электронный ресурс] http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2008.pdf
120. Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-

Сибирской плиты)» под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 2003. – 196 с.

121. Промзелев И.О., Купоросов Д.Н., Брусиловский А.И., Чухланцева Е.Р., Тихомиров Е.В. Особенности свойств нефти пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения. // Газовая промышленность, №11. – 2015. – С. 69–72.

122. Прошляков В.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. М.: Недра, 1981 – 284 с.

123. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, ЗапСибНИГНИ. 1981.–20 л.

124. Региональные стратиграфические схемы триасовых, юрских и меловых отложений Западной Сибири, рассмотренные VI МРСС по мезозойским отложениям Западной Сибири 14-16 октября 2003 г. Утверждены МСК РФ по триасу и юре 9 апреля 2004 г., по мелу 8 апреля 2005 г. как корреляционные. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005, – 168 с..

125. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39.0-047-00. Минтопэнерго РФ, Москва, 2000. – 178 с.

126. Рейнек Г.–Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. – 439 с.

127. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1969. Ч. 1.–143 с.

128. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1970. Ч. 2.–274 с.

129. Решения 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири. Новосибирск. 1981.–91с.

130. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991.–54 с.

131. Решения 6-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004. – 148 с.
132. Романовский С.И. Физическая седиментология. – Л.: Недра, 1988. – 239 с.
133. Ростовцев В.Н. Закономерности размещения залежей углеводородных газов и перспективы открытия новых газовых месторождений в пределах Ямальского и Гыданского полуостровов // Закономерности размещения углеводородных газов и сопутствующих им компонентов. – М.: Наука, – 1987. – 28 с.
134. Ростовцев Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезо-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники // Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1961. – С. 30–39.
135. Ростовцев Н.Н. Дискуссионные вопросы по тектонике платформенного чехла Западно-Сибирской низменности // Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности: Тр. ЗапСибНИГНИ. – М.: 1965. Вып. 1. – С. 91-101.
136. Рудкевич М.Е. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 14. М.: Недра, 1969. – 281 с.
137. Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / Труды ЗапСибНИГНИ. 1970. Вып. 28. – С.45–58.
138. Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых и извлекаемых запасов компонентов природного газа, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром». Р Газпром 2–3.3–303–2009.
139. Руководящий документ. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин // РД 39-0147716–505–85. М.: Миннефтепром, 1985. – 20 с.
140. Рухин Л.Б. Основы литологии. М.: Недра, 1969. – 779 с.

141. Рыбак В.К., Смагина Т.Н., Кунгуров А.А., Чухланцева Е.Р. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности базальных отложений в пределах Каменной площади Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство, №6. – 2009. – С. 12–16.
142. Рыжов П.А. Геометрия недр. М.: Недра, 1964. – 217 с.
143. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 232 с.
144. Сакс В.Н. Стратиграфия юрских и меловых отложений Центрального сектора Советской Арктики // Под ред. И.С. Грамберга и М.К. Калининко. Нефтегазоносность севера Сибири. Л.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 44–60.
145. Салманов Ф.К., Ремеев О.В., Хафизов Ф.З. Перспективное направление поисков скоплений нефти в северных районах Тюменской области. // Геология нефти и газа. 1979. – № 7. – С. 1–9.
146. Самохин А.А. Ловушки сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (типы и прогноз размещения) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №2. [Электронный ресурс] http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2011.pdf
147. Самохин А.А. Особенности строения и распространения ловушек и сеноманских залежей газа и их связь с определенными крупными тектоническими элементами в пределах северных и арктических областей Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 11. – 2011. – С. 39–46.
148. Селли Р.Ч. Введение в седиментологию. М.: Недра, 1981. – 266 с.
149. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. М.: Недра, 1989. – 294 с.
150. Семенов В.В., Патваканян (Чухланцева) Е.Р., Чухланцев С.А. Применение методов продольного профилирования для выделения терригенных коллекторов в сложнопостроенных залежах и оценки их свойств. // Нефтяное хозяйство, №6. – 2002. – С. 19–22.
151. Сидоров С.В., Низаев Р.Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений / Нефтяное хозяйство. №3, 2006 – С.42–45.

152. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2003 – 352 с.
153. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006 – 261 с.
154. Соколов Б.А., Кравченко Т.П., Трофимук А.А. Структурные и историко-генетические построения нефти и газа. М.: МГУ, 1991. – 96 с.
155. Соседков В.С., Четвертных В.П. Покурский надгоризонт - перспективный объект нефтегазопроисковых работ на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. – №12. – С.4–12.
156. Справочник бурового мастера / Под ред. В.П. Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.
157. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича, В.И. Марченко. М.: Недра, 1983. – 509 с.
158. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков, А.Я. Фурсов, М.И. Максимов и др. М.: Недра, 1981. – 525 с.
159. Стасенков В.В., Климушин Н.М., Бреев В.Л. Методы изучения геологической неоднородности. М.: Недра, 1972. – 237 с.
160. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (Усть-Енисейская впадина) / В.А. Захаров, Ю.Н. Занин, К.В. Зверев, Н.К. Лебедева, А.Ф. Хлонова, О.В. Хоментовский, А.Л. Бейзель, Л.Г. Эндельман. – Новосибирск: ИГиГ СО АН, 1986. – 82 с.
161. Стратиграфия СССР. Меловая система. В 2-х томах. /Под ред. М.М. Москвина. – М.: Недра, 1987. – 326 с.
162. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. М.: Изд-во АН СССР, 1960, Т. 2. – 574 с.
163. Стрепетилова В.Г. К вопросу о возрасте верхней пачки продуктивного горизонта покурской свиты севера Тюменской области по палинологическим данным. // Материалы по геологии мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1975. – 77 с.

164. Сулакшин С.С. Современные способы и средства отбора проб полезных ископаемых. М.: Недра, 1970. – 248 с.
165. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.
166. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
167. Сурков В.С. Строение грабен-рифтов и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Рифтогенез и нефтегазоносность. М.: Наука, 1993. – С. 77–84.
168. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Казаков А.М., Крамник В.Н. Раннетриасовый рифтогенез и особенности формирования нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского бассейна // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России. Томск: «Гала Пресс», 2000. – С. 114–116.
169. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г. Геологическая карта фундамента Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России. Томск: «ГалаПресс», 2000. – С.26–29.
170. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты: Тр. СНИИГГиМС / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев и др. Новосибирск, 1971. – Вып.100. – 148 с.
171. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах // РД 153–39.0–072–01.М.:Министерство энергетики Российской Федерации, 2001. – 134 с.
172. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. М.: Наука, 2006 – 202 с.
173. Трофимов В.С. Янтарь. М.: Недра, 1974. – 183 с.
174. Трофимов А.А. Основы горной геометрии. М.: Изд-во МГУ, 1980. – 320 с.
175. Трофимук А.А., Фотиади Э.Э., Гурари Ю.Г. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1972. – 308 с.

176. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Методические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск: ИГИГ, 1983. – 123 с.
177. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, В.И. Савченко и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спецвыпуск. – 2006 [Электронный ресурс] <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/6/280/>
178. Указания к региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным Межведомственным стратиграфическим комитетом 30 января 1978г. Тюмень. 1984. – 82 с.
179. Фотиади Э.Э. Крупные черты тектонического строения Сибири в свете региональных геологических и геофизических данных // Материалы по региональной геологии Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1967. – С.30–57.
180. Фролов В.Г. Генетическая типизация морских отложений. М.: Недра, 1984. – 221 с.
181. Хаин В.Е. Вопросы классификации нефтяных залежей и месторождений // Известия АН Азерб. ССР. – 1954. Вып.№7. – С. 3–29.
182. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М.: Недра, 1973. – 213 с.
183. Хеллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность. Пер. с англ. М.: Мир, 1983. – 328 с.
184. Хлонова А.Ф. Палинология меловых отложений Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: Наука, 1974. – 166 с.
185. Цейслер В.М. Основы фациального анализа. Учебное пособие. М.: Изд. МГГРУ, 2004 – 143 с.
186. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие. Томск: Изд-во ЦППС НД, 2005. – 250 с.
187. Чернова О.С. Седиментология резервуара: учебное пособие. Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. – 234 с.
188. Чернова О.С., Чухланцева Е.Р. Гидравлические единицы потока при моделировании залежей углеводородов: подходы к выделению, методика, неопределенно-

сти // Недропользование–XXI век.–2015., Вып.№6 – С. 44–53

189. Черников О.А. Комплекс методов количественного изучения песчано-алевритовых пород в связи с оценкой их коллекторских свойств // Литологические исследования пород коллекторов в связи с разведкой и разработкой нефтяных месторождений. М.: Наука, 1970. – С.26–48.

190. Чухланцева Е.Р., Чернова О.С. Сенноманские дельтовые природные резервуары Западной Сибири (на примере пластов ПК₁₋₃ Мессояхской группы месторождений) // Меловая система России и ближнего зарубежья. Материалы VII Всероссийского совещания с Международным участием (о. Русский, 10–15 сентября 2014 г.). Владивосток: Изд-во Дальнаука, 2014. – С.325–328.

