

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

*На правах рукописи*

ЖИЛИНА ЕЛЕНА НИКОЛАЕВНА

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ  
КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ  
ЛУГИНЕЦКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Специальность **25.00.16** – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая  
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

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

**Научный руководитель:**  
кандидат геолого-минералогических наук,  
О.С. ЧЕРНОВА

Томск - 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>Глава 1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ</b> .....	16
1.1. Системный литолого-генетический анализ .....	19
1.2. Электрометрический анализ .....	22
1.3. Фациально-генетический анализ .....	26
1.4. Ихнологический анализ .....	39
1.5. Анализ цикличности .....	40
1.6. Анализ петрофизических параметров пород-коллекторов .....	42
<b>Глава 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ</b> .....	43
2.1. Краткий обзор геолого-геофизической изученности района .....	46
2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	56
2.3. Особенности тектонического строения .....	68
2.4. Нефтегазоносность .....	79
<b>Глава 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b> .....	88
3.1. Особенности корреляции отложений .....	89
3.2. Типы разрезов .....	103
3.2.1. Подугольная толща (циклиты Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3н</sup> ) .....	109
3.2.2. Надугольная толща (циклиты Ю <sub>1</sub> <sup>3в</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> ) .....	116
3.3. Литолого-петрографическая характеристика .....	118
3.3.1. Нижневасюганская подсвита .....	120
3.3.2. Верхневасюганская подсвита .....	123
3.3.3. Барабинская пачка .....	161
3.3.4. Баженовская свита .....	163
3.5. Основные выводы по главе .....	170
<b>Глава 4. ЛИТОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И ФАЦИИ ПОЗДНЕЮРСКИХ ОБСТАНОВОК (СОВМЕСТНО С КЕЛЛОВЕЕМ) СЕДИМЕНТАЦИИ</b> .....	171
4.1. Келловейский век .....	173
4.1.1. Литолого-генетические типы и фаии раннего келловея .....	174

4.1.2. Литолого-генетические типы и фации позднего келловоя .....	183
4.2. Оксфордский век .....	191
4.2.1. Литолого-генетические типы и фации раннего оксфорда .....	192
4.2.2. Литолого-генетические типы и фации среднего оксфорда .....	196
4.2.3. Литолого-генетические типы и фации позднего оксфорда .....	207
4.3. Кимериджский век .....	209
4.3.1. Литолого-генетические типы и фации кимериджа .....	209
4.4. Волжский век .....	213
4.4.1. Литолого-генетические типы и фации волжского века .....	214
4.5. Основные выводы по главе .....	216
<b>Глава 5. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>	<b>219</b>
5.1. Статистические параметры пластов-коллекторов .....	220
5.1.1. Подугольная толща .....	223
5.1.2. Надугольная толща .....	238
5.2. Закономерности пространственного изменения фильтрационно-емкостных параметров (свойств) .....	248
5.3. Основные выводы по главе .....	250
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>253</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>257</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Объектом исследования** является келловей-оксфордская продуктивная толща горизонта Ю-I Лугинецкой зоны нефтегазонакопления (Лугинецкое, Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое и Нижне-Лугинецкое месторождения), развитая в пределах северо-западной части Пудинского мегавала (юго-восток Западной Сибири, территория центральной части Томской области), на **предмет** восстановления условий формирования, выявления особенностей геологического строения и прогноза зон развития пластов-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

**Актуальность проблемы.** В настоящее время наиболее актуальной и сложной проблемой развития нефтегазового инжиниринга является повышение коэффициента извлечения углеводородов (УВ) путем активного воздействия на продуктивные пласты с целью улучшения фильтрации нефти и газа и их подъема на поверхность.

Выбор способа активной разработки во многом предопределяется типом залежи и особенностями ее геологического строения. Наиболее сложными для эксплуатации объектами являются газоконденсатные с нефтяными оторочками месторождения. В них целевым продуктом могут служить, как нефть с растворенным в ней газом, так и газ с конденсатом, составляющие в пластовых условиях единую взаимосвязанную систему. К числу подобных типов относится и объект исследования – уникальная Лугинецкая зона нефтегазонакопления, содержащая залежи УВ различного фазового состава, с трудноизвлекаемыми запасами. Основными причинами, влияющими на процесс выработки запасов углеводородного сырья, можно назвать:

➤ сложное геологическое строение залежей, обусловленное резкой неоднородностью и литолого-фациальной изменчивостью терригенных пластов-коллекторов в пределах разбуренной части;

➤ резкая вариация фильтрационно-емкостных параметров, как по разрезу, так и по площади;

➤ высокий газовый фактор, значения которого по залежам варьируют от 800 до 3000 м<sup>3</sup> (значения «рабочего» газового фактора достигают 9000-12000 м<sup>3</sup> в центральной части Лугинецкой структуры);

➤ чрезвычайно сложная конфигурация водонефтяного и газонефтяного контактов, несовпадение контуров залежей различных природных резервуаров в плане;

➤ несмотря на длительную историю изучения, отсутствие четких представлений о геологическом строении залежей.

Эти факторы неизбежно усложняют планирование и корректное обеспечение процесса разработки и оказывают значительное отрицательное влияние на эффективность эксплуатации скважин.

В настоящее время выработка целевого продукта производится в пределах западного купола Лугинецкой структуры, из подгазовой зоны, содержащей значительную часть неосвоенных запасов нефти. Формирование системы разработки, обеспечивающей интенсификацию извлечения жидких УВ в условиях совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки, возможно только при наличии корректной геолого-геофизической модели. Построение последней является важнейшей стратегической задачей рационального освоения недр в целом для провинции и в частности для объекта исследования.

Геологическое строение изучаемой территории освещено в отчетах и многочисленных публикациях многих специалистов Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ЗапСибНИГНИ), Томского отделения Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (ТО СНИИГГиМС), Всероссийского нефтяного геологоразведочного института (ВНИГРИ), Всероссийского научно-исследовательского геологического институт им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ), Института геологии и разработки горючих ископаемых Российской академии наук (ИГиРГИ РАН), Института геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР (ИГиГ СО АН СССР), Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики (ЗапСибНИИ-

Геофизика), производственного геологического объединения «Новосибирскгеология» (ПГО «Новосибирскгеология»), ОАО Томского научно-исследовательского проектного института нефти (ОАО «ТомскНИПИнефть»), Томского государственного университета, Томского политехнического университета и других организаций геологического профиля.

Развитие взглядов на геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрских отложений отражено в работах О.Г. Жеро (1981, 1984, 1986), Н.П. Запивалова (1970), А.М. Казакова (1995, 1997, 2000), А.Э. Конторовича (1975, 1986, 1995, 1998, 2000), В.А. Конторовича (1998, 1999, 2002), И.И. Нестерова (1971), О.М. Мкртычана (1987), Н.Н. Ростовцева (1965, 1997), В.С. Суркова (1975, 1986, 1993, 2000), А.А. Трофимука (1972, 1981, 1983, 1986), Э.Э. Фотиади (1964, 1967, 1972) и многих других исследователей.

Вопросами стратификации и фациальной принадлежности горизонта Ю-I в разные годы занимались: В.Б. Белозеров (1980, 1984, 1988-1991, 2007, 2011), Н.А. Брылина (1984, 1990, 1991, 2006), Л.Г. Вакуленко (2001); Г.М. Волощук (1985), И.А. Вылцан (1977, 1999, 2000, 2002, 2009), Ф.Г. Гулари (1962, 1982, 1989, 1992), Е.Е. Даненберг (1979, 1984, 1988, 1991, 2006), В.П. Девятов (1989, 1997, 2003, 2009), А.В. Ежова (1989), Е.Н. Жилина (1999, 2011, 2012), А.М. Казаков (1997, 2000), А.А. Нежданов (1990), В.М. Подобина (2010), Г.М. Татьянанин (1985), В.Н. Устинова (1999, 2000), О.С. Чернова (2002, 2009, 2011, 2012), Б.Н. Шурыгин (1999, 2000), П.А. Ян (2001) и многие другие.

Увеличение добычи УВ в пределах юго-востока Западной Сибири и выявление нефтегазоносных площадей большинство исследователей связывают с ловушками неантиклинального типа (Белозеров и др., 1980, 1991), развитыми в отложениях келловей–оксфорда ( $J_2 k$ - $J_3 ox$ ) переходной зоны от морских осадков васяганской свиты ( $J_{2-3} vs$ ) в континентальные осадки наунакской свиты ( $J_{2-3} nn$ ). Зона перехода «суша-море», согласно исследованиям специалистов стратиграфов Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ) (Шурыгин и др., 2000), пространственно приурочена к Сильгинской структурно-фациальной зоне (СФЗ) и включает центральную часть Томской обла-

сти, простираясь с севера на юг. В Томской области зона перехода охватывает большую часть структур первого порядка, в том числе и Пудинский мегавал, в пределах северо-западной части которого находится объект детального исследования - Лугинецкая зона нефтегазонакопления.

При значительной степени изученности отложений горизонта Ю-I особенности строения зоны перехода васюганской свиты в наунакскую остаются практически неизученными, что делает работы по данной территории весьма актуальными.

**Целью работы** является выяснение закономерностей строения и условий формирования келловей-волжских отложений в сложнопостроенной переходной фациальной зоне для геометризации залежей и выявления закономерностей развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в пределах северо-западной части Пудинского мегавала.

#### **Основные задачи исследования:**

1. Проанализировать и систематизировать геолого-геофизические материалы по эксплуатационным и разведочным скважинам, пробуренным в пределах Лугинецкой, Западно-Лугинецкой, Северо-Лугинецкой и Нижне-Лугинецкой структур. Выделить в пределах изучаемой территории типы разрезов продуктивной толщи, развитой в условиях сложнопостроенной зоны переходного седиментогенеза.

2. На основе данных биостратиграфии уточнить индексацию песчано-алевритовых пластов, провести детальное расчленение разрезов скважин с выделением и последующей корреляцией продуктивных пропластков и линз.

3. Изучить вещественный состав отложений, выделяемых в объеме васюганского (васюганская и наунакская свиты), георгиевского (георгиевская свита и барабинская пачка) и баженовского (баженовская свита) горизонтов.

4. Охарактеризовать литолого-генетические типы и фации изучаемого комплекса отложений и провести палеогеографические реконструкции условий седиментации в среднеюрскую (келловейский век) и позднеюрскую эпохи осадконакопления.

5. Установить в соответствии с выявленной палеогеографической обстановкой характер и основные закономерности распространения пород-коллекторов, дать оценку их петрофизических свойств с позиции пространственной неоднородности.

б. Выполнить прогноз зон развития пластов-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и провести геометризацию залежей.

**Методы исследования.** В основу диссертации положены материалы, полученные в ходе исследований, на базе комплексных геолого-геофизических, фациально-генетических, палеогеографических методов изучения осадочных толщ. Основной метод исследования – текстурный анализ выполнен с использованием методических приемов и указаний Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965, 1977, 1991), И.А. Вылцана (1977, 1999, 2000, 2002, 2009), В.П. Алексеева (1991, 2002, 2007), О.С. Черновой (2009) Детальная характеристика ихнофоссилий и определение основных ихнологических комплексов даны по методике Дж. Пембертона (Pemberton, 1992).

Аналитические исследования заключались в проведении лабораторных анализов (гранулометрического, минералого-петрографического) с последующей интерпретацией полученных результатов.

Гранулометрический состав, степень сортировки и окатанности обломочного материала, характер упаковки зерен, количество, состав и типы цемента, включения и конкреции, структурно-текстурные особенности и минералогический состав песчано-алевритовых и глинистых пород изучался на микроуровне (более 350 определений).

Петрографические описания и микрофотографии шлифов выполнены в лаборатории сбора, хранения и первичных исследований керна (ЛСХиПИК) ОАО «ТомскНИПИнефть». Для уточнения минерального состава пород использованы данные рентгеноструктурного анализа, выполненного ст.н.с. М.Ф. Федоровой (СНИИГГиМС) на дифрактометре ДРОН-1 и в фокусирующей рентгеновской камере.

Литолого-фациальные и палеогеографические построения проведены согласно методическим указаниям Н.М. Страхова (1960), Ю.А. Жемчужникова (1958), Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965, 1977, 1991), Л.Б. Рухина (1969), В.А. Гроссгейма (1984), Т.И. Гуровой (1962, 1973), Н.А. Михайловой. (1973), И.А. Вылцана (1977, 2000, 2002, 2009), В.П. Алексеева (1991, 2002, 2007), О.С. Черновой (2009). Определения макрофауны сделаны в СНИИГГиМСе (г. Новосибирск) ст.н.с. А.Н. Алейниковым.

В качестве нетрадиционных методов исследования использован ряд методик по электрофациальным реконструкциям условий формирования терригенных коллекторов Ю.Н. Карогодина (1980, 1989, 1990), Е.А. Гайдебурова (1989); В.С. Муромцев (1979, 1981, 1982, 1984), Ч.Э.-Б. Конибир (1979), Р.Ч. Селли (1981, 1989), Sabins F.F. (1963); Visher G.S. (1965); Shelton J.W. (1967, 1972); Potter P.E.&Blakely R.F. (1968); Pirson S.J. (1970).

Выделение электрометрических моделей фаций проведено на основе интерпретации геофизических материалов по 430 скважинам. Для работы также привлекались опубликованные и фондовые материалы Сибирского палеонтологического научного центра ТГУ, ПГО «Томскнефтегазгеология», ОАО «ТомскНИПИнефть» (каталог стратиграфических разбивок, данные лаборатории физики пласта, по испытаниям скважин и литолого-петрофизическим свойствам пород-коллекторов).

**Фактическим материалом** являлся керн глубоких скважин, описанный автором в базовом региональном кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» в течение 2003-2012 гг. Для более полной характеристики изучаемой толщи привлечены материалы полевого описания керна ряда разведочных скважин, пробуренных в пределах изучаемой территории. Учитывая, что по 26 скважинам керн не сохранился, а 25 эксплуатационных скважин пройдены с ограниченным отбором керна детальность изучения отдельных частей Лугинецкой зоны нефтегазонакопления не одинакова.

#### **Научная новизна:**

➤ На базе комплексного литолого-фациального анализа каменного материала (керна скважин) *уточнен* вещественный состав келловей-оксфордских терригенных природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазонакопления.

➤ На основе литологических и палеогеографических построений *выявлена* фациальная принадлежность пород-коллекторов, *обоснован вывод* о преимущественно прибрежно-морском генезисе отложений горизонта Ю-I.

➤ На основании изучения 568 геофизических разрезов скважин и 24 разрезов с керновым материалом *выявлены* площадные закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных резервуаров Лугинецкой зоны нефте-

газонакопления и *уточнены* седиментологические критерии формирования и распространения пород-коллекторов с улучшенными ФЕС.

➤ Впервые для сложнопостроенной переходной зоны «суша-море» *выделены* и *описаны* 17 литолого-генетических типов отложений, слагающих 8 макрофаций, отвечающих условиям заливно-лагунного прибрежного мелководья.

Полученные результаты исследования терригенных природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазонакопления *дополнили представления* об особенностях строения и геометрии залежей, развитых в зоне переходного типа седиментогенеза, что позволило *сделать вывод* о преобладании в ее пределах дискретных по форме и диахронных по времени формирования ловушек углеводородов, среди которых доминируют прибрежные аккумулятивные тела отмелей и баров.

**Личный вклад автора.** Результаты, составляющие основное содержание настоящей работы, получены автором самостоятельно, при проведении диссертационных исследований. Автором лично:

➤ *изучены* геолого-промысловые материалы (2000 каротажных диаграмм) по 568 разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным в пределах Лугинецких куполовидных структур в период с 1964 по 2013 годы;

➤ *проведена* типизация разрезов подугольной и надугольной толщ;

➤ *проведено* детальное послойное макроскопическое описание 24 керновых разрезов, текстурный анализ для 2426 образцов керна; петрографические исследования 225 шлифов, характеризующих литолого-фациальные особенности горизонта Ю-I;

➤ *выделено* 17 литолого-генетических типов и 8 макрофаций келловей-волжских отложений;

➤ *выполнен* ихнологический анализ (119 обр.), позволивший уточнить и дополнить представления о палеогеографии позднеюрской эпохи седиментации;

➤ *проанализировано* около 1500 определений основных коллекторских свойств природных резервуаров (пористость, проницаемость, карбонатность, глинистость);

➤ при участии О.С. Черновой *построены* 32 корреляционных схемы, 16 литологических профилей, 4 литолого-палеогеографические карты, *составлено* 56 фототаблиц, отражающих петрографические и фациальные особенности строения горизонта Ю-1.

**Практическая и теоретическая значимость работы.** На основе системного подхода выполнены расчленение, индексация и корреляция келловей-волжских отложений Лугинецкой зоны нефтегазонакопления. Выделены зоны распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами. Уточнены геометрические параметры залежей углеводородов. Выводы и рекомендации, полученные в результате проведенных работ, могут быть использованы недропользователями, осуществляющими свою деятельность в пределах Томской области для обоснования, как геологоразведочных работ, так и работ в области моделирования процесса разработки Лугинецких залежей УВ.

**Достоверность результатов работы** обусловлена большим объемом, всесторонне изученного, с применением комплекса различных методик, кернового материала. Достоверность, предложенных автором выводов и рекомендаций, проверялась путем сравнения результатов интерпретации геолого-геофизических материалов с геолого-промысловыми материалами в результате выборочного мониторинга процесса разработки залежей Лугинецкой зоны нефтегазонакопления и с результатами бурения и опробования новых эксплуатационных скважин.

**Реализация работы.** Результаты проведенных исследований внедрены в педагогический процесс на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета при чтении курсов «Литология» и «Подсчет запасов».

При непосредственном участии автора разработана и внедрена в производство нефтегазопроисловых работ технология «Прогноз нефтегазоносности на основе комплексной интерпретации геофизических данных: сейсморазведки, гравиразведки и магниторазведки», удостоенная диплома конкурса «Сибирские Афины» на региональной выставке «Нефть и газ-2000» (авторы: Устинова В.Н., Жилина Е.Н., Устинов В.Г.).

**Научные положения, выносимые на защиту:**

1. *Пространственные закономерности изменения литологического состава циклитов горизонта Ю-І, сложенных алеврито-песчаными породами, с характерным полимиктовым и полевошпато-кварцевым составом породообразующих минералов, с прослоями известняков, углей и аргиллитов с каолинит-гидрослюдистой составляющей глинистых компонентов, доломит-сидерит-пиритовым комплексом аутигенных минералов и турмалин-гранат-циркон-апатит-рутиловой терригенной минеральной ассоциацией, свидетельствуют о формировании отложений в прибрежно-морских условиях.*

2. *Последовательная смена позднеюрских обстановок осадконакопления обусловила формирование продуктивных отложений горизонта Ю-І в полифациальных условиях переходной зоны «суша-море». Выделенные 17 литолого-генетических типов отложений объединены в 8 макрофаций и генетически соответствуют прибрежно-отмелевым, дельтовым и заливно-лагунным условиям седиментации. Улучшенными коллекторскими свойствами характеризуются келловей-раннеоксфордские регрессивные барово-отмелевые постройки.*

3. *Прямым следствием фациальной неоднородности горизонта Ю-І является сложный характер изменчивости петрофизических параметров продуктивных пластов Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, изначально разрабатываемых в качестве массивной залежи, но обнаруживших совокупность разновозрастных кулисообразных литологически-экранированных ловушек, дискретной слоисто-линзовидной геометрии, подтвержденной данными процесса разработки.*

**Соответствие диссертации паспорту научной специальности.** Область диссертационного исследования по направленности решаемых задач соответствует паспорту специальности 25.00.16 - «Горнопромышленная и нефтегазопромышленная геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», а именно: пункту **2** - «Разработка методов геометризации месторождений полезных ископаемых, свойств и состояний массивов горных пород как основы геометрики кваллиметрии недр, оптимизации разведочных сетей, подсчета запасов, прогнозирования условий рационального освоения недр...» и пункту **8** - «Анализ и типизация

*горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых, для их эффективного промышленного освоения».*

**Апробация результатов исследования.** Результаты исследований и основные положения диссертационной работы докладывались на Международных научных конференциях и симпозиумах (Томск: 1999, 2001), на научно-практических конференциях (Ставрополь, 1999, 2006) на XIII Международной школе морской геологии (Иркутск, 1999), на Международном научном семинаре «Структурный анализ в геологических исследованиях» (Томск, 1999); на Международных конференциях студентов и аспирантов по фундаментальным наукам «Ломоносов» (Москва, 2000, 2001), на Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва, 2001), на 11-ой международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в промышленности» (Санкт-Петербург, 2011).

На Всероссийских и региональных конференциях и совещаниях: на Втором Всероссийском петрографическом совещании «Петрография на рубеже XXI века: итоги и перспективы» (Сыктывкар, 2000), на научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Техника. Инновации» (Новосибирск, 2001), на научно-практических конференциях: «Формационный анализ в геологических исследованиях», посвященной 80-летию профессора И.А. Вылцана (Томск, 2002), «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири» (Новосибирск, 2015); на Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные вопросы географии и геологии» (Томск, 2010), на научно-практической конференции «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири» (Томск, 2011); на втором региональном совещании «Фациальный анализ в нефтегазовой литологии» (Томск, 2012); на VII Всероссийском литологическом совещании «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» (Новосибирск, 2013).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 18 статей в научных журналах и сборниках конференций (в том числе 2 статьи – в ведущих рецензируе-

мых научных журналах и изданиях, определенных Высшей аттестационной комиссией при Минобрнауки России).

Отдельные результаты выполненных исследований изложены в отчете по хозяйственным работам «Определение тектонических и флюидодинамических особенностей формирования и разрушения залежей углеводородов в отложениях мезозоя Западно-Сибирской плиты (Томская область)» (Определение тектонических ..., 2001).

**Структура и объем работы.** Диссертация содержит введение, пять глав и заключение. Работа изложена на 276 страницах машинописного текста и содержит 46 рисунков, 10 таблиц, 56 фототаблиц. Список использованных источников включает 213 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.

Глубоко признателен автор своему учителю - д.г.-м.н., профессору ТГУ И.А. Вылцану, ныне покойному, который на протяжении более 20 лет был моим научным наставником.

Автор считает своим долгом выразить признательность коллегам по работе и специалистам за ценные консультации и научные советы в процессе выполнения диссертационной работы: д.г.-м.н., профессору В.П. Парначёву; д.г.-м.н., профессору В.М. Подобинной; д.г.-м.н., профессору А.И. Чернышову; д.г.-м.н., профессору В.В. Врублевскому; д.г.-м.н. В.Н. Устиновой; д.ф.-м.н., профессору М.В. Коровкину; д.г.-м.н., профессору В.Б. Белозерову; к.г.-м.н. Г.М. Татьянину; к.г.-м.н. В.П. Меркулову; к.г.-м.н. В.И. Стреляеву; к.г.-м.н. Е.А. Жуковской; к.г.-м.н. И.В. Вологдиной; к.г.-м.н. З.Н. Квасниковой; к.г.-м.н. С.Н. Макаренко; к.г.-м.н. Н.И. Савиной; к.г.-м.н. Н.А. Макаренко; к.г.-м.н. А.Л. Архипову; к.г.-м.н. В.С. Чувакину; Л.А. Зыряновой; В.Л. Свешниковой; Н.В. Архиповой; Ф.Р. Сатаеву.

Особые слова благодарности в адрес друзей, оказавших помощь и поддержку в работе над диссертацией, - А.В. Гениной, Ю.О. Саликаевой, Т.Н. Силкиной, Т.В. Юрковой.

Постоянную моральную поддержку оказывали мои родные и близкие, которые всемерно поддерживали мою работу над диссертацией и способствовали её завершению.

## Глава 1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

При написании диссертационной работы выполнен обширный комплекс разноплановых исследований, включающий приемы системного генетического, стратиграфического, литолого-фациального, палеогеографического, биостратиграфического, формационного, петрофизического анализов, а также интерпретацию данных геофизических исследований (ГИС) по всем пробуренным скважинам на месторождении (568). Объем изученного кернового материала и виды аналитических исследований приведены в таблицах 1.1 и 1.2. Керновый материал детально изучен и описан в региональном базовом кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть». Всего изучено 2426 образцов керна из 45 скважин (таблица 1.1, рисунок 1.1).

Таблица 1.1 - Объем изученного кернового материала

Площадь	Номер скважины	Количество образцов
1	2	3
Западно-Лугинецкая	180	72
	183	52
	184	60
	187	11
	188	12
	521	76
	580	66
Лугинецкая	151	5
	152	10
	153	2
	156	4
	157	6
	158	12
	159	3
	160	5
	161	12
	162	2
	163	4
	165	5
	166	7
	167	1
	168	3
	169	14
	177	178

## Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
	190	41
	191	55
	246	89
	276	210
	586	30
	727	48
	734	69
	761	70
	778	124
	804	111
	807	58
	850	132
	1166	80
	1221	48
	1313	182
Северо-Лугинецкая	191	97
Нижне-Лугинецкая	201	50
	203	35
	204	62
	205	70
	206	57
Всего:	45	2426

Объем аналитических исследований представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Объем аналитических исследований

п/п	Виды исследований	Количество
1	Детальное послойное макроописание керновых разрезов скважин	24 скважины
2	Текстурный анализ	2426 образцов
4	Гранулометрический анализ	355 образцов
5	Минералого-петрографический анализ (описание и фотография шлифов)	550 образцов 225 шлифов 460 фотографий
6	Палинологический анализ	49 образцов
7	Ихнологический анализ	119 образцов
8	Макрофаунистический анализ	27 образцов
9	Микрофаунистический анализ	59 образцов
10	Электрометрический анализ	2120 электрометрических моделей
11	Литолого-фациальный анализ (выделение литогенетических типов, фаций и обстановок седиментации)	1900 образцов
12	Фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость, карбонатность)	1500 определений
13	Изучение характера люминесценции в ультрафиолетовом свете	24 керновых колонки

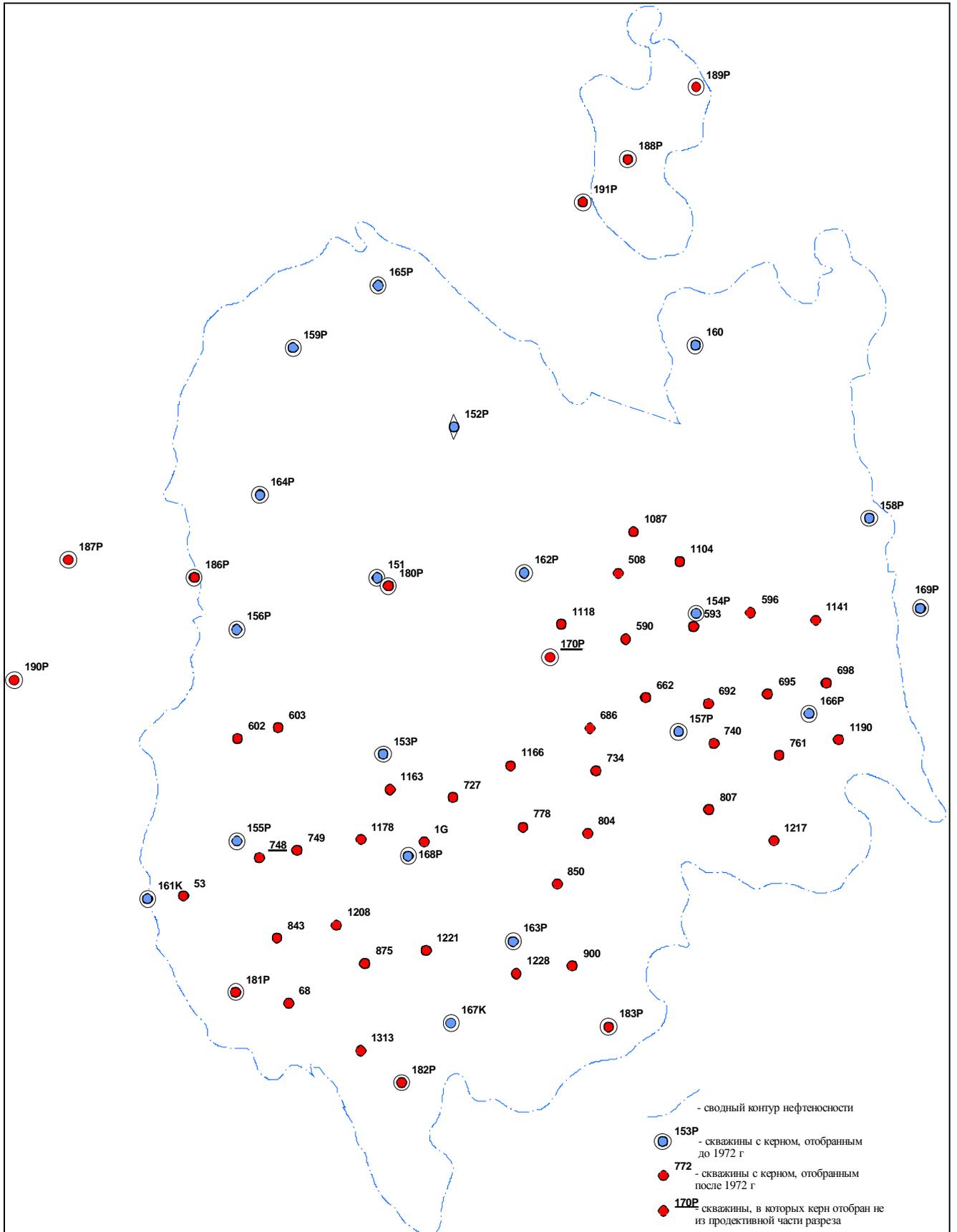


Рисунок 1.1 - Схема расположения скважин с отбором керна из продуктивных пластов горизонта Ю-I Лугинецкой зоны нефтегазонакопления

### 1.1 Системный литолого-генетический анализ

При выполнении исследований основополагающим принят методологический системный подход (Дмитриевский, 1982; Бакиров и др., 1983; Дементьев, 1988), базирующийся на результатах комплексной интерпретации геофизических, литологических, петрофизических данных, предполагающий широкое использование как качественных, так и количественных методов исследования. Каждому уровню исследования соответствует свой набор объектов и методов исследования (рисунок 1.2) (Жилина, Чернова. Комплексный седиментологический подход ..., 2011).

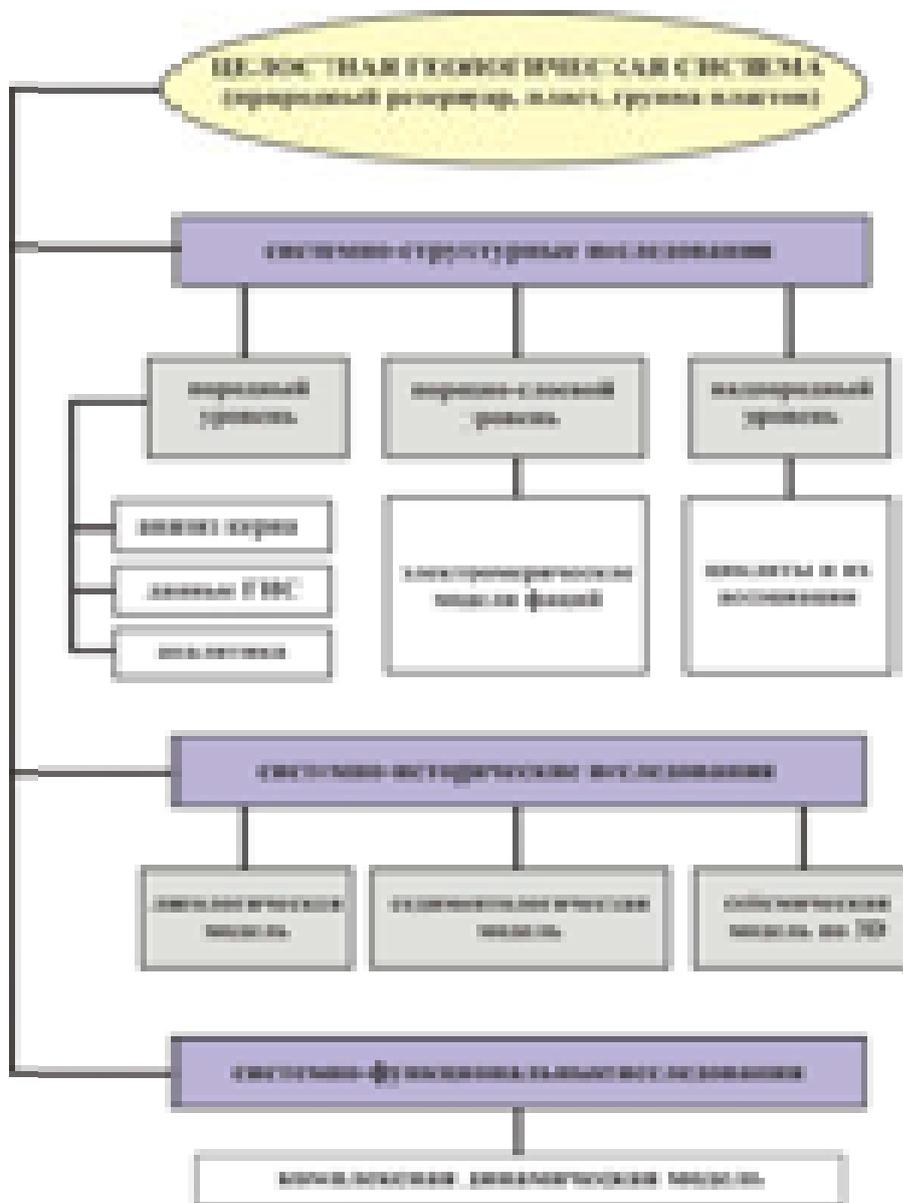


Рисунок 1.2 - Уровни системно-геологических исследований

Келловей-волжский продуктивный комплекс юго-востока Западной Сибири представляет собой целостную геологическую систему, уникальную и неповторимую по своей природе и рассматривается в качестве динамической системы, функционирующей в геологическом пространстве, в определенном временном интервале. Изучение вещественного состава и строения подобной системы, вследствие значительной анизотропии ее свойств, включало анализ трех структурно-иерархических уровней: породного, породно-слоевого и надпородного, различающиеся размерами составляющих их элементов, масштабами и методами исследований (Карогодин, 1980; Вылцан и др., 2009; Жилина, Чернова. Комплексный седиментологический подход ..., 2011).

Первый (породный) уровень исследования был направлен на установление структуры объекта исследования. Элементами первого (породного) уровня являлись: фактический материал (керна), геофизические характеристики разрезов скважин и данные аналитических исследований обработки керна.

На втором (породно-слоевом) уровне основными элементами служили электрометрические модели фаций.

На третьем (надпородном) уровне рассматривались ассоциации породно-слоевых тел (циклитов), слагающих средне-верхнеюрские природные резервуары. Поставленные задачи решались в соответствии со структурно-иерархическими уровнями в три этапа.

Первый этап заключался в изучении керновых разрезов с применением литолого-фациального, циклического и стратиграфического методов. Описание разрезов осуществлялось с одновременным отбором образцов керна на различные виды анализов.

Затем образцы подвергались аналитическим исследованиям по общепринятым методикам (таблица 1.2). Изготавливались и описывались шлифы, изучался минералогический состав породообразующей части песчано-алевритовых и глинистых отложений. Состав глинистых минералов определялся рентгеноструктурными и термическими методами. Текстуальный анализ осуществлялся по

классификации и методическим разработкам Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), И.А. Вылцана (2000, 2002, 2009), В.П. Алексеева (2002), О.С. Черновой (2009).

При проведении литолого-фациальных исследований в качестве нетрадиционных методов использовались результаты электрометрического изучения разрезов скважин. Обращение к данным ГИС позволило получить непрерывную характеристику изменения физических свойств изучаемых разрезов. Интерпретация различных видов каротажей по 568 скважинам, пробуренным в пределах Лугинецкой, Западно-Лугинецкой, Нижне-Лугинецкой и Северо-Лугинецкой структур обусловила наиболее полную геолого-геофизическую характеристику изучаемого комплекса отложений.

На втором этапе исследований проводилось расчленение разрезов; определялись границы продуктивных пластов, последовательность и закономерности их залегания и распределения по площади; составлялись корреляционные схемы.

Поскольку системно-литологические исследования основываются на послойном описании разреза, то при использовании ГИС за породный слой принималось тело с более или менее однородной промыслово-геофизической характеристикой. Выделение слоев разного литологического состава базировалось на выявленной связи физических свойств пород с их составом и отражением на каротажных диаграммах. Таким образом, первой задачей являлось выявление литологических тел (слоев) по комплексу признаков, присущих каждой литологической разности, закономерно сменяющей друг друга в разрезе.

Для литологического расчленения и последующей корреляции был использован достаточно большой комплекс ГИС, включающий стандартный каротаж (КС; ПС), индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МКЗ), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), кавернометрия (КВ). Изучались и анализировались детальные диаграммы масштаба 1:200. Выделение литологических разностей проводилось по комплексу эталонных характеристик, разработанных Ю.Н. Карогодиным и Е.А. Гайдебуровой (1989).

Сочетание детальной ритмостратиграфии с анализом закономерных изменений литофаций, перерывов осадконакопления в системе осадочных ритмов состав-

вило сущность проводимого ритмофациального анализа. В результате удалось выявить ряд важнейших особенностей строения сложной иерархии соподчиненных ритмов (Ботвинкина, 1977; Вылцан, 1977; Карогодин, 1980, 1990; Ботвинкина, Алексеев, 1991; Вылцан и др., 2009).

На третьем этапе осуществлялось фациальное картирование выделенных циклитов, описание основных литогенетических типов пород и выделение фациальных комплексов отложений.

## 1.2. Электрометрический анализ

При анализе многочисленных каротажных диаграмм, характеризующих геофизические разрезы скважин, для уточнения палеогеографических построений использованы основные приемы электрометрического анализа, направленные на интерпретацию условий осадконакопления по данным комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). Методика данных исследований разработана В.С. Муромцевым (1981, 1982, 1984) и основана на изучение электрометрических моделей фаций, выделенных по каротажным характеристикам.

Необходимость широкого привлечения данных промысловой геофизики при проводимых седиментологических реконструкциях продиктована неполным и не повсеместным выносом керна по скважинами и определена возможностью получения непрерывной характеристики изменения лито-физических свойств по всему разрезу изучаемого комплекса пород.

Выявлению влияния различных геологических параметров на данные ГИС посвящены работы многих отечественных и зарубежных исследователей. Считается, что наиболее информативным методом для получения литологической информации при исследовании терригенных отложений является метод самопроизвольной поляризации (ПС) - ведущий в комплексе геофизических исследований скважин. Вместе с другими видами каротажа данный вид исследования находит широкое применение при сопоставлении разрезов скважин (корреляции), уточне-

нии литологии пород и выделении коллекторов. В ряде случаев по кривой ПС можно определить минерализацию пластовой воды, оценить глинистость разреза и коллекторские свойства пород. Данные, полученные в результате интерпретации кривой ПС, использованы при анализе циклов седиментации, составлении литолого-фациальных карт, при построении гранулометрических кривых.

В основу методики положены методические разработки Д. Буша (1977), Ф. Сабинса (Sabins, 1963), Г. Вишера (Visher, 1965), И.С. Хармса (Harms at all, 1982), Ю. Шелтона (Shelton, 1967, 1972), Р.Е. Поттера и Р.Ф. Блекли (Potter & Blakely, 1968), С. Пирсона (Pirson, 1970), Н.И. Чернышева (1972), Ч.Э.-Б. Конибира (1979), Б.Ю. Вендельштейна (1966), В.Н. Дахнова (1982), С.С. Итенберга (1982, 1987), показавших, что форма кривой самопроизвольной поляризации (СП) меняется в зависимости от характера изменения гранулометрического состава пород.

Суть такой зависимости базируется на наличии корреляционных связей между относительной амплитудой ПС и относительной глинистостью терригенных пород, что в свою очередь отражает характер фильтрационных свойств и пород-коллекторов (Конибир, 1979; Чернышев, 1972; Sabins, 1963; Shelton, 1967, 1972; Kuenen, 1950; Pirson, 1970; Potter, 1968; Visher, 1965).

В большинстве случаев, с увеличением размерности и степени сортировки обломочных зерен, уменьшается содержание в осадке первичного глинистого цемента и, как правило, отмечается улучшение пористости и проницаемости (Селли, 1989, Selley, 2000). Следовательно, кривая ПС характеризует содержание глинистой компоненты в осадочной горной породе, являясь одновременно индикатором изменения литологического состава, и соответственно косвенно свидетельствует о фациальных особенностях разреза.

В качестве вспомогательных кривых при генетической диагностике выделенных электрометрических моделей фаций использованы кривые радиоактивного (ГК), нейтронного (НГК), акустического (АК) и индукционного (ИК) каротажей. В качестве диагностических признаков фаций рассмотрены: форма аномалии кривой

ПС (кровельная, подошвенная и боковая линии), ширина аномалии, положение максимального значения относительной амплитуды ПС (Муромцев, 1981, 1982, 1984).

При проведении электрометрического анализа исследовались такие параметры, как содержание песчаной и глинистой фракций, медианный размер зерен, коэффициент сортировки обломочного материала, коэффициент песчаности, контакты, мощность отложений, а также комплекс определяющих, характеризующих и дополняющих диагностических признаков. К определяющим признакам отнесены свойства породы, четко фиксируемые на электрометрических разрезах скважин и являющиеся достаточно типичными для той или иной фации (Муромцев, 1984). Диагностическими признаками послужили элементы кривой ПС, их сочетания, последовательная смена аномалий в разрезе. Для каждой фации характерна особая форма аномалии кривой ПС. Дополняющую информацию несут и составляющие ее элементы - кровельная, боковая и подошвенная линии. Ширина аномалии ПС свидетельствует о гидродинамических особенностях формирования осадка. Значение относительной амплитуды  $L_{ПС}$  и его изменение в пределах электрометрической аномалии позволяет получать информацию о литологическом составе осадков.

Положение максимального значения амплитуды  $L_{ПС}$  указывает, в какой период формирования циклита накапливались более грубозернистые осадки. Фациальная природа осадка и направленность процесса седиментации устанавливалась по сочетанию электрометрических фаций в разрезе. Данные макролитологического описания керн использовались в качестве дополняющих диагностических признаков.