191. Чухланцева Е.Р. Современные подходы к отбору и исследованию керна из слабо консолидированных пород-коллекторов покурской свиты // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. Материалы Всероссийской научно-технической конференции с Международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С. 351–363.

192. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения (распределение, структуры, текстуры). Л.: Недра, 1969. - 270 с.

193. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 1987. - 269 с.

194. Широкова Ю.Ф. Аптский, альбский и сенноманский ярусы // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. С.202-205.

195. Шпуров И.В., Смышляева М.Д., Иванов С.В., Патваканян (Чухланцева) Е.Р., Матвеев К.Л. Влияние геодинамических условий разработки на фильтрационно-емкостные свойства пород горизонта ЮВ₁ Хохряковского месторождения // Известия вузов. Нефть и газ., №3. – 2002. – С.27–32.

196. Шрок Р.Р. Последовательность в свитах слоистых пород. М.: ИЛ, 1950. - С.3-330.

197. Шутов В.Г. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые,

1967. №5. – С.86-103.

198. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: метод. пособие. – Тверь.: Изд-во ГЕРС, 2001. – 259 с.

199. Ясаманов Н.А. Ландшафтно-климатические условия юры, мела, палеогена юга СССР. – М.: Недра, 1978. – 224 с.

200. Amaefule J.O, Altunbay M., Tiab D, Kersey D.G., and Keelan D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncared intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.

201. Tiab D., Donoldson E.C. Petrophysics. Houston 1999. P. 94–102

202. Ebanks, W.J., 1987, The Flow Unit Concept – An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects, Proc., AAPG Annual Convention.

203. Jude O. Amaefule and Mehmet Fltunbay, Core Laboratories; Djebbar Tiab, U. of Oklahoma; David G. Kersey and Dare K. Keelan, Core Laboratories «Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data To Identify (Flow) Units and Predict Permeability in Uncared Intervals Wells» SPE 26436. P. 205–220.

204. Kolodzie S.Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference.

205. Patrick Corbett, Yasin Ellabad, Khalifa Mohammed, Andrei Posysoev. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Modeling. EAGE 65 the Conference & Exhibition – Stavanger, Norway, 2–5 June 2003, Z. 99.

206. Pemberton S.G. (1992) Applications of ichnology to petroleum exploration: Acore workshop. SEPM Core Workshop No. 17. – 429 p.

207. Pemberton S.G. and Frey R.W. (1982) Trace fossil nomenclature and the Palaeophycus-Planolites dilemma. Journal of Paleontology, 56. – P.843–881.

208. Seilacher A. Biogenic sedimentary structures // In: Imbrie J., Newell N.D. (eds.). Approaches to Palaeoecology. New York: Wiley, 1964. – 316 p.

209. Seilacher A. Bathymetry of trace fossils. Marine Geol. № 5. – 1967. – P.413–426.

210. Selley R.Ch. Applied Sedimentology. New York: Academic Press, 2000. – 520 p.
211. Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Kahmanion V.D., Секвенс-стратиграфия терригенных толщ по данным скважин, керна и обнажений. Концепция высокоразрешающей корреляции времени и фаций. //AAPG Methods in Exploration Series, № 7, Oklahoma 74101 USA. пер. Пешкова Т.Б.
212. Walker R.G. and Noel P. James Facies models response to Sea level change.- GeoText 1, 1992. – 454 p.

Фондовая литература

213. Бабинцев И.Г. и др. Отчет о результатах детальных сейсморазведочных работ МОВ – ОГТ 3D масштаба 1:25 000, проведенных СП 33/01-02 ОАО «Ямалгеофизика» в 2001 - 2002 гг. на Восточно-Мессояхской площади. г. Тверь, 2004 г.
214. Бабинцев И.Г., Кулишкин Н. М. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ-ОГТ 2D масштаба 1:50 000, проведенных СП 47/06-07 ОАО «Ямалгеофизика» в 2006 – 2007 гг. на Западно-Мессояхской площади. г. Тверь, 2008 г.
215. Волкова Л.Н. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Западно-Мессояхской СП 34/92-93, Среднемессояхской СП 22/92-93, Восточно-Мессояхской СП 47/92–93 и Маломессояхской СП 33/92-93. г. Лабытнанги, 1999 г.
216. Дмитрачков В.И. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Верхнемессояхской СП 38/89-90, Южно-Мессояхской СП 47/89–90 и Маломессояхской СП 61/89–90. г. Лабытнанги, 1992г.
217. Ишханова Б.Х., Бизяева Т.Г., Сычев В.А. Отчет по переобработке сейсмических материалов на Западно-Мессояхском и Восточно-Мессояхском ЛУ г. Лабытнанги, 2006 г.
218. Комплексная интерпретация и обобщение геолого-геофизических материалов по скважинам Западно- и Восточно-Мессояхского лицензионных участков. Авторы – Скрылев С.А., Дорошенко А.А. и др. Тюмень, 2008.
219. Концепция разработки Восточно-Мессояхского месторождения // Научно-технический отчет / Отв. исполнитель Белозеров Б.В. и др. Санкт-Петербург, 2014 – 44 с.