Под *электрометрической моделью фации*, вслед за В.С. Муромцевым, понимается отрезок кривой ПС, отражающий литофизические свойства пород присущие какой-либо определенной фации (Муромцев, 1984).

Под *седиментологической моделью фации* понимается смена в определенной последовательности палеогидродинамических уровней седиментации, отражающих условия накопления пород в определенной фациальной обстановке.

С целью исключения влияния на форму кривой ПС других факторов (химический состав бурового раствора, масштаб записи и т.д.) при исследовании использованы относительные значения ПС или  $L_{ПС}$ , представляющие собой отношение значений ПС изучаемого пласта к максимуму. В каждом геофизическом разрезе были выделены два опорных пласта. Первым опорным пластом являются морские глины, характеризующиеся минимальными отклонениями ПС. Эту линию принимают за нулевую.

Вторым опорным пластом служат песчаники, обладающие наиболее высокими фильтрационно-емкостными параметрами и отражающиеся на кривой ПС максимальными отрицательными отклонениями. По максимальному отклонению проводят вторую опорную линию, располагающуюся параллельно первой. Расстояние между линией глин и линией песков принимается равным 1 (рисунок 3.2).

Далее расстояние между опорными линиями делится на 5 равных частей, соответствующих определенным литологическим и гранулометрическим характеристикам и соответственно определенным уровням седиментации осадка. В связи с чем, интервал значений  $L_{ПС} = 0-0,2$  будет соответствовать глинам и алевритоглинистым породам. Для интервала  $L_{ПС} = 0,2-0,4$ , характерно наличие алевролитов и переслаивания песчаного, алевритового и глинистого материала. Интервал  $0,4-0,6$  отвечает песчано-алевритовым и мелкозернисто-песчаным породам. В интервале  $0,6-0,8$  накапливались мелко-среднезернистые песчаники. Интервалу  $0,8-1$  соответствуют песчаники средне-крупнозернистые. Таким образом, в методическом плане были использованы следующие приемы выделения фаций:

- установление положительных и отрицательных аномалий в разрезе, выявление их сходства с электрометрическими моделями фаций по В.С. Муромцеву;
- анализ элементов аномалий и соответствующих им диагностических признаков;
- установление в разрезе максимального значения  $L_{ПС}$ , его положения в пределах аномалии, направление уменьшения этого параметра;
- установление парагенетического ряда фаций;
- привязка определяющих и дополняющих признаков.

Использование данной методики позволило уточнить установленные фациально-генетическим анализом типы фаций, распространенных в позднеюрскую эпоху осадконакопления на территории Лугинецкой структуры.

### 1.3. Фациально-генетический анализ

В основу фациально-генетического анализа положены методические приемы, описанные в работах Д.В. Наливкина (1956), Ю.А. Жемчужникова (1958), Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), В.П. Фролова (1984), А.В. Македонова (1985), В.П. Алексеева (2002), И.А. Вылцана (2002), А.В. Маслова (2003), Цейслера (2004), О.С. Черновой (2009),

Первоначально под фациально-генетическим анализом в осадочной геологии понимался анализ фациально-циклический (ФЦА), который как метод исследования осадочных толщ был разработан коллективом литологов-угольщиков под руководством Ю.А. Жемчужникова в 50-х годах прошлого столетия. В последующие годы это направление получило развитие в работах Н.Б. Вассоевича (1974, 1979, 1983), Ю.Н. Карогодина (1980, 1983, 1989), Г.Ф. Крашенинникова (1971), Н.В. Логвиненко (1984, 1986), С.И. Романовского (1988), П.П. Тимофеева (2006), А.А. Трофимука (1983), В.М. Цейслера (2004), В.Н. Шванова (1969, 1987, 1992) и многих других.

Традиционно фациально-генетический анализ включает последовательный ряд пяти этапов (Вылцан, 2002) исследования, отображенных на рисунке 1.3.

*Первый этап* заключался в изучении геологических разрезов с применением литолого-фациального, циклического и стратиграфического методов. При изучении келловей-оксфордских песчано-алевритовых резервуаров, слагающих продуктивную толщу Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, выявлена закономерная смена по разрезу осадочных последовательностей, пород, минералов и спорово-пыльцевых комплексов, отражающих многофазность тектонического режима,

обусловившего гидродинамические и физико-геологические условия седиментации осадков.

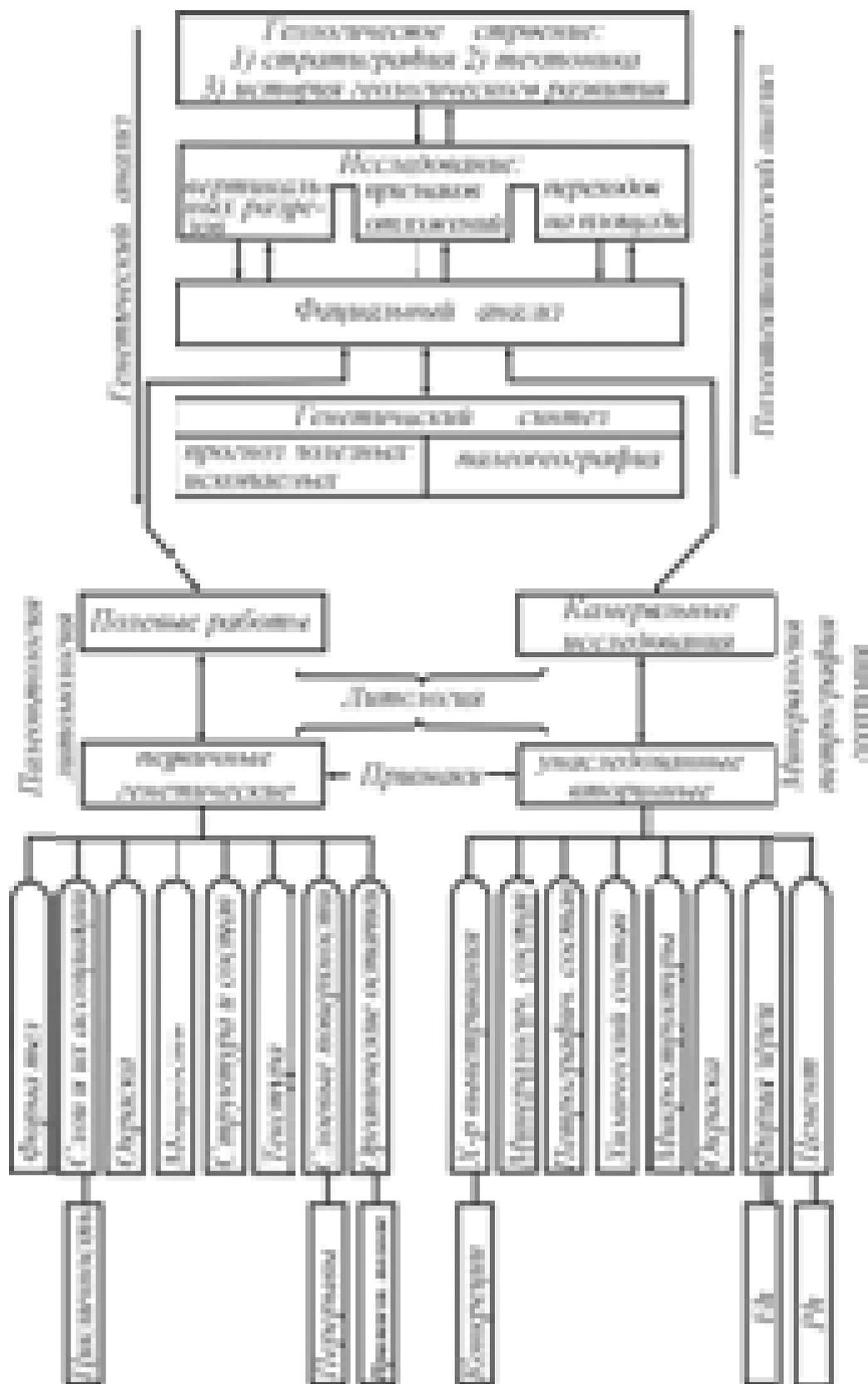


Рисунок 1.3 - Схема фациально-генетического анализа (Вылцан, 2002)

Эта закономерность связана в первую очередь с цикличностью процесса осадконакопления. За единый седиментационный цикл принят комплекс отложенных различных фаций, закономерно, с определенной направленностью сменяющих друг друга в разрезе и отражающих тектоно-седиментационный этап геологического развития территории. С цикличностью процесса осадконакопления связано закономерное распределение в разрезе пластов-коллекторов, глинистых пород-флюидоупоров, а также пропластков плотных пород внутри резервуаров.

Особенности распределения залежей углеводородов изученных нефтегазовых комплексов таковы, что их пространственная зональность и зональность размещения в вертикальном разрезе устойчиво коррелируются с определенным генетическим набором фаций. В свою очередь, появление определенных типов фаций, обычно обуславливается следующими факторами (Вылцан, 2002):

- типом обстановки осадконакопления;
- физико-химическими свойствами среды;
- характером, направлением и скоростью движения осадочного материала;
- наличием перерывов в накоплении пород;
- геоморфологией приемного бассейна;
- рельефом области отложения;
- составом коренных пород, слагающих область сноса и ее рельефом;
- климатическими особенностями эпохи образования осадков;
- тектоническим режимом в эпоху формирования пород.

При выявлении внутреннего строения природных резервуаров и анализа их фильтрационно-емкостных характеристик приоритетными являются углубленные фациально-генетические исследования, позволяющие наиболее точно прогнозировать наличие в отложениях горючих полезных ископаемых.

Изучение керна скважин начиналось после процедуры продольной распиловки керна скважин с макроскопического описания по распиленной поверхности.

Слои в разрезе описывались в соответствии с последовательностью предложенной Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеевым (Ботвинкина, 1962, 1965; Алексеев, 2002).

При этом важным методическим приемом являлся анализ и синтез генетических признаков отложений, составляющий основу комплексного фациально-генетического изучения осадочных толщ. В качестве генетических признаков отложений были рассмотрены:

- минералого-петрографический и гранулометрический состав;
- характер и состав цементации;
- структурно-текстурные особенности;
- характер переслаивания (наличие прослоев и линз и их размеров);
- наличие включений и конкреций;
- карбонатность;
- наличие остатков палеофлоры и палеофауны;
- углистые, органические или битуминозные проявления.
- характер контактов слоя.

Генетическая принадлежность отложений устанавливалась при определении физико-географических условий их формирования, на основе изучения суммы вышеперечисленных признаков, каждый из которых имел разное весовое значение. Как известно, главными признаками, определяющими осадочную горную породу, являются вещественный состав, структура и текстура. Именно этим трем важнейшим свойствам осадочных горных пород было уделено наибольшее внимание при проведении фациально-генетических исследований.

Под текстурой осадочной горной породы понимаются черты строения осадочной горной породы, определяемые способом выполнения пространства, расположением составных частей и их ориентировкой относительно друг друга.

Структура осадочной горной породы характеризует параметры, отвечающие за организацию внутреннего строения горной породы, включает в себя характеристику размерности зерен, их морфологические и линейные характеристики и отвечает в плане седиментологии за динамику среды осадконакопления.

Вещественный состав пород-коллекторов изучался полным комплексом исследований с помощью поляризационного микроскопа высокого разрешения Olympus BX51 с компьютерной станцией, видеокамерой ProGres и

ПО Image-Pro Plus на лабораторной базе ОАО «ТомскНИПИнефть». При петрографическом описании использованы шлифы из коллекции З.Я. Сердюк (правообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть»), текстурный анализ проводился по методическим разработкам Л.Н. Ботвинкиной (Ботвинкина, 1965; Ботвинкина, Алексеев, 1991).

*Минералого-петрографический и гранулометрический состав* пород определялся посредством использования бинокулярного микроскопа (макроскопические исследования) и с помощью поляризационного микроскопа высокого разрешения Olympus BX51 с компьютерной станцией, видеокамерой ProGres и ПО Image-Pro Plus (микроскопические исследования).

*Петрографические исследования* сопровождались детальным изучением минерального состава обломочных компонентов и цемента терригенных пород. При определении гранулометрического состава пород автор придерживался классификации Московского нефтяного института (Логвиненко и др., 1986). Для классификации пород по вещественному составу применялась треугольная диаграмма В.Д. Шутова (1967). Компонентный состав и описание минеральных видов уточнялось по В.Н. Шванову (1987).

Количественный минералогический и гранулометрический анализ в шлифах из песчано-алевритовых пород проводится интеграционным способом, согласно методике О.А. Черникова, (1970). Гранулометрический анализ проводится путем разделения зерен, слагающих породу, на классы (фракции) крупности и установления объема каждого класса. Объем отдельных фракций выражен в процентах. При анализе замерялись длины случайных срезов зерен, пересеченных микромерной линейкой окуляра. Для получения достоверных данных в составе песчано-алевритовых пород измерен набор не менее чем из 200 зёрен. Затем рассчитывался фракционный состав породы для фракций с соотношением границ равным  $1,259$  ( $^{10}\sqrt{10}$ ), что эквивалентно одиннадцати фракционному ситовому анализу. На полученные данные вводились поправки, устраняющие эффект срезания, по методике, предложенной Н.В. Логвиненко и Э.И. Сергеевой (Логвиненко и др., 1986).

Характеристики гранулометрического распределения (средний и медианный диаметр, коэффициент сортировки и др.), а также количественная оценка различных параметров проводилась с использованием методов математической статистики, корреляционного, кластерного и факторного анализов с применением стандартной программы «Statistica». Коэффициент отсортированности ( $S_o$ ) определялся по П. Траску:  $S_o = \sqrt{(Q_3/Q_1)}$ . На основании чего были выделены хорошо отсортированные осадки ( $S_o = 1,0 \div 1,58$ ), средне сортированные ( $S_o = 1,58 \div 2,12$ ), и плохо сортированные ( $S_o > 2,12$ ) (Шванов, 1969).

*Характер и состав цементации*, а также содержание цементирующего материала определялось интегральным способом отдельно для каждой минералогической разности, с помощью окуляра с сеткой с размерами  $20 \times 20$ . При подсчете анализировалось не менее 10 полей зрения. Тип цементации и характер распространения цемента определялись качественно. При изучении порового пространства дана характеристика среднего размера пор, описана их форма и закономерностей распределения с указанием степени изолированности.

При петрографическом описании шлифов существенное внимание уделялось характеристике структуры породы, степень окатанности терригенных зерен, отмечалось наличие акцессорных и аутигенных (пирит, сидерит, глауконит, и др.) минералов, описывались включения органического вещества, постседиментационные преобразования.

*Текстурные особенности пород*, имеющие большое значение для фациального анализа, палеогеографических построений и решения ряда других вопросов современной осадочной геологии, как теоретических, так и практических, приняты при проводимых исследованиях за основной признак, отражающий механизм формирования породы.

Процесс интерпретации текстурных вариаций, проводимый в целях генетического анализа продуктивных резервуаров, опирался на методические приемы текстурного анализа, освещенные в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных исследователей (Алексеев, 2002; Атлас текстур..., 1973; Атлас фаций..., 2007; Ботвинкина, 1962, 1965; Маслов, 2005; Рейнек, Сингх, 1981; Фролов,

1984; Чернова, 2009; Allen, 1968; Conybeare, Crook, 1968; Harms, 1982; Pettijohn, Potter, 1964; Picard, 1973; Selley, 2000; Shrock, 1948). Наиболее полно последовательность и особенности изучения текстур изложены Л.Н. Ботвинкиной (1962, 1965), по методическим разработкам которой и был осуществлен анализ текстур и их композиций. При проведении текстурного анализа изучены следующие группы текстур:

1) **первичные неорганогенные**, включающие **неслоистые** текстуры;

2) **первичные неорганогенные**, включающие все явления **слоистости**:

➤ *горизонтальная слоистость (тонкая субгоризонтальная слоистость* глинистых отложений, (отчетливая / неотчетливая), отражающая условия спокойной седиментации

➤ *косая слоистость (крупная косая слоистость* песчаников (более 3-4 см), образующаяся в результате отложения песчано-алевритового материала высокоэнергетическими потоками; *мелкая косая слоистость* песчаников (менее 3 см), формировавшаяся в результате отложения песчаного материала потоками с пониженной энергией; *мелкая перекрестная косая слоистость* с S-образной формой косых слойков (отложение песка в зоне волнений);

➤ *волнистая слоистость* (флазерная слоистость песчано-алевритовых пород, обусловленная линзочками и волнистыми слойками глинистого вещества и формирующаяся при периодической смене режима течения застойным режимом;

➤ *волнисто-линзовидная слоистость*, обусловленная линзочками и прослойками песчаного материала в глинистой массе (образующаяся при периодической смене застойного режима седиментации режимом течения);

3) **биогенные** (текстуры биотурбации, созданные роющими организмами);

4) **деформационные** (текстуры деформаций оползания).

Кроме того, картировались: 1) внутриформационные брекчии; 2) включения галек и окатышей различных пород; 3) сидеритизация; 4) пиритизация; 5) углистость; 6) наличие разнообразных конкреций; 7) остатки фауны; 8) растительные отпечатки и остатки; 9) наличие диа- и катагенетических текстур.

При описании разрезов керна отмечался *характер переслаивания* (наличие прослоев и линз и их размеров), представленного в определенных интервалах частым чередованием двух-трех однотипных пород, при этом указывались мощность прослоев, границы между слоями, соотношение мощностей, тип слоистости. Выделялись следующие его типы: тонкое (менее 1 см), грубое (более 1 см), неравномерное (как тонкое, так и грубое), чередование слоев более 10 см. Устанавливалась степень равномерности чередования прослоев и направленность изменения отдельных признаков.

*Включения и конкреции*, обнаруженные в кернах скважин, оценивались по составу (сидеритовые или кальцитовые) и рассматривались в совокупности со степенью пиритизации и кальцитизации, что позволило предварительно оценить условия захоронения осадка, как окислительные или восстановительные.

*Карбонатность*. Карбонатный материал, содержащийся в изученных песчано-алевритовых и псаммитовых разностях, слагающих продуктивные пласты (обычно кальцитовый цемент), изучался под микроскопом в шлифах. Частично образцы керна подвергались обработке 10% соляной кислотой. При этом, визуальную карбонатность определялась прокапыванием соляной кислотой по пятибалльной шкале: 0 - не реагирует, 1 - слабо вскипает в порошке, 2 - бурно в порошке, 3 - слабо в куске и 4 - бурно в куске (Атлас фаций ..., 2007). Данные по процентному содержанию карбонатов в породах заимствованы в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть». Наличие карбонатных прослоев также фиксировалось по цветным фотографиям керна в ультрафиолетовом цвете.

*Наличие органических остатков*. Разнообразные органические остатки животного и растительного происхождения, встреченные в шлифах и при макроописании керна сгруппированы в четыре основные группы (известковые, кремнистые, фосфатные и углефицированные).

*Известковые органические остатки*. Кокколитофориды и фораминиферы, определялись в шлифах по характерной, разнообразной форме и специфическому внутреннему строению. Остатки эхинодермат (иглокожих) фиксировались по однообразному погасанию всего остатка (при включении анализатора). Пелециподы,

наиболее часто присутствующие в разрезах надугольной толщи, наблюдались в виде детрита или разрезов через мелкие створки.

*Кремнистые органические остатки* в изученных разрезах, представлены, как правило, микроскопическими формами – радиоляриями и редкими разрозненными спикулами кремниевых губок, слагающими как отдельные прослои в известняках баженовской свиты, так и единичные формы.

*Фосфатные органические остатки* представлены исключительно разнообразным ихтиодетритом, изобилующим в баженовской свите и редко встречающимся в породах васюганской свиты.

*Углефицированные органические остатки* в различных количествах присутствующие в керне скважин, представлены мелким растительным детритом, отдельными хорошо сохранившимися листьями, остатками корневых систем, обрывками листовой флоры. При их описании отмечались степень измельченности и сохранности, характер органов растений.

Описание сопровождалось оценкой степени сохранности (хорошая, средняя, плохая) компонентов древних флор. Кроме перечисленных признаков, существенную информацию для последующих реконструкций имело положение растительных остатков (равномерно по слоям, концентрация в отдельных слоях послойная, беспорядочная и т.д.).

Часто по растительным остаткам наблюдается развитие псевдоморфоз замещения, а также фитоморфоз сульфидов железа по древесине, наиболее часто развитые в септариевом горизонте.

При описании шлифов пород баженовской свиты было выявлено незначительное количество водорослевой органики, представленной короткими ярко-желтыми линзочками с неровными краями и радиальной или ячеистой структурой. Совместно с водорослями присутствует прозрачная сапропелевая основная масса бурого цвета.

*Битуминозные проявления* фиксировались, в основном по цвету пород (явные коричневые оттенки). Характер люминесценции рассеянного органического и битуминозного веществ изучался по цветным цифровым фотографиям образцов

керна в ахроматическом свете и ультрафиолетовых лучах. Исследованиями установлено, что наличие в керне углеводородов и карбонатных минералов вызывает свечение определенными цветовыми оттенками в ультрафиолетовом свете (Жуковская, Ломако, 2004).

Для экспресс-анализа керна использована методика определения углеводородов по цветовой гамме, разработанная в ОАО «ТомскНИПИнефть». Присутствие углеводородонасыщенных прослоев подтверждается свечением пород в преимущественно желтовато-коричневатой гамме оттенков и карбонатных пород с окрасками от розовой до красной. Влияет на окраску свечения и состав нефти (особенно ароматические углеводороды и смолы), но четкой закономерности до сих пор не выявлено, поэтому данный признак не является достоверным, но по аналогии с уже изученными образцами, позволяет в «первом приближении» оценить качественный состав нефти.

*Характер контактов слоя* определяет направленность процессов седиментации и свидетельствует о смене условий, в которых она протекала. Определение и изучение контактов наиболее важно для установления и последующей характеристики слоя как геологического тела. Согласно классическому варианту литолого-фациального анализа выделялось четыре типа соприкосновения двух слоев: 1) контакт размыва, 2) контакт резкий, 3) контакт отчетливый (четкий) и 4) контакт постепенный через переход. Все перечисленные виды контактов фиксировались в керне скважин по определенным их проявлениям, обычно четко видимым в разрезах (Атлас литогенетических типов ..., 1997).

По результатам комплексного макро- и микроскопического изучения керна построены 24 седиментационных (гранулометрических) колонки, отражающие не только структурно-текстурные особенности пород, но и характер смены слоев, закономерности нахождения в породах органических остатков, следов биотурбации, вторичных процессов и пр. Эти данные, в совокупности с возрастными датировками, позволили выделить надежные коррелятивы для продуктивных пластов Лугинецкой зоны нефтегазонакопления и построить корректный стратиграфический каркас для фациальных построений. Наиболее интересные текстурно-структурные

особенности пород фиксировались с помощью системы цифровой фотографии образцов керна.

На втором этапе исследований было выделено 17 литогенетических типов, принадлежащих к 8 макрофациям. Под *литогенетическим типом* (ЛГТ) автором понимается – литологический тип породы, обладающий совокупностью генетических признаков, обусловленных процессом ее формирования и отличающих ее от других породных комплексов. Выделение и название ЛГТ даны по методике Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеева (1991).

На основе детального анализа всего комплекса признаков, присущих разным литогенетическим типам, последние отнесены к определенным фациям.

Под *фацией* автором понимается конечный продукт определенного геологического процесса, действующего на определенной территории, обладающей присущими ей геоморфологическими особенностями, т.е. реальное геологическое тело, обладающее трехмерными характеристиками, отложенное в пространстве аккумуляции в определенных фациальных условиях и в определенное геологическое время (Чернова, 2009). Для каждой фации определялись: характер среды отложения, ее физико-химические свойства, характер движения среды, его скорость и направление, рельеф территории, климатические условия, глубина бассейна, условия обитания фаунистических комплексов.

Третий этап включал в себя анализ фаций в двух интервалах – пространственном (изучение закономерностей распределения фаций по площади для ограниченного стратиграфического интервала) и временном (изучение смены фаций на разрезе). Задача восстановления палеоландшафтов прошлых эпох является одной из наиболее сложных. Выявленные особенности строения средневерхнеюрской осадочной толщи обусловлены последовательно сменяющимися друг друга во времени и пространстве обстановками осадконакопления, которые рассматривались, как последовательная смена ландшафтов, отражающих историю седиментационного бассейна. В географии под *ландшафтом* понимают конкретную обстановку, определяемую сочетанием рельефа, растительности, почв, органического мира и т.д. (Селли, 1989). В ископаемом же состоянии сохраняются

только следы, фрагменты компонентов былых ландшафтов, главным образом осадки и осадочные породы определенного состава с набором структурных и текстурных признаков (Казанский, 1976). Детальное изучение последних и легло в основу проведенных реконструкций.

Важными факторами, определившими общие закономерности позднеюрского осадконакопления в пределах изучаемой территории, являются:

- 1) накопление осадков в прибрежной части моря;
- 2) поступление терригенного материала, осуществляющееся за счет разрушения морских берегов волнами (абразия), в результате перераспределения отложившихся на дне осадков и за счет расположенной по близости речной системой;
- 3) наличие сложных процессов, обусловленных стыком двух сред – континентальной и морской;
- 4) роль течений и волнений в формировании разнообразных аккумулятивных песчаных тел;
- 5) тектонические подвижки дна и прилегающей суши;
- б) климатические условия.

В совокупности эти факторы обусловили характерный литологический облик рассматриваемых толщ.

Основная трудность палеогеографических реконструкций территории исследования заключалась в крайне неравномерной охарактеризованности керновым материалом, изучаемых разрезов скважин. В то же время выдержанность основных черт строения выделенных циклитов, четкая направленность изменения литологического состава пород в зависимости от их фациальной принадлежности, геолого-геофизические и биостратиграфические критерии корреляции позволили использовать экстраполяционные методики.

Реконструкции производились по достаточно узким стратиграфическим интервалам. Достоверность полученных выводов зависит от надежности стратиграфического каркаса, на основе которого проводилось сопоставление рассматриваемых толщ. Эта достоверность для отдельных частей Лугинецкой структуры яв-

ляется неравнозначной. Поэтому имеющийся фактический материал допускает различные варианты палеогеографических реконструкций позднеюрской эпохи.

Методика восстановления ландшафтов поздней юры сводится к воссозданию и картированию их определяющих элементов. На основе выявленной последовательности смены фаций уточнялся их парагенез и определялись ландшафтные характеристики в каждом изученном интервале разреза. Кроме мощности и вещественного состава отложений значительное внимание уделялось характеру границ и полноте набора фаций в каждом пласте.

С учетом всех полученных данных по строению и составу келловей-волжских отложений в пределах изучаемой территории установлена фациальная зональность каждого выделенного природного резервуара. В скважинах с неполным отбором керна применялся электрометрический анализ, описание методики которого приведено в пункте 1.2 данной работы.

Выявленные элементы древних ландшафтов поздней юры позволили дать достаточно корректную характеристику обстановок седиментации изучаемых природных резервуаров. Под *обстановкой седиментации* понимается древний ландшафт, включающий в себя физико-химические условия формирования осадка, характерные для области сноса, области седиментации и области отложения (Казанский, 1976; Тимофеев, 2006; Чернова, 2009).

Комплексная диагностика условий осадконакопления и вывод о принадлежности природных резервуаров к морским или континентальным образованиям позволили провести типизацию ландшафтов, существовавших на рубеже средне-позднеюрской эпох седиментации.

На четвертом этапе составлялись литолого-фациальные профили (разрезы), на основе которых прослеживалась выдержанность, и уточнялось соотношение литогенетических типов пород, слагающих различные фации и их комплексы, характеризующие особенности цикличности рассматриваемого стратиграфического интервала.

Пятый этап. На заключительной стадии фациальных исследований для продуктивного комплекса отложений Лугинецкой зоны нефтегазонакопления были

построены детальные литолого-фациальные карты и выполнен прогноз развития зон наиболее высокочемических коллекторов в пределах изучаемой территории.

Литолого-фациальные карты строились для отдельных, строго фиксированных частей седиментационных циклов, соответствующих объему подъяруса. Такая детальность в построениях была продиктована необходимостью прослеживания отдельных частей нефтегазоносной толщи, развитой в пределах Лугинецкой структуры.

Проведенные палеогеографические реконструкции основаны на результатах фациально-генетического анализа и стратиграфических данных, включающих разбивки по скважинам, корреляционные построения, палинологические и палеонтологические определения. Построенные карты помогли понять положение и взаимоотношения различных фаций в пространстве.

#### **1.4. Ихнологический анализ**

В качестве вспомогательного метода генетической диагностики природных резервуаров использованы приемы ихнологического анализа. *Определение ихнокомплексов*, в большом количестве присутствующих в керне скважин, дало особую информативность при определении фациальной принадлежности изучаемых отложений. Ихнология, представляющая собой довольно хорошо разработанный методический раздел палеонтологии, получила развитие преимущественно за рубежом. В последнее десятилетие появилось обширное количество публикаций, посвященных изучению ихнотекстур, обнаруженных преимущественно в морских осадочных толщах (Pemberton and Frey, 1982; Ekdale et al., 1984; Bromley, 1996). Методика проведения ихнологического анализа характерных сообществ ихнофоссилий, свидетельствующих о наличии в бассейне седиментации определенных фациальных зон, разработана западногерманским профессором А. Зейлахером (Seilacher, 1964, 1967), впоследствии уточнена и дополнена канадским профессором Дж. Пембертоном (Pemberton, 1992).

Согласно исследованиям А. Зейлахера, морфологическое строение ископаемых следов жизнедеятельности донных животных соответствует реакции организма или его приспособляемости к конкретной среде обитания (Seilacher, 1964, 1967). Соответственно, каждая группа ихнофоссилий может дать определенную информацию об экологических условиях, преобладающих во время или вскоре после осаждения осадка.

В керне скважин, вскрывших отложения верхней юры, обнаружена значительная коллекция ихнофоссилий, изученных на предмет условий формирования вмещающих их осадочных пород. Образ жизни беспозвоночных бентосных животных находит отражение в характере оставленных ими следов и зависит в большей степени от факторов, действовавших в заселенной ими среде. Важнейшими из этих факторов являются: энергия среды обитания, характер почвы и наличие корма, доступного для животного (Seilacher, 1967; Martinsson, 1970).

Большинство обнаруженных следов жизнедеятельности принадлежит роющим и ползающим, как правило, мягкотелым животным (кольчатым червям, нематодам), не имеющим жесткого скелета. Многочисленные норки, ходы передвижения, питания и отдыха отражают анатомические особенности тел древних организмов и их главные поведенческие характеристики. Выделены и описаны регулярно встречающиеся ихнороды: *Skolithos*, *Palaeophycus*, *Chondrites*, *Planolites*. Проведенный ихнофаціальный анализ дополнил и позволил уточнить условия формирования изученных литологических последовательностей.

### 1.5. Анализ цикличности

В настоящее время изучение цикличности осадконакопления является непременным условием объективного решения многих вопросов нефтегазовой геологии. Цикличность указывает на закономерную смену определяемых элементов, этапов и стадий во времени и пространстве. Это понятие обусловлено существованием циклов. Под *циклом* понимается обособленный, последовательный,

непрерывный или прерывисто-непрерывный ряд, закономерно связанных между собой явлений (Карогодина, 1980).

Существование цикличности определяется равномерной повторяемостью характеристик какого-либо процесса во времени и пространстве. Наиболее отчетливо цикличность прослеживается в седиментационных процессах.

При характеристике связей природной цикличности и нефтегазоносности необходимо отметить, прежде всего, что стадийность строения осадочных комплексов, состоящая из равномерных циклов осадконакопления, обуславливает закономерности распределения нефти и газа по разрезу нефтегазоносных бассейнов. Наличие причинно-следственных связей между размещением залежей нефти и газа и процессами цикличности седиментогенеза убедительно показано в работах Л.Н. Ботвинкиной и В.П. Алексеева (1991), И.А. Вылцана (1977, 1999, 2002, 2009); Ю.И. Карогодина (1980, 1893, 1989, 1990), А.А. Трофимука (1983),

Под *цикличностью* понимается определенный и неоднократный порядок следования этапов, стадий, фаз какого-либо геологического процесса (Вылцан, 1977). Под *седиментационным циклом* – комплекс отложений, различных фаций, закономерно сменяющих друг друга с определенной направленностью, неоднократно повторяющейся в разрезах (Ботвинкина, 1957, 1965).

Задача выделения или вычленения определенного вида циклических единиц, начиная с самых элементарных, а следом за этим и более значимых – более крупных, сложная и крайне трудоемкая. Контролирующую роль при этом выполняет системный анализ, подтверждающий принадлежность различных элементарных совокупностей слоев к единицам одного и того же порядка, в рамках одного уровня структурной организации, в данном случае надпородного (Вылцан, 2002).

При проводимых реконструкциях условий образования отложений изучался характер их наслоения, изменение по разрезу и в пространстве типов и наборов пород. На изменение условий осадконакопления указывала направленная смена пород в разрезах, а неоднократная повторяемость близких литологических наборов – на циклическую повторяемость соответствующих условий. Выделение циклитов основано, прежде всего, на изучении объективно существующих породно-

слоевых ассоциаций с применением принципов системно-структурного подхода. Образование циклитов связано с изменением обстановок – фаций. В качестве седиментационного циклита рассмотрен комплекс фаций, закономерно с определенной направленностью сменяющих друг друга во времени и неоднократно повторяющихся в разрезе.

Анализ цикличности, проведенный для разрезов малого количества скважин (при условии наличия 100% отбора керна), ставших базовыми для интерпретации остальных скважин с керном, позволил уточнить и установить границы выделенных подразделений. Однако следует отметить, что в связи с неполным (фрагментарным) выносом кернового материала не удалось в полной мере провести исследования, направленные на выявление цикличности строения изучаемых отложений и определить их порядок и ранг.

### **1.6. Анализ петрофизических параметров пород-коллекторов**

Выделение типов коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств для продуктивных пластов келловей-оксфордского возраста (горизонт Ю-І) проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. За весь период, начиная с поисково-разведочных работ на месторождениях и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных.

Всего проанализировано около 1500 определений основных коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных песчаниками, алевролитами, алевроаргиллитами. При этом последние составляют около 13% от общего количества образцов.

Лабораторные исследования осуществлялись по стандартным методикам, которые подробно изложены в ряде методических указаний и руководств (Дорогинская и др., 2007, 2010).

## Глава 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

*Объект исследования* - келловой-оксфордская продуктивная толща горизонта Ю-1 Лугинецкой зоны нефтегазонакопления (Лугинецкое, Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое и Нижне-Лугинецкое месторождения), развита в пределах северо-западной части Пудинского мегавала.

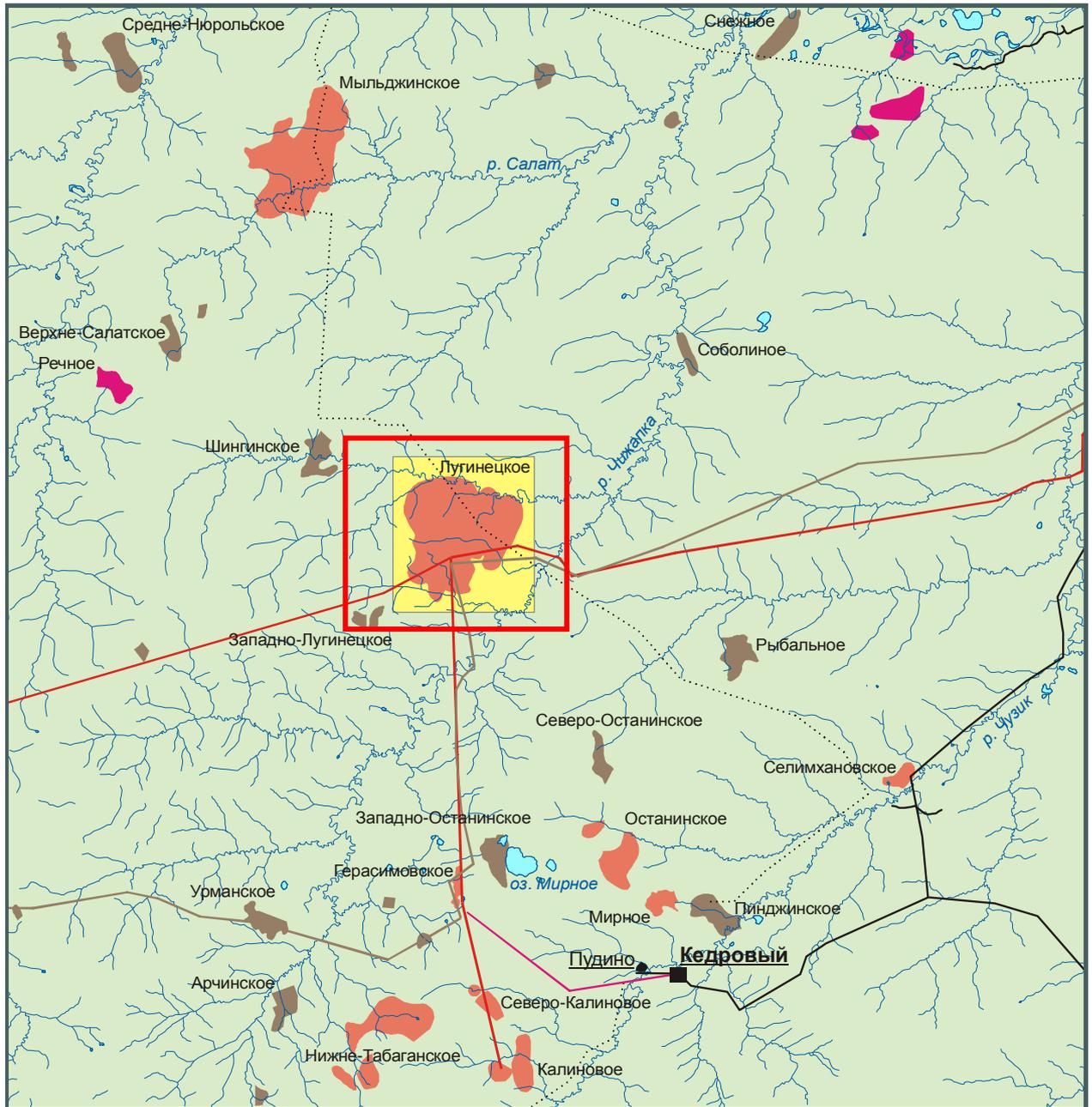
Пудинский мегавал, пространственно приурочен к юго-восточной, наиболее приподнятой части Западно-Сибирского осадочного мегабассейна (левый берег среднего течения р. Оби). Мегавал, являющийся продолжением Обь-Васюганской гряды, представляет собой крупное неправильной формы поднятие, вытянутое в северо-западном направлении и характеризующееся следующими параметрами: площадь 3520 км<sup>2</sup>, амплитуда 260 м, оконтуривающая изогипса - 2440 м (Конторович, 2002).

В административном отношении территория исследования находится на территории Парабельского района Томской области в 130 км от районного центра с. Парабель, в 400 км на северо-запад от г. Томска. Ближайший населенный пункт - это г. Кедровый (рисунок 2.1), который находится на расстоянии 80-ти км на юго-восток от месторождения. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием (НГТР) территории Лугинецкое месторождение находится в пределах Пудинского нефтегазового района (НГР), входящего в состав Васюганской нефтегазоносной области (НГО) (рисунок 2.2) (Атлас «Геология и нефтегазоносность ...», 2004).

Нефтегазоносность месторождения установлена в отложениях коры выветривания, верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и средне-верхнеюрских отложениях (горизонты Ю-2 и Ю-1).

В пределах изучаемой территории развита сеть грунтовых дорог. Шоссейные и железная дороги отсутствуют. Доставка грузов производится авиатранспортом, в период навигации - по рекам, в зимнее время - по зимнику, связывающему базу нефтегазодобывающей промышленности г. Кедровый с областным центром - г. Томском. Нефть, добываемая на Лугинецком месторождении, подается в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км к северу от

месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 г., а «нитка» Лугинецкое-Парабель в 1982 г.



Условные обозначения			
	нефтяные месторождения		нефтепроводы
	газоконденсатные месторождения		газопроводы
	нефтегазоконденсатные месторождения		линии электропередач
			дороги грунтовые
			дороги сезонные (зимние)

Рисунок 2.1 - Обзорная карта территории исследований

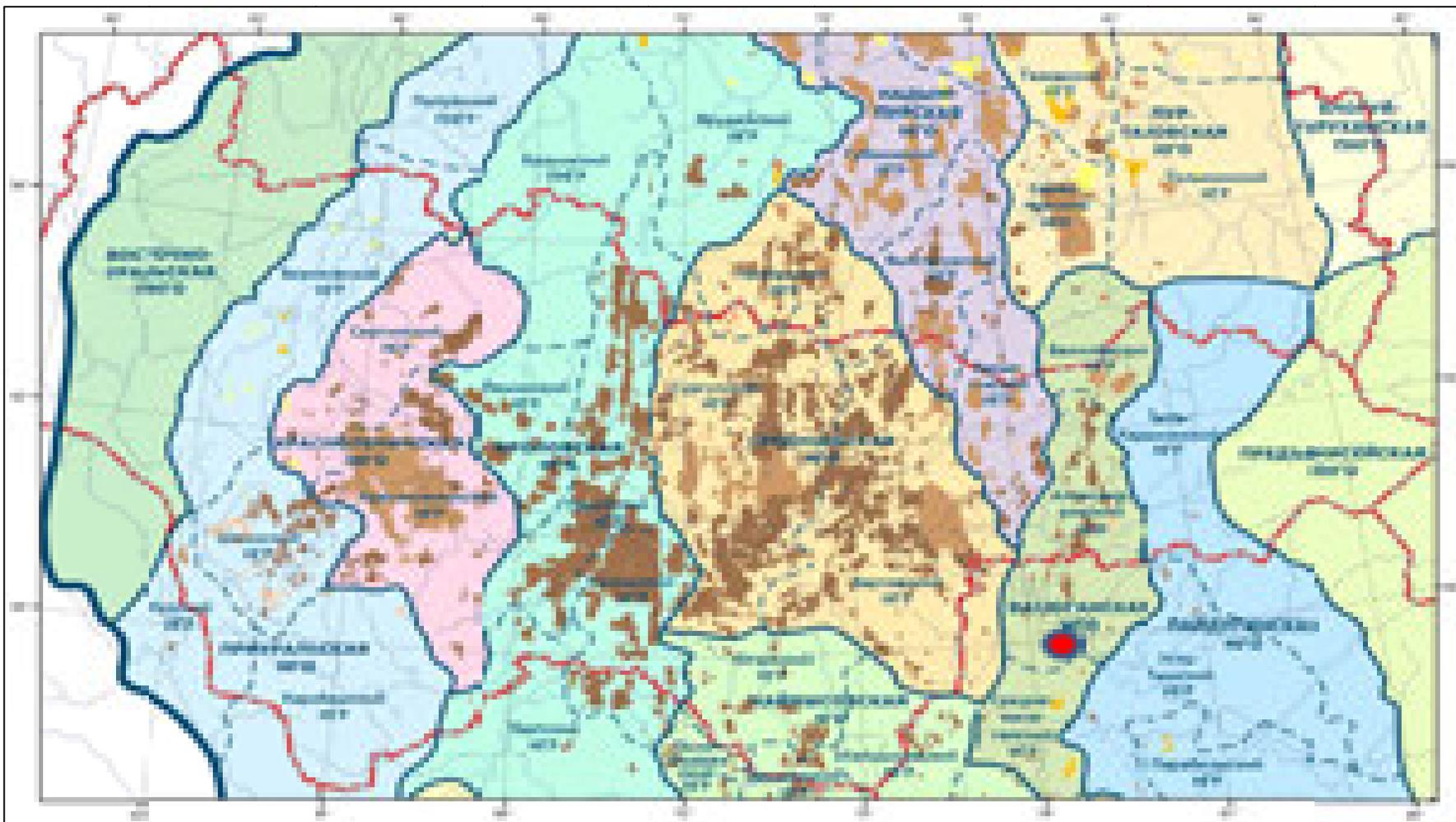


Рисунок 2.2 - Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Атлас «Геология и нефтегазоносность ...», 2004)

Условные обозначения:  
 ● - объект исследования

## 2.1. Краткий обзор геолого-геофизической изученности района

Развитие взглядов на геологическое строение изучаемой территории можно проследить по работам А.Э. Конторовича (1964, 1975, 1995), В.С. Вышемирского (1971), О.Г. Жеро (1981, 1984), Н.П. Запывалова (1970, 1991, 2000), А.М. Казакова (1995, 1997, 2000), И.И. Нестерова (1975, 2000), Н.Н. Ростовцева (1964), М.Я. Рудкевича (1969, 1970), В.С. Суркова (1975, 1981, 1993, 1996, 2000), А.А. Трофимука (1972, 1981), Э.Э. Фотиади (1964, 1967, 1972) и многих других.

Первые сведения о географических и геоморфологических исследованиях территории относятся к XVII веку, а первые данные о геологическом строении были получены лишь в 1947 году коллективом Западно-Сибирского геологического управления и носили сугубо региональный характер. Целенаправленные же нефтегазопроисковые работы начались только после принятия в 1947 году обширной программы Мингео СССР об освоении недр Западной Сибири (Нестеров, 2000).

Планомерные нефтепоисковые работы в Западной Сибири начались в 1948 году. Опорное бурение, сейсморазведочные работы и бурение поисково-разведочных скважин привели к открытию в регионе залежей нефти и газа. Первое нефтепроявление на территории Томской области зафиксировано в 1952 году в палеозойских отложениях Колпашевской опорной скважины (Конторович и др., 1975).

В 1948 году вслед за геолого-съёмочными работами начались региональные геофизические исследования территории (аэромагнитная и гравиметрическая съёмка масштабов: 1:1 000 000 и 1:200 000). После проведения предварительных региональных работ, было начато изучение территории методами сейсморазведки. Полученные данные были использованы при структурно-тектоническом районировании осадочного чехла и палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты.

По результатам комплексной интерпретации геофизических данных была выделена крупная положительная структура I порядка - Средневасюганский вал. Несколькими годами позже, материалы аэрокосмических исследований позволили уточнить строение западного и восточного склонов Средневасюганского вала и подтвердили наличие еще одной крупной положительной структуры I порядка - Пудинского вала,

расположенного несколько восточнее. В 1958-1959 г.г. данные площадных сейсмических работ МОВ позволили окончательно оконтурить и детализировать Пудинскую структуру, установить ее формы и размеры.

Проведенные коллективами геологов Томского и Новосибирского территориальных геологических управлений (ТТГУ и НТГУ) нефтепоисковые работы привели к открытию в 1962 году новой Васюганской нефтегазоносной области (НГО), охватившей Александровский, Каргасокский и Парабельский районы Томской и смежные районы Новосибирской областей (Борщ, Фирсова, 1992).

К середине 60-х годов геологическими организациями Западно-Сибирского управления были установлены основные закономерности размещения залежей УВ, выявлены нефтегенерирующие толщи, намечены наиболее благоприятные типы структур и зоны их развития. На основе изучения химического состава нефти и газов, а также степени газоконденсатосодержания на уже открытых месторождениях, была установлена зональность территории по перспективности на нефть, газ и газоконденсат. Парабельский район был отнесен к территориям перспективным на газонефтяные и газоконденсатные месторождения.

Работами сейсмопартии 13/64-65 на месте ранее выделенного глубокого прогиба были выявлены две новые приподнятые структурные зоны: Екыльчакская и Средне-Чигланская. Дальнейшая детализация полученных геофизических данных и построенная по горизонту  $\Pi^a$  первая структурная карта позволили выделить в составе Средне-Чигланской приподнятой зоны - Лугинецкое локальное поднятие.

После проведения площадной сейсморазведки МОВ Лугинецкая локальная структура в зимний период 1965-1966 г.г. была подготовлена к глубокому бурению.

Первооткрывательницей Лугинецкого месторождения стала скважина № 152, заложенная в присводовой части одноименной структуры. В 1967 году при испытании скважины из перфорированных интервалов 2325-2296,3 м и 2285,3-2279,2 м получен промышленный фонтан газа с конденсатом (газа - 142,83 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конденсата - 27,5 т/сут,  $d_{ш} = 6,5$  мм).

Открытие Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения позволило выделить в южной части Томской области новый крупный нефтегазоносный район,

названный Пудинским, весьма перспективный для поисков месторождений нефти и газа. Предварительные данные по месторождению были впервые опубликованы Е.М. Зубаревым в 1968 году (Борщ, Фирсова, 1992).

Геологоразведочные работы на Лугинецкой площади выполнялись силами Каргасокской и Васюганской нефтегазоразведочных экспедиций (КНГРЭ и ВНГРЭ). Промыслово-геофизические исследования в скважинах и обработка полученных материалов проводились промыслово-геофизическими службами ТТГУ и НТГУ. Первые испытания скважин осуществлялись КНГРЭ и ВНГРЭ экспедициями, бурившими разведочные скважины, с привлечением специалистов Северо-Кавказского филиала Всесоюзного научно-исследовательского института газа (ВНИИГАЗ). Литолого-петрографическая обработка керн с определением коллекторских свойств выполнялась тематическими партиями НТГУ.

В связи с открытием Лугинецкого месторождения были составлены проект поисково-разведочного бурения (1967), где предусматривалось бурение 8 скважин, и проект разведочного бурения (1968), где планировалось бурение еще 10 скважин. Первые анализы проб газа, нефти, конденсата и пластовой воды производились в лаборатории НТГУ. С 1968 года - анализы воды делали в химической лаборатории Томской комплексной геологоразведочной экспедиции (ТКГРЭ), анализы газа и нефти выполнялись в химических лабораториях Томского политехнического института (ТПИ).

По результатам проведенных за период с 1967 по 1968 гг. геологоразведочных работ в юго-западной части Лугинецкой структуры была открыта нефтяная оторочка, проведена геометризация массивно-пластовой залежи пласта Ю I-III, обоснованы подсчетные параметры и построена первая геологическая модель месторождения.

Первый подсчет запасов углеводородного сырья проводился в 1970 г. по результатам бурения 14 поисково-разведочных скважин и был утвержден на заседании Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) СССР (протокол № 5925 от 18 марта 1970 г.). Все подсчетные параметры и балансовые запасы газа, конденсата и нефти обосновывались для всей верхнеюрской продуктивной толщи, индексируемой, как пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, разделенной на водоносную, нефтенасыщенную и газонасыщенную зоны (Найданов и др., 1969).

В период с 1970-1972 г.г. на месторождении было дополнительно пробурено еще 5 разведочных скважин, что позволило расширить площадь нефтегазоносности и уточнить геологическое строение периферийных частей верхнеюрской залежи (рисунок 2.3). На этом этапе геологоразведочные работы были приостановлены.

В 1972 году по результатам бурения 19 скважин и по состоянию изученности месторождения на 10.05.1972 г. были уточнены геологическая модель залежи (вторая по счету), положение газо-жидкостных контактов, параметры залежей и проведен подсчет запасов нефти, газа и конденсата. Результаты подсчета были рассмотрены и утверждены ГКЗ СССР (протокол № 6635 от 13.09.1972 г.) (Протокол ..., 1972). В этом же году была обоснована третья геологическая модель Лугинецкого месторождения. Выявленная залежь была отнесена к массивному типу с нефтяной оторочкой подстилающего типа (Найданов и др., 1972).

В последующие годы на месторождении бурились новые разведочные скважины, проводилось дальнейшее изучение и уточнение геологического строения. Пробуренная в 1977 году параметрическая скв. № 170 вскрыла мощную толщу известняков девонского возраста и позволила уточнить строение палеозойского основания исследуемой территории. Позднее, разрез палеозойских отложений скв. № 170 признали стратотипическим для верхнего девона Нюрольско-Варьеганской структурно-фациальной зоны (Крупский и др., 1992).

К началу 80-х годов в г. Тюмени была подготовлена первая технологическая схема (составлена Сибирским научно-исследовательским институтом нефти и газа в 1980 г. и утверждена Центральной комиссии по ресурсам Министерства нефтяной промышленности, протокол № 908 от 20.05.81 г.) разработки Лугинецкого месторождения. Разбуривание месторождения началось в 1982 году. С 1983 г. ведется эксплуатационное разбуривание нефтяной оторочки.

С самого начала разработки Лугинецкого месторождения проектные показатели не выполнялись из-за отставания темпов бурения в виду быстрого изменения представлений о геологическом строении месторождения (Фирсова, Павлов, 1991). Начиная с 1984 года в пределах Лугинецкой площади коллективом ПО «Сибнефтегеофизика» проводились детальные сейсморазведочные работы МОГТ,

с целью оптимизации эксплуатационного бурения, и сейсморазведка на сейсмолитмологической основе Ю.Н. Карогодина (Ведерников, Желваков, 1995).

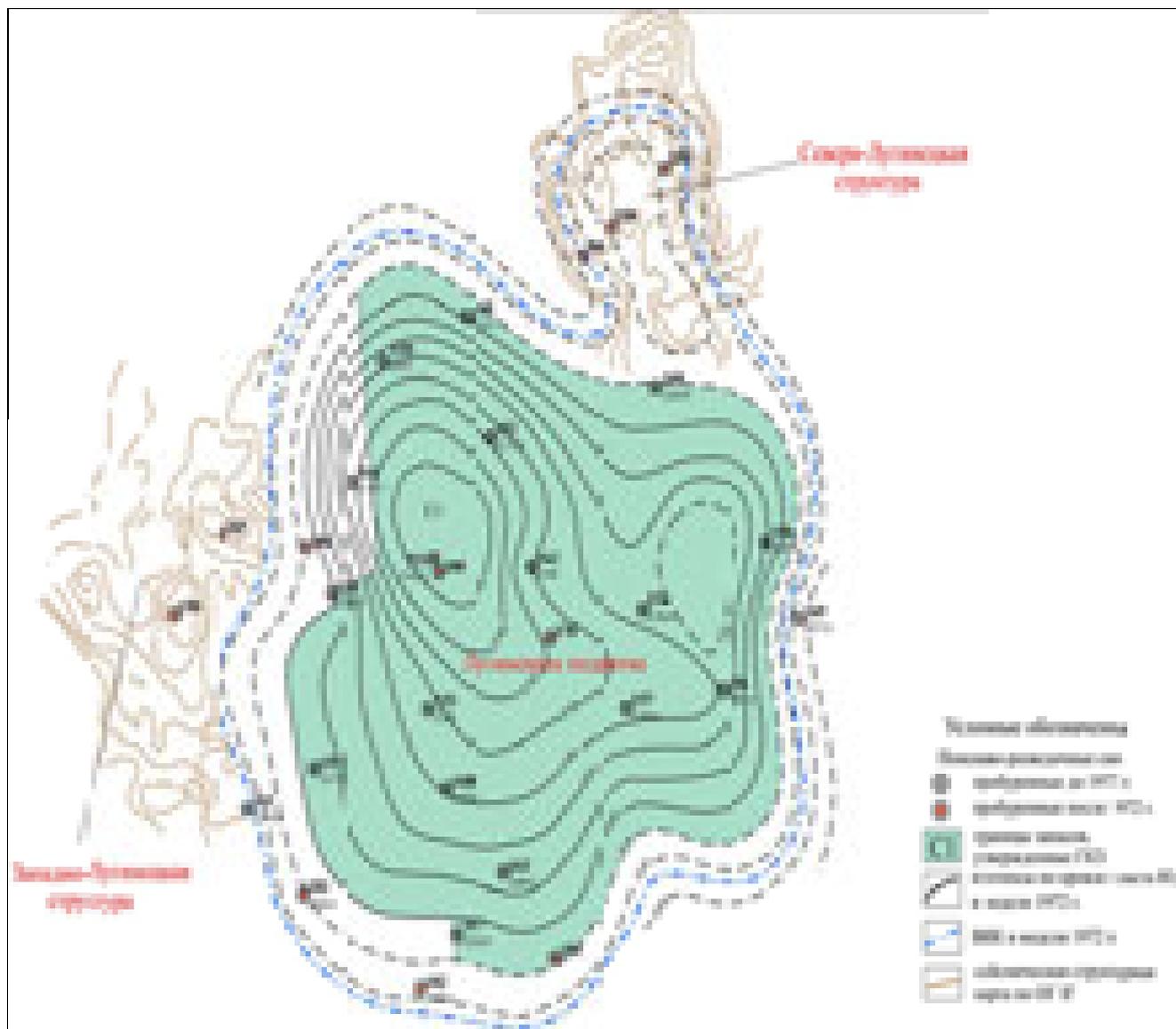


Рисунок 2.3 - Схема расположения поисково-разведочных скважин, пробуренных в пределах Лугинецкой структуры до и после 1972 г. (Борщ, Фирсова, 1992)

В 1984-1985 г.г. в пределах Лугинецкого поднятия выполнялись рекогносцировочные работы. В результате проведенных исследований были установлены дополнительные антиклинальные перегибы и намечена зона возможного расширения контура нефтегазоносности (Борщ, Фирсова, 1992). С 1985 г. на рассматриваемой площади возобновляются геологоразведочные работы второго этапа - проводится детализационная сейсморазведка.

В 1986 году построены структурные карты по горизонтам II-а, I-а и  $\Phi_2$  и выполнено сейсмофациальное районирование доюрских отложений (Борщ, Фирсова, 1992).

В 1987 году уточнен структурный план центральной, южной и юго-восточной части Лугинецкого поднятия по всем выделенным отражающим горизонтам ( $\Pi^a$ ,  $\Gamma^b$ ,  $\Gamma^a$  и  $\Phi_2$ ), а так же уточнено положение внешнего контура ВНК. По горизонту Ю-I и по пласту Ю<sub>2</sub> построены схемы перспектив нефтегазоносности (Крупский и др., 1992).

В 1987-1988 гг. одновременно с Лугинецким поднятием детализированы и подготовлены к бурению 3 структуры спутника в юго-восточной и западной частях района. По результатам проведенных исследований построены карты динамических параметров в интервале всего горизонта Ю-I и пласта Ю<sub>2</sub>.

В 1988-1989 г.г. отстроены новые структурные карты по горизонтам  $\Pi^a$ ,  $\Gamma^b$ ,  $\Gamma^a$  и  $\Phi_2$  с учетом данных по Западно-Лугинецкой структуре-спутнику и по Шингинскому поднятию. Более детально изучены песчаные пласты васюганской свиты, уточнены принципы их расчленения, корреляция и индексация (Фирсова, Павлов, 1991).

В 1989-1990 гг. площадные детальные работы МОГТ, продолжились на восточной и западной переклиналях Лугинецкой структуры по методике продольно-непродольного профилирования. В итоге работ построены карты по кровле продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и карты прогноза нефтеносности по пластам Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

В 1992 г. тематической партией 4/91-92 ОАО «Сибнефтегеофизика» выполнено обобщение материалов сейсморазведочных работ, проводимых на Лугинецком месторождении ПО «Сибнефтегеофизика» с 1984 по 1991 год (Борщ, Фирсова, 1992). В результате этих работ было детализировано строение Лугинецкого поднятия по отражающим горизонтам  $\Phi_2$ ,  $\Pi^a$ ,  $\Gamma^b$ , построены сводные структурные карты по месторождению масштаба 1:50000. Установлено, что Лугинецкое поднятие разделено субмеридиональным прогибом на два купола – западный и восточный. В северо-восточной части (северная скв. №160р) обособилась Северо-Лугинецкая структура, отделяющаяся от Лугинецкого поднятия неглубоким прогибом. Западнее Лугинецкого поднятия выявлены Западно-Лугинецкая и Шингинская структуры. На основе данных геофизических исследований скважин и результатов испытания скважин

разведочного и эксплуатационного бурения построена четвертая геологическая модель продуктивной толщи.

К 1993 г. в пределах Лугинецкого месторождения пробурено 25 разведочных и 337 эксплуатационных скважин. По результатам геолого-геофизических исследований в комплексе с данными изучения керна и пластовых флюидов в рамках договора с ОАО «Томскнефть» с УкрГИПРОНИПИнефть была пересмотрена четвертая модель месторождения и предложен ее 5 вариант. В составе юрского массивно-пластового резервуара было выделено 6 объектов подсчета (5 в васюганской свите – Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и 1 в тюменской свите – Ю<sub>2</sub>) с едиными уровнями ВНК и ГНК, имеющих такие же абсолютные отметки, как и утвержденные ГКЗ СССР в 1972 г. Запасы УВ были подсчитаны по пластам в пределах всей залежи. Также были подсчитаны запасы и по горизонту «М» (доюрские образования). Результаты подсчета по состоянию изученности на январь 1993 г. рассмотрены и утверждены ЦКЗ Минтопэнерго РФ (протокол №36 от 03.08.1993 г.) (Протокол ..., 1996).

На основе вновь созданной геологической модели и запасов, утвержденных ЦКЗ, в 1995 году ОАО «ВНИИнефть» составлена «Технологическая схема комплексной разработки Лугинецкого месторождения» (Технологическая схема ..., 1995), утвержденная ЦКР (протокол №2048 от 24.07.1996 г.), по которой предусматривалось бурение 426 скважин основного фонда, в т.ч. 333 в пределах нефтяной оторочки (Уточненная технологическая схема ..., 1996).

В северной части, в пределах внешнего контура нефтеносности по геологической модели 1972 г., выявлена Северо-Лугинецкая структура, продуктивность которой установлена скважинами 188 и 189. Выявленные залежи нефти не имеют общего контура нефтегазоносности с залежами собственно Лугинецкого месторождения. В 1996 г. Северо-Лугинецкая структура получила статус месторождения с одноименным названием. В результате эксплуатационного разбуривания южной половины площади нефтяной оторочки Лугинецкого месторождения в период с 1993 г. по 1999 г. часть запасов оторочки толщи Ю<sub>1</sub>+Ю<sub>2</sub> были переведены в промышленные категории, часть списаны как не подтвердившиеся. Запасы свободного газа и конденсата тоже были уточнены.

Всего на дату подсчета запасов 01.01.2005 г. в пределах Лугинецкого лицензионного участка пробурено 556 скважин - 28 поисково-разведочных, 505 эксплуатационных и 23 водозаборных (с 1972 г. дополнительно пробурено 11 разведочных, в том числе 2 за пределами лицензионного участка, и 528 эксплуатационных скважин, пробуренных, в основном, в пределах нефтяной оторочки). Эксплуатационное бурение на Лугинецком месторождении не завершено. В настоящее время Лугинецкое месторождение находится в промышленной разработке, значительная часть структуры разбурена сеткой эксплуатационных скважин.

Полученные в процессе разработки месторождения геолого-промысловые материалы позволили определить условия отработки нефтяной части залежи, выяснить оптимальные дебиты скважин, режим работы продуктивных пластов, определить оптимальный подход к выделению в составе юрского массивно-пластового резервуара эксплуатационных объектов.

Дальнейшие работы по доразведке Лугинецкого месторождения приводились в области уточнения геологического строения площади, геометрии залежей, подсчетных параметров коллекторов и пластовых флюидов. Результаты проведенных на территории исследований в комплексе с данными сейсморазведки послужили основой для построения в 2007 г. шестой по счету числовой геологической модели Лугинецкого и Северо-Лугинецкого месторождений (седьмой по счету) и подсчета запасов, выполненного с применением программно-методических комплексов AutoCorr и IRAP RMS. В построении модели участвовали все пробуренные в пределах лицензионного участка и 2 разведочные скважины (скв. №190, 187), пробуренные за его пределами.

На протяжении многих лет, получаемый на Лугинецком месторождении фактический материал, подвергался дальнейшей обработке. Сотрудниками лаборатории петрофизики Томского научно-исследовательского и производственного института нефти и газа (ОАО «ТомскНИПИнефть») (Ненахов Ю.Я. и др.) отбирался керн из разведочных и эксплуатационных скважин месторождения и детально изучался (Чикишев, Панков, 2002).

В результате проводимых исследований была дана оценка изменения физических параметров в условиях близких к пластовым и сформирован банк данных по пе-

трофизическим параметрам. Результаты исследований рекомендованы и частично использованы при интерпретации данных геофизики и подсчете запасов 1992 года (Крупский и др., 1992).

Большинство исследователей (Т.И. Гурова, З.Я. Сюрдюк, Л.В. Залазаева и другие), изучавших коллекторские свойства пород по керновому материалу разведочных скважин Лугинецкого месторождения, анализировали характер распределения петрофизических параметров для всего горизонта Ю-I в целом, без деления на отдельные пласты и без учета генетических особенностей различных частей разреза.

Впервые анализ изменения физико-литологических характеристик по отдельным пластам был проведен Г.М. Волощуком (Волощук, Ефремов, 1977). По каждому пласту верхнеюрского разреза ( $Ю^4_1$ ,  $Ю^3_1$ ,  $Ю^2_1$ ,  $Ю^1_1$ ,  $Ю^0_1$ ) были детально рассмотрены их литолого-петрографические характеристики, на основании изменения которых сделаны выводы об условиях формирования каждого отдельно взятого пласта.

В период с 1987 по 1994 гг. сотрудниками нефтегазопромыслового факультета Томского политехнического университета (ТПУ) (Г.М. Волощуком, А.В. Ежовой и др.), а в 1990 г. сотрудниками Сибирским научно-исследовательским институтом нефти и газа проводились исследования по установлению причин снижения электрического сопротивления в верхнеюрских нефтенасыщенных коллекторах Лугинецкого месторождения. Во многих скважинах, где были получены притоки безводной нефти, отмечалось низкое значение удельного электрического сопротивления пластов (3,5–5,0 Ом м), характерное для водонасыщенного коллектора (Уточненная технологическая схема ..., 1996).

В результате проведенного исследования авторами были установлены причины аномальности промыслово-геофизических характеристик пластов, насыщенных нефтью. Основной причиной этого явления послужило присутствие минералов-полупроводников, представленных сульфидами, окислами титана и гидроокислами железа. Причем наибольшее влияние оказывали присутствующие в большом количестве (2–14 %) сульфидные минералы (в частности пирит).

В течение 1994-1996 годов сотрудниками ТПУ А.В. Ежовой, Н.Н. Недоливко, В.П. Меркуловым были установлены количественные зависимости изменения петро-

физических, емкостно-фильтрационных и других параметров пород (различной степени насыщения от содержания в них пирита, а также характер отражения этих зависимостей на каротажных диаграммах (Изучение низкоомных ..., 1996). В результате проведенных исследований была установлена определенная закономерность сульфидной минерализации низкоомных коллекторов в пределах Лугинецкого поднятия, тесно связанная как с условиями накопления и преобразования осадка, так и со сложными геохимическими процессами, протекающие в зоне водонефтяного контакта.

В 1995–1996 годах М.Р. Цибульникова выполняла литолого-петрографическое изучение горизонта Ю-1 Лугинецкого месторождения. При этом основное внимание было уделено вторичным изменениям пород-коллекторов и их влиянию на емкостно-фильтрационные характеристики основных нефтесодержащих пластов (Ежова, Цибульникова, 1989).

В 1997–1998 годах эти работы были продолжены коллективом авторов Института геологии нефти и газа ТО (С.Л. Шварцев и др.). Детально изучался керн скважин, пробуренных в восточной и южной частях месторождения. Был подробно изучен петрографический состав песчаников, слагающих породы-коллекторы; проанализированы вторичные процессы и вторичное минералообразование, из-за связи с нефтеносностью пород; изучены минеральные ассоциации, обусловленные разными фациальными обстановками осадконакопления и разными факторами минералообразования, существовавшими в породах на разных стадиях литогенеза (Чикишев, Панков, 2002).

В 1995 году И.В. Гончаровым, Б.А. Федоровым и другими изучались состав и свойства пластовых флюидов, закономерности их изменения по разрезу и по площади и взаимосвязь с геологическим строением залежи (Технологическая схема ..., 1995). Одновременно выполнялся комплекс исследований, направленный на повышение эффективности разработки Лугинецкого месторождения. В частности проводились сезонные обследования факельных линий, определялся компонентный состав и свойства нефтей и газов, анализировались закономерности их изменения (Экологический паспорт ..., 2001).

К настоящему времени по Лугинецкому месторождению накоплен достаточно большой объем фактических материалов и результатов их аналитической обработки.

На месторождении проведены исследования, касающиеся самых разных вопросов, начиная с детальной корреляции и заканчивая построениями различных геологических моделей Лугинецкого резервуара. Но, тем не менее, не решен ряд вопросов литолого-палеогеографической направленности.

## 2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Сведения по стратиграфии верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири освещены в многочисленных отчетах и публикациях многих исследователей и авторских коллективов ЗапСибНИГНИ, ТО СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГиРГИ РАН, ИГиГ СО АН СССР, ПГО «Новосибирскгеология», ЗапСибНИИГГеофизика), Сибирского палеонтологического научного центра (СПНЦ) Томского государственного университета: А.Н. Алейников, В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан, Н.А. Брылина, Е.А. Гайдебурова, Л.А. Глинских, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятов, О.С. Дзюба, В.Г. Елисеев, О.В. Елишева, О.В. Золотова, В.И. Ильина, В.А. Казаненков, Г.В. Касаткина, В.И. Кислухин, В.А. Конторович, О.Н. Костеша, Н.Х. Кулахметов, Д.П. Куликов, А.И. Лебедев, М.А. Левчук, Л.К. Левчук, С.Н. Макаренко, В.А. Маринов, С.В. Меледина, Н.К. Могучева, С.А. Моисеев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Б.Л. Никитенко, В.М. Подобина, Д.И. Рудницкая, С.В. Рыжкова, Н.И. Савина, В.В. Сапьяник, Л.В. Смирнов, Г.М. Татьянанин, А.Ф. Фрадкина, Г.Г. Шемин, Б.Н. Шурыгин и многие другие.

Стратиграфические схемы отложений данного временного интервала неоднократно обсуждались на различных региональных и межведомственных стратиграфических совещаниях и закреплялись в их решениях (Решения ..., 1969; Решения ..., 1970; Решения ..., 1977; Постановление ..., 1978; Решения ..., 1991; Решения ..., 2004; Стратиграфический кодекс ..., 2006). Многочисленные данные по палеонтологической характеристике свит, подсвит и пластов келловея и верхней юры, позволившие уточнить и пересмотреть палеонтологическое обоснование и биостратиграфию многих региональных разрезов, изложены в многочисленных

публикациях сотрудников ИГНГ СО РАН, СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ и многих других организаций и обобщены в сводках по стратиграфии юры (Атлас моллюсков ..., 1990; Проблемы стратиграфии ..., 2003, Стратиграфия ..., 2000; Девятов, 2009, Эволюция..., 2010). Аналитические обобщения по стратиграфии юры, со значительной проработкой материалов привели к созданию единой, общепринятой на сегодняшний момент для всей Западной Сибири версии фациального районирования (рисунок 2.4) и стратиграфических схем юры (Шурыгин и др., 2000; Решения ..., 2004).

Несмотря на значительную изученность келловей и верхней юры юго-востока Западной Сибири, стратиграфическое положение, латеральные взаимоотношения слагающих их свит и пачек (георгиевской, барабинской, васюганской и наунакской, пахомовской), их объем и типы разрезов, обоснование стратиграфических границ и положение в сложных переходных зонах разного типа седиментогенеза остается до сих пор слабоизученным.

В районе исследования келловей-волжские отложения слагают основной продуктивный нефтегазоносный комплекс (НГК), характеризуются достаточно высокой степенью изученности, пестрым литологическим составом и соответствуют по объему васюганскому горизонту. Согласно схеме структурно-фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений территория исследования приурочена к Сильгинскому структурно-фациальному району (СФР) (рисунок 2.4), характеризующему область переходного седиментогенеза от прибрежно-морских условий к континентальным (Шурыгин и др., 2000). Корреляция местных стратиграфических подразделений приведена на рисунке 2.5.

На большей части юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты, и соответственно в районе исследования, в состав келловей-волжского осадочного комплекса входят отложения васюганской (наунакской), георгиевской и баженовской свит, формирование которого проходило в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях. Общая мощность этих отложений составляет около 75-110 м.

Со свитами васюганского горизонта связывают песчаные пласты группы Ю-I, являющиеся объектом исследования. В основании комплекса развит трансгрессивный песчано-алевролитовый пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, который совместно с резервуаром Ю<sub>2</sub> образуют единый коллектор перекрытый аргиллитами нижневасюганской подсвиты.

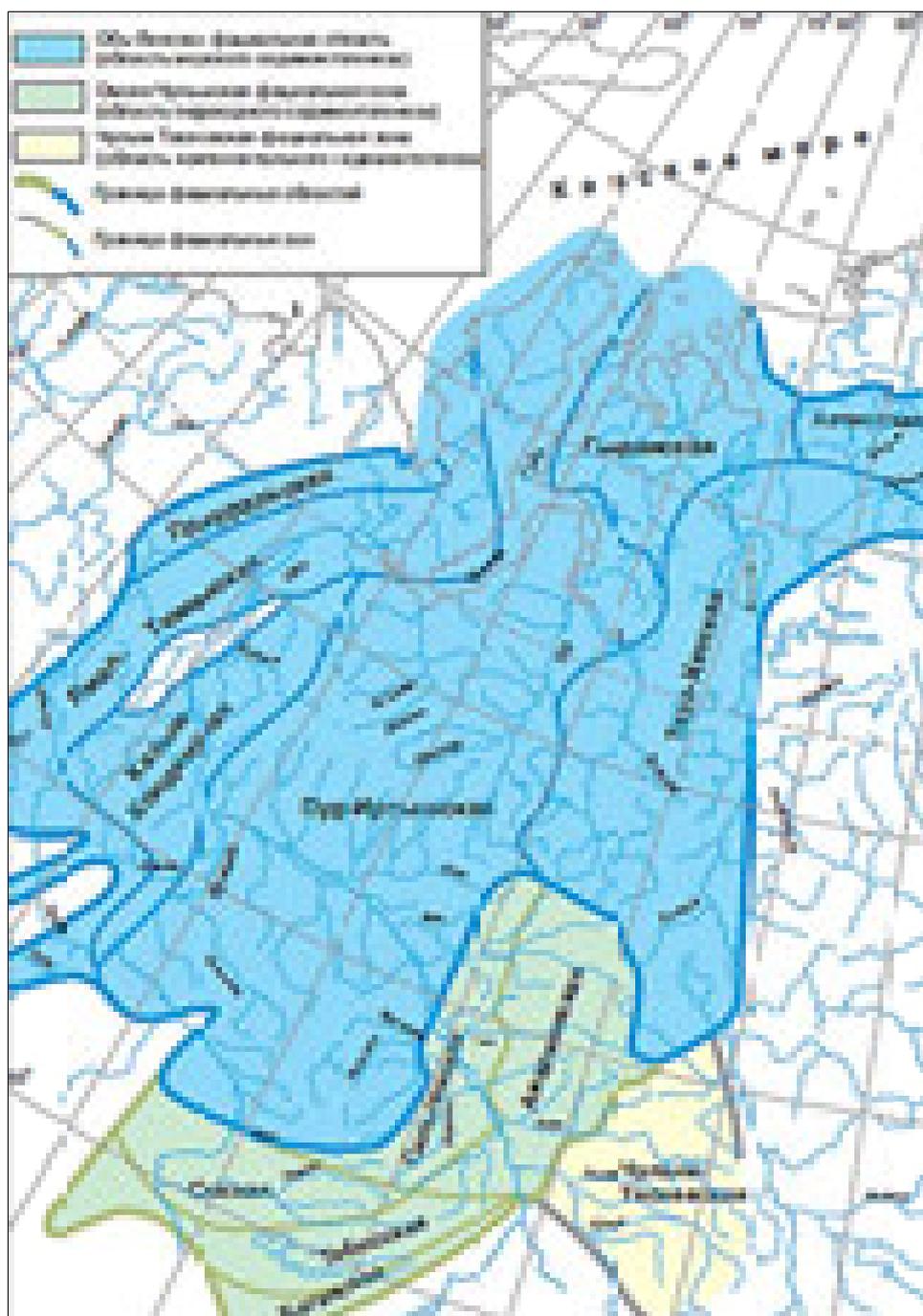


Рисунок 2.4 - Схема фациального районирования для келловоя и верхней юры Западной Сибири (Шурыгин и др., 2000)

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза и номенклатура стратиграфических подразделений дана согласно унифицированной стратиграфической схеме, принятой на Межведомственном региональном стратиграфическом совещании (МРСС), проводимом в городе Новосибирске в 2003 году (Решения ..., 2004).

### **Баттский-оксфордский ярусы ( $J_{2bt}$ - $J_3$ o)**

#### **Васюганский горизонт ( $J$ vs)**

#### ***васюганская свита ( $J_{2-3}$ vs)***

Стратотип *васюганской свиты* ( $J_{2-3}$  vs) установлен в разрезе Ново-васюганской скважины 1-Р (инт. 2772-2702 м). Название свиты дано по р. Васюган, Томской области. Впервые под названием «васюганская», свита была описана В.Я. Шерихорой в 1961 году (Шерихора, 1961). В 1962 году Ф.Г. Гурари описал одновозрастные отложения под названием «локосовской свиты» (Гурари, 1962). По праву приоритета, за данным стратиграфическим подразделением было оставлено первое название – «васюганская свита» (Решения..., 1969).

По находкам разнообразной фауны верхняя граница свиты проводится в верхах верхнего оксфорда. Нижняя граница васюганской свиты, в связи с удревнением комплексов макро- и микрофауны, проводится в верхах верхнего бата. Таким образом, васюганский горизонт рассматривается в объеме верхов верхнего бата – нижней половины верхнего оксфорда (рисунок 2.5) (Решения..., 2004; Вакуленко и др., 2011).

В соответствии с существующей методикой расчленения и корреляции, отложения васюганской свиты разделяются на глинистую нижневасюганскую подсвиту и преимущественно песчаный горизонт Ю-I верхневасюганской подсвиты.

*Нижневасюганская подсвита* в полных разрезах состоит из трёх литологических пачек. Верхняя и нижняя пачки сложены аргиллитами с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников, а средняя, наиболее выдержанная по площади, представлена однородными темно-серыми аргиллитами. Мощность отложений нижневасюганской подсвиты в западных районах достигает 55 м.

Средняя юра		Верхняя юра						Келловей		Средняя юра		Верхняя юра		Средняя юра		Верхняя юра		Литера-цифровой код
Бат	Келловей	Средняя юра	Верхняя юра															
Средняя юра	Келловей	Средняя юра	Верхняя юра	Литера-цифровой код														
Средняя юра	Келловей	Средняя юра	Верхняя юра															
Средняя юра	Келловей	Средняя юра	Верхняя юра	Литера-цифровой код														
Средняя юра	Келловей	Средняя юра	Верхняя юра															

Рисунок 2.5 - Региональная стратиграфическая схема келловей и верхней юры Сибири. Томская область.

Темная заливка - существенно глинистые горизонты (Шурыгин и др., 2000)

В восточном направлении за счёт постепенного опесчанивания нижней, верхней и средней пачек она сокращается до полного выклинивания.

*Верхневасюганская подсвета* представлена переслаиванием песчаников и алевролитов, разделенных прослоями известняков, аргиллитов, участками углестых, с маломощными прослоями углей, участками септариевых горизонтов.

Песчаники верхневасюганской подсветы серые, буровато-серые, алевролиты серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчанистые, в верхней – глинистые и известковистые, часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная.

Горизонт Ю-I, в свою очередь, разделяется на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

Достаточно полно стратиграфическая привязка песчаных резервуаров в пределах изучаемой территории осуществлена Г.М. Татьяниным (Шурыгин и др., 2000). В объёме подугольной и надугольной толщ, в случае, если границей их раздела является угольный пласт, а не межугольная толща, то выделяются следующие разновозрастные пласты:

*надугольная толща* - пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> верхнеоксфордского возраста и пласт - Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> среднеоксфордского возраста;

*подугольная толща* - пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> нижнеоксфордского возраста и пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> верхне-, среднекелловейского возраста.

Отражающий регрессивный этап развития осадочного бассейна пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> на востоке замещает верхнюю пачку нижневасюганской подсветы. Далее на запад отмечается стратиграфическое «омолаживание» регрессивного песчаного покрова и выделяется пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. В зоне перехода васюганской свиты в наунакскую отмечается опесчанивание средней, наиболее «мористой», пачки нижневасюганской подсветы, где с определённой долей условности выделяются пласты Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>6</sup>.

Зональность распределения песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> носит иной характер, что связано с тектоническими особенностями развития положительных и отрицательных структур первого порядка в период оксфорд-волжской трансгрессии.

Интенсивное прогибание впадин и рифтовых зон на фоне конседиментационного роста положительных структур первого порядка способствовало формированию прибрежно-морских песчаников по периферии бортовых и склоновых участков этих крупных платформенных элементов.

Формирование межугольной толщи связано с фациальным замещением объёмов надугольной и подугольной толщ, вследствие чего её мощность изменяется с запада на восток от 0 до 40 м. Характерным отличием толщи является высокая углистость пород, что свидетельствует о её континентальном генезисе. Выделяемые в её объёме песчаные резервуары индексируются как пласты Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>. Клинообразно расширяясь с запада на восток и замещая объёмы надугольной, подугольной толщ и нижневасюганской подсвиты межугольная толща переходит в наунакскую свиту (Белозеров, 1989).

На ряде площадей на основе палеонтологических данных, а также анализа мощности отложений зафиксированы значительные перерывы в осадконакоплении и размывы в верхах васюганской свиты.

Таким образом, в пределах рассматриваемой территории, согласно общепринятому расчленению разреза верхневасюганской подсвиты, келловей-оксфордские отложения выделены в объёме трех толщ: подугольной, межугольной и надугольной.

Нижняя *подугольная толща* включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> прибрежно-морского и прибрежно-континентального генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа Лугинецкой зоны нефтегазонакопления.

*Межугольная толща* представлена аргиллитами, прослоями углей и углистых аргиллитов редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения.

Верхняя - *надугольная толща* сложена невыдержанными по площади и разрезу линзовидными песчано-алевритовыми пластами Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Песчано-алевритовый пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, включен в состав продуктивного горизонта Ю-I, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, стратиграфически относится к георгиевской свите, отложения которой на значительных участках Лугинецкой зоны нефтегазонакопления отсутствуют.

Верхняя граница васюганской свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свиты, а в случае их отсутствия – по подошве баженовской свиты. Мощность отложений васюганской свиты изменяется в пределах 50-85 м.

#### *наунакская свита (J<sub>2-3</sub> nn)*

В 1966 г. А.А. Булынниковой, Н.И. Горовцевой, Т.А. Звягиной, В.Я. Шерихора, К.А. Шпильманом (Усть-Сильгинская площадь) и И.И. Нестеровым (скважины Мыльджинской площади, Мыльджинская 1-Р (2344-2392 м) континентальные и прибрежно-морские отложения, келловейского и оксфордского возраста, замещающие в восточном направлении морские отложения васюганской свиты, выделены в наунакскую и мыльджинскую свиты. На совещании в г. Тюмени в 1967 г. свите было присвоено название «наунакская» (Брадучан и др., 1968; Решения..., 1969; Булынникова и др., 1970, 1972).

*Наунакская свита (J<sub>2-3</sub> nn)* названа по пос. Наунак, Томской области. Стратотип свиты установлен в разрезе скважины 2-Р Усть–Сильгинской площади в интервале 2365–2307 м. Нижняя граница свиты проводится по кровле мощного песчаного пласта, выше которого развиты тонко переслаивающиеся песчаники, алевролиты и аргиллитоподобные глины, при общем преобладании последних. Верхняя граница отбивается по подошве глинистой толщи с фауной кимериджского яруса.

Наиболее характерным признаком отложений наунакской свиты является преобладание слоисто-полосчатых терригенных пород, содержащих многочисленные включения обугленных растительных остатков сравнительно хорошей со-

хранности, обилие пирита. На межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 году было высказано особое мнение Ф.Г. Гурари, Л.Я. Трушковой, Е.А. Гайдебуровой (Решения., 1969) о нецелесообразности выделения наунакской свиты, как не имеющей литологических границ. Наунакская свита выделяется в тех районах, где нижняя подсвита васюганской свиты замещается континентальными осадками.

В зоне перехода васюганской свиты в наунакскую обычными являются прослои морских пород с глауконитом, обломками раковин пелеципод, белемнитов, брахиопод, фораминифер и остатками водорослей в верхней части разреза. Возраст свиты определяется находкой *Buchia ex gr. bronni* (Rouil.) в керне скважины Белоярская-1 (интервал глубины 2238-2224 м), по комплексам фораминифер с *Recurvoides disputabilis* и спорово-пыльцевым спектром (Решения ..., 2004).