220. Лебедев А.А Проект доразведки Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений нефти и газа. г. Тюмень, 2002 г.
221. Литолого-фациальная модель пласта ПК_{1,3} Мессояхского месторождения // Отчет по договору / Отв. исполнитель Филиппович Ю.В. и др. – Москва, Halliburton Consulting & Project Management, 2012 – 54 с.
222. Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений // Отчет по договору / Отв. исполнитель Филиппович Ю.В. и др. – Книга 1. Санкт-Петербург, ООО «Газпром нефть НТЦ», 2011 – 172 с.
223. Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела в пределах Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского лицензионных участков// Отчет по договору / Отв. исполнитель Решетников Д.А. и др. – Санкт-Петербург, ООО «Газпром нефть НТЦ», 2014 – 195 с.
224. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ Верхне-Мессояхской сп 38/89-90, Южно-Мессояхской сп 47/89-90, Мало-Мессояхской сп 61/89-90. Фонды ПГО «Ямалгеофизика», Лабытнанги, 1992 – 149 с.
225. Палеонтологическое обоснование расчленения разрезов мезозоя Западно-Мессояхской и Восточно-Мессояхской площадей / Отчет по договору №02МНГ/09 // Отв. исполнители Лебедева Н.К, Маринов В.А. – Новосибирск, Сиб. отд-ние РАН, ИНГГ, 2009 – 82 с.
226. Подсчет геологических запасов нефти, растворенного и свободного газа и конденсата Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений. Авторы – Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Юканова Е.А., Агалаков С.Е. и др. М., 2005 г. – 235 с.
227. Подсчет геологических запасов нефти, газа и конденсата, технико-экономическое обоснование КИН и КИК Восточно-Мессояхского месторождения, утвержденных ГКЗ Роснедра (протокол № 3041-дсп от 30.01.2013 г.). – 283 с.
228. Попова О.И. Отчет о результатах детальных сейсморазведочных работ масштаба 1:25 000 МОВ-ОГТ 3D, проведенных СП 33/04-05 ОАО «Ямалгеофизика» в 2004 - 2005 гг. на Восточно-Мессояхской площади. г. Тверь, 2006 г. – 148 с.

229. Попова О.И. Отчет о результатах сейсморазведочных работ масштаба 1:50 000 МОВ-ОГТ 2D, проведенных сейсморазведочной партией 47/07-08 ОАО «Ямалгеофизика» в 2007 – 2008 гг. Центрально-Мессояхской площади. г. Тверь, 2009 г. – 95 с.
230. Попова О.И. Отчёт по теме: «Создание сейсмогеологических моделей продуктивных комплексов Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений на основе интегрального анализа скважинной и сейсмической информации с применением специализированных технологий обработки и интерпретации 3D данных с целью оптимизации геологоразведочных работ и последующей опытно-промышленной разработки». Приложение 1 к Информационному отчёту ООО «Славнефть-НПЦ» за IV квартал 2010 г. по Договору № 34-09 (НПЦ)» от 05 ноября 2009 г. между Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ» и ООО «Славнефть-НПЦ», г. Тверь, 2010 г. – 48 с.
231. Проект пробной эксплуатации залежей нефти пластов ПК₁₋₃, МХ₈₋₉, БУ₆⁽¹⁺²⁾ Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения / Отчет по договору № 2011/17–ГПН-Р от 19.04.2011г. 3 тома, 4 книги // Отв. исп. Федоров М.В. – Тюмень, 2011. – 168 с.
232. Романов Е.А., Отчет о научно-исследовательской работе «Лабораторные исследования керн пластов Западно- и Восточно-Мессояхских месторождений», ОАО «СибНИИИМП», Тюмень, 2008 г. – 358 с.
233. Федотов А.Г., Кулишкин Н. М. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ-2D масштаба 1:50 000, проведенных СП 47/05-06 в 2005 – 2006 гг. на Восточно-Мессояхской площади. г. Тверь, 2007 г. – 112 с.