На исследуемой территории наунакская свита выделенная по керну небольшого количества скважин, представлена неравномерным чередованием темно-серых, плотных, углистых, тонко горизонтально слоистых аргиллитов с прослойками песчанистых алевролитов и глинистых песчаников, с прослоями углей. Нижняя граница свиты проводится по смене песчано-алевритовых отложений, насыщенных фауной оксфордского возраста, глинистыми отложениями кимериджа (Брадучан, 1987). Мощность отложений свиты редко превышает 25 м.

Территориальное соотношение васюганской и наунакской свит не ясно и по настоящий день. Современные представления о латеральном распространении этих свит в сложно построенной зоне сочленения Нюрольской и Усть-Тымской впадин, а также прилегающего к ним Пудинского мегавала (район исследования) опираются на анализ типов разрезов (Белозеров и др., 1988), латерального распределения микрофауны (Татьянин, 1985) и разных типов спорово-пыльцевых комплексов. Последние, несмотря на их одновозрастность, достаточно хорошо различаются в зависимости от их принадлежности к васюганской, наунакской свитам или к межугольной толще в зоне перехода от одной свиты к другой (Чеснокова, 1989).

Территория развития наунакской свиты ограничивается Усть-Тымской впадиной и прилегающими к ней с востока районами (ограничена с запада Пудинским мегавалом и Калгачским выступом). Западнее Средневасюганского мегавала простирается зона распространения васюганской свиты.

Значительная часть южных районов Нюрольской впадины попадает в зону перехода от васюганской к наунакской свите (Белозеров и др., 1988; Чеснокова, 1989). В разрезах верхней юры этой зоны в той или иной мере обособляется так называемая межугольная толща, замещающая частично верхи нижней и (или) низы верхней подсвит васюганской свиты. Эта переходная зона на стратиграфических схемах, принятых на последнем совещании, включена в Сильгинский район (рисунок 2.4), для которого показана наунакская свита (Решения ..., 1991).

### **Оксфордский-волжский ярусы ( $J_3$ o-v)**

#### **Георгиевская горизонт ( $J$ gr)**

#### *георгиевская свита ( $J_3$ gr)*

*Георгиевская свита ( $J_3$  gr)* получила свое название по пос. Георгиевка, расположенному в Омской области. Стратотип георгиевской свиты установлен в разрезе скв. Большереченской 1-Р в интервале глубин 2547-2533 м (Решения ..., 1969). На совещании 1967 г. в г. Тюмени (Решения ..., 1970) к георгиевской свите отнесена маломощная толща темно-серых, почти черных, нередко битуминозных глин, обособлявшихся ранее в качестве нижнемарьяновской пачки.

Аргиллиты георгиевской свиты часто с размывом залегают на отложениях васюганской свиты. Многочисленные находки макрофауны (аммониты, белемниты, двустворки), богатые комплексы микрофауны позволяют относительно точно диагностировать ее стратиграфический диапазон в соответствии с диапазоном георгиевского горизонта Западной Сибири. В литологическом отношении это однородные, темно-серые аргиллиты, нередко содержащие прослои известняков и рассеянного глауконита. Формировались осадки в условиях морского водоёма и по своей фациальной принадлежности связаны с илами шельфовой зоны. Мощность

свиты изменяется от 0-3 метров в пределах крупных платформенных поднятий, и их склоновом погружении до десяти и более метров в наиболее прогнутых частях впадин и рифтовых зон.

В нижней части свиты в разрезах большинства скважин обособляется пачка плохо отсортированных зеленовато-серых песчаников и алевролитов с глауконитом, фосфатными окатышами, рассматриваемая в последнее время в стратиграфических схемах как *барабинская пачка* (Решения ..., 2004). Мощность пачки варьирует от 1 до 8-10 м. Пачка с видимым размывом залегает на хорошо отсортированных алевроито-песчаных породах горизонта Ю-I и контрастно отличается от них по внешнему виду, вещественному составу, коллекторским свойствам, степени окатанности и отсортированности обломочного материала. Возрастной диапазон «скольжения» нижней и верхней границ пачки на юге Западной Сибири варьирует в пределах верхов верхнего оксфорда-нижнего кимериджа. Большинство исследователей относят барабинская пачка к базальному слою кимериджской трансгрессии (Решения ..., 2004).

Тонкоотмученные аргиллиты георгиевской свиты черного цвета имеют мощность до 10 м, однако, на значительных по площади участках Лугинецкой зоны нефтегазонакопления эти отложения отсутствуют.

### **Волжский-берриасский ярусы (J<sub>3</sub> v-K<sub>1</sub> b)**

#### **Баженовский горизонт (J<sub>3</sub> v-K<sub>1</sub> b)**

Баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижней волги - низов нижнего берриаса. На юге Западной Сибири горизонт представлен битуминозными аргиллитами баженовской свиты и аргиллитами верхов марьяновской свиты. В качестве продуктивного горизонта рассматривается как пласт Ю<sub>0</sub>. Четкие литологические отличия от выше- и нижележащих отложений позволили выделить баженовский горизонт в самостоятельную стратиграфическую единицу региональной шкалы.

**баженовская свита ( $J_3 bzh + K_1 br$ )**

*Баженовская свита ( $J_3 bzh + K_1 br$ )* завершает разрез верхнего отдела юры, относится к волжскому ярусу, имеет повсеместное распространение. Стратотип баженовской свиты установлен в разрезе скв. 1-Р Большереченской площади, в интервале глубин 2533-2506 м. Свое название свита получила по пос. Баженово, Сарагатский район, Омская область. Баженовская свита до 1959 год входила в состав марьяновской свиты. В 1959 г. Ф.Г. Гурари было предложено выделить в качестве самостоятельной пачки породы нижней части марьяновской свиты, представленные «очень крепкими известковистыми аргиллитами, отличающимися от остальной толщи пород отсутствием сланцеватости или тонкой слоистости» (Гурари, 1959). Плотности их кажущееся сопротивление повышена - 30-75 ом\*м (Решения ..., 2004).

Свита хорошо выдержана по латерали и прослежена в южных, центральных и северных частях Западной Сибири. В многочисленных разрезах баженовской свиты совместно с характерным для типового разреза комплексом фораминифер, двустворок, спор и пыльцы найдены и аммониты. По результатам определения морской фауны и планктонных известковых водорослей из группы кокколитофорид возраст баженовской свиты определен как волжский – раннеберриасский. Комплексы спор и пыльцы, изученные из пород баженовской свиты З.А. Войцель, Е.А. Ивановой, С.А. Климко, Л.Г. Марковой и др., подтверждают волжский возраст слагающих ее осадков (Баженовский горизонт ..., 1986).

По региональной стратиграфической схеме (Решения ..., 2004) нижняя граница баженовской свиты прослежена в верхней части нижневолжского подъяруса, а верхняя граница в низах берриасского яруса. Верхняя граница баженовской свиты по керну выражена неотчетливо. Наблюдается постепенное уменьшение битуминозности аргиллитов и переход в серые алевритистые породы куломзинской свиты, поэтому кровлю ее несколько условно в это время совмещают с границей юрской и меловой систем.

В литолого-фациальном отношении свита представлена морскими аргиллитами темно-серыми до черных, плитчатыми битуминозными аргиллитами с многочисленными включениями карбонатизированной фауны, стяжениями пирита и обильного ихтиодетрита. Свита получила развития на всей изучаемой территории, залегая с несогласием на отложениях верхневасюганской подсвиты, или согласно перекрывая аргиллиты георгиевской свиты. Мощность свиты на изучаемой территории от 8,2 до 15,2 м.

Отложения баженовской свиты является региональным маркирующим горизонтом, её подошва соответствует отражающему горизонту II-а, а кровля горизонту Б. Аргиллиты свиты служат надежной покрывкой для продуктивных пластов горизонта Ю-I.

### **2.3. Особенности тектонического строения**

Рассматриваемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Особенности тектонического строения Западно-Сибирской плиты (ЗСП) описаны в работах В.С. Бочкарева (1970), Ф.Г. Гулари (1971), О.Г. Жеро (1981), А.Э. Конторовича (1975), В.А. Конторовича (1999, 2002), И.И. Нестерова (1971, 1975), М.Я. Рудкевич (1969, 1970), Ф.К. Салманова (1975), В.С. Суркова (1981, 1993, 2000), А.А. Трофимука (1972, 1981), Э.Э. Фотиади (1967), Н.Н. Ростовцева (1961, 1965), К.И. Микуленко (1971), В.И. Шпильмана (1998, 2002) и многих других авторов.

Фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное и полихронное складчато-глыбовое сооружение погребенное под мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Этот структурный комплекс сложен породами докембрия, палеозоя, а также осадочно-базальтовой толщей нижнего-среднего триаса. Он перекрыт с угловым и стратиграфическим несогласием толщами осадочных пород, возраст которых имеет разброс от позднего триаса до кайнозоя включительно.

По данным О.Г. Жеро, В.С. Суркова, Л.В. Смирнова, Е.Г. Журавлева и других исследователей доюрский фундамент ЗСП представляет собой сложно построенное геологическое сооружение, состоящее из двух структурных этажей, сложен всеми типами пород: осадочными (29 %), метаморфическими (47 %) и магматическими (24 %). Поверхность фундамента находится под осадочным слоем на глубинах от первых метров в краевых частях бассейна и до 10000-11000 м в полярных районах плиты (п-ов Гыдан, Енисейский залив) (Сурков, Жеро, 1981; Сурков, 1993; Сурков и др., 2000,).

Нижний геосинклинальный этаж представляет собой совокупность складчатых комплексов разного типа развития, возраста и консолидации, созданный в течение байкальского, салаирского и каледонского тектономагматических циклов и состоящий из складчатых метаморфизованных, местами кристаллических пород, насыщенных интрузивными образованиями и сформированных в результате геосинклинальных движений земной коры (Мегакомплексы ..., 1986).

Отложения геосинклинального структурного комплекса в пределах Лугинецкой структуры не вскрыты ни одной пробуренной скважиной. Верхний структурный этаж образуют осадочные, преимущественно карбонатные отложения среднепалеозойского возраста, реже изверженные комплексы - лугинецкая свита ( $D_3 lq$ ). Эти постгеосинклинальные образования слагают отрицательные структурные депрессии и не имеют сплошного (Сурков, Жеро, 1981).

Представления о современной структуре платформенного чехла ЗСП получены в результате проведения на этой территории масштабных геофизических исследований (детальный анализ структурных планов отражающих сейсмических горизонтов), опорного, поисково-разведочного и картировочного бурения (в основном данные полученные при бурении параметрических скважин).

Отложения собственно платформенного чехла с угловым и стратиграфическим, либо только стратиграфическим несогласием перекрывают складчатые образования палеозойского фундамента и нормально-осадочный комплекс пермотриаса. Формирование отложений платформенного чехла контролировалось тектоническими движениями, что выразилось в отчётливой цикличности процесса

осадконакопления и в унаследованности структур фундамента структурами чехла (Особенности геологического строения ..., 2000; Устинова и др., 2000).

Мощные толщи осадочных пород и их погружение от бортов к центру депрессии отражают преобладание в истории развития плиты процессов устойчивого длительного опускания. В платформенном мезозойско–кайнозойском чехле сформировались зоны поднятий над антиклинориями и зоны прогибов над синклинориями фундамента. Все структурные осложнения, как правило, затухают снизу вверх по разрезу осадочных толщ.

Унаследованные тенденции тектонического развития предшествующего этапа в платформенный период седиментации, предопределили морфологию изучаемой территории, что хорошо отслеживается по основным отражающим горизонтам осадочного чехла ( $\Phi_2$  - кровля образований палеозоя,  $I^b$  - кровля тюменской свиты,  $II^a$  - подошва баженовской свиты, III - кошайская пачка, IV – подошва кузнецовской свиты).

Описание тектонического строения изученного района в диссертационной работе основывается на тектонической карты мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской под редакцией В.И. Шпильмана 1998 г. (рисунок 2.6), с учетом новых данных по тектонической карте юрского структурного яруса Томской области (ТО) под редакцией А.Э. Конторовича (Конторович, 2002).

Лугинецкая зона нефтегазонакопления расположена в пределах Лугинецких куполовидных поднятий Пудинского мегавала (рисунок 2.6). **Пудинский мегавал** является *структурой I порядка* (Тектоническая карта, 1998). В гравитационном поле ему соответствует значительная по величине отрицательная аномалия силы тяжести. Мегавал имеет северо-западное простирание, осложнен серией куполовидных поднятий (КП) (Лугинецкое, Пудинское, Горелоярское, Останкинский вал и др.). Северо-западнее его расположен Средневасюганский мегавал, с которым он соединен Шингинской седловиной. Северо-западное крыло Пудинского мегавала плавно погружается, образуя моноклираль. Юго-западнее Пудинского и Средневасюганского мегавалов расположена Нюрольская впадина, отде-

ляющая их от Каймысовского свода; северо-восточнее – Соболиный прогиб; и на северо-востоке – Парабельский мегавал. С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклиinallyно с углом наклона 2-3°. Моноклиинальный склон постепенно переходит в северный борт Лугинецкого поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

Ранее во всех составленных тектонических схемах Лугинецкое, Юбилейное и Горелоярское куполовидные поднятия были объединены в единый тектонический элемент I порядка - Пудинский мегавал (рисунок 2.6), однако при структурных построениях, с применением современных методик, было выявлено, что перечисленные выше тектонические элементы ни по одной структурной поверхности единой изогипсой не оконтурены. Имеющихся геолого-геофизических материалов позволили сделать вывод о том, что на всех этапах тектонической и геологической жизни региона Горелоярское куполовидное мезоподнятия развивалось как самостоятельный тектонический элемент (Конторович, 2002).

В соответствии с тектонической картой юрского структурного яруса ТО под редакцией А.Э. Конторовича (2002) Лугинецкая зона нефтегазонакопления расположена в пределах одноименной структуры *третьего порядка*, осложняющей северо-западную часть *Пудинского куполовидное мезоподнятия* (рисунок 2.7). Пудинское мезоподнятия осложнено Лугинецким и Юбилейным куполовидными поднятиями. Мезоподнятия вытянуто в северо-западном направлении и характеризуется следующими параметрами: площадь – 3520 км<sup>2</sup>, амплитуда – 260 м, оконтуривающая изогипса – минус 2440 м (Конторович, 2002).

К юго-востоку от Пудинского мезоподнятия расположено *Горелоярское куполовидное мезоподнятия*. Горелоярское мезоподнятия, площадью 3080 км<sup>2</sup>, несколько вытянуто в северном направлении, но в целом имеет изометричную форму и северо-западное простирание. В диссертационной работе автор использует устоявшееся в геологической практике название - Пудинский мегавал.

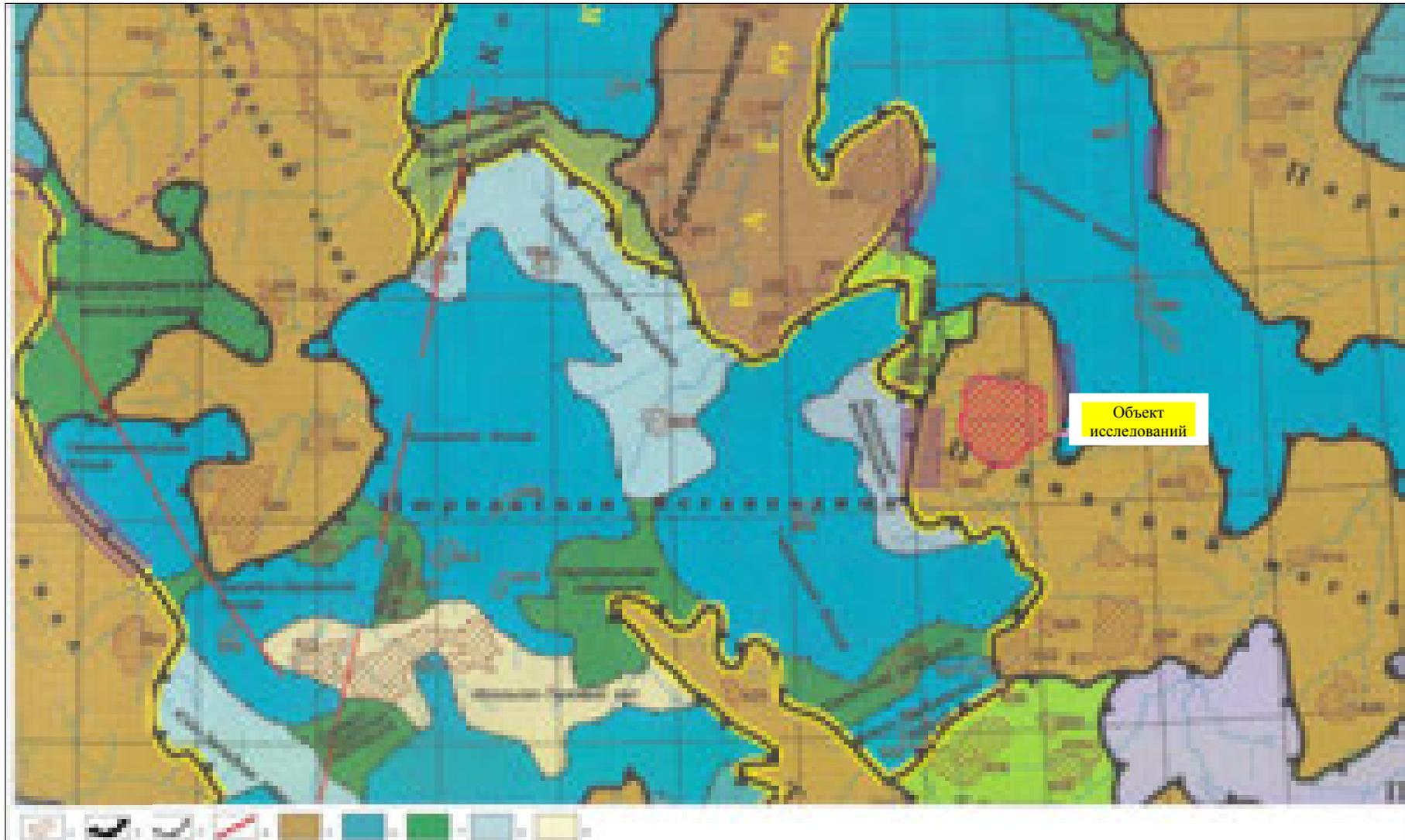


Рисунок 2.6 - Выкопировка из тектонической карты мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана (масштаб 1:1000000) (Тектоническая карта ..., 1998)

*Условные обозначения:*

- 1 – открытые месторождения; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – границы тектонических элементов II порядка;
- 4 - тектонические нарушения; 5 – своды, мегавалы; 6 – прогибы, днища; 7 - мегаседловины, седловины; 8 – террасы, моноклинали; 9 - валы

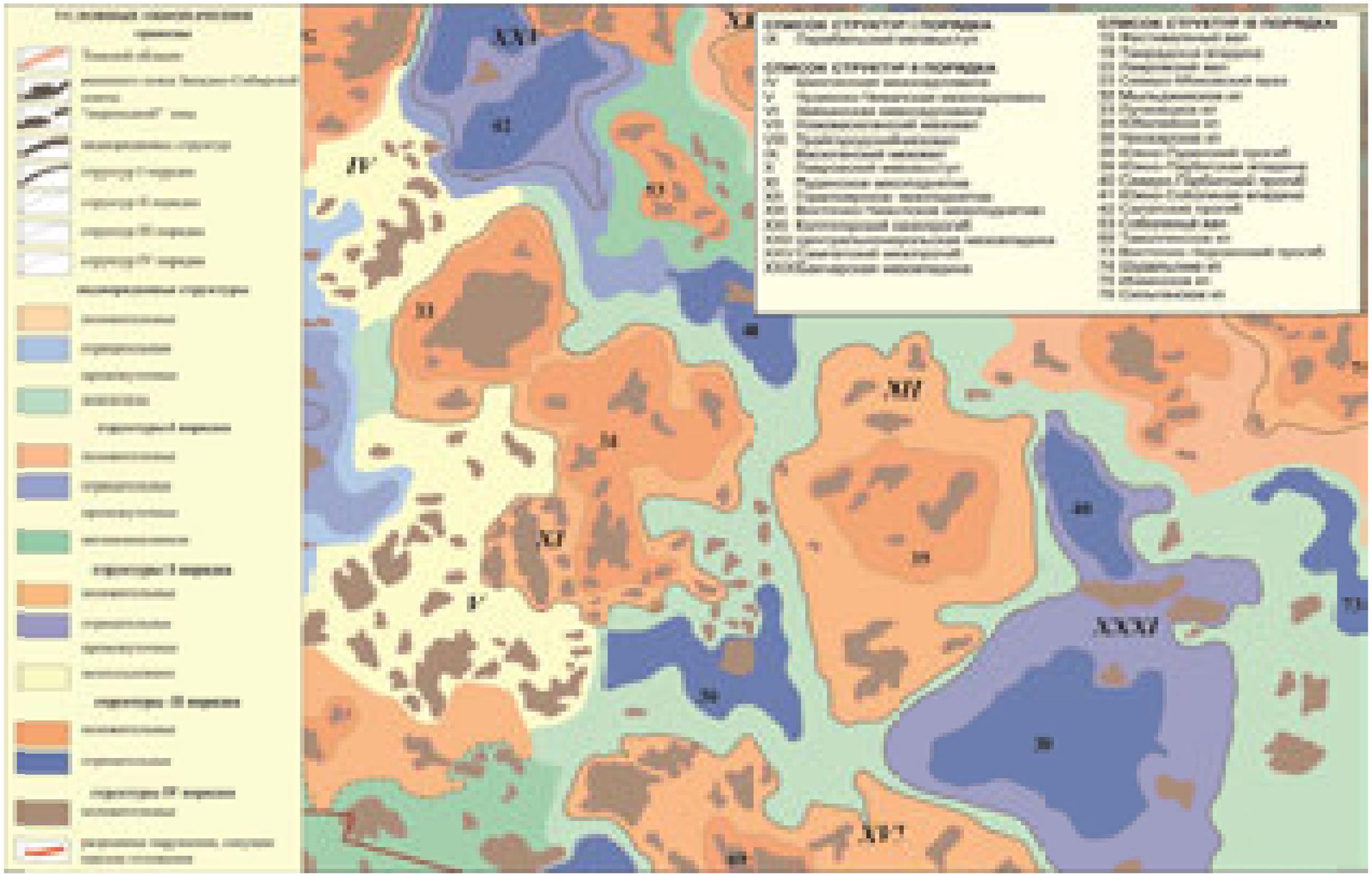


Рисунок 2.7 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Томской области (масштаб 1:1000000)  
 (Комплексный анализ ..., 2002)

*Лугинецкое куполовидное поднятие* приурочено к относительно крупному однородному выступу доюрского основания и имеет изометричную форму. По оконтуривающей изогипсе сейсмического горизонта  $\Pi^a$  минус 2400 м площадь поднятия составляет 860 км<sup>2</sup>, и амплитуда 220 м.

По горизонту  $\Phi_2$  в центральной, западной и восточной частях Лугинецкого локального поднятия выделяются три приподнятые зоны унаследовано отражающиеся в структурной поверхности вышезалегающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту  $\Phi_2$  множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях (рисунок 2.8) (Ведерников, Желваков, 1995).

Согласно сейсмогеологической характеристике разреза (по данным сейсмокаротажа и результатам региональных и детальных работ МОГТ, проведенных на Лугинецкой площади и сопредельной территории) поверхность отражающего горизонта  $\Phi_2$  имеет дифференцированный блоковый характер рельефа.

В пределах рассматриваемой территории выделяется поднятие, оконтуренное изогипсой минус 2540 м, размеры которого составляют 27,6x15-28,2 км, амплитуда ~200 м. Поднятие имеет изометрическую форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении. С юго-востока на северо-запад восточнее центральной линии через поднятие проходит прогиб глубиной до отметки минус 2460 м, который делит его на западную и восточную структуры, оконтуренные изогипсой минус 2440 м, вытянутые в северо-западном направлении и осложненные структурными формами более низкого порядка и тектоническими нарушениями.

В пределах западной части наиболее гипсометрически высокое залегание пород доюрского комплекса (минус 2360-2340 м) отмечается на севере структуры в районе скважин 180, 151 и южнее – в районе скв. 168. На юго-западе в районе скв. 182 выделяется еще структура более низкого порядка, вытянутая в северо-западном направлении, оконтуренная изогипсой минус 2420 м, высотой 20-40 м (Борщ, Фирсова, 1992).

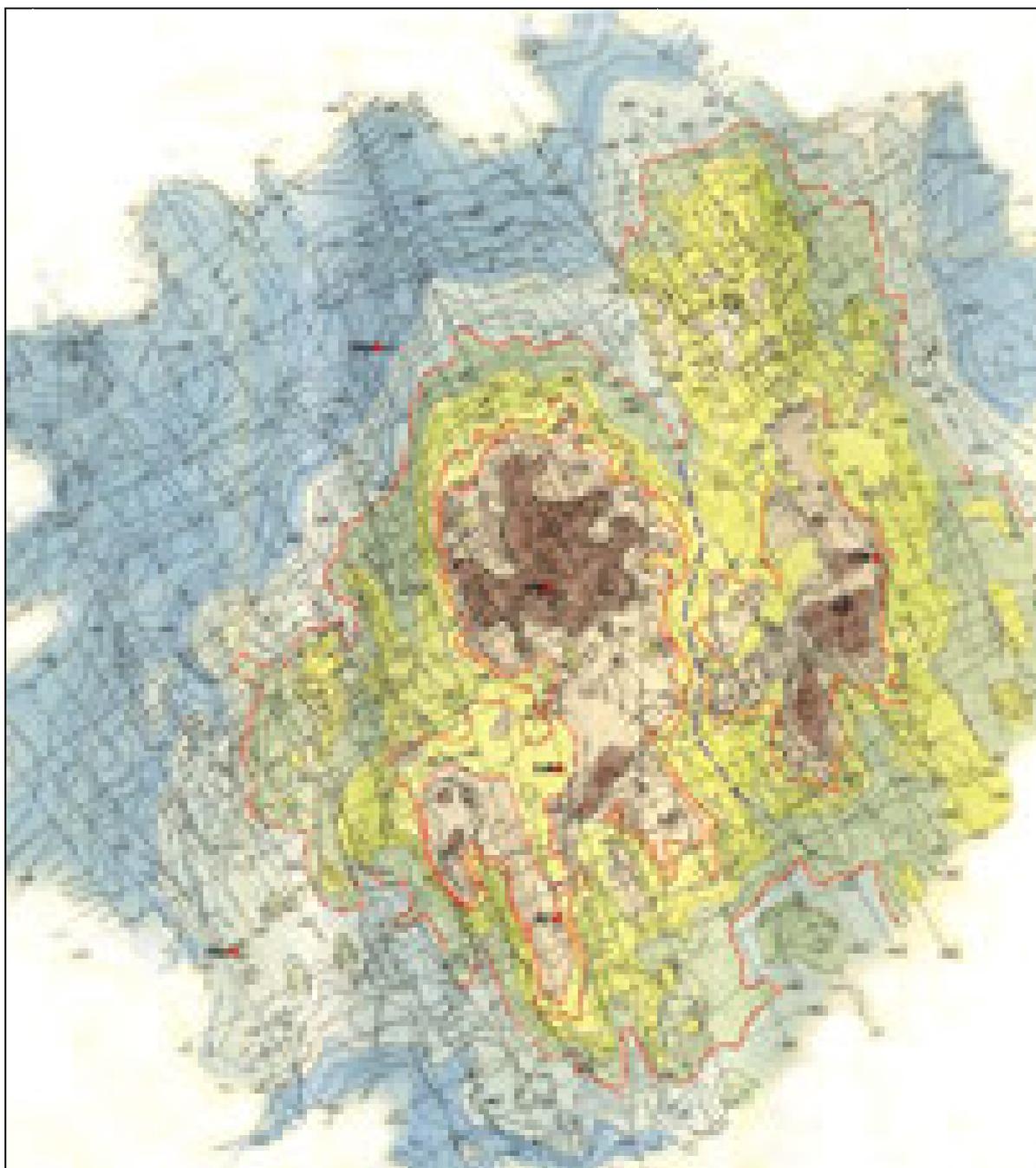


Рисунок 2.8 - Структурная карта по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кровля доюрских отложений) (масштаб 1:350000) (Борщ, Фирсова, 1992)

Условные обозначения:

	Месты 2100-		Синклинали профан		Структура III порядка
	2100-2400		Максимальные пределы		Доминант
	2400-2450		интердунны Парана		Структура IV порядка
	2450-2460		Вулканы		Клиновидная структура Буржомского массива
	2460-2500		Палеозойские структуры, массивы, доюрские субмеридианы		Высокая структура Буржомского массива
	2500-2540				Средне-Буржомский массив
	2540-2620				Границы зон деформации пород, характерных для интрузивных массивов
	Выше 2620				Рельеф
					Склады, характерные для преформации массива Буржомского
					Вулканы, интрузивные массивы

Южный и западный склоны поднятия осложнены мелкими малоамплитудными формами, преимущественно северо-западного простирания и тектоническими нарушениями. Северный склон моноклиально погружается в сторону прогиба.

Восточная часть Лугинецкого поднятия имеет валообразную форму северо-западного простирания. Южная часть ее представляет собой восточную структуру собственно Лугинецкого поднятия. Она наиболее выражена в рельефе, оконтурена изогипсой минус 2440 м, осложнена небольшими неправильными структурными формами.

Южный склон ее довольно крутой, осложнен структурными носами, на востоке наблюдается неравномерное, ступенчатое погружение доюрских пород. Северная часть валообразной зоны выделена под названием Северо-Лугинецкая структура. Осевая часть ее осложнена малоамплитудными вершинами в пределах которых абсолютные отметки (а. о.) не превышают минус 2420 м. Западный склон Северо-Лугинецкой структуры контролируется тектоническими нарушениями, северный склон моноклиально погружается на север, восточный склон пологий, осложнен малоамплитудными структурными формами различных размеров (Ведерников и др., 1995).

Как уже отмечалось, вся поверхность отражающего горизонта  $\Phi_2$  разбита на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями различной протяженности и простирания. Наиболее выраженным является нарушение, контролирующее Северо-Лугинецкую структуру с запада.

Первоначальные представления о Лугинецком поднятии, как о структуре очень простого строения, с плоским сводом, плавным и постепенным погружением на крыльях, осложненной на севере-северо-востоке структурным мысом (рисунок 2.9) изменились посредством проведенных детализированных сейсмических исследований и бурением эксплуатационных скважин. Позднее было установлено, что Лугинецкое поднятие осложнено многочисленными структурными носами различных очертаний, контролирующими площадное простирание нефтегазоносности.

По отражающему горизонту  $\Pi^a$  Лугинецкое поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку амплитудой 200-140 м. Размеры складки по оконтурива-

ющей изогипсе минус 2280 м составляют 20x28 км, углы падения пород на крыльях изменяются от 10-15' на юге до 10-55' на севере (Ведерников и др., 1995).

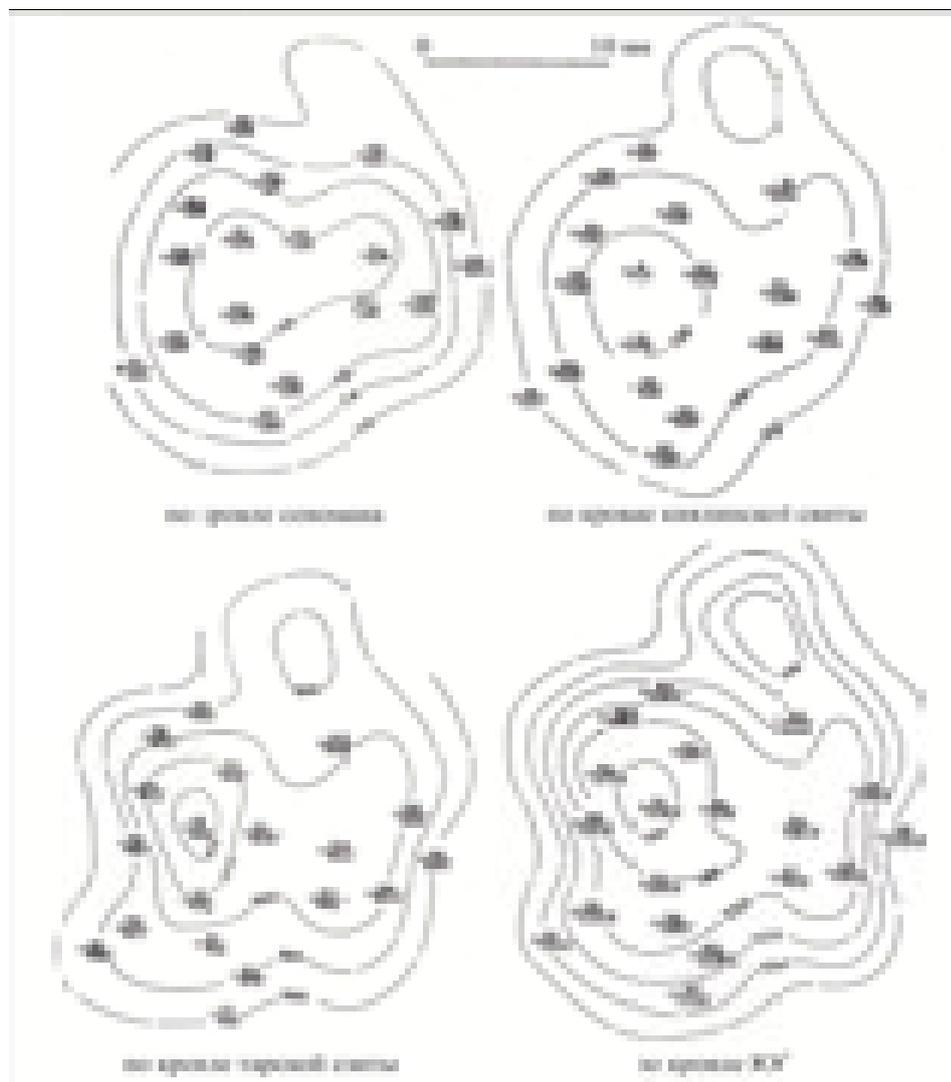


Рисунок 2.9 - Структурный мыс (Фирсова, Павлов, 1991)

На структурной карте по подошве баженовской свиты субмеридиональный прогиб, закартированный по отражающему горизонту  $\Phi_2$ , так же хорошо выражен. Он протягивается с юга на север через скважины 200, 782, 1184, 733, 709, 687, 588, 535, 484, 409, имеет глубину до абсолютной отметки минус 2210-2224 м и разделяет Лугинецкое поднятие на западную и восточную части. В пределах западной части закартирована брахиантклинальная структура, сводовая часть которой находится в районе скв. 151, 180, абсолютная глубина залегания горизонта  $\Pi^a$  минус 2137 м. К югу структурная поверхность погружается, осложняясь множеством локальных

поднятий, структурных носов, впадин, ложбин. Наиболее высокие абсолютные отметки горизонта Ю-I в этой части структуры минус 2158-2170 м (скв. 1165) (Ведерников и др., 1995).

На южной периклинали структуры в районе скважин 182, 183 установлено два структурных мыса, разделенных ложбиной, заходящей в район скв. 167.

Западнее скв. 161 подошва баженовской свиты полого неравномерно погружается, осложняясь мелкими структурными формами (брахиантиклинальных структур – в районе скв. 190, мысов – район скв. 187, прогибов и др.).

В восточной части Лугинецкого поднятия развиты две структуры – южная и северная. Южная структура, являющаяся восточной структурой собственно Лугинецкого поднятия, имеет неправильную форму брахиантиклинали, осложнена мелкими структурами различной формы. Наиболее высокое гипсометрическое положение залегания подошвы баженовской свиты (абсолютная отметка минус 2165-2180 м) наблюдается в восточной части структуры. С юга в свод структуры заходят прогибы в районе скв. 759, 740, 741, 693 и в районе скв. 1190, 697. К востоку от последнего по данным сейсмоки поверхность осложнена структурным носом. Восточное крыло структуры имеет крутое падение (Ведерников и др., 1995).

В пределах Северо-Лугинецкой структуры поверхность горизонта П<sup>а</sup> осложнена небольшими структурами брахиантиклинальной формы северо-западного простирания. Абсолютная глубина в сводах около минус 2220 м. От восточной структуры Лугинецкого поднятия, расположенной южнее, отделяется прогибом минус 2040 м. Некоторые исследователи не исключают здесь наличие экранирующего тектонического нарушения (Фирсова, Павлов, 1991). Восточное крыло структуры пологое, осложнено структурными носами. Северный склон моноклинально погружается в сторону Соболиного прогиба. Западное крыло крутое.

Лугинецкое поднятие прослеживается по всем вышележащим реперам, сохраняются его простирание, очертания, но вверх по разрезу оно выполаживается, становится менее контрастным. По кровле покурской свиты углы падения крыльев до 1°, амплитуда ~ 35 м. Природа проявлений в осадочном чехле тектонических нарушений, зафиксированных данными сейсморазведки в многочисленном количестве по Ф<sub>2</sub>, не

выяснена и по сей день. Хотя большинство исследователей склоняются к объяснению наличия тектонических дислокаций проявлением пликативной тектоники (Борщ, Фирсова, 1992; Ведерников и др., 1995; Фирсова, Павлов, 1991).

## 2.4. Нефтегазоносность

На сегодняшний день в Лугинецкой зоне нефтегазонакопления по данным сейсморазведки и бурения установлены залежи, приуроченные к собственно Лугинецкому поднятию (Лугинецкое месторождение), залежи, приуроченные к Северо-Лугинецкой структуре (Северо-Лугинецкое месторождение), Нижне-Лугинецкой структуре (Нижне-Лугинецкое месторождение) и Западно-Лугинецкой структуре (Западно-Лугинецкое месторождение). Эта территория, согласно нефтегазогеологическому районированию территории Томской области относится к Пудинскому нефтегазоносному району (НГР), входящему в состав Васюганской нефтегазоносной области (рисунок 2.2) (Даненберг и др., 2006).

В пределах Пудинского НГР открыты нефтегазоконденсатные (Лугинецкое, Западно-Лугинецкое, Останинское, Западно-Останинское, Мирное), нефтяные (Рыбальное, Селимхановское и др.), газовые (Верхнее-Комбарское) месторождения.

По результатам бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатационных скважин большинство месторождений изучаемого района содержит залежи углеводородов (УВ), приуроченные к пластам васюганской / наунакской (горизонт Ю-1) и тюменской (горизонт Ю-2) свит юры.

Палеозойские отложения переходного комплекса, юрские осадочные отложения, залегающие ниже горизонта Ю-2, породы мелового возраста (куломзинская свита, тарская свита, киялинская свита, покурская свита, ипатовская свита), по данным ГИС и испытаний в разведочных скважинах, не содержат нефтегазонасыщенных коллекторов. Только в скв. 180 был испытан в колонне объект в интервале 2428-2438 м. Данный интервал включает в себя кору выветривания палеозойского переходного комплекса (2432,0-2432,8 м) и верхнюю часть разреза собственно па-

леозойского основания плиты, представленную трещиноватыми известняками (минус 2434-2438,4 м). В результате испытания после солянокислотной обработки получен приток нефти дебитом 8,2 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере. Залежь нефти выявлена в наиболее приподнятой, сводовой части Лугинецкой структуры. Залежь, вскрытая скважиной 180, индексируется как **горизонт М**.

Практически все выявленные залежи УВ, пластовые, сводовые, нередко осложненные литологическими экранами. Выявленный продуктивный этаж нефтегазоносности составляет ~ 180 м (Белова и др., 1998).

Покрышкой для залежей продуктивного горизонта Ю-2 и Ю-1 служат глинистые породы баженовской свиты, являющиеся региональной покрышкой для юрских залежей в пределах Западно-Сибирской платформы. Залегающие между пластами глинистые и углистые прослои относятся к локальным реперам. Для горизонта «М» покрышкой служат глинистые породы тюменской свиты.

*Характеристика залежей.* Промышленная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов Ю-2 и Ю-1.

**Горизонт Ю-2** вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубинах от 2314,4 м до 2426,8 м, а. о. минус 2196,2-2331,4 м. Литологически горизонт неоднородный. Общая мощность его варьирует в очень большом диапазоне от 2,2 м (скв. 906) до 30,6 м (скв. 1185). По площади распространения горизонта отмечаются зоны отсутствия коллектора. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,8 м, газонасыщенная толщина - 17 м.

Пласт Ю<sub>2</sub> неоднородный, среднее значение коэффициента расчлененности равно 5,6 при среднем коэффициенте песчаности 0,50. Нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя разведочными скважинами 151Р и 180Р, которые пробурены в сводовой части структуры. При опробовании скв. 151 в интервале пласта Ю<sub>2</sub> 2327-2336 м (а. о. минус 2203,8-2212,8 м) получен фонтан газа дебитом 464,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 17,5 мм шайбу при депрессии на пласт – 5,42 МПа. Одновре-

менно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его составил  $39,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  через 15,4 мм шайбу. Пластовое давление – 24,39 Мпа (Чижишев, Панков, 2002).

Среднее значение коэффициента пористости, принятое для подсчета запасов, равно для нефтяной части пласта – 0,174, для газовой шапки – 0,187, коэффициент нефтенасыщенности – 0,57, газонасыщенности – 0,811. Запасы УВ по горизонту Ю-2 подсчитаны по категории  $C_1$ .

**Горизонт Ю-1.** Промышленная нефтегазоносность пластов-коллекторов васюганской / наунакской свит установлена по результатам бурения, геофизических исследований, опробования разведочных и эксплуатационных скважин и доказана результатами испытания разведочных скважин, материалами бурения, опробования и эксплуатации большого числа, добывающих скважин, пробуренных в соответствии с технологической схемой разработки. В разрезе продуктивной средне-верхнеюрской толщи отложений Лугинецкой зоны нефтегазонакопления выделяются шесть самостоятельных горизонтов подсчета, представленных продуктивными песчано-алевритовыми пластами, разделенными глинистыми перемычками. Материалы бурения и испытания 30 разведочных и 528 эксплуатационных скважин, результаты корреляции их разрезов по диаграммам ГИС, данные разработки залежей позволили выделить в разрезе васюганской свиты пять продуктивных пластов в составе горизонта Ю-1, индексируемые сверху вниз как  $Ю_1^0$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^3$ ,  $Ю_1^4$ , которые разобцены глинистыми перемычками толщиной от нескольких до 10 и более метров. Все эти пласты содержат залежи нефти и газовые шапки с конденсатом.

Достаточно выдержаны по площади и разрезу пласты  $Ю_1^4$  и  $Ю_1^3$ , залегающие в нижней части васюганской свиты и содержащие 73% суммарных запасов УВ месторождения. Пласты  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^0$ , выделенные в верхней части горизонта  $Ю_1$ , литологически изменчивы и не выдержаны по площади вследствие частого замещения песчано-алевролитовых коллекторов глинистыми породами. В связи с этим на площади их распространения выделяются изолированные линзы песчано-алевролитовых коллекторов, литологически ограниченные со всех сторон (Чернова, Жилина. Фациальные условия ..., 2011).

*Пласт  $Ю_1^4$*  вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глу-

бине 2298-2413 м (а. о. минус 2179,8-2293,6 м). Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (район скв. 598, 615, 811, 827, 183Р). Покрышкой для пласта служит перемычка, представленная аргиллитами и алевролитами, толщиной от 2,8 м (скв. 170) до 16,8 м (скв. 567). Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов. Общая мощность его колеблется от 2,2 м (скв. 715) до 23,7 м (скв. 81) (Чикишев, Панков, 2002).

Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев изменяется от 1 до 9 при изменении толщин от 0,4 до 6,8 м. Коэффициент расчлененности в среднем по пласту 3,3, при коэффициенте песчаности, соответственно 0,71. Значения коэффициента пористости колеблются в пределах 16-18%. Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно: 5,7 м и 4,5 м. Среднее значение пористости, принятое при подсчете запасов, колеблется от 0,172 для нефтяной части пласта до 0,179 водонефтяной. Коэффициент нефтенасыщенности минимальный 0,62 в водонефтяной части пласта, максимальное его значение в газонефтяной части и равно 0,694, коэффициент газонасыщенности принят равным – 0,723. При опробовании скв. 162 в интервале 2342-2348 м (а. о. минус 2227-2233 м) получен максимальный приток нефти 94 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Дебит газа составил 36,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор – 1030 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, Рпл. – 24.3 МПа. По пласту Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> запасы УВ подсчитаны по категориям В и С<sub>1</sub> (Чернова, Жилина. Типовые разрезы ..., 2011).

*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>* имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубинах от 2278,8 м до 2386,4 м (а. о. минус 2160,5-2291 м). В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой глинистыми пропластками. Общая мощность пласта колеблется в широком диапазоне от 2,2 м (скв. 531) до 22,0 м (скв. 730), среднее значение ее 11,8 м. Эффективная толщина изменяется от 1,2 до 20,3 м, в среднем составляет 9,2 м. Среднее значение нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно: 6,5 м и 7,1 м (Чикишев, Панков, 2002).

Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> характерно закономерное распределение эффективных толщин, выраженное в увеличении их с запада (4,0-10,0 м) на восток (10,0-14,0 м). Уменьшение эффективных толщин происходит за счет глинизации пласта в кровле, либо в подошве. Количество проницаемых прослоев колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности по пласту составляет 3,3, коэффициента песчаности 0,67. Коэффициент пористости по площади колеблется в пределах 16-18 %, при этом выделяются небольшие участки, где коэффициент пористости меньше 16% (скв. 567, 485, 602, 170Р, 151Р, 648, 1206). Коэффициент нефтенасыщенности 0,62, газонасыщенности для газовой зоны – 0,709, газонефтяной – 0,724. Нефтенасыщенная часть разреза имеет более высокие значения ФЕС по отношению к газонасыщенной части (Чернова, Жилина. Типизация разрезов ..., 2011).

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> опробован и исследован в большинстве пробуренных скважин. Максимальный дебит нефти 75,7 м<sup>3</sup>/сут на 11,5 мм штуцере при ΔР=15,99 МПа получен при опробовании скв.154 в интервале 2333-2337 м (а.о. минус 2230,8-2234,8 м). Максимальный дебит газа - 269,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 12,5 мм шайбу при ΔР=6,49 МПа получен при опробовании скв.162 в интервале 2322 2332 м (а. о. минус 2207–2217). Запасы УВ по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> подсчитаны по категориям В и С<sub>1</sub>.

*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>* - вскрыт на глубине 2269,6-2372 м (а. о. минус 2151,4-2276,6 м) и представлен группой песчаных пропластков, залегающих в пачке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей континентального генезиса. По площади распространения выделяют зоны либо полного отсутствия пласта, либо отсутствия коллектора. Наибольшее количество таких зон выделено в центральной и южной частях структуры. Общая мощность пласта варьирует в очень большом диапазоне от 1,4 м (скв. 89) до 14,8 м (скв. 675). Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в целом по пласту равны соответственно: 2,4 м и 2,9 м (Чикишев, Панков, 2002).

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> состоит из 2-3 реже 4-6 песчано-алевролитовых маломощных пропластков (0,4-4,3 м). Среднее значение коэффициента расчлененности по пласту 2,25, песчаности 0,37. В среднем пористость 15%, Коэффициент открытой по-

ристости, изменяется от 0,156 для нефтяной до 0,16 - водонефтяной зон. Коэффициент нефтенасыщенности равен 0,597, газонасыщенности - 0,69 для газонефтяной и 0,64 - газовых зон. Запасы УВ по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> отнесены к категории С<sub>1</sub>.

*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>* вскрыт на глубине 2260–2376 м (а. о. минус 2141,8-2256,8 м) имеет зональный характер распространения по площади. Наиболее обширные зоны отсутствия пласта или коллектора выделяют в северо-западной и юго-восточной частях структуры. Общая мощность пласта изменяется от 1,0 м (скв. 751) до 9,2 м (скв. 157). Средние значения эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны соответственно: 2,5 м и 2,6 м.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен переслаиванием проницаемых (от 0,3 до 4 м) и плотных прослоев (от 0,4 до 6,4 м) различной толщины. Количество прослоев 1-2, реже 3. Коэффициент расчлененности по пласту равен 1,46, при коэффициенте песчаности 0,53. Пористость 14-15 %. Коэффициент пористости изменяется от 0,152 для ГНЗ до 0,156 для НЗ и ВНЗ. Коэффициент нефтенасыщенности – 0,648, газонасыщенности – 0,736.

Пласт испытан в большинстве скважин, как самостоятельный объект, так и совместно с пластами Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Максимальный дебит газа при опробовании скв.152 в интервале 2279-2285 м (а. о. минус 2175,2-2181,2 м) составил 120 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 4,17 МПа. Дебит нефти при совместном опробовании пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в скв.165 в интервале 2312-2326 м (а. о. минус 2219,3-2233,3 м) составил 21,7 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере при депрессии на пласт, равной 16,6 МПа. Запасы УВ по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> подсчитаны по категории С<sub>1</sub>.

*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>* залегает непосредственно под аргиллитами баженовской свиты и имеет более ограниченное распространение по площади. Выделяется большое количество зон отсутствия пласта, либо зон отсутствия коллектора. Обширные зоны замещения и отсутствия пласта выделяются в северо-восточной и южной частях структуры. Глубина залегания пласта 2260,0-2353,2 м (а. о. минус 2157,0-2257,8 м).

Общая мощность пласта изменяется в относительно небольшом диапазоне от 0,8 м (скв. 904) до 14,4 м (скв. 550). Эффективная толщина колеблется от 0,4-14,4, средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин соответственно равны 4,7 м и 2,7 м.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> в основном представлен одним или двумя проницаемыми пропластками и лишь в единичных скважинах их количество достигает 4 и 6. Коэффициент пористости изменяется от 0,14 до 0,16. Коэффициент пористости, принятый при подсчете для газонефтяной зоны – 0,14, нефтяной – 0,162. Коэффициент нефтенасыщенности принят равным 0,77, газонасыщенности – 0,73.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, как самостоятельный объект испытан в разведочной скв.163 в интервале 2309-2312 м (а. о. минус 2205-2208 м). При опробовании получен приток газа дебитом 58,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 8,9 мм шайбу при депрессии на пласт 16,1 МПа, пластовое давление – 24,3 МПа. При совместном опробовании пластов Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в скв.155 в интервале 2340-2354 м (а. о. минус 2213,3-2227,3 м) получен приток нефти дебитом 17 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере, газа – 3,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 7,36 МПа, газовый фактор – 226 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Запасы УВ по пласту Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> отнесены к категории С<sub>1</sub>.

**Характеристика водонефтяных и газонефтяных контактов.** Большинство исследователей (Борщ, Фирсова, 1992; Фирсова, Павлов, 1991; Чикишев, Панков, 2002), несмотря на то, что каждый из шести продуктивных пластов представлен самостоятельной залежью, по которой подсчитаны запасы УВ, считают что они характеризуются едиными уровнями газожидкостных контактов (ГНК - а. о. минус 2225 м, ВНК - а. о. минус 2244 м), что позволяет рассматривать всю песчано-алевролитовую верхне-среднеюрскую толщу, как единый массивно-пластовый резервуар, общая толщина которого колеблется от 70 до 100 м.

Данные бурения и испытания скважин, пробуренных после 1972 и 1992 годов, подтверждают утвержденные положения газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК). Эффективные толщины пластов Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>-Ю<sub>2</sub> изменяются от 0,4 м до 21,0 м. Расчлененность пластов невысокая от 1,46 до 3,3, за исключением пласта Ю<sub>2</sub> (5,6). Эффективные толщины составляют 36-71% от общей

толщины пласта. Наибольшие газонасыщенные (18,0 м) и нефтенасыщенные (20,3 м) толщины отмечаются в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Однако при структурных построениях в отдельных скважинах или на отдельных участках наблюдается отклонение от принятых средних значений абсолютных отметок ГНК и ВНК. Это может быть объяснено либо большими погрешностями инклинометрии, либо, что вероятнее, сложным литологическим строением пластов и наличием изолированных линз и тупиковых зон коллектора, гидродинамически не связанных с основной частью залежи, что определяет возможность наличия скопления нефти или воды, соответственно, выше или ниже средних отметок газожидкостных контактов.

Для абсолютного большинства скважин Лугинецкого месторождения характерно постоянство этажа нефтеносности, который равен 19-20 м т.е. разнице, между утвержденными отметками ГНК (минус 2225 м) и ВНК (минус 2244 м) и сохраняется при значительных отклонениях положения отбитого в скважине ВНК от утвержденного ГКЗ отметки в любую сторону, т.е. ГНК тоже как бы синхронно отклоняется с ВНК вверх или вниз по разрезу.

Важной проблемой являлся вопрос о характере нефтяной оторочки Лугинецкого месторождения. В отчете 1972 г. по подсчету запасов (Найденов и др., 1972) представлен вариант строения месторождения с нефтяной оторочкой подстилающего типа. Основанием для отнесения нефтяной оторочки к типу подстилающих (и, соответственно, залежи - к массивному типу) послужило наличие песчаников пласта Ю<sub>3</sub> в скв. 151, которые не были испытаны, но по данным ГИС интерпретировались как нефтенасыщенные. Пласт Ю<sub>3</sub> тюменской свиты залегает непосредственно ниже продуктивного горизонта Ю-2, и практически во всех скважинах Лугинецкого месторождения является водонасыщенным. Скважина 151 вскрыла пласт Ю<sub>3</sub> в наиболее возвышенной, сводовой части структуры на абсолютных отметках, превышающих отметку ВНК (минус 2244 м). Однако каротажная характеристика разреза скв.151 не позволяет однозначно согласиться с выделением нефтенасыщенной толщины в пласте Ю<sub>3</sub>. По результатам интерпретации подошва последнего газонасыщенного пласта горизонта Ю-2 в скв. 151 отбивается на глубине

2348,0 м (а. о. минус 2224,6 м), а пласт Ю<sub>3</sub> водонасыщен, т.е. в нем не содержатся залежи на отметках, превышающих отметку ВНК (Чикишев, Панков, 2002).

Для окончательного выяснения вопроса о наличии, либо отсутствии залежи нефти в пласте Ю<sub>3</sub> последний был опробован в скв.180Р, пробуренной в сводовой части Лугинецкой структуры в непосредственной близости от скв.151. Горизонт Ю-3 был прострелян в интервале минус 2355-2366 м (абсолютные отметки минус 2237-2247 м). В результате испытания объекта получен слабый приток минерализованной воды плотностью 1,015–1,020 г/см<sup>3</sup> дебитом 0,5 м<sup>3</sup>/сут. при среднединамическом уровне 1178,5 м.

Таким образом, опробованием скважины 180Р однозначно доказано отсутствие нефтяной залежи в пласте Ю<sub>3</sub>, и, следовательно, отсутствие нефтяной оторочки, подстилающей газовую шапку Лугинецкого месторождения на всей его площади. Нефтяная оторочка продуктивной толщи верхней юры имеет кольцеобразный вид ВНК (Чикишев, Панков, 2002).

### **Глава 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

Литологическая характеристика продуктивной толщи Лугинецкой зоны нефтегазонакопления представлена на основе изучения и последующей комплексной интерпретации результатов исследования керна, данных геофизических исследований скважин и текстурно-структурных особенностей пород, являющихся определяющими признаками физических параметров среды седиментации, условий переноса и осаждения осадочных зерен (Алексеев, 2002; Ботвинкина, 1962, 1965; Гросгейм и др., 1984; Македонов, 1985; Обстановки ..., 1990; Прошляков, Кузнецов, 1981; Рединг и др., 1990; Рейнек, Сингх, 1981; Селли, 1981, 1989; Цейслер, 2004; Чернова, 2009).

Наиболее важной задачей, имеющей принципиальное значение, при создании геолого-генетической модели строения келловей-волжских отложений в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую, являлась задача детализации различных уровней неоднородности, отвечающей за эффективность разработки природных резервуаров. Создание такой модели позволило перейти от фиксирования многочисленного разнообразия типов разрезов к обоснованному их прогнозированию.

Интерпретация зон перехода фациальных обстановок в соответствии с построенной литолого-фациальной моделью позволяет прогнозировать формирование на их границах непроницаемых барьеров, представленных маломощными прослоями глин и карбонатизированных песчаников, которые могут разобщать коллектор на ряд гидродинамически изолированных систем (Белозеров, 2010).

В рамках выделенных фациальных комплексов в соответствие с типом разреза, анализом электрометрических моделей фаций и особенностями пространственного распространения выделенных парагенезов литогенетических типов пород была построена априорная литолого-фациальная модель рассматриваемой толщи.

### 3.1. Особенности корреляции отложений

Одним из аспектов комплексного исследования являлся вопрос дробного расчленения разреза в целях изучения пространственно-временных соотношений пластов, слагающих продуктивную слоистую толщу и выявления возможно большего числа деталей ее внутреннего строения.

При создании геолого-генетической модели наиболее важным вопросом являлся вопрос корректного расчленения, изучаемого осадочного комплекса, на составляющие его элементы. Наиболее трудной являлась проблема выделения синхронных геологических тел в разрезах, имеющих сравнительно небольшую толщину и сформировавшихся в пределах ограниченного геологического времени.

Любое геологическое тело всегда уникально и неповторимо по своей природе. Если в региональном плане геологические тела возможно классифицировать (по возрасту, по литолого-фациальным признакам, геохимическим особенностям и т.п.), то выделение по этим же признакам геологических тел, сформировавшихся в пределах одного или нескольких веков, на довольно ограниченной территории является практически невыполнимой задачей (Буш, 1977; Казанский, 1983; Конибир, 1979; Селли, 1981, 1989). Методика расчленения и корреляции полифациальных отложений опирается на комплексный анализ существующих критериев и методов.

В настоящий момент существует несколько подходов к решению проблемы дробного расчленения разрезов сложно построенной полифациальной толщи верхней юры и дальнейшей их детальной корреляции.

Первый из них разработан Белозеровым В.Б., Даненбергом Е.Е. и др. (1980, 1984, 1988, 1989, 1990, 1991, 2007). В результате многолетних исследований данными авторами достаточно убедительно доказано, что на территории распространения васюганской свиты келловей-оксфордские отложения, содержащие основной продуктивный горизонт Томской области (Ю-I) четко делятся на три части. Нижняя часть – подугольная толща, в разрезе которой выделяются песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, характеризует регрессивный период келловей-оксфорда. Средняя часть – межугольная толща, представленная переслаиванием углисто-глинистых отложений, отражает период су-

ществования континентальных условий осадконакопления. Верхняя часть разреза – надугольная толща, включающая песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, является базальной частью кимеридж-волжской трансгрессии (Белозеров и др., 1980).

Вторым подходом является системный анализ слоевых ассоциаций, разработанный Ю.Н. Карогодиным (1980, 1989, 1990). В основу его положено изучение цикличности в строение разреза, так как седиментационный цикл является целостной динамической системой и характеризуется непрерывностью процесса во времени. В изучаемом разрезе выделяются циклиты разного ранга, при этом циклиты нижнего ранга являются составной частью циклитов высшего ранга.

В выделяемых циклитах за основной структурный признак принят размер обломков зерен и направленность его изменения в разрезе от слоя к слою. Данный подход успешно применяется многими исследователями при литолого-фациальных исследованиях продуктивных толщ нефтяных месторождений Томской области.

Третий подход не нашел широкого применения. Расчленение и корреляция отложений осуществляется посредством выделения в разрезах толщ непрерывного наращивания мощностей и генетически взаимосвязанных толщ. Предложена и разработана эта методика Бушем А.Д. (1977). Под толщей непрерывного наращивания мощностей понимается осадочная толща, представляющая собой один седиментационный цикл, в котором каждый литологический компонент генетически связан со всеми другими. Границами толщ служат маркирующие горизонты, поверхности несогласия или смены фаций от морских к континентальным.

При изучении разрезов отложений, формировавшихся в сложных палеофациальных обстановках, каковым и является объект исследования, наиболее приемлем системный анализ слоевых ассоциаций, разработанный Ю.Н. Карогодиным (1990), а также способ практического использования направленности в изменении конфигурации каротажных кривых (ПК) В.С. Муромцева (1982, 1984).

Как известно из многочисленных аналитических исследований, процесс седиментации имеет прерывистый, дискретный, квантовый характер. Элементарным продуктом и следствием седиментации (ее квантом) является слой (Казанский, 1983, 1987); На более низком уровне организации элементами слоя являются прослои,

слойки или пропластки. Одним из отличительных признаков слоя является мощность и протяженность. Любое сочетание породных слоев, объединенных в слоевую ассоциацию, носит название *литмита* (Карогодин, 1990).

Породно-слоевая ассоциация, главным свойством которой является связь элементов во времени и пространстве, называется *циклитом* (Карогодин, 1990). Эта слоевая система является проявлением цикличности низшего порядка, вещественным отражением седиментационного цикла. Слои в элементарном циклите образуют единое целое, т.е. это природное естественное тело, не делимое на тела того же уровня. Элементарные циклиты, повторяясь в разрезе, образуют мезоциклиты, макроциклиты и т.д. (Карогодин, 1990).

Любой седиментационный цикл представляет собой целостную динамическую систему и характеризуется непрерывностью процесса во времени. Его вещественным отражением является слоевая система. Таким образом, под циклитом понимается комплекс породных слоев одного или нескольких генетических типов, связанных между собой направленностью и непрерывностью существенных свойств обуславливающий характер (тип) границ между слоями и имеющий двуединое строение (Вылцан, 1977; Карогодин, 1990).

В общем виде, основные принципы выделения циклитов по Ю.Н. Карогодину следующие:

- направленность изменения существенных (вещественно-структурных) свойств слоев в вертикальном разрезе от одного к другому;
- непрерывность (относительная) изменения существенных (вещественно-структурных) слоев в разрезе от одного к другому;
- характер границ между слоями – внутренние границы слоевой системы более плоские и плавные по сравнению с внешними;
- двуединое (кратное двум) строение слоевого комплекса (предполагается наличие не менее двух слоев в циклите и их связи).

Все циклиты по направленности изменения размерности осадочных зерен, можно объединить в две группы. В основу деления положен признак направленности изменения гранулометрического состава от слоя к слою (рисунок 3.1). В группу «А»

выделены циклиты с одноименным, а в группу «Б» разнонаправленным изменением взятого свойства от слоя к слою. В каждой из групп можно выделить по два типа слоевых ассоциаций.

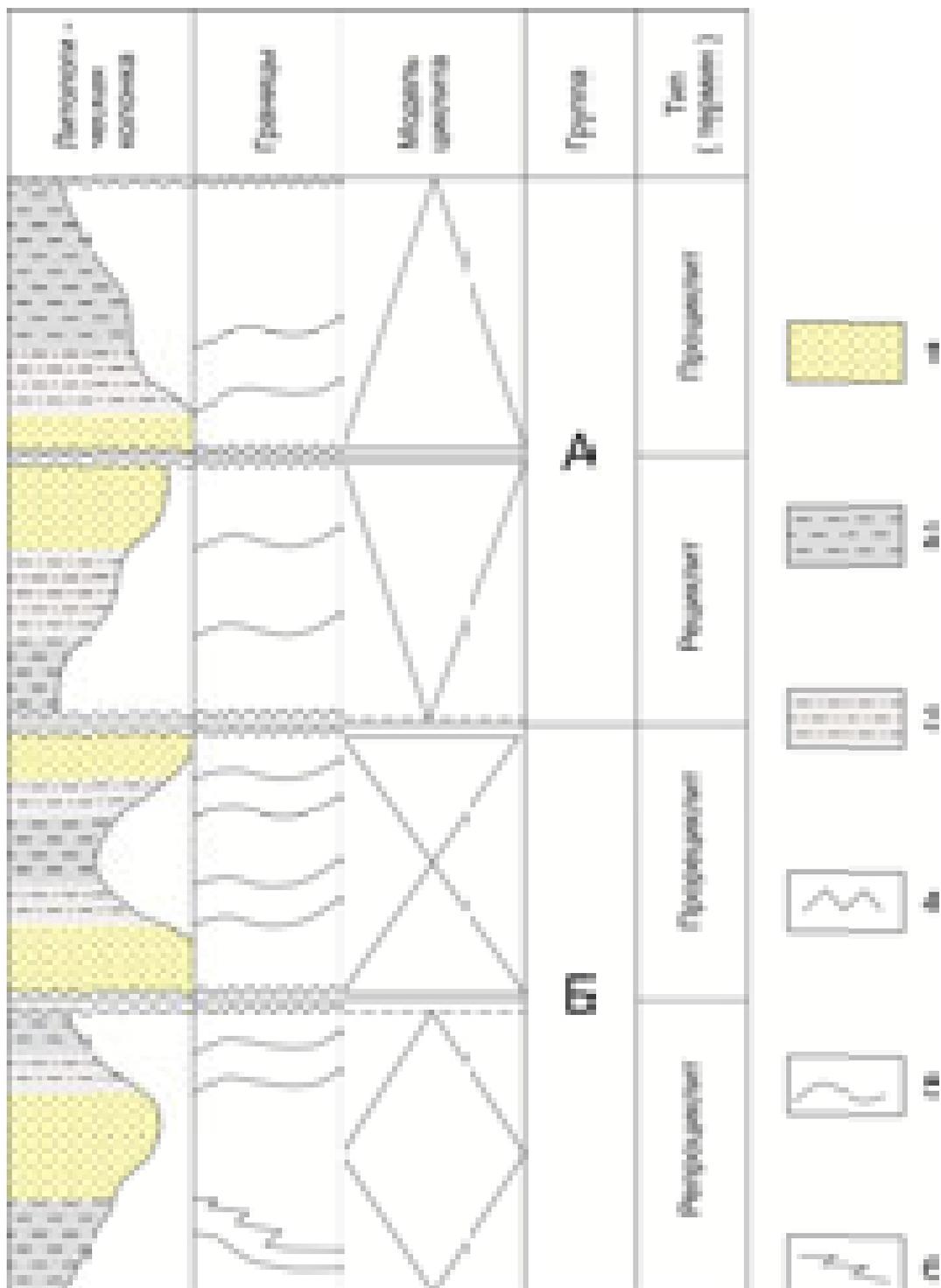


Рисунок 3.1 – Основные типы циклитов (Карогодин, 1980)

*Условные обозначения:*

породы: 1 - песчаники, 2 - алевролиты, 3 – аргиллиты;  
 границы: 4 - резкая, 5 - постепенная, 6 - постепенная

В группе «А» первую подгруппу составляют циклиты с прогрессивной направленностью – **прогрессивные** циклиты (*проциклиты*). Они состоят из слоев, у которых размер зерен уменьшается от слоя к слою. Вторая подгруппа характеризуется обратной направленностью взятого признака. Это **регрессивные** циклиты (*рециклиты*).

В группе «Б» в первой подгруппе в слоях нижней части наблюдается прогрессивная направленность взятого признака, а в слоях верхней части – регрессивная направленность. Нижние и верхние слои этого циклита представлены более «грубыми» породами, чем средние. Такие циклиты названы **прогрессивно-регрессивными** или *репроциклитами*. Вторую подгруппу представляют циклиты обратного строения. Для них характерно регрессивное строение нижней части и прогрессивное, с постепенной сменой - для верхних слоев. Эти циклиты названы **регрессивно-прогрессивными** или *репроциклитами*.

По материалам геофизических исследований скважин (ГИС) границы циклитов проводились там, где фиксировались резкие скачки электрометрической характеристики пород. Границы полуциклитов, а в случае отсутствия резких границ и границы циклитов определялись по максимумам глинистости и песчаности пород.

Максимумы проявления различных свойств пород соответствуют своего рода осям симметрии в процессе формирования пород-флюидоупоров и коллекторов. Они проходят обычно в однородной среде, расположены в местах смены знака направленности изменения этих свойств и отвечают стабильным условиям седиментации. Они имеют наибольшую латеральную протяженность и, как известно, наибольшую синхронность.

При выделении циклитов в разрезах скважин были использованы следующие методические приемы:

- послойное описание разрезов;
- составление типовых стратиграфических разрезов;
- выделение циклитов;
- генетическая интерпретация материалов ГИС.

На первоначальном этапе производилось послойное описание разрезов средней-верхней юры по скважинам с отбором керн. При описании выделялись литологиче-

ские типы пород, их текстурные и литолого-фациальные особенности, характер и количество органических остатков, толщины выделенных слоев. При этом особое внимание обращалось на седиментологическую информацию. Рассматривались генетические признаки, объединенные в три крупные группы: 1) литолого-геохимический состав пород; 2) остатки древних организмов и следы их жизнедеятельности; 3) особенности напластования и формы залегания осадочных тел.

На втором этапе исследований выполнялось составление типовых стратиграфических разрезов. На каждом локальном участке с одинаковым типом разреза келловей-волжских отложений, выделялся типовой стратиграфический разрез. Он выбирался из числа наиболее характерных, конкретных разрезов скважин, обладающих наибольшим числом реперных пластов, которые уверенно прослеживаются на данной площади и опознаются во всех скважинах по каротажу. На типовой разрез наносились: стандартный каротаж; литологическая колонка, составленная по керну с использованием материалов ГИС; колонки с границами и наименованиями стратологических (циклиты, пласты коллекторы) и стратиграфических (ярусы, свиты, зоны) подразделений; колонки с палеонтологическими обоснованиями.

Типовой разрез служил эталоном при расчленении и корреляции всех остальных разрезов скважин. Необходимость выделения типовых разрезов в пределах каждого локального поисково-разведочного участка или каждой конкретной площади объясняется достаточно высокой степенью фациальной изменчивости разрезов и необходимостью пересмотра большого объема накопленного фактического материала.

На последнем этапе проводилась генетическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин.

Как известно, применение материалов каротажа для целей расчленения и корреляции разрезов скважин основано на том, что каждый пласт определенной горной породы на каротажных кривых характеризуется определенными параметрами. В практику геологов прочно вошли и успешно используются методические приемы литологического расчленения разреза по материалам ГИС. Они подробно освещены в литературе последних лет (Дахнов, 1982; Итенберг, 1982; Муромцев, 1982; Шилов, Джафаров, 2001).

Многие исследователи, помимо «вещественной» интерпретации каротажных материалов проводят их фациальную расшифровку на уровне отдельных песчаных тел. Методика этих работ довольно полно отражена в исследованиях зарубежных и отечественных ученых (Муромцев, 1982; Шилов, Джафаров, 2001). В этих работах убедительно доказано наличие связей геофизических параметров с вещественным составом пород, их структурно-текстурными особенностями и фильтрационно-емкостными свойствами, а, следовательно, и генезисом отложений.

Широкое привлечение промыслово-геофизических данных обусловлено неполным фрагментарным отбором керн в скважинах. Геофизическими же методами исследуется весь разрез, вскрываемый скважиной и наиболее детально его продуктивная часть. Возможность непрерывной фиксации динамики величин, измеряемых разными видами каротажа, позволяет с большей детальностью установить изменение разреза с глубиной, выделить в нем интервалы с характерными каротажными показаниями.

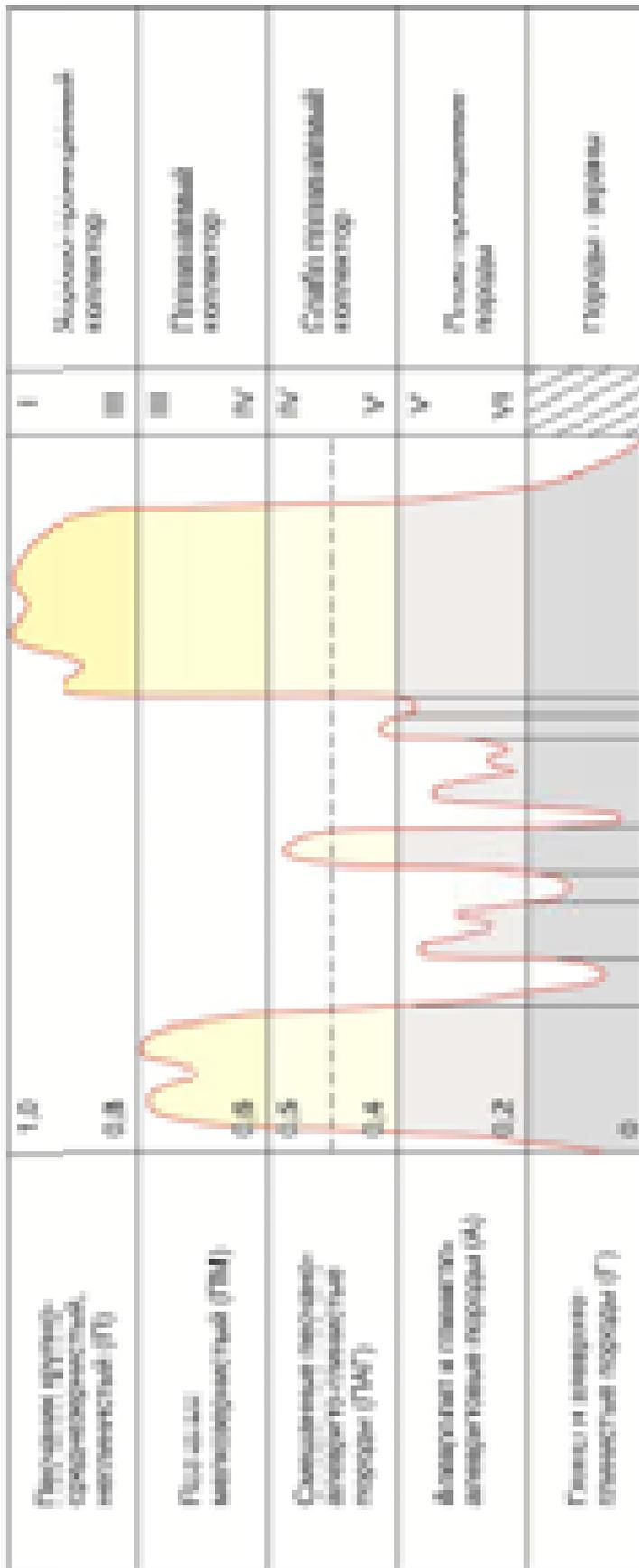
Изучение внешнего вида каротажных диаграмм (степень их расчлененности, конфигурация отдельных кривых, частота следований максимумов и минимумов кривых) в совокупности с данными аналитических исследований керн позволяет составить наглядное представление об условиях осадконакопления, смене ритмов осадков и их частоте.

Указанные процессы отражены на каротажных диаграммах в виде аномальных показаний на общем фоне постепенных изменений кривых от максимума до минимума или появлением локальных экстремумов в пределах показаний, характерных для данного интервала. Иногда в виде частой смены максимумов и минимумов (зазубренности) на фоне постепенных чередований отрицательных и положительных значений на кривой (рисунок 3.2).

Выделив по комплексу ГИС литологические разности в качестве породных слоев и определив характер границ между ними, исследуемая толща верхнеюрского разреза была разделена на циклиты разного ранга.

Установление общих закономерностей распределения породных слоев в разрезе и конкретно в каждом циклите позволило использовать выделенные породно-слоевые системы, их части и границы между ними в качестве надежных коррелятивов.

Линия песков



Линия глины

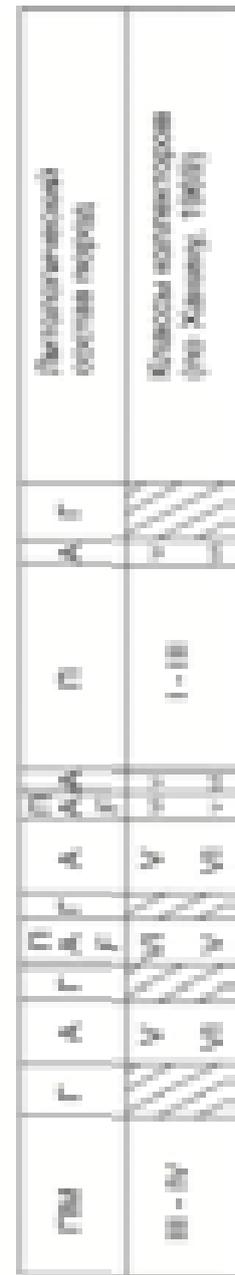


Рисунок 3.2 – Схема интерпретации приведенной кривой ПС с выделением литологических разностей и классов коллекторов (Муромцев, 1984)

Одной из важнейших операций являлось выделение границ между циклитами и определение их характера. Переход от одного породного слоя к другому выражается различными способами. Иногда в породе одного состава появляется примесь материала вышележащих пород. Ее количество постепенно увеличивается вверх по разрезу до полной смены слоя. В этом случае границы между телами постепенные. В обратном случае, в подстилающей породе появляются линзочки и отдельные прослои вышележащего слоя. Их количество и мощность постепенно увеличиваются до полной смены слоя. На каротажных диаграммах это выражается мелкой «зазубренностью» кривых ПС, КС, ГК, НГК (Муромцев, 1982; Шилов, Джафаров, 2001). Иногда между слоями присутствуют резкие границы, приуроченные к породам, отличным по литологическому составу. Такие границы свидетельствуют о нарушении последовательности осадконакопления. Анализ выделенных в разрезе осадочной толщи циклитов разного ранга и типов дал возможность определить особенности строения этой толщи и выявить на этой основе опорные интервалы, которые впоследствии были использованы в процессе корреляции.

Точное стратиграфическое расчленение и положение рассматриваемого комплекса отложений до сих пор нельзя считать окончательно установленным, несмотря на многочисленные варианты существующих схем корреляции. Это объясняется не только частой литолого-фациальной изменчивостью пород, ее слагающих, но и увеличением мощности и количества песчано-алевритовых пластов в подугольной части разреза (появление пластов с индексами Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>6</sup>).

Корреляция и сопоставление продуктивных пластов и пропластков на месторождении представляет определенную сложность в связи с весьма изменчивым характером разреза продуктивной толщи. Индексация объектов неоднозначна и значительно разнится в представляемых в разные года геологических моделях строения верхнеюрского комплекса отложений (рисунок 3.3). Так, В.Н. Ростовцев (1992), при индексации пластов Лугинецкого месторождения, предлагает выделять в подугольной части верхневасюганской подсвиты дополнительные песчаные пласты и индексировать их, как Ю<sub>1</sub><sup>5+6</sup>, принимая во внимание почти полное опесчанивание подугольной тощи (Ростовцев, 1997).

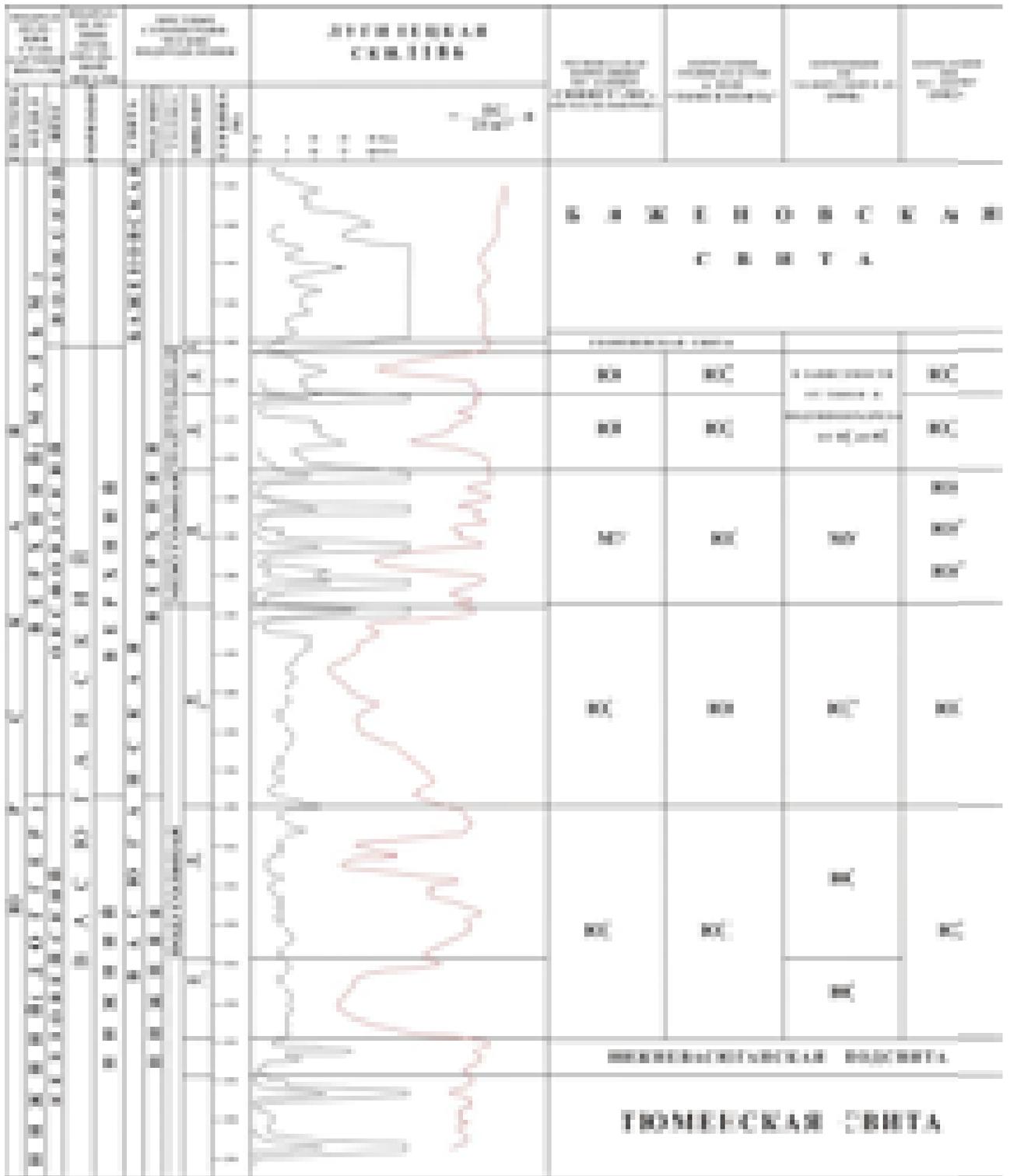


Рисунок 3.3 – Геоэлектрическая корреляция горизонта Ю-І  
Лугинецкой зоны нефтегазонакопления

Индексация, проведенная сотрудниками ПО «Томскнефть» существенно отличается от корреляции продуктивных пластов В.Н. Ростовцева. Отличия заключаются в различном подходе к интерпретации природы несогласия, выделяемого в кровле пла-

ста Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, завершающего разрез подугольной толщи, где в скважине 152-Р встречены интраформационные конгломераты, представленные окатанными обломками глинистых пород. Их появление В.Н. Ростовцев трактует как вторичное, являющееся следствием процесса быстрого и кратковременного постседиментационного тектонического подъема сводовой части Лугинецкой палеоструктуры в оксфордское время. Впоследствии пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (по индексации В.Н. Ростовцева) был полностью размыв, что и привело к появлению конгломератовидных текстур, указывающих на выклинивание пласта на склоны палеоподнятия (Ростовцев, 1997).

Вследствие такого подхода, схема корреляции, построенная по разведочным и эксплуатационным скважинам, представляется несколько противоречивой следующим фактам. Если принять во внимание данную точку зрения, и следовать предложенной корреляции, то необходимо допустить катастрофический по кратковременности и скорости подъем участка Лугинецкого палеоподнятия между скважинами 152-Р и 154-Р и 168-Р и 163-Р. При этом в начале оксфорда неизбежный подъем должен был бы происходить и в районе скважин 151-Р и 168-Р, что никаким образом не нашло отражения в объеме и строении подугольной и межугольной толщ.

С учетом данных о более высокой скорости процессов аккумуляции и переотложения осадочного материала по сравнению с эрозионно-тектоническим характером, это поднятие можно интерпретировать как первичное или конседиментационное. Несогласие отвечает фазе перерыва в седиментации, обусловленной сменой режима аккумуляции на режим транзита и переотложения осадков перед кратковременным осушением площади в начале оксфорда.

Следствием этого, по мнению автора, является другая корреляция продуктивных резервуаров, при которой пласты их слагающие, при сопоставлении рассмотрены в качестве седиментационных самостоятельных единиц, сформированных в пределах единого седиментационного цикла. Границы сопоставляемых тел, соответствуют кровлям и подошвам пластов угля, углистых аргиллитов, известняков, плотных алевролитов, формирование которых было обусловлено либо замедленными скоростями накопления осадков, либо местными перерывами в осадконакоплении (рисунки 3.4, 3.5).

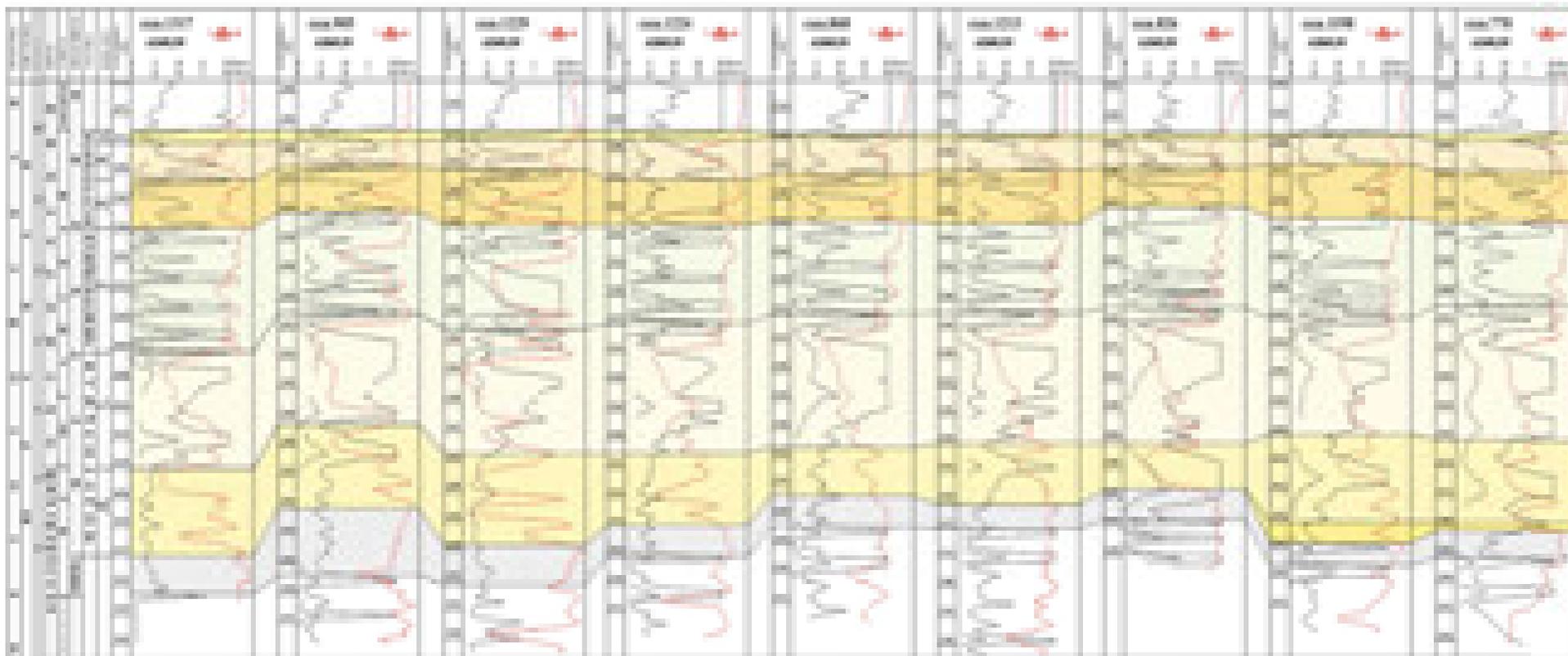


Рисунок 3.4 – Схема корреляции келловей-волжских отложений Лугинецкой зоны нефтегазонакопления по линии скважин: 1317–905–1229–1224–868–1213–826–1198–778

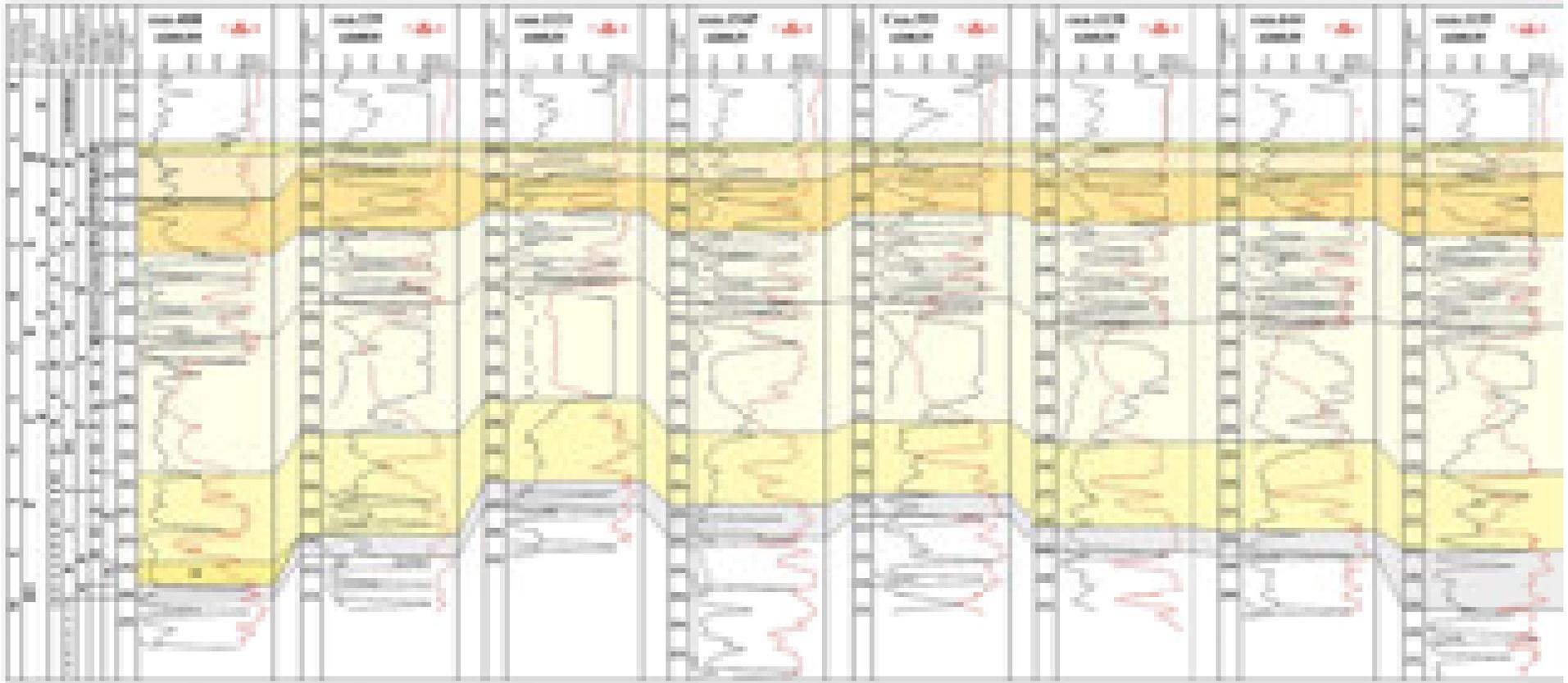


Рисунок 3.5 – Схема корреляции келловей-волжских отложений Лугинецкой зоны нефтегазонакопления

по линии скважин: 488–539–1121–154 P–593–1138–644–1155

Согласно принципам седиментационной цикличности по Ю.Н. Карогадину (1980), в разрезе изученных келловей-волжских отложений выделены следующие коррелятивные и реперные толщи: васюганский (нижневасюганская и верхневасюганская подсветы), георгиевский (барабинская пачка) и баженовский горизонты.

В стратиграфическом отношении васюганский горизонт отвечает объему нижне- и верхневасюганской подсвет. Нижняя часть верхневасюганской подсветы (подугольная толща) выделена в объеме *циклитов Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н (нижнего)*. Циклиты по литологическим, фациальным и палеонтологическим критериям объединены в единый комплекс, сформировавшийся в прибрежно-морских, мелководных условиях.

*Циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>* представлен песчано-алевритовыми отложениями мощностью до 15 м, перекрывающимися маломощным глинистым пластом (2-9 м).

Вышележащий *циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н* представлен в большинстве случаев мощной песчаной пачкой (до 20 м). В отдельных скважинах в его подошве наблюдаются следы размыва, в связи, с чем кровля циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> иногда отсутствует, и оба циклита представляют одно песчаное тело.

*Циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в (верхний)* соответствует по индексации В.Б. Белозерова (1989) междугольной толще и представлен в большинстве случаев мощной, преимущественно алеврито-глинистой пачкой, с редкими прослоями мелкозернистых песчаников, углей и известняков. В ряде скважин в составе отложений циклита развиты небольшие по мощности песчаные пласты, поэтому циклит индексируется как Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в, венчающий подугольную толщу и отражающий завершение регрессивного этапа развития территории.

*Циклиты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>* представляют собой сильноизменчивые по вещественному составу геологические тела линзовидной формы. В большинстве скважин оба циклита заглинизированы. Их формирование, по мнению многих авторов, происходило в условиях трансгрессирующего морского побережья (Атлас моллюсков ..., 1990; Белозеров, 1989, 2007; Белозеров и др., 1991; Вакуленко, Ян, 2001; Вылцан и др., 1999; Гурари, 1992; Даненберг и др., 2006; Егорова и др.,

1989; Захаров, Шурыгин, 1978; Захаров и др., 1997; Решения ..., 2004; Шурыгин и др., 2000; Устинова, Жилина, 1999).

Необходимо отметить, что в связи со значительной фациальной неоднородностью изучаемых отложений, при малом количестве скважин с отбором керна и отсутствием общепринятой схемы расположения в разрезе и индексации песчаных пластов и экранирующих их пачек аргиллитов, известняков и углей детальное однозначное расчленение разреза весьма затруднено. Поэтому индексация, выделенных в результате исследования зонально распространенных тел, несомненно, имеет некоторые элементы условности.

Изучение границ природных резервуаров и характера изменения их мощностей по площади исследования позволяют выявить условия и геоморфологические особенности палеоландшафтов, господствующих на протяжении позднеюрской эпохи осадконакопления и выделить участки, благоприятные для аккумуляции песчано-алевритового материала.

### 3.2. Типы разрезов

Расчленением и типизацией разрезов юрских отложений западной части Томской области занимались Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г. (Даненберг и др. 1979), Чернова О.С. и другие исследователи. Проведенный автором анализ литологических, электрометрических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов, с учетом данных предыдущих исследователей, позволил выделить типы разрезов келловей-оксфордских продуктивных отложений рассматриваемого комплекса, получивших развитие в пределах изучаемой территории.

Типизация разрезов проведена по подугольной и надугольной толщам. В подугольной толще (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>) выделено 6 типов разреза (Чернова, Жилина, Типизация ..., 2011; (Чернова, Жилина, Типы ..., 2011) (рисунок 3.6), в надугольной толще (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) выделено 4 основных типа разреза (рисунок 3.7). Ниже приведена их краткая характеристика.

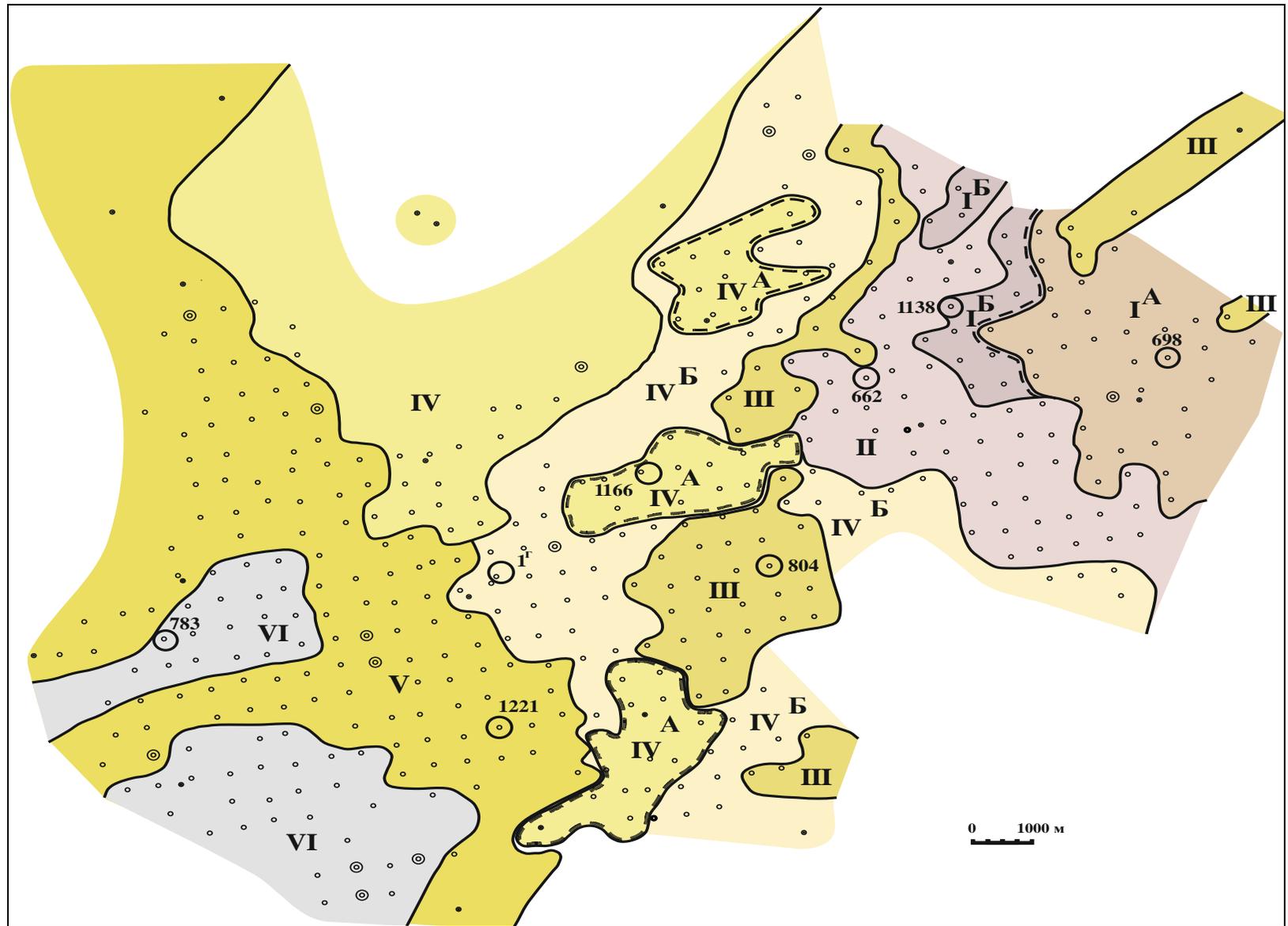


Рисунок 3.6 – Схематическая карта распространения типов разрезов подугольной толщи  
(условные обозначения приведены на рисунке 3.8)

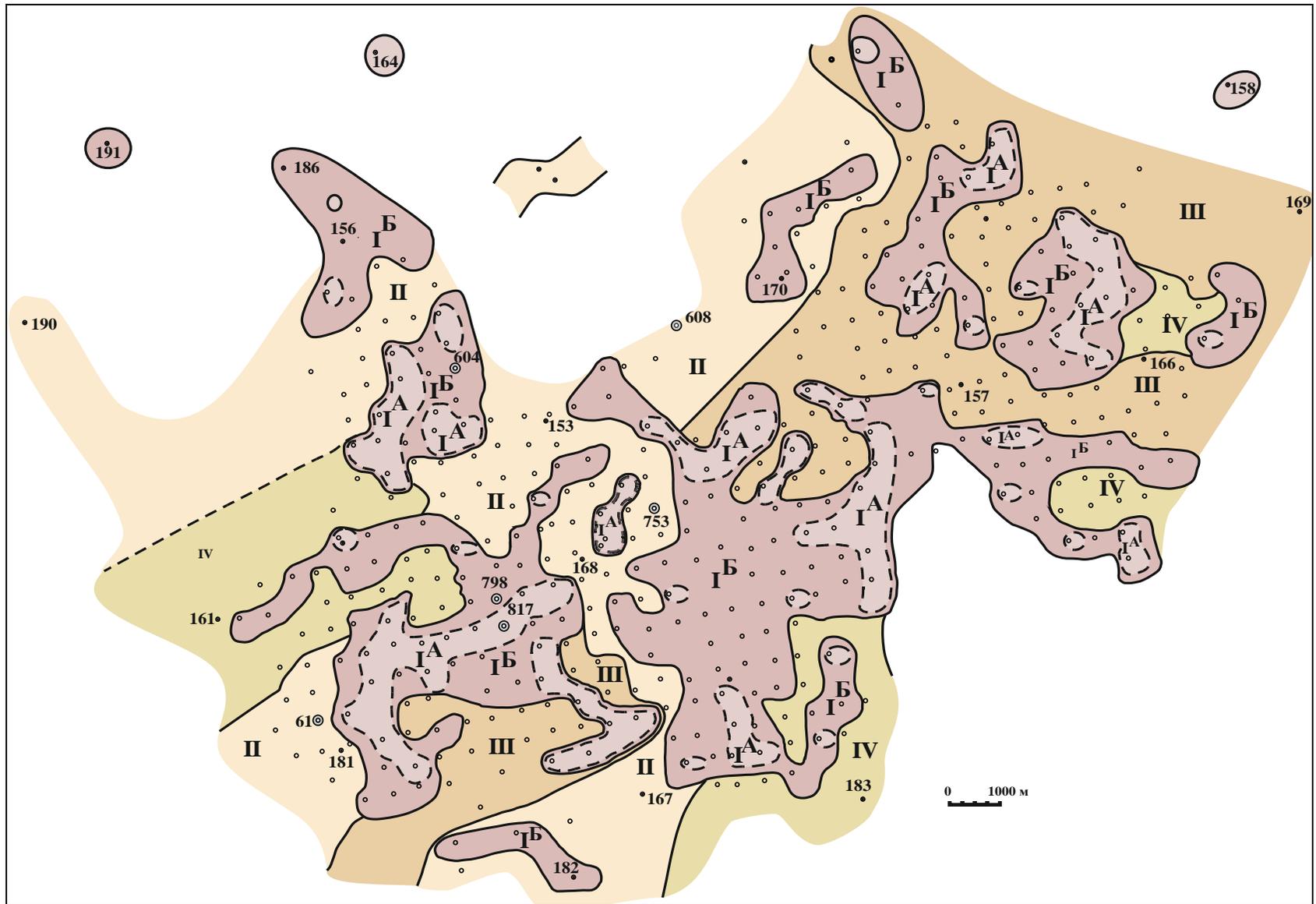


Рисунок 3.7 – Схематическая карта распространения типов разрезов подугольной толщи  
(условные обозначения приведены на рисунке 3.8)

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### ТИПЫ РАЗРЕЗОВ:

	I <sup>A</sup>
	I <sup>B</sup>
	II
	III
	IV <sup>A</sup>
	IV <sup>B</sup>
	V
	VI
	типичный разрез
	границы между зонами с разным типом растоста
	пределагогоные границы
	границы водотоков
	линии поселков
	кромки самопроникающей коллекторной

### ТИПЫ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД:

	песчанки мелкозернистый
	песчанки среднезернистый
	песчанки крупнозернистый
	алювролит
	глина алювролитовая
	глина
	аргиллит
	поросланенная
	угли

### ВКЛЮЧЕНИЯ:

	карет
	сидерит
	остатки флоры
	макрофауна
	растительный детрит
	море ископае
	галька коралл
	узлы иголки включений

### ТЕКСТУРЫ:

	массивная
	слоистость
	мелкозернистая
	биотурбационная
	гиперфосфоритовая
	прерывистая волнистая
	волнистая
	мелкая
	длинноволновая
	мелкозернистая
	мелкая прослойка углей включений
	длинноволновая (глинистая) включения

Рисунок 3.8 – Условные обозначения к рисункам 3.6–3.17

### 3.2.1. Подугольная толща (циклиты $Ю_1^4$ , $Ю_1^3$ н)

Проведенный анализ литологических, электрометрических и фильтрационно-емкостных характеристик циклитов  $Ю_1^3$  н и  $Ю_1^4$  позволил выделить шесть типов разрезов подугольной толщи, получивших развитие в пределах изучаемой территории (рисунок 3.6 и 3.8).

*Первый тип* разреза наблюдается преимущественно в восточной части Лугинецкой структуры (район скв. 594, 562, 1138, 850, 1225). Выделен по преобладающему развитию циклита  $Ю_1^3$  н, толщина которого достигает 15-26 м. Циклит  $Ю_1^4$  в данном типе разреза имеет сокращенные толщины, не превышающие в большинстве пробуренных скважин 7-10 м. В средней его части отмечена незначительная глинизация песчаников и появление нескольких пропластков алевролитов толщиной до 1 м. По облику кривых в первом типе разреза можно выделить два подтипа:  $I^a$  и  $I^b$  (рисунки 3.9 и 3.10).

*Второй и третий типы* разреза закономерно сменяют первый тип, находятся с ним в ассоциации. Данные типы разреза развиты в юго-восточной части территории. Для них характерны увеличенные мощности циклита  $Ю_1^3$  н. Электрометрические модели свидетельствуют о постепенном, равномерном изменении литологического состава циклита, сформировавшегося при постоянном гидродинамическом режиме седиментации. Циклит  $Ю_1^4$  имеет сокращенные мощности. Друг от друга отличаются по конфигурации кривых ПС (рисунки 3.11 и 3.12).

*Четвертый тип* разреза встречается на большей части структуры (рисунки 3.13 и 3.14). Для него характерно утонение глинистой перемычки между циклитами  $Ю_1^3$  н и  $Ю_1^4$  и резкое увеличение совокупной мощности в отдельных скважинах до 26 м. В данном типе разреза выделяется два подтипа  $IV^A$  (рисунок 3.13) и  $IV^B$  (рисунок 3.14). Обособляется подтип  $IV^B$  в котором заметно увеличивается мощность пласта  $Ю_1^4$  при заметном уменьшении мощностей циклита  $Ю_1^3$  н (рисунок 3.14).

*Пятый тип* разреза прослеживаются далее на северо-запад от Лугинецкой структуры. Для него характерно значительное увеличение мощности циклитов

Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н (до 15–20 м) и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (до 20–24 м), вследствие опесчанивания всей толщи и исчезновения глинисто-алевритовой перемычки между циклитами (рисунок 3.15).

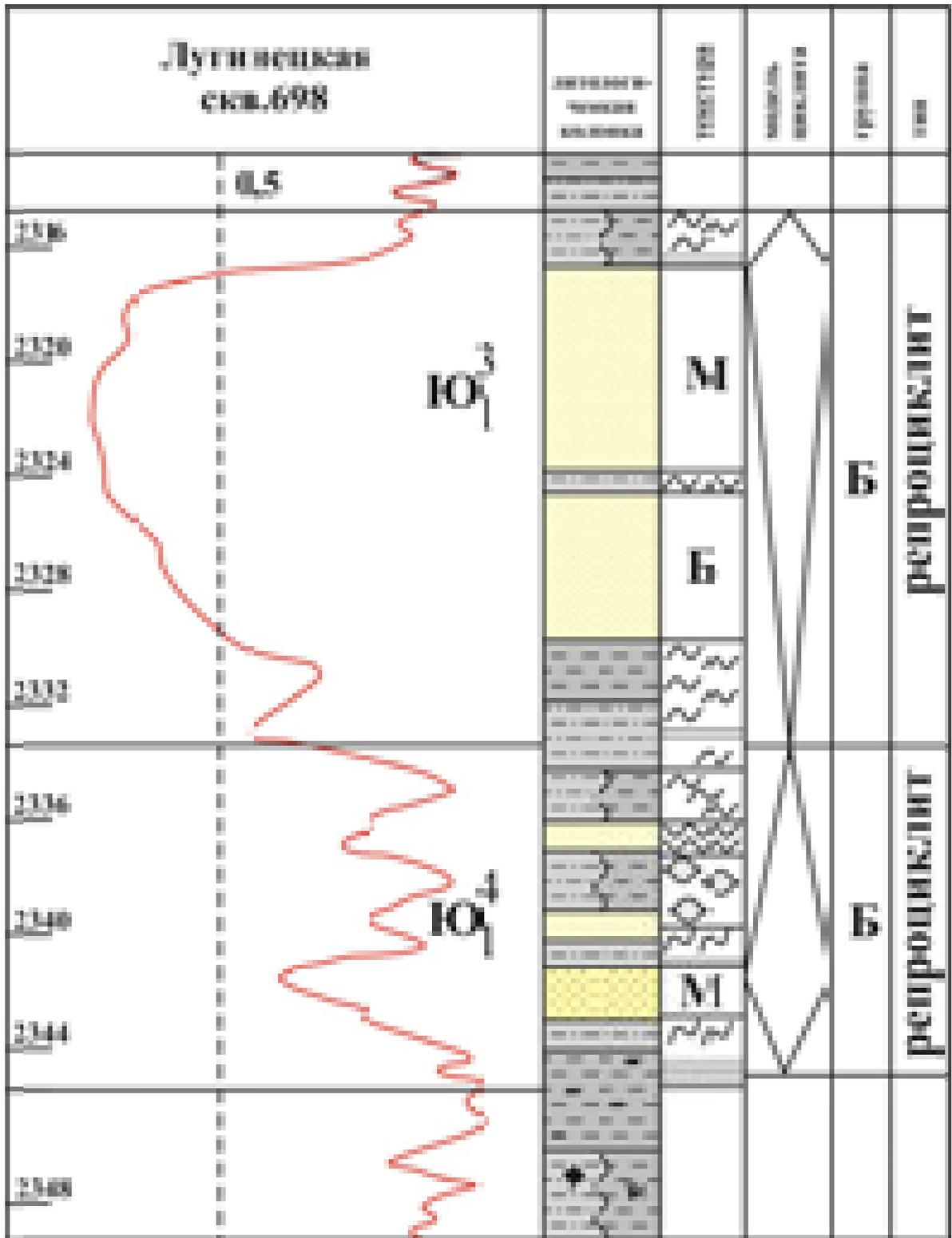


Рисунок 3.9 – Геоэлектрическая характеристика I типа разреза подугольной толщи (подтип I<sup>A</sup>). Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

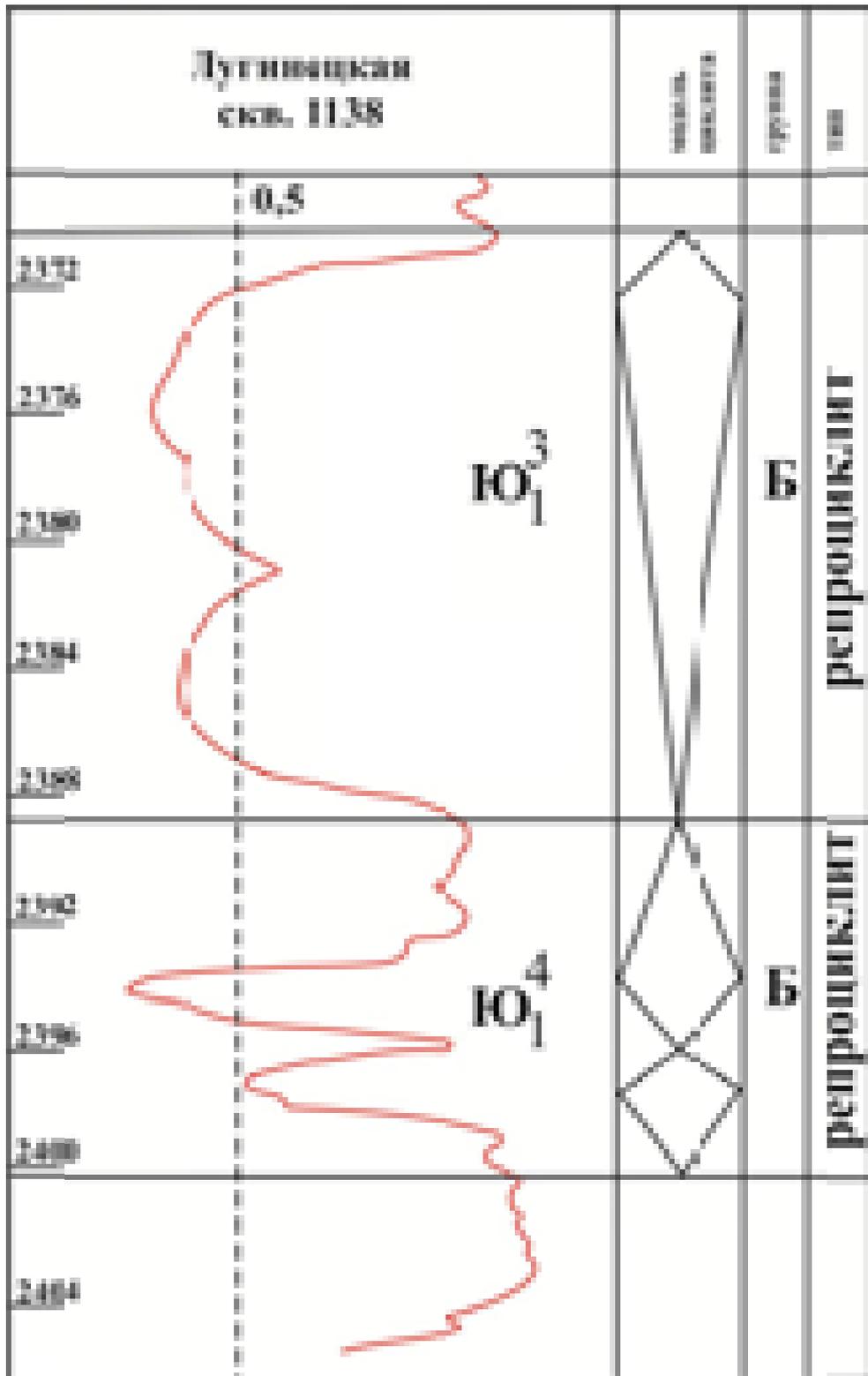


Рисунок 3.10 – Геоэлектрическая характеристика I типа разреза подугольной толщи (подтип I<sup>B</sup>). Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

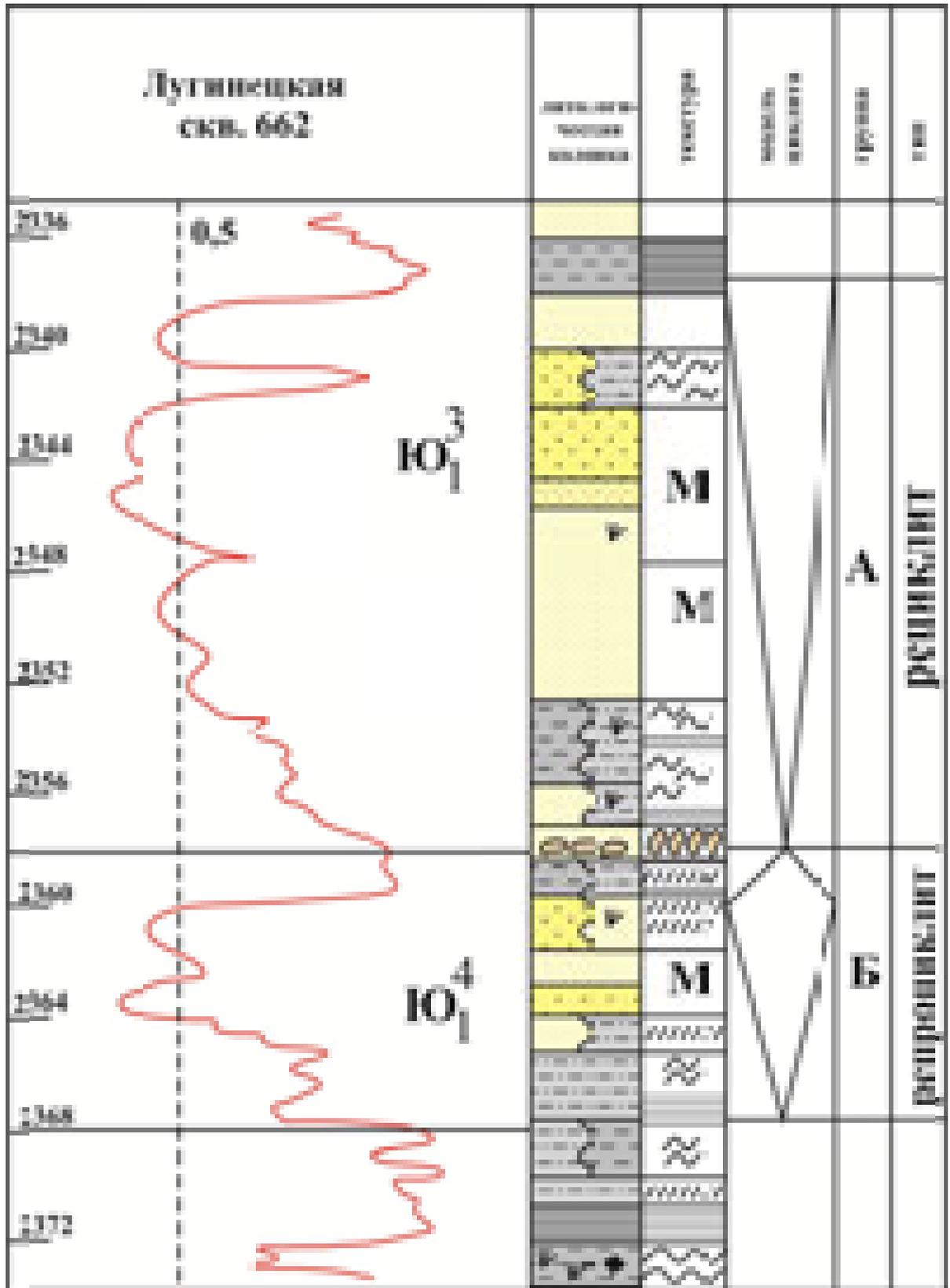


Рисунок 3.11 – Геоэлектрическая характеристика II типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

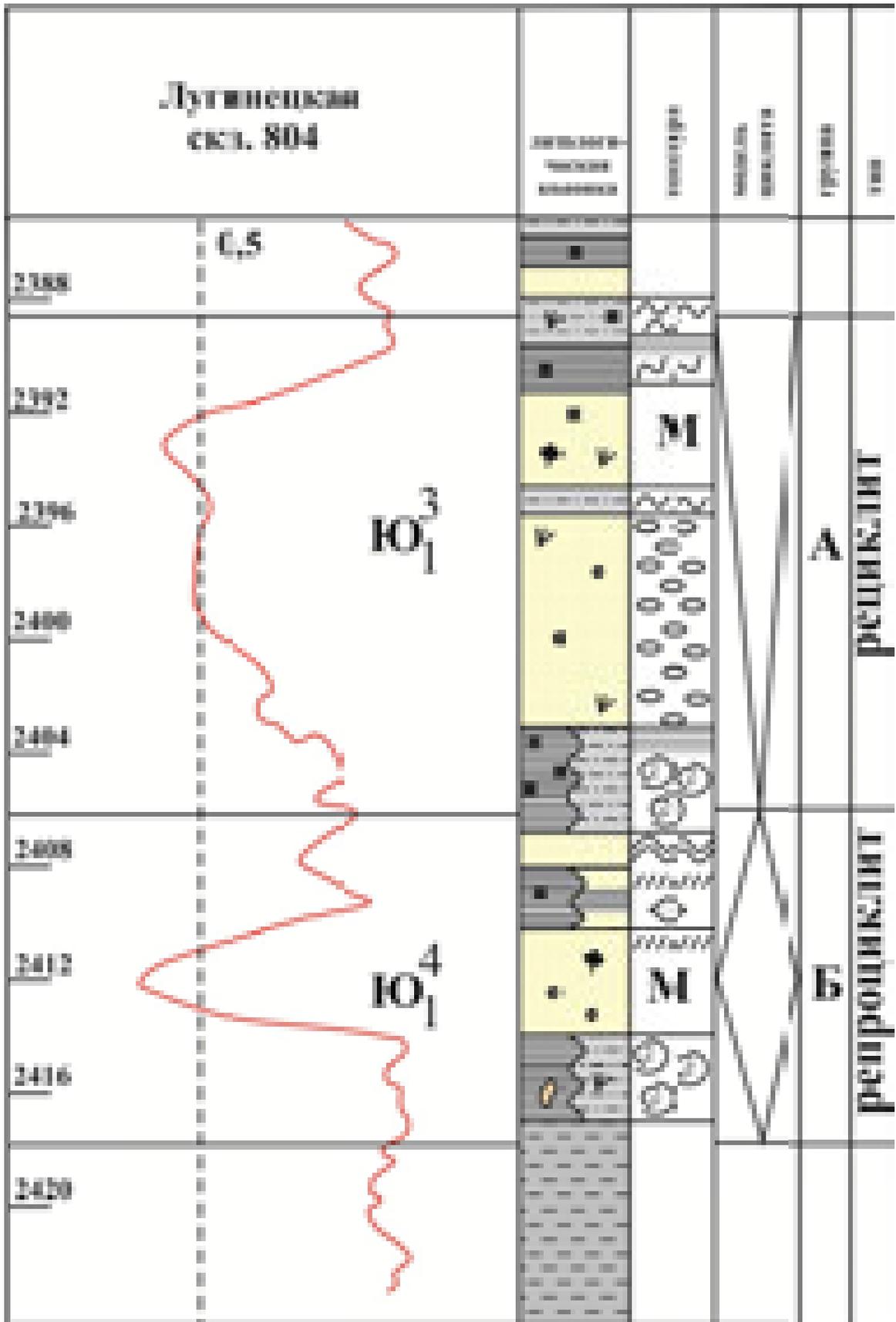


Рисунок 3.12 – Геоэлектрическая характеристика III типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

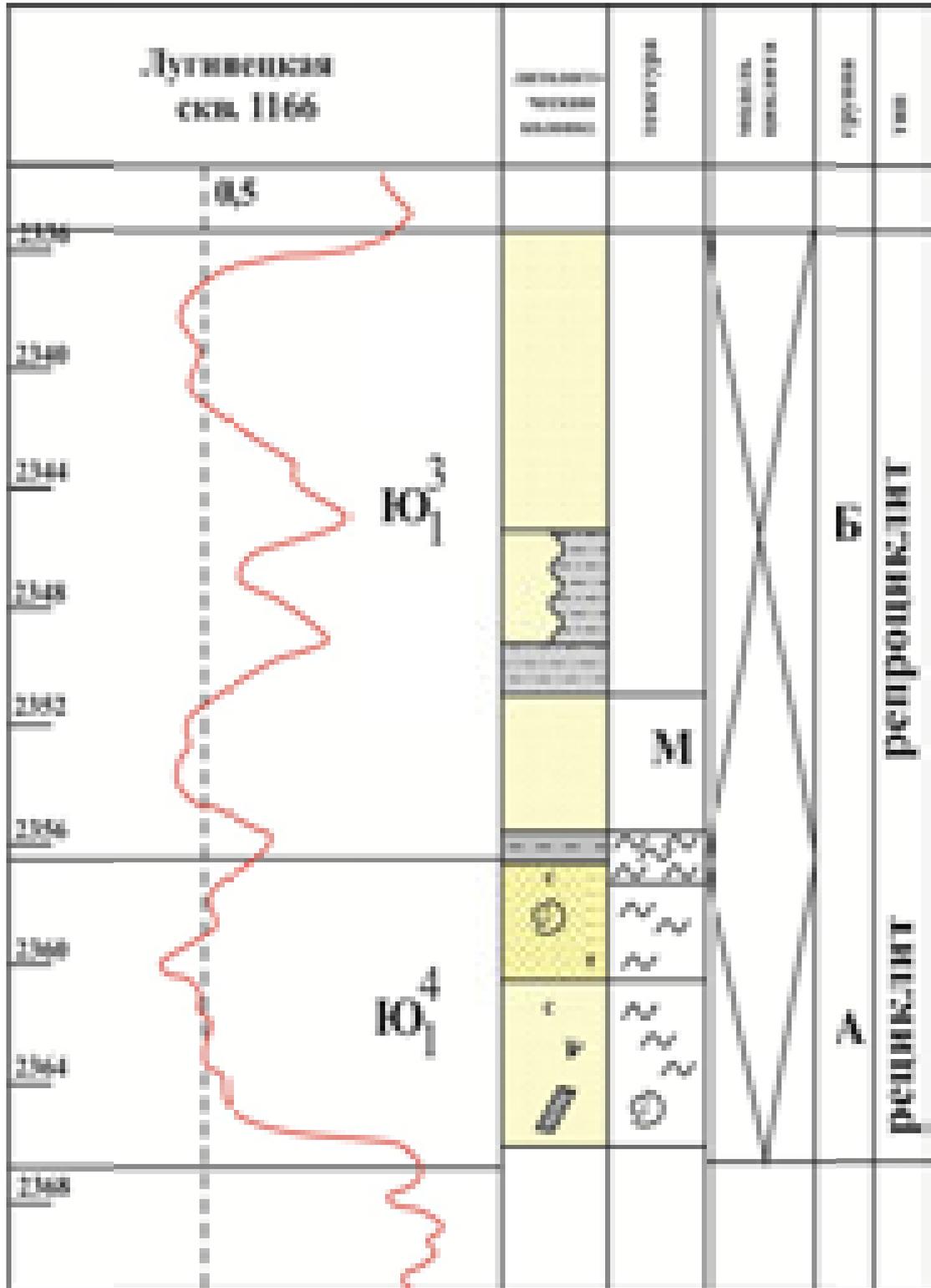


Рисунок 3.13 – Геоэлектрическая характеристика IV<sup>A</sup> типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

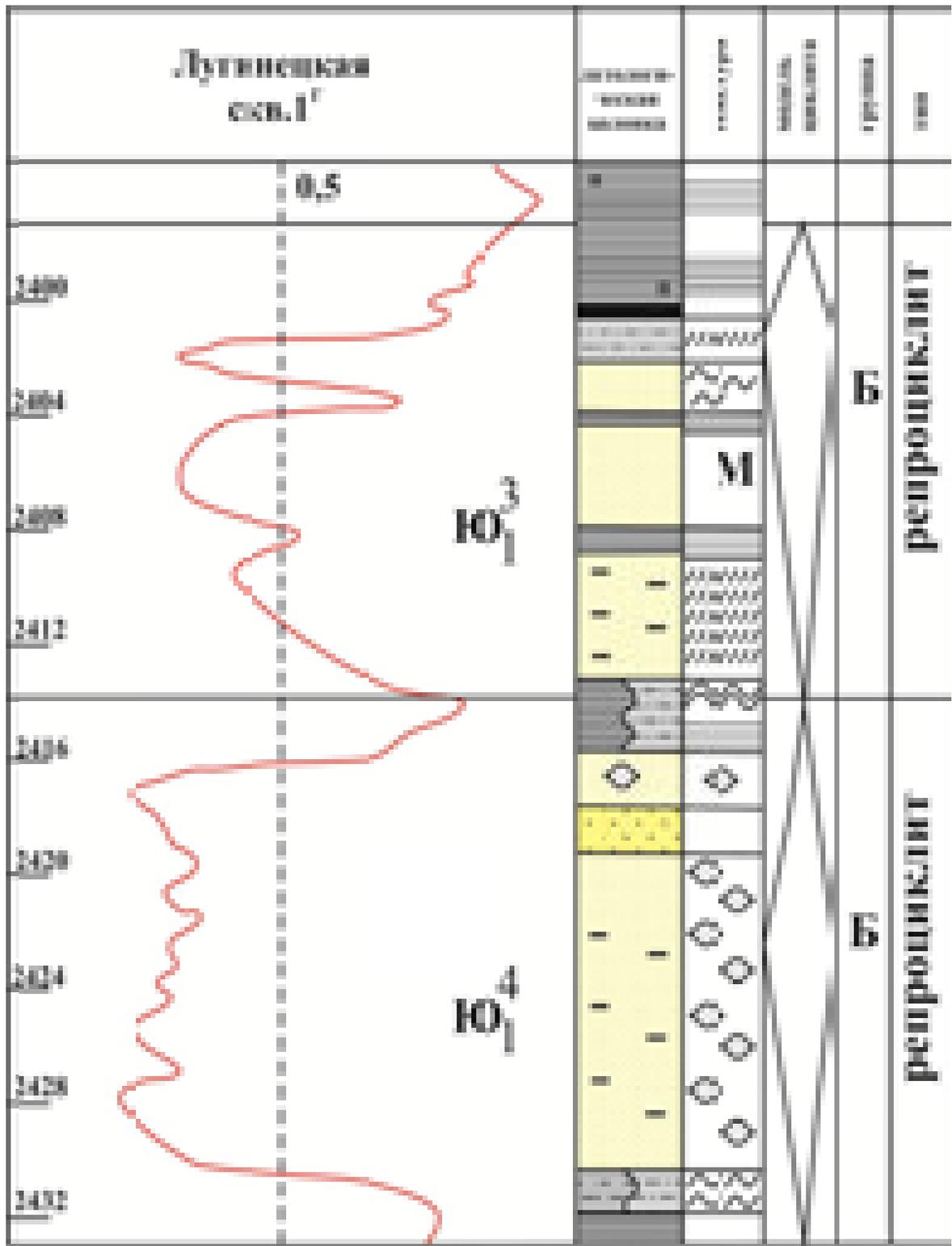


Рисунок 3.14 – Геоэлектрическая характеристика IV<sup>Б</sup> типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

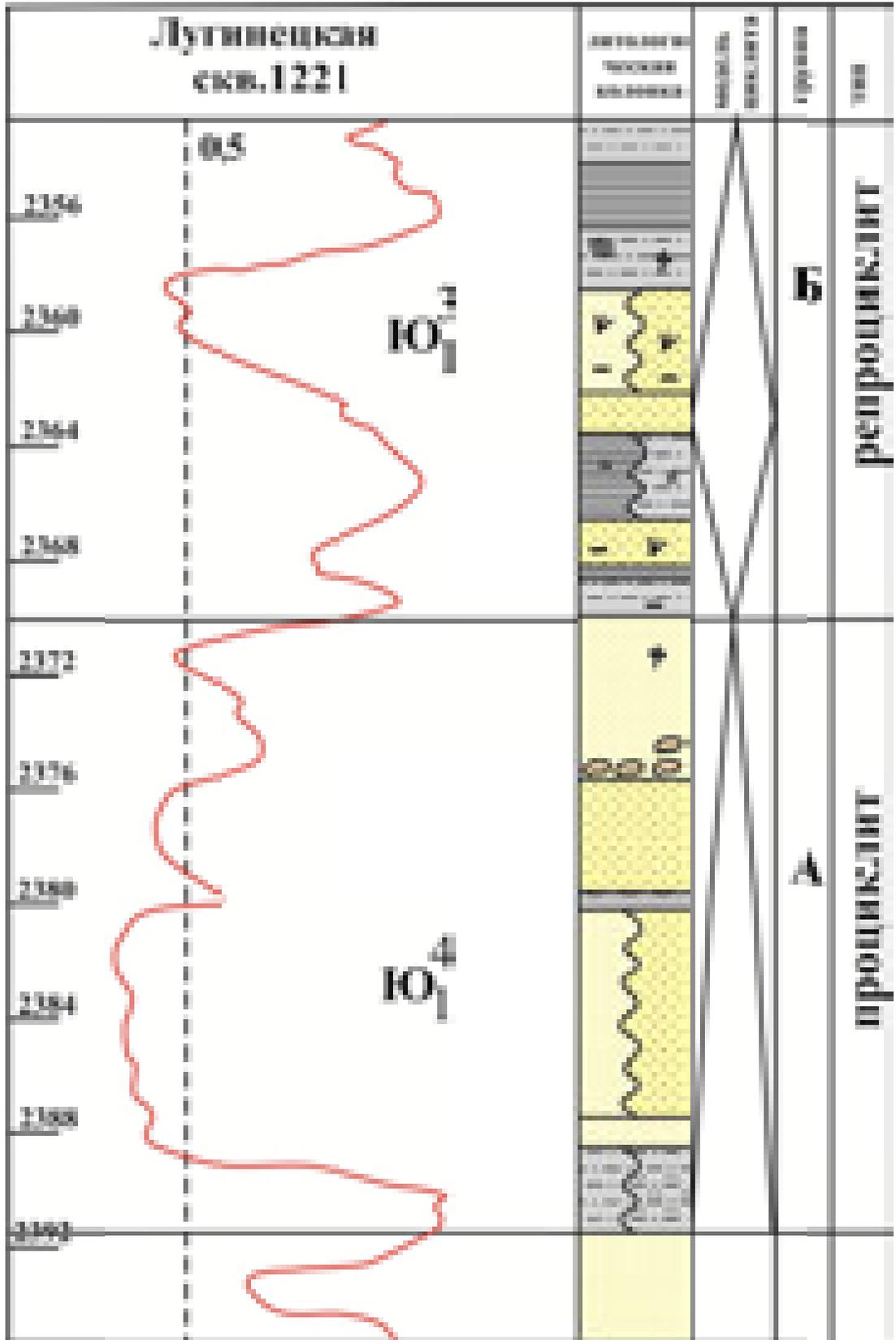


Рисунок 3.15 – Геоэлектрическая характеристика V типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

*Шестой тип* разреза встречается только в южной части структуры и характеризуется наличием двух четко обособленных пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, разделенных значительной по толщине глинистой перемычкой (рисунок 3.16).

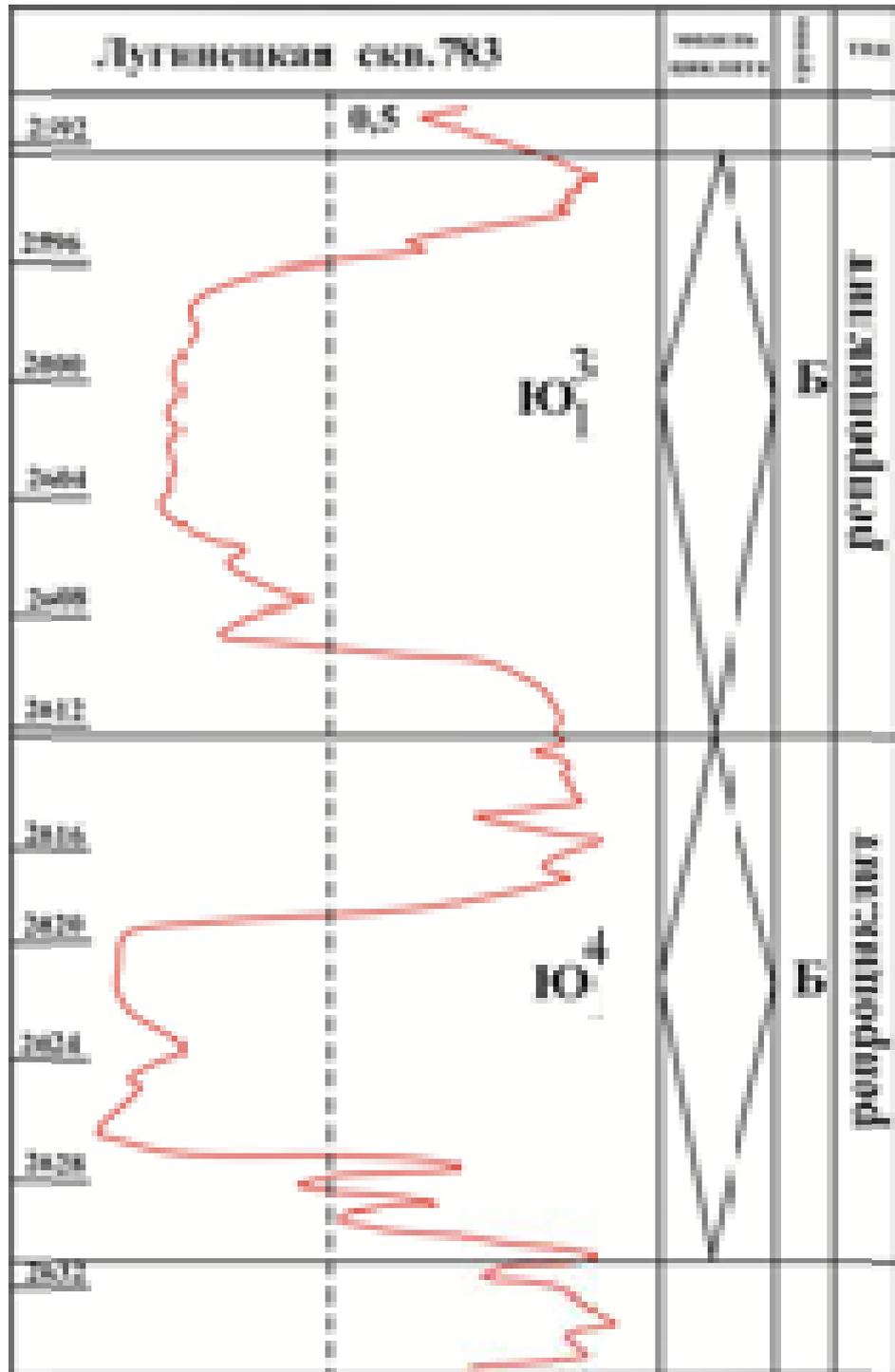


Рисунок 3.16 – Геоэлектрическая характеристика VI типа разреза подугольной толщи. Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

### 3.2.2. Надугольная толща (циклиты $Ю_1^3$ в, $Ю_1^2$ , $Ю_1^1$ )

Типизация разрезов надугольной толщи выявила пятнистое неравномерное чередование циклитов по территории исследования. В результате анализа электрометрических характеристик выделено 4 типа разреза, имеющих хаотичное распределение (рисунок 3.7 и 3.8). Геоэлектрические характеристики выделенных типов разрезов приведены на рисунке 3.17.

*Первый тип* разреза наблюдается преимущественно в центральной части Лугинецкой структуры (район скв. 156-Р, 170-Р, 186-Р, 778, 817, 562, 1138, 850). Характеризуется преимущественно глинистым составом отложений. Выделяется два подтипа (рисунок 3.17).

*Второй тип* разреза закономерно сменяет первый тип, находится с ним в ассоциации. Он развит локальными пятнами в северной, южной и западной части территории. Для него характерна увеличенная мощность циклита  $Ю_1^1$ . Электрометрические модели свидетельствуют о глинизации надугольной толщи в этих частях структуры и развитии циклита  $Ю_1^1$  на погруженных склонах локальных поднятий (рисунок 3.17).

*Третий тип* разреза локализуется в пределах северо-восточного и юго-западного склонов Лугинецкого поднятия и характеризуется увеличенными мощностями циклита  $Ю_1^2$  (рисунок 3.17).

*Четвертый тип* разреза встречается в краевых зонах Лугинецкой структуры, занимает малые, относительно первых трех, площади. Для него характерно появление хорошо развитого песчаного пласта в отложениях циклита  $Ю_1^3$  в (рисунок 3.17).

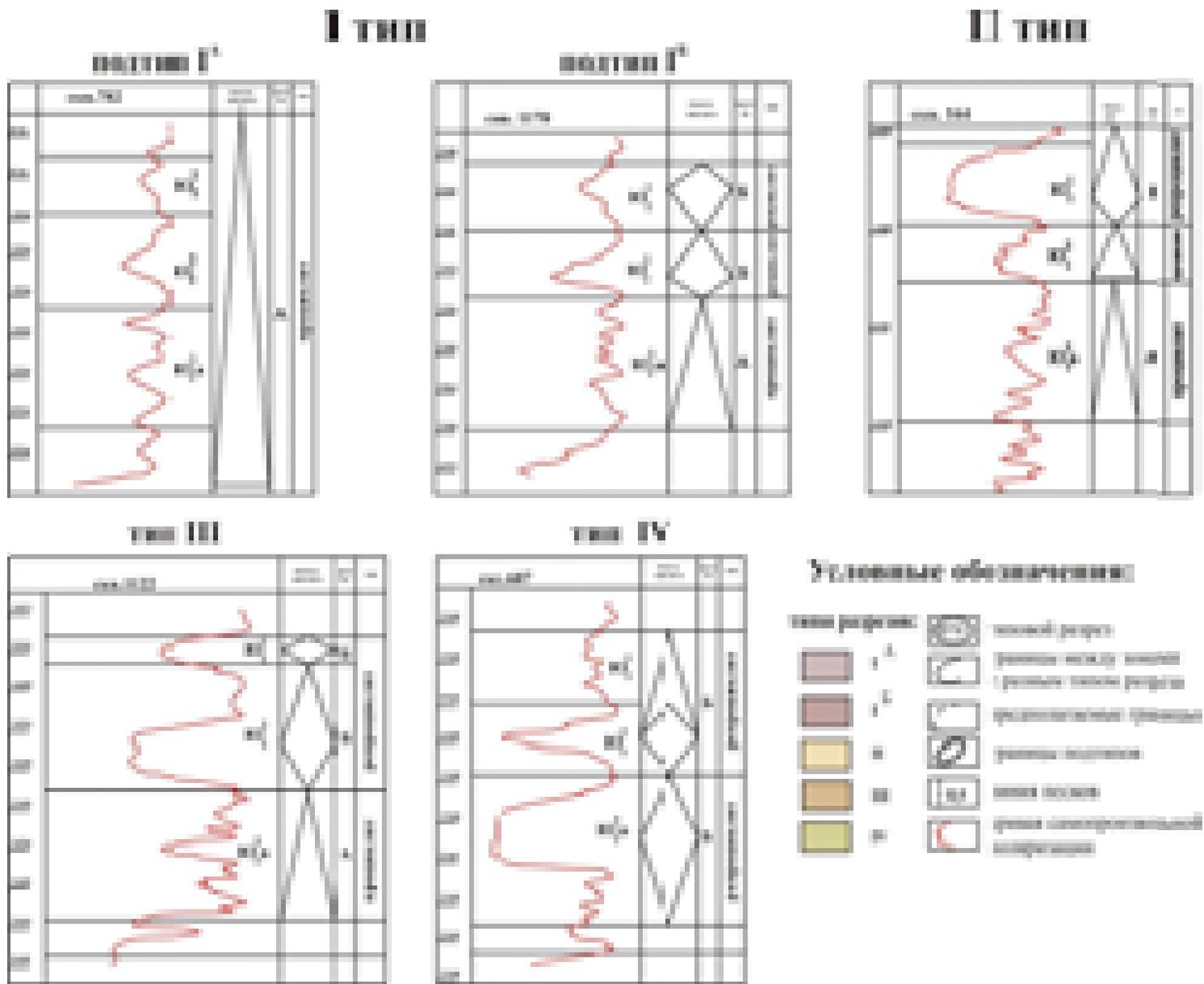


Рисунок 3.17 – Геоэлектрическая характеристика надугольной толщи.

Условные обозначения приведены на рисунке 3.8

### 3.3. Литолого-петрографическая характеристика

На изученной территории келловей-волжские отложения развиты повсеместно и представлены переслаиванием литифицированных осадков в составе нижневасюганской и верхневасюганской (*подугольная, межугольная и надугольная толщи*) подсвит, барабинской пачки и баженовской свиты, общей мощностью 60-85 м.

В задачи исследования входило детальное изучение литолого-петрографического состава и генетических признаков отложений вышеназванных толщ, развитых в пределах северо-западной части Пудинского мегавала. Описания, приведенные ниже по тексту, даны снизу вверх по разрезу.

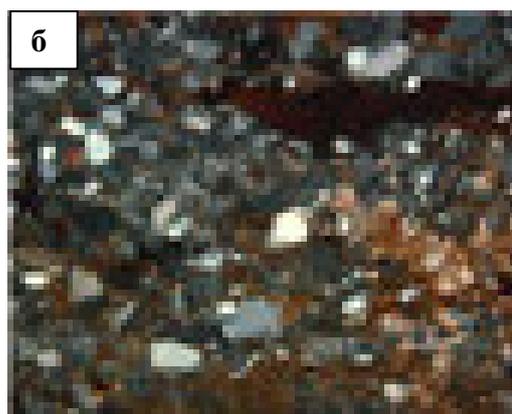
#### 3.3.1. Нижневасюганская подсвита

Отложения подсвиты, вскрыты всеми скважинами, пробуренными на месторождении, но в связи с малой представительностью кернового материала приводится их обобщенная характеристика.

Нижневасюганская подсвита представлена черными и темно-серыми аргиллитами с прослоями серых кварц-полевошпатовых алевролитов и глинисто-алевритовых пород. Во многих разрезах, в верхней части подсвиты наблюдается увеличение количества прослоев песчано-алевритового материала. Породы часто карбонатизированы, содержат прослойки сидерита.

Во всех изученных разрезах отложения, выделенные в объеме нижневасюганской подсвиты, представлены тремя основными типами осадочных пород: песчаниками, алевролитами и аргиллитами (фототаблица 3.1).

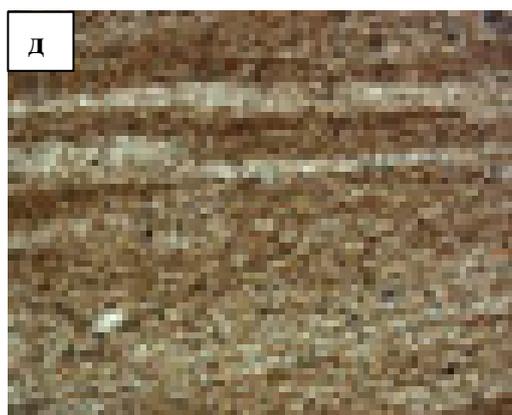
Практически во всех скважинах, средняя часть нижневасюганской подсвиты, представлена аргиллитами и тонким линзовидно-ленточным переслаиванием аргиллитов и разнозернистых алевролитов, иногда с прослойками тонкозернистого песчаного материала.



Песчаник полевошпато-кварцевый, неравномернозернистый, с гидрослюдисто-каолиновым цементом, сидеритизированный; текстура линзовидно-слоистая (скв. 163, глуб. 2365,2 м)



Аргиллит алевритовый, гидрослюдистый, мелко-среднезернистый, с каолинит-гидрослюдисто-сидеритовым цементом; текстура слоистая (скв. 156, глуб. 2387,9 м)



Переслаивание аргиллита алевритистого, гидрослюдистого, средне-мелкозернистого, с гидрослюдистым цементом и алевролита тонкозернистого, пиритизированного; текстура линзовидно-слоистая (скв. 156, глуб. 2391,3 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

Аргиллиты серые, темно-серые, с буроватым или зеленоватым оттенком, с ленточными или линзовидными прослойками алевролитов, структура алевропелитовая. Порода сложена чешуйчато-волокнистым (хорошо ориентированным) агрегатом гидрослюды. Примесь алевроитового материала от 0 до 25%, он образует слойки от 0,1-0,5 до 5-6 мм или линзочки 0,2-0,5 мм. Алевроитовый материал размером 0,02-0,05 мм или 0,04-0,10 мм представлен кварцем, полевым шпатом, кремнями, биотитом. Присутствует мелкий обугленный растительный детрит бурого, красного и черного цвета в виде прожилок толщиной 0,05-0,15 мм (1-2%). Растительный детрит сопровождается вкраплением кубиков (0,01-0,02 мм) и скоплений пирита лепёшковидной формы (до 5%). Послойно порода насыщена преобразованным биотитом (хлорит, сидерит) до 21,4%.

Аргиллиты алевроитистые, с тонкой пологоволнистой и линзовидной слоистостью, переслаивающиеся с алевролитами.

Алевролиты серые, светло-серые, часто с зеленоватым оттенком, мелко-крупнозернистые, полевошпатово-кварцевые с редкими слойками, обогащенными глиной и мелким обугленным растительным детритом. Размер зерен от 0,04 до 0,10 мм, удлинённых до 0,15 мм. В их составе содержание кварца от 42,6 до 45,9%, полевых шпатов - 16,0-30,1%; обломков пород (кремней, микрокварцитов, сланцев) - 27,3-41,0%. Цемент разный: либо первично глинистый пленочно-поровый (послойно), либо вторичный, образованный за счет преобразования (разбухания) биотита и его сидеритизации (до 23%); отмечается поровый каолинит (до 3,9%) и регенерационный кварц (до 0,5%). Алевролиты очень крепкие, плотные, карбонатизированные, с единичными трещинами, выполненными известковистым материалом.

Текстура пород полосчатая, за счет включения тонкого слюдистого материала, шламового детрита, обломков пеллеципод и ихтиодетрита. Текстура часто нарушена ходами донных животных. В породах содержится значительное количество обуглившегося растительного детрита, остатки обуглившейся растительности вертикального захоронения. Отмечены конкреционные прослои сидеритов, зеркала скольжения и многочисленные трещины, залеченные бурым сидеритизированным материалом.

Отдельные прослои сложены песчаниками, серыми мелкозернистыми, алевритистыми, полевошпат-кварцево-грауваккового состава. Алевро-псаммитовая структура, обусловлена размером зерен от 0,08 до 0,20 мм, где алевритовая фракция составляет 10-15%. Форма обломков в песчаниках изометричная и удлиненная (0,15-0,40 мм) угловатая, полуокатанная, призматическая и таблитчатая.

Скелетная часть состоит из кварца (53,1%), полевых шпатов (11,2%), обломков пород (35,7%), представленных микрокварцитами, кремнями, кварцево-серицитохлоритовыми сланцами, изредка порфиритами и гранитоидами. Послойно порода обогащена биотитом (до 8%), гидрослюдой, тонкодисперсным сидеритом.

Цемент регенерационный кварцевый (3-4%), пленочный гидрослюдистый (1-2%), поровый каолиновый (1,8%), а также поровый карбонатный (1,7%). Отмечены разнообразные стадияльные преобразования компонентов породы: расщепление биотита и его замещение хлоритом и сидеритом, спайка зерен кварца, каолинизация и катаклазирование полевых шпатов, пластическая деформация слюд, обломков сланцев, сидеритизация. Неравномерное переслаивание аргиллитов, алевроаргиллитов, алевролитов и песчаников образует тонкую косую, горизонтальную, иногда пологоволнистую слоистость, подчеркнутую намывами растительного детрита.

### 3.4.2. Верхневасюганская подсвета

На Лугинецком месторождении слагающие *подугольную толщу* пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> наиболее выдержаны, вскрыты всеми пробуренными скважинами, содержат около 70% суммарных запасов углеводородов месторождения и представляют наибольший интерес с точки зрения разработки.

Изучаемые песчано-алевритовые породы пластов Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по минералогическому составу породообразующей части довольно похожи. Некоторые отличия определяются количеством и составом цемента, неравномерной карбонатизацией, разной степенью нефтенасыщенности (рисунок 3.18).

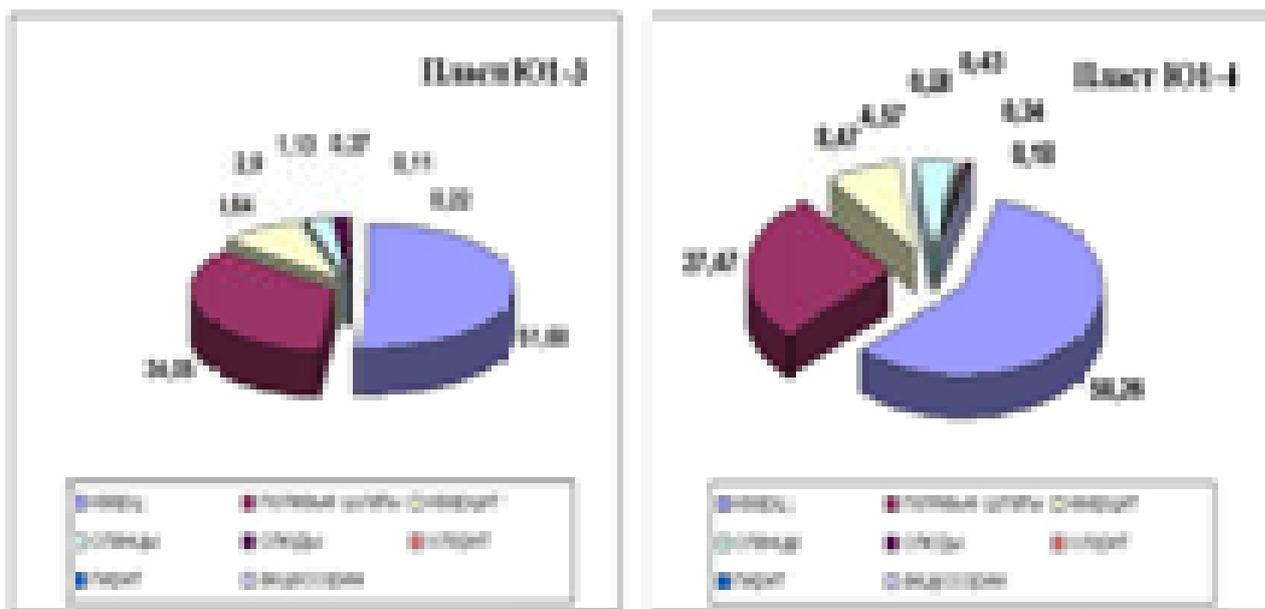


Рисунок 3.18 - Усредненный вещественный состав обломочного материала пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

### *Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>*

*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>* широко распространен на всей изученной территории и вскрыт большинством пробуренных эксплуатационных и разведочных скважинами на глубинах 2298-2413 м. В 32 скважинах пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> охарактеризован керном. Наибольшие его толщины зафиксированы в юго-западной части, наименьшие – на северо-востоке. Общие толщины изменяются в пределах от 12 до 26 метров. В восточной части Лугинецкой структуры пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (скв. 540, 642, 562, 615, 714, 715, 697, 698, 811, 1157, 1158, 1206, 1121).

Локальные зоны отсутствия пласта отмечаются на западе (скв. 517, 550, 602, 802, 1127) и юго-востоке (скв. 827, 850, 901, 1200, 1224) структуры. Покрышкой для пласта служит перемычка толщиной от 0,8 м (скв. 170) до 16,8 м (скв. 567), сложенная аргиллитами и алевролитами. На западном и восточном крыльях Лугинецкой структуры эффективная толщина пласта в 2-3 раза меньше, чем в центральной зоне (Чернова, Жилина, Типы ..., 2011).

В литологическом плане пласт довольно однороден. Представлен преимущественно мелкозернистыми песчаниками с маломощными прослоями крупнозернистых

алевролитов. В редких случаях наблюдается глинизация разреза и появление пропластков глинистых алевролитов и аргиллитов (иногда углистых).

Характер изменения гранулометрического состава коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> по площади согласуется с изменением его эффективных толщин. В целом в пласте получила распространение мелкопесчаная фракция, материал средnezернистых и алевроитовых фракций, чаще всего не превышает 15-20%, а глинистого цемента - 13%. Зона увеличенных толщин пласта характеризуется максимальным содержанием фракции 0,5-0,25 мм (10-20%).

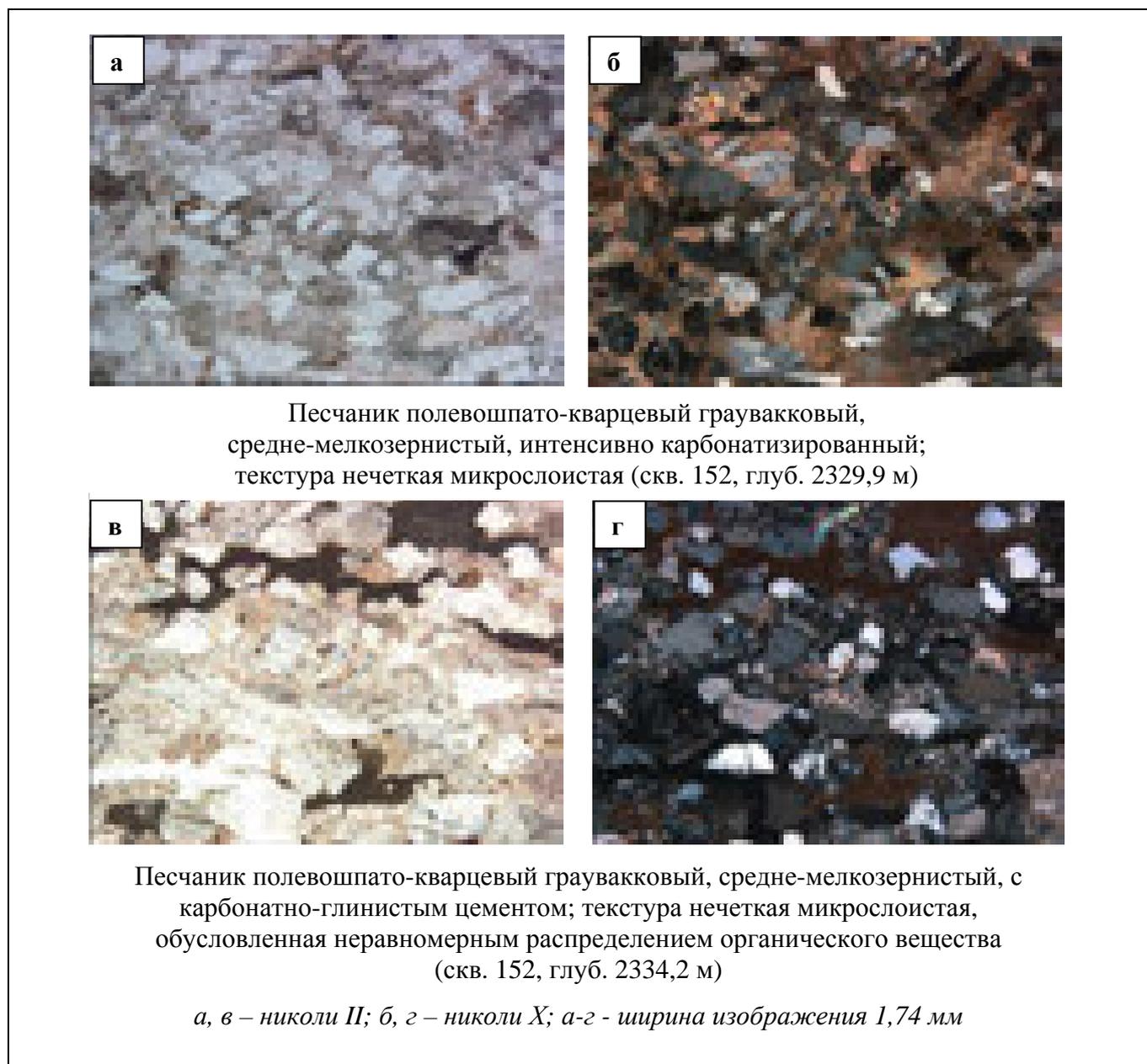
При эффективных толщинах пласта 6-7 метров средnezернистый материал, как правило, отсутствует. Распространение алевроитового материала представляет обратную картину. Максимальное его содержание отмечается в восточной части структуры и минимальное - в центральной и юго-восточной частях площади. Характер изменения количества цемента в коллекторах такой же, как и в распределении алевроитового материала. Наблюдается определенная закономерность в изменении гранулометрической размерности зерен по разрезу.

В нижней части разреза наблюдается постепенное увеличение размера зерен от 0,09 до 0,15 мм. Эта зона занимает 25-30% от общей толщины пласта. Выше этой зоны коллекторы характеризуются средним размером зерен 0,14-0,15 мм и только в прикровельной части пласта размер зерен уменьшается до 0,12 мм. Толщина этой зоны незначительна и составляет порядка 10% от общей толщины пласта.

Нижняя часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> характеризуется резким возрастанием средних значений коэффициента сортировки материала ( $S_0$ ) от 1,3 до 2,0, а затем вверх по разрезу, столь же быстрым его уменьшением до 1,35. Эта часть разреза совпадает с зоной возрастания среднего размера зерен. Коллекторы вышележащей части пласта хорошо отсортированы ( $S_0=1,30-1,35$ ), и только в прикровельной зоне наблюдается незначительное ухудшение сортировки материала ( $S_0=1,5$ ). Зона улучшения коллекторских свойств совпадает с зоной роста среднего размера зерен. В литологическом отношении пласт представлен светло-серыми и серыми с зеленоватым или буроватым оттенком средне-мелкозернистыми, мелкозернистыми, алевроитистыми, реже алевроитовы-

ми, каолинитизированными, в отдельных прослоях известковистыми, нередко сидеритизированными песчаниками (фототаблицы 3.2-3.4).

Фототаблица 3.2



В породах присутствуют многочисленные включения пирита. Структура – псаммитовая, алевро-псаммитовая. Текстура песчаников чаще массивная, реже нечеткая или хорошо выраженная пологоволнистая, линзовидная. Слоистость подчеркнута глинистым и растительным материалом. В песчаниках содержится макрофауна пелеципод (скв. 163) (Жилина, 2012). Количество обломочного материала изменяется от 80 до 98%, с уменьшением в известковистых прослоях.

По составу обломочного материала песчаники относятся к полевошпато-кварцевым грауваккам (кварц – 50-60%; полевые шпаты – 25-30%; обломки пород - от 25-30%). В незначительных количествах присутствуют слюды, мелкий перетертый углистый материал. Акцессорные минералы представлены зернами циркона и эпидота.

По распределению в пласте песчаников в соответствии с зернистостью четко наметились три зоны: центральная, западная и восточная. Первая - центральная характеризуется максимальным содержанием среднезернистой фракции (0,5-0,25 мм). В западной и восточной зонах наблюдается постепенное уменьшение содержания среднезернистого материала. При эффективных толщинах пласта в 6-7 м, он, как правило, отсутствует и замещается алевритовой фракцией. Распределение алевритовых фракций имеет обратную тенденцию. Их максимальное содержание отмечается на западном и особенно восточном крыльях структуры, минимальное – в центральной части территории.

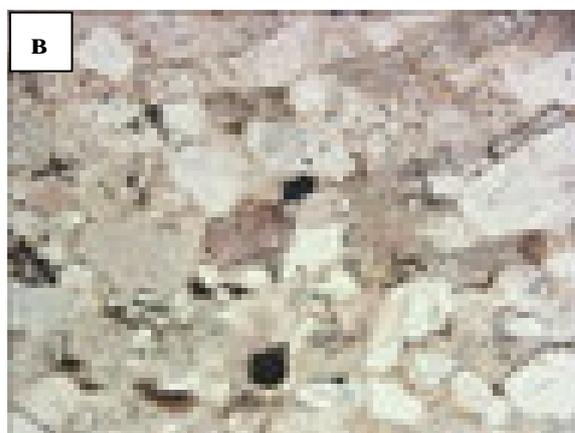
Песчаники серые и светло-серые, иногда с зеленоватым или буроватым оттенком, средне-мелкозернистые от слабо сцементированных до крепких, иногда известковистые. Участками наблюдаются слабозаметная пологоволнистая, тонкогоризонтальная либо линзовидная текстуры, обусловленные намывами растительного детрита, изменением гранулометрического состава, подчеркнутые наличием сидерита. Во многих скважинах песчаники пласта содержат обломки известковых раковин скафопод, мелеагринелл, пелеципод и ихтиодетрит (Жилина, 2012).

Содержание обломочного материала изменяется от 85 до 94% и значительно снижается до 60-75% в карбонатных разностях. Сортировка материала хорошая, реже средняя, иногда плохая за счет неравномерного распределения алевритовой примеси.

Обломочные зерна угловатые, полуугловатые и полуокатанные. По составу песчаники полимиктовые, преимущественно полевошпато-кварцевые граувакковые. Кварц повсеместно преобладает над полевыми шпатами, несколько меньшая роль принадлежит обломкам пород, очень незначительная – слюдам. Зерна кварца изометричной и неправильной, треугольной формы, нередко с тонкими регенерационными каемками. Регенерация слабая, за исключением отдельных прослоев.



Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, мелкозернистый, алевритистый, с сидерит-каолинитовым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 153, глуб. 2355,1 м)



Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, разнозернистый, с сидерит-гидролюдитым цементом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 153, глуб. 2367,2 м)



Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, мелко-среднезернистый, с каолинит-гидролюдитым цементом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 153, глуб. 2371,9 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

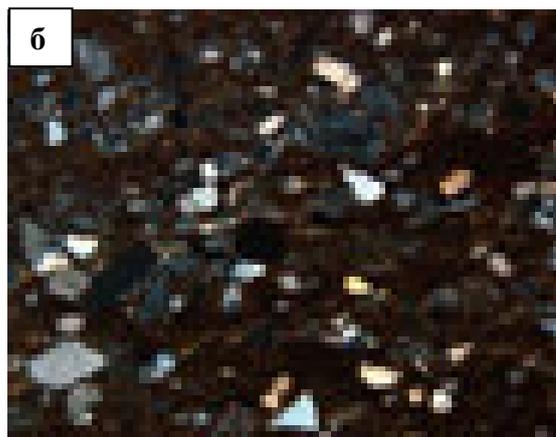
Полевые шпаты представлены ортоклазом, микроклином и кислым плагиоклазом. Форма зерен неправильная, таблитчатая, удлиненная, призматическая. Полевые шпаты изменены в процессе эпигенеза. В основном они пелитизированы, серицитизированы, реже каолинизированы, хлоритизированы, кальцитизированы. Небольшая часть зерен сохранила свежий облик.

Среди литокластов преобладают обломки метаморфических пород (микрокварциты, сланцы слюдистые, кремнистые, слюдисто-кремнистые, серицитовые, глинистые), реже встречаются обломки силицитов, иногда обломки аргиллитов, туфов, эффузивов основного и кислого состава.

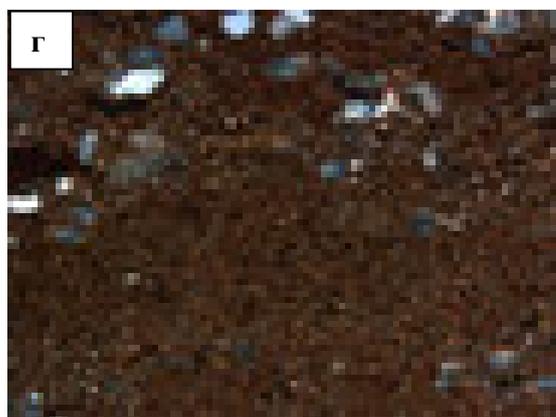
Породы богаты аутигенными минералами, которые развиваются по цементу и обломочному материалу. Это пирит в виде землистой и микрозернистой разностей и глобулей. Сидерит образует бесформенные, хлопьевидные пелитоморфные выделения. Кальцит мелко- и разнозернистый, чаще развивается локально, в карбонатных образцах слагает основную массу цемента. Стустки лейкоксена размещаются в порах, иногда образуют пленки вокруг зерен. В отдельных скважинах присутствует глауконит, ярко-зеленый, буровато и желтовато-зеленый в виде четких зерен и примазок в цементе (Жилина, 2012).

Катагенетические преобразования выражены расщеплением чешуек биотита и их обесцвечиванием. По ним развиты карбонаты, пирит, лейкоксен, каолинит, редко хлорит. Содержание цемента небольшое, изменяется от 6 до 18%. Его количество возрастает до 15-30% при участии карбонатов.

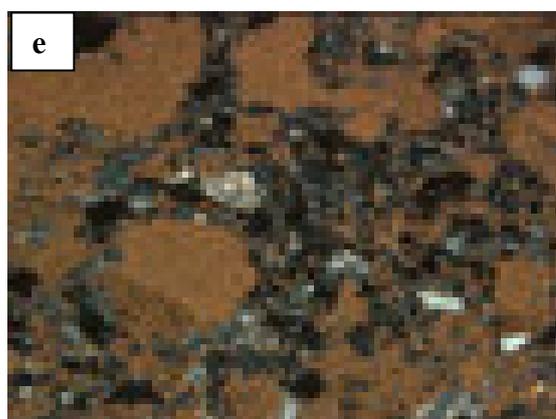
Минералогический состав цементов сложный, наиболее распространены гидрослюдистый, гидрослюда-каолинитовый, каолинитовый. В виде примесей присутствуют хлорит, серицит, сидерит, кальцит, лейкоксен. С увеличением содержания карбонатов образуются каолинит-кальцитовый, каолинит-сидеритовый, гидрослюдисто-кальцитовый цементы. Степень раскristаллизации каолинита разная, от скрытокристаллической до совершенной крупночешуйчатой. Сидерит, как правило, пелитоморфный, либо микрозернистый. Типы цементации – поровый, соприкосновения, пленочный, изредка базальный (Жилина, 2012).



Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, мелкозернистый, алевритистый, с гидрослюдисто-сидеритовым цементом, с нечеткой слоистой текстурой (скв. 153, глуб. 2363,1 м)



Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, мелкозернистый, алевритовый, с гидрослюдисто-сидеритовым цементом, с нечеткой слоистой текстурой, местами пятнистой, обусловленной неравномерной сидеритизацией (скв. 153, глуб. 2363,1 м)



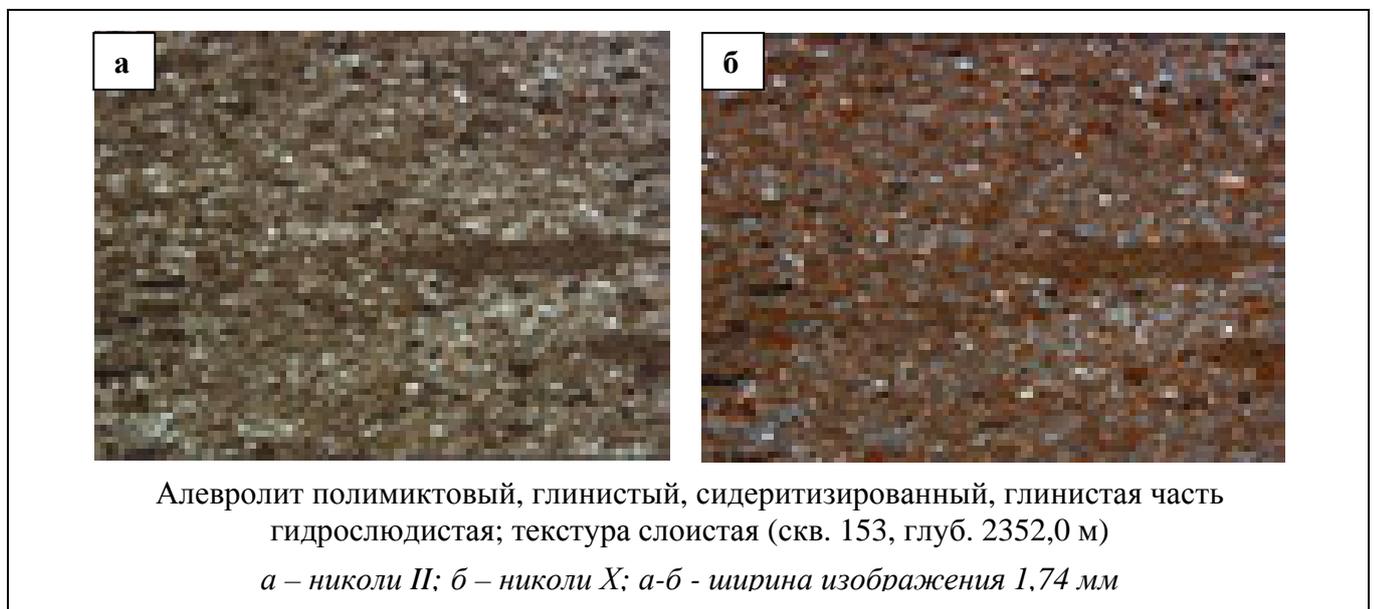
Песчаник полевошпато-кварцевый граувакковый, мелкозернистый алевритовый, с гидрослюдисто-каолинитовым цементом, интенсивно сидеритизированный; текстура пятнистая (скв. 153, глуб. 2362,95 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

Почти во всех образцах содержится окисленный битум в виде пленок, бесформенных пятен, примазок, адсорбированный обломками пород, каолиновым цементом, нередко по трещинкам вдоль слоистости.

Полимиктовые алевролиты образуют линзы и прослои с повышенным содержанием углистых включений. Содержание обломочного материала изменяется от 50 до 80%. Цемент глинисто-гидрослюдистый, с высоким содержанием измененного органического вещества желтовато-красно-бурого цвета (фототаблица 3.5). Алевролиты содержат обильные прослои, линзочки и примазки витринизированного угля, непрозрачного в проходящем свете (скв. 162).

Фототаблица 3.5



*Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>* имеет повсеместное распространение в пределах Лугинецкой структуры и вскрыт на глубинах 2278,8–2386,4 м. В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух пачек, разделенных между собой маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая его толщина в целом достаточно выдержана по площади и составляет 18–26 м. На отдельных участках изученной территории вариации толщин изменяются в широких пределах от 5 м (скв. 704) до 25 м (скв. 891). Наибольшие толщины отмечены в центральной и северо-восточной частях структуры. Зона развития наименьших толщин зафиксирована на юго-западе структуры. Изученные разрезы характеризуются довольно однородным литологическим составом и явно выраженной

тенденцией увеличения размерности зерен вверх по разрезу. На северо-западе территории (район скв. 152-Р, 159-Р, 164-Р, 165-Р) отмечена некоторая глинизация пласта.

По гранулометрическому составу пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> представлен мелкозернистыми песчаниками или крупнозернистыми алевролитами, с прослоями песчаников среднекрупнозернистых. Размер зерен меняется в очень широких пределах от 0,09 до 0,33 мм. Однако основная масса значений лежит в области 0,09 до 0,16 мм.

В большинстве скважин, вскрывших пласт, наблюдается тенденция улучшения сортировки материала (коэффициент сортировки  $S_0=1,6-2,4$ ) вверх по разрезу. Литологическая изменчивость различных частей пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, обусловленная наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне (0,3-9,6 м), является причиной сложного характера анизотропии свойств пласта. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин изменяется в пределах 1–8. Среднее значение коэффициента расчлененности по пласту составляет 3,3, для продуктивной части – 3,1. Среднее значение коэффициента песчаности по пласту составляет 0,64, для продуктивной части – 0,76 (Чернова, Жилина, Типы... , 2011).

Ограниченное количество имеющихся данных по значениям средних размеров зерен и коэффициентов сортировки, а также неравномерное их распределение, как по разрезу, так и по площади, не позволяет детально изучить характер их изменения по площади. Наблюдается общая тенденция в изменении средних размеров зерен. Зонам увеличенных толщин соответствует увеличение зернистости коллекторов.

Довольно сложная картина и в изменениях этих параметров по разрезу пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение среднего размера зерен коллекторов от 0,09 до 0,15 мм. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> характерно резкое ухудшение сортировки в подошве и улучшение к кровельной части пласта. По структуре песчаники, в основном, мелкозернистые.

В составе пласта встречены следующие типы пород: аргиллиты (фототаблица 3.6), глинисто-алеврито-песчаные породы и песчаники (фототаблица 3.7), характеристика которых дается ниже.

*Аргиллиты* песчано-алевритовые, темно-серые, серые и пестроцветные (с темно-зеленоватыми и красно-буроватыми разводами) (скв. 156), по структуре пелитовые, участками алевропелитовые.

Основная масса неравномерно зеленого, участками зеленовато-буроватого цвета, с высоким двупреломлением соответствует гидрослюдистому составу с примесью хлорита, каолинита, участками монтмориллонита, пирита и растительного детрита.

Количество обломочного материала варьирует от 10–43%. Обломочный материал, размерами от 0,01 до 0,12 мм, представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками пород, слюдой (фототаблица 3.6).

Макроскопически породы тонкослоистые со стяжениями пирита. Слоистость очень четкая, горизонтальная, линзовидная, образованная прослойками более светлого алевролита. Послойное распределение обломочного материала, разного по гранулометрическому составу, обусловило неоднородную волнистую и линзовидную микротекстуры. По составу аргиллиты преимущественно полимиктовые.

Согласно данным термического анализа распространены следующие типы глинистых минералов: гидрослюда с каолинитом, гидрослюда с хлоритом, гидрослюда с монтмориллонитом. В качестве примеси часто присутствует карбонаты. В проходящем свете порода имеет бурый цвет из-за присутствия гелефицированного растительного детрита. В скрещенных николях преобладают низкие цвета интерференции.

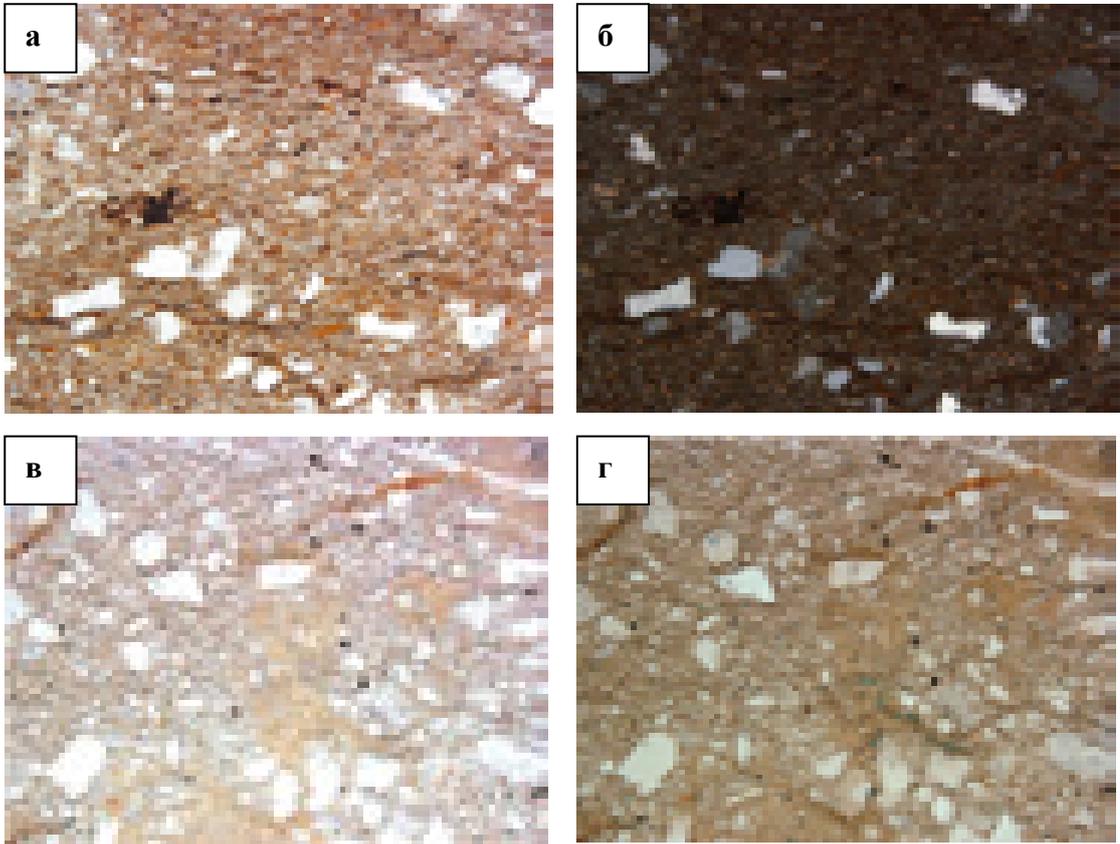
В заметном количестве в аргиллитах присутствуют аутигенные минералы: карбонаты (кальцит, сидерит), анатаз, лейкоксен, пирит в виде неправильных округлых зерен и их скоплений (Жилина, 2012).

Плохо сортированные *глинисто-алеврито-песчаные породы* пласта с неоднородной структурой (алевро-пелитовая, псаммо-алевритовая, алевро-псаммитовая и псаммитовая) встречаются в разрезах довольно часто. Текстура неоднородная, слоисто-гнездовидно-линзовидная.

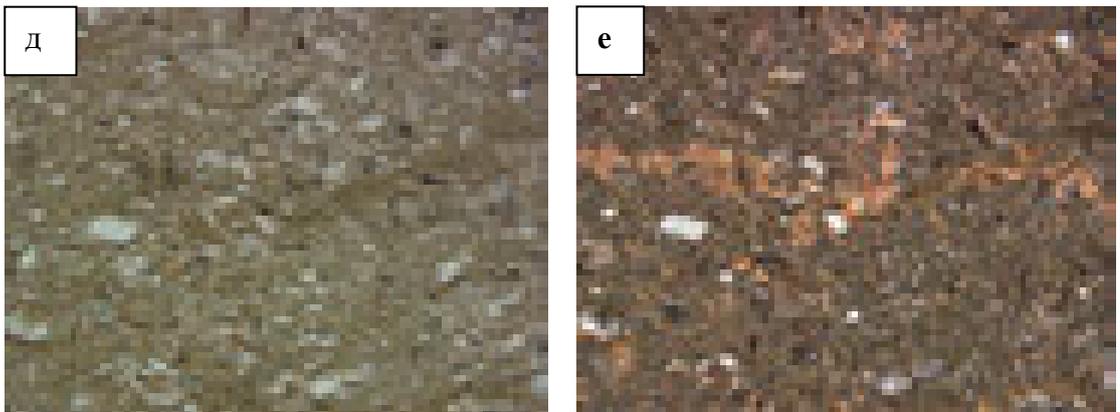
Обломочный материал плохо отсортирован. Его количество в песчанике варьирует от 65 до 75%, преобладает мелкозернистая фракция (55–73%) с подчиненным значением мелкоалевритовой фракции (7–25%).

Цемент (20–35%) представлен ориентированной гидрослюдой, участками гидрослюдисто-каолинитовый, хорошо раскристаллизованный порового типа, соприкосновения и базальный.

Фототаблица 3.6

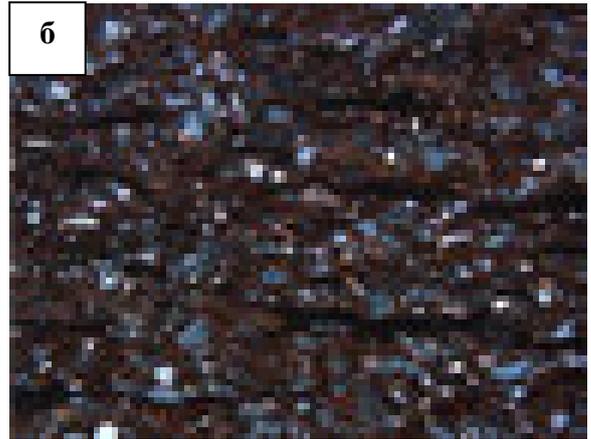
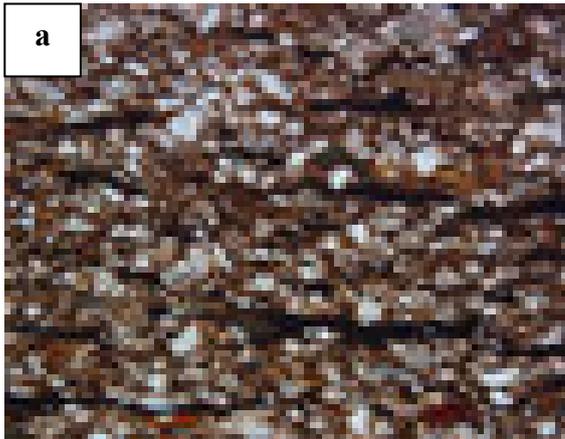


Аргиллит песчано–алевритовый, монтмориллонит–гидрослюдистый, с сапропелевым материалом; текстура пятнистая (скв. 167, глуб. 2355,9 м)

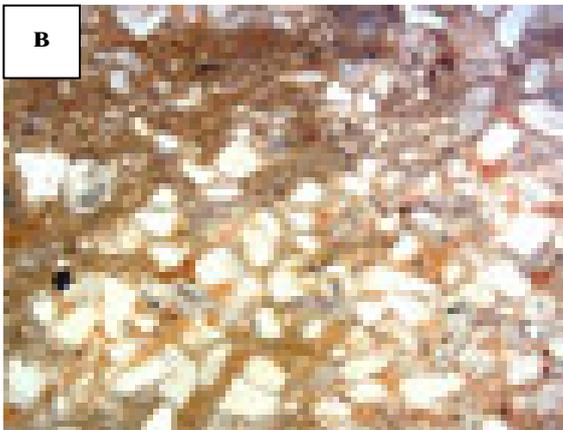


Аргиллит алевритистый, монтмориллонит-гидрослюдистый, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 167, глуб. 2360,0 м)

*a, в, д – николи II; б, г, е – николи X; a-e - ширина изображения 1,74 мм*



Песчаник аркозовый, неравнозернистый, алевритовый,  
с сидерит-гидрослюдистым цементом;  
текстура линзовидно-слоистая (скв. 161, глуб. 2400,7 м)



Песчаник аркозовый, мелко-среднезернистый, алевритистый,  
с каолинит-гидрослюдистым цементом, с пиритом;  
текстура неоднородная, гнездовидно-линзовидная (скв. 163, глуб. 2335,7 м)



Песчаник полевошпатово-кварцевый, мелко-среднезернистый с линзовидными  
прослоями алевролита, с монтмориллонит-гидрослюдистым цементом,  
с пиритом; текстура слоистая (скв. 167, глуб. 2357,3 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

В обломочной части доминируют кварц (48–55%), полевые шпаты (38–42%), присутствуют обломки пород (5–10%), малочислена слюда (не более 2%). В виде примеси содержится монтмориллонит, каолинит, пелитоморфный сидерит, тонкодисперсные титанистые минералы и перетертая растительная органика (фототаблица 3.7).

*Алевролиты* мелко- и крупнозернистые, иногда песчанистые и песчаные, окрашены в серые цвета с буроватыми оттенками. Полимиктовые, местами глинистые или известковистые, часто сидеритизированные. Наблюдаются линзовидные, горизонтальные и однородные текстуры. Структуры – псаммо-алевритовая и алевритовая.

Породы обладают несовершенной слоистостью, однородной и неоднородной текстурами, выраженными благодаря ориентированному или беспорядочному распределению обломочного материала, чешуек слюд, выделений сидерита (фототаблицы 3.8, 3.9).

Обломочный материал составляет от 50–55% до 65–85%. В крупно-мелкозернистых алевролитах основная фракция 0,01–0,05 мм достигает 60–75%, примесь крупного алеврита составляет 25–35%. Иногда присутствуют песчаные зерна в малых количествах (не более 10%).

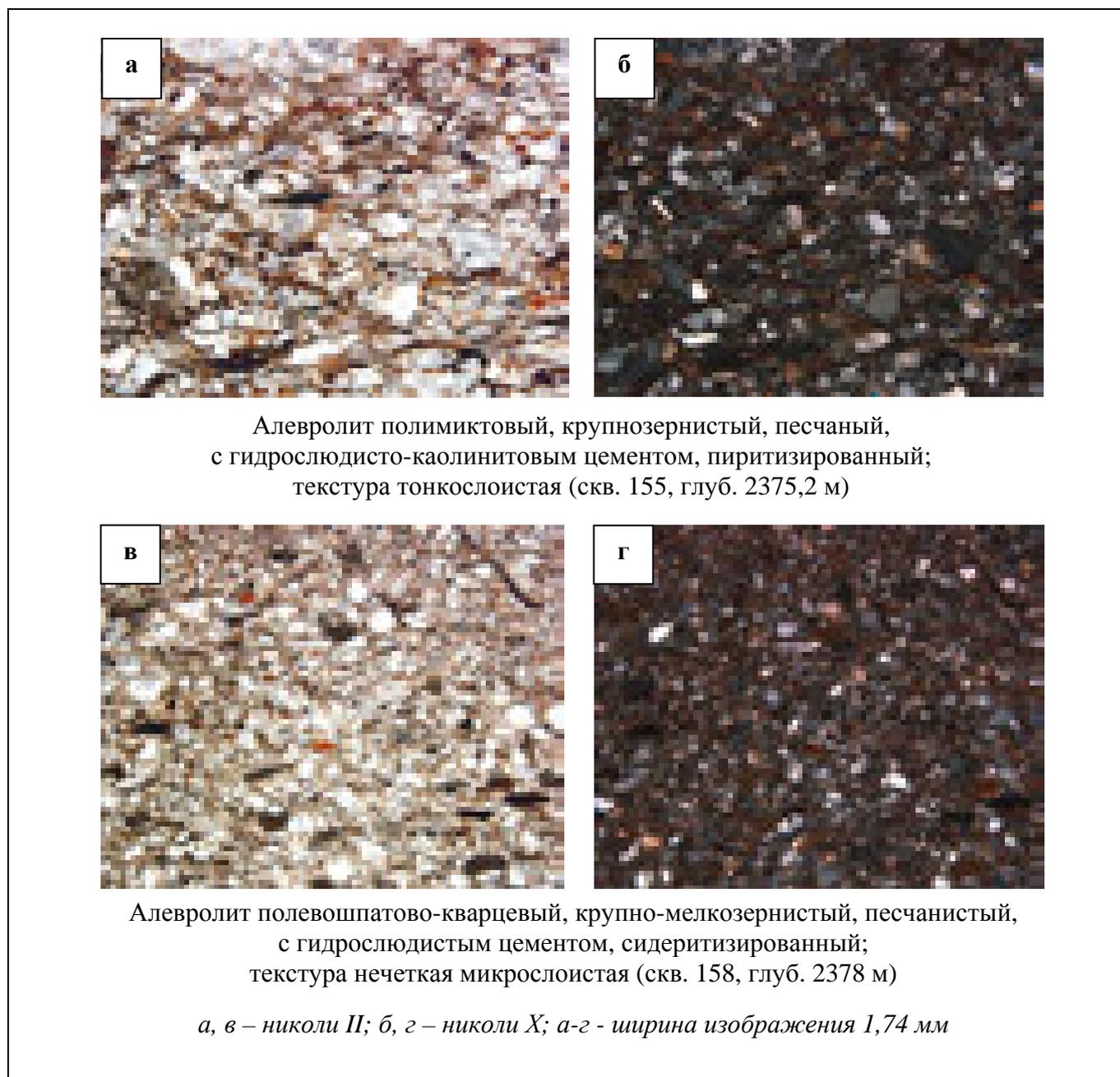
Мелко-крупнозернистые разности алевролитов слагаются преимущественно зернами от 0,05 до 0,1 мм (60–75%) с подчиненным положением мелкоалевритовой фракции (7–30%). Доля песчаной примеси в таких породах значительно возрастает и составляет 20–25%. Сортировка обломочного материала хорошая и средняя. Зерна слабоокатанные, угловатые. Упаковка зерен средней плотности. Контакты между зернами выпукло-вогнутые, линейные и точечные.

По составу обломочный материал представлен в основном кварцем, меньшую роль играют полевые шпаты, в незначительных количествах содержатся слюды и обломки пород. Полевые шпаты (до 45%) частично пелитизированы и серицитизированы, отдельные обломки полностью замещены агрегатом серицита.

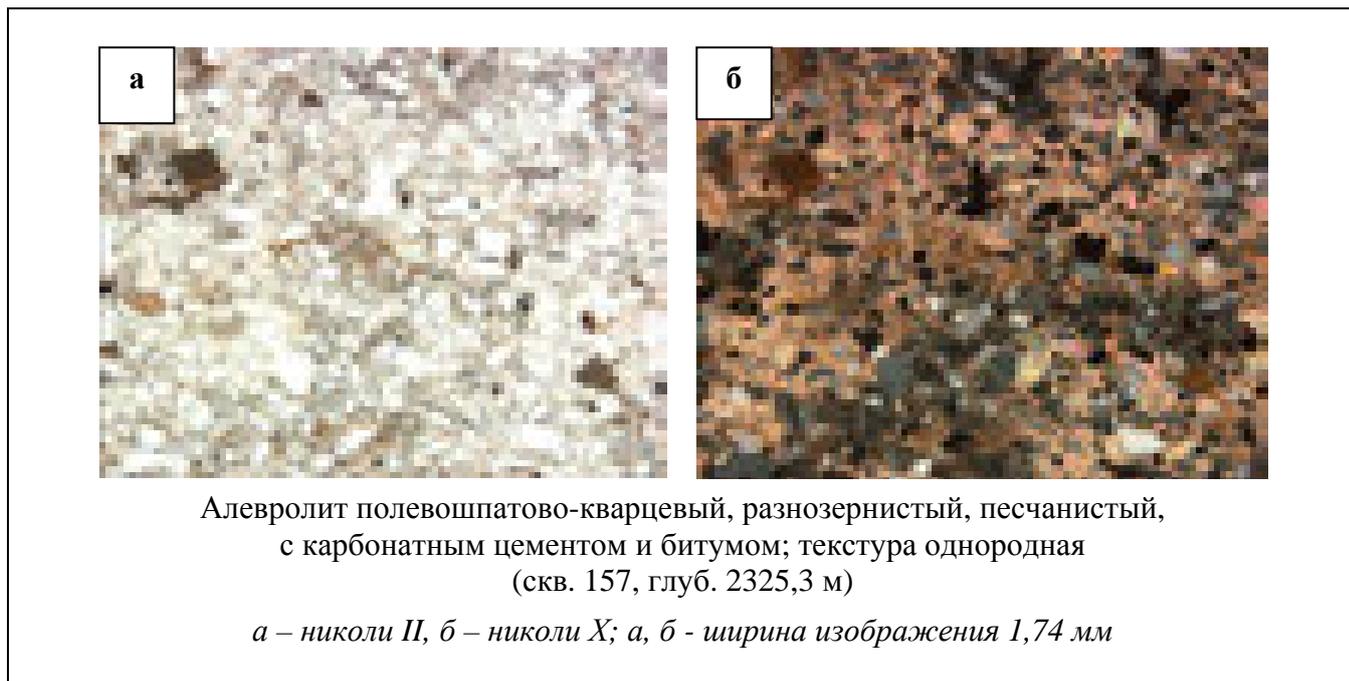
Цемент составляет 35–50%, реже 15–18%. Представлен каолинитом, гидрослюдой с примесью сидерита, кальцита, в меньшей степени хлорита, Битуминозное вещество окрашивает цемент в желто-бурый до темно бурого, почти четного цвет. Тип це-

ментации – сложный, так как на отдельных участках соседствуют поровый, пленочный и базальный типы (Жилина, 2012).

Фототаблица 3.8



Карбонатный цемент двух генераций: 1) микрозернистый седиментационный с примесью тонкодисперсного глинистого вещества, распределенный послойно в виде пятен и линз удлиненной формы; 2) чистый диагенетический, базальный. Поры многочисленные, мелкие 0,01–0,2 мм разнообразной формы, нередко заполненные нефтяным веществом. Нефтяное вещество, окисленное полностью или частично, заполняет поры, обволакивая пленкой отдельные зерна.

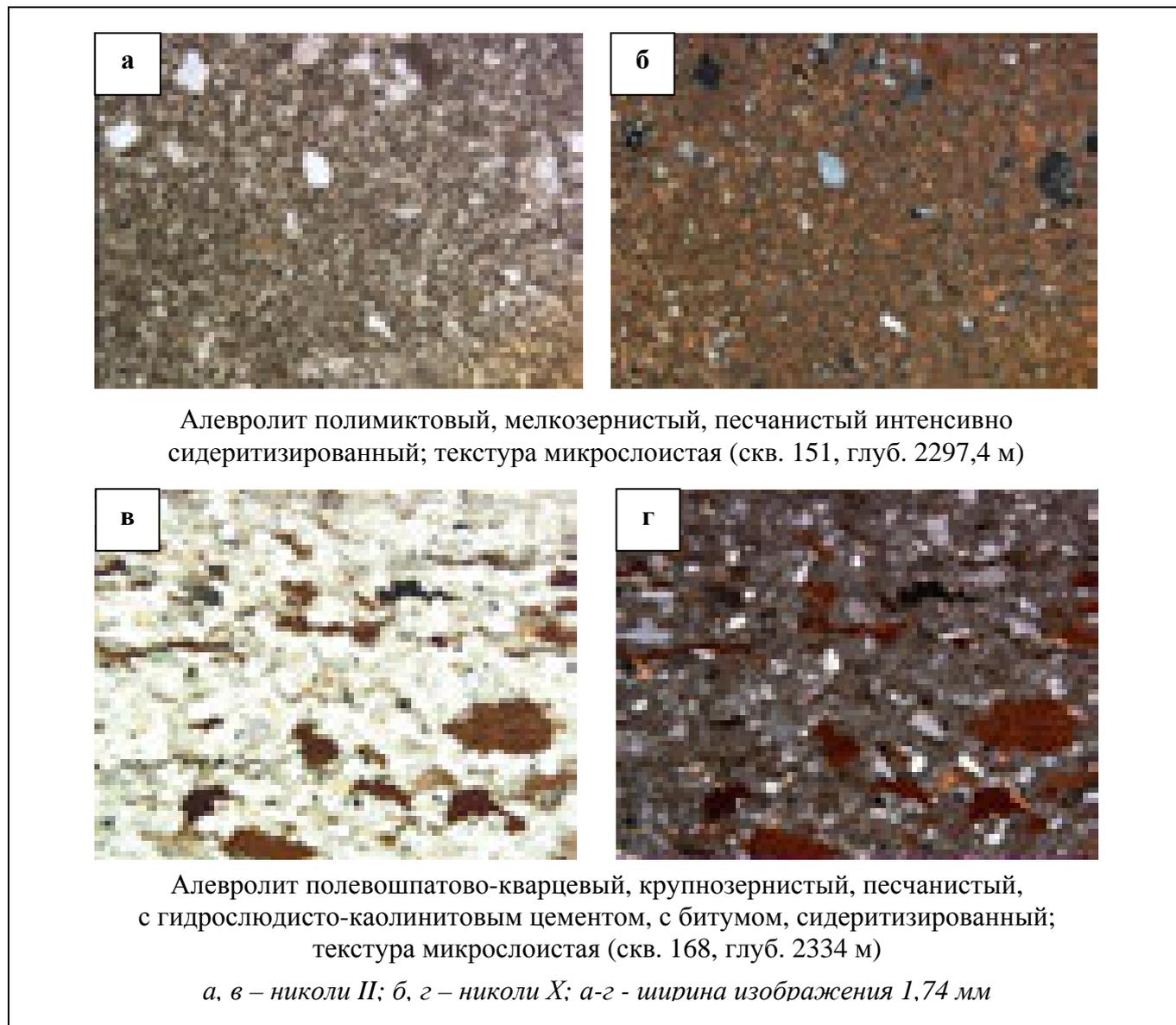


В центральной части Лугинецкой структуры алевролиты полевошпатово-кварцевые, крупнозернистые, слоистые, с карбонатно-глинистым цементом, нефтенасыщенные.

Обломочный материал составляет до 65-70%, цемент (25-15%), лейкоксен до 1%, пирит 1-2%. На долю кварца приходится до 56%, полевых шпатов – 35%, обломков пород – 9%, слюды – единичные листочки. Обломки полуокатанные угловатые, корродированные, размером 0,06-0,1 мм (фототаблица 3.10).

Характерным является значительное развитие аутигенных минералов. Особенно широко развит сидерит, занимающий от 8-10% до 18-20% площади породы. Сидерит пелитоморфный присутствует сгустками, участками замещая цемент, реже обломочные зерна. Пирит в виде мелкой сыпи разбросан по породе. Органическое вещество полупрозрачное тёмно-коричневого цвета, распределено в породе в виде мелких линзочек.

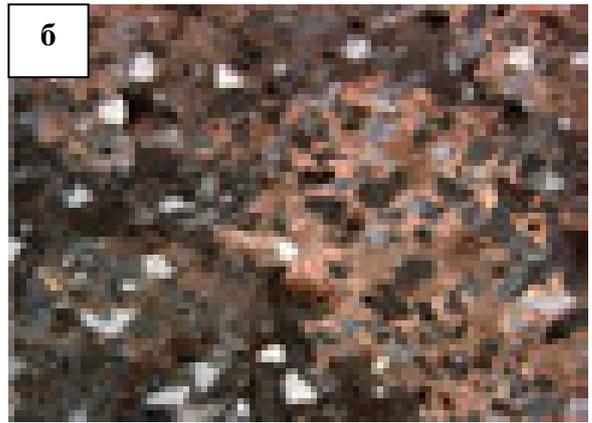
Отмечены процессы растворения, коррозии обломочного материала, припая, приспособления и вдавливания зерен друг в друга вследствие изменения первичных структур под влиянием гравитационного уплотнения пород.



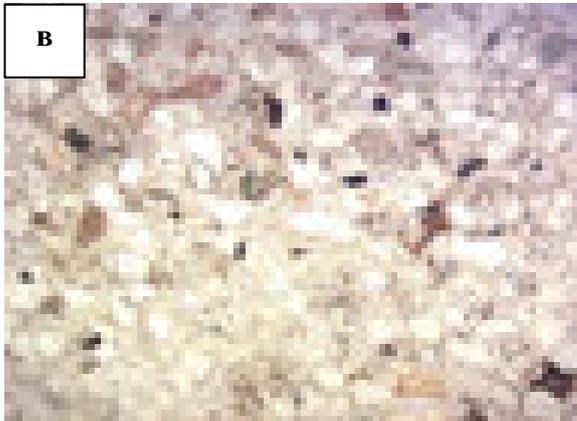
*Песчаники* полимиктового состава, средне-мелкозернистые и мелкозернистые, участками алевролитистые и алевроитовые, местами карбонатные крепкие или слабосцементированные, нередко сидеритизированные, серые с буроватым оттенком, с намывами слюды и редким растительным детритом (фототаблица 3.11).

Структура песчаников псаммитовая или алевро-псаммитовая. Текстура обычно несовершенно микрослоистая вследствие ориентированного расположения обломочных зерен. Обломочный материал составляет 90–93%, хорошо отсортирован.

В средне-мелкозернистых разностях песчаников мелкозернистая фракция составляет 62–75%, среднезернистая (15–35%). На долю алевроитовой примеси приходится не более 3-5% (Жилина, 2012).



Песчаник полиминеральный, мелкозернистый, алевритовый, с карбонатным цементом; текстура неоднородная (скв. 159, глуб. 2345,7 м)



Песчаник полиминеральный, мелкозернистый, алевритистый, с кальцитовым цементом, с битумом; текстура однородная (скв. 163, глуб. 2350,2 м)

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Мелкозернистые песчаники содержат много алевритовых зерен (40-45%) размерами 0,02–0,1 мм. Обломочные зерна угловатые или слабо окатанные. По составу полиминеральные, соответствуют граувакковым аркозам: кварца (35-48%), полевых шпатов (35-42%), обломков пород (12–20%), присутствуют слюды до 8%.

Зерна кварца имеют неправильную, изометричную форму, нередко вытянуты, с нормальным, реже облачным и волнистым погасанием, часто с растворенными, изъеденными контурами и регенерационными каемками. Полевые шпаты состоят из калиевых разностей (ортоклаз и микроклин) и кислых плагиоклазов. Зерна калиевых полевых шпатов имеют таблитчатую, удлиненную форму, зерна плагиоклазов – неправильную, близкую к изометричной. Контуров зерен корродированны цементном, ча-

стично растворены, изредка отмечается обрастание альбитом. Зерна средней степени выветрелости. Отмечены процессы каолинитизации, серицитизации, карбонатизации. Слюды представлены мусковитом и биотитом. Наблюдается механическая деформация чешуек слюд, расщепление по спайности, обесцвечивание, замещение пелитоморфным карбонатом и лейкоксеном. В песчаниках встречены обломки турмалина, циркона, анатаза, апатита и сфена. Среди обломков пород преобладают метаморфические сланцы и эффузивы кислого и среднего ряда.

Цемент в песчаниках составляет от 7 до 10%. Тип цементации довольно сложный – участками поровый, пленочный, реже базальный. Поры выполняет раскристаллизованный каолинит, реже гидрослюда. Последняя, часто с хлоритом, сыпью сидерита или лейкоксена образует пленки вокруг зерен. В отдельных скважинах песчаный материал сцементирован карбонатами (кальцитом, сидеритом и доломитом) (фототаблица 3.11). В цементе и по обломочному материалу развиты аутигенные минералы: грязно-бурый пелитоморфный сидерит в виде пятен и сгустков, часто по слюдам, нередко замещающий их полностью; лейкоксен и анатаз в виде сгустков неправильной формы; вкрапления пирита или выделения неправильного габитуса, кальцит и доломит в виде неправильных зерен и их скоплений (фототаблица 3.12).

Фототаблица 3.12



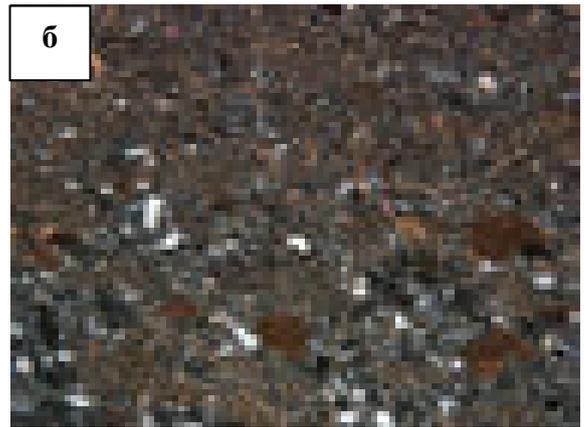
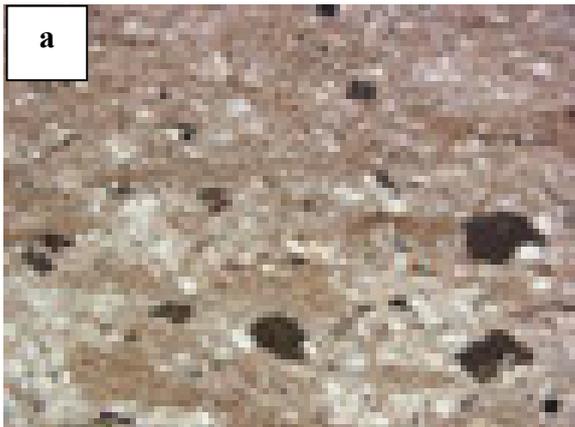
В небольших количествах присутствует гелефицированный и фюзенизированный растительный детрит. Часто встречаются и эпигенетические изменения структурного порядка – коррозия и растворение контуров зерен, слабые явления припая, вдавливания, приспособления и регенерации зерен, деформация слюд и обломков пород.

*Аргиллиты*, слагающие *межугольную толщу*, серовато-буроватые, неслоистые, с обильным растительным детритом (скв. 162). Структура алевропелитовая, отмечается примесь псаммитового материала. Текстура чаще однородная, встречаются элементы линзовидной (скв. 155,) и струйчатой (скв. 162). Основная масса зеленовато-бурого цвета с показателем преломления больше 1,54. Двупреломление основной массы в серо-желтых тонах, состав гидрослюдистый с незначительной примесью сгустков хлорита (фототаблица 3.13).

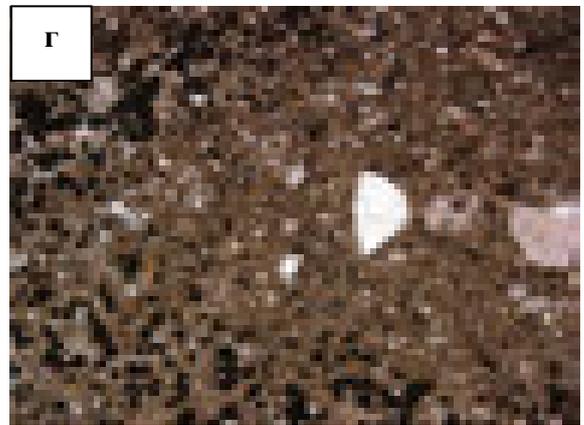
В аргиллитах присутствуют пирит, сгустки титанистых минералов, часто гелефицированный и фюзенизированный растительный детрит. Пирит тонкозернистый, беспорядочно распределен в породе в виде пятен. Текстура подчеркнута распределением обломочного материала и ориентировкой лейст гидрослюды. Во многих скважинах аргиллиты углистые. В западных и северо-западных частях Лугинецкой структуры аргиллиты черные, плотные и плитчатые, битуминозные.

*Алевролиты* мелкозернистые (встречаются разнозернистые), песчанистые, редко с прослоями карбонатного материала. По составу полевошпатово-кварцевые с каолинит-сидерит-хлорит-гидрослюдистым цементом. По текстуре – линзовидно-слоистые, что обусловлено неравномерным распределением карбонатного или углистого вещества (фототаблица 3.14). Упаковка зерен средней плотности. Контакты между зернами выпукло-вогнутые и точечные.

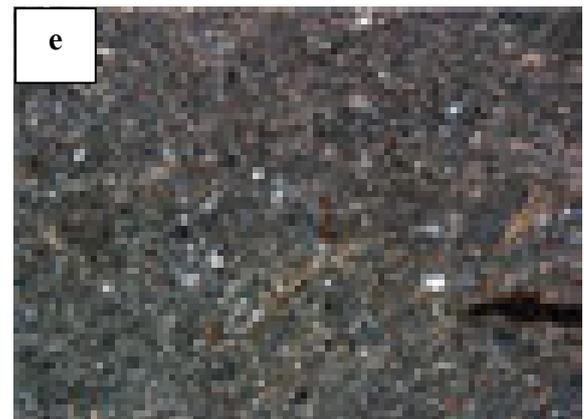
Цементация пород порово-пленочного, участками базального типов. Полевые шпаты частично пелитизированы и серицитизированы. Пирит тонкозернистый встречается в виде пятен неправильной формы. Небольшое количество органического вещества (1-4%) концентрируется в виде линзочек. Карбонатный материал – скрытокристаллический, микрозернистый, содержит около 5% тонкозернистого глинистого вещества, распределен послойно в виде пятен неправильной формы и линз.



Аргиллит алевритистый участками алевритовый, каолинит-гидрослюдистый; текстура линзовиднослоистая (скв. 155, глуб. 2354,6 м)



Аргиллит псаммо-алевритистый, каолинит-монтмориллонит-гидрослюдистый, с пиритом, сидеритом; текстура неоднородная (скв. 167, глуб. 2346,9 м)



Аргиллит алевритистый хлорит-гидрослюдистый; текстура струйчатая (скв. 162, глуб. 2319,3 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

По составу полимиктовые, полевые шпаты (до 45-50%), замещены серицитом и пелитизированы, отдельные обломки замещены полностью. Кварц (до 25%), зерна

слабо окатанные, частично трещиноватые, вокруг единичных зерен развиты кварцевые регенерационные каемки. Обломки пород составляют 5%, представлены метаморфическими сланцами и эффузивами кислого и среднего ряда.

Фототаблица 3.14



Алевролит полевошпатово-кварцевый, мелкозернистый, с каолинит-сидерит-хлорит-гидрослюдистым цементом, с углистыми прослоями; текстура слоистая (скв. 155, глуб. 2357,6 м)



Алевролит полевошпатово-кварцевый, крупно-мелкозернистый, глинистый, углистый, с гидрослюдистым цементом; текстура слоистая (скв. 162, глуб. 2322,2 м)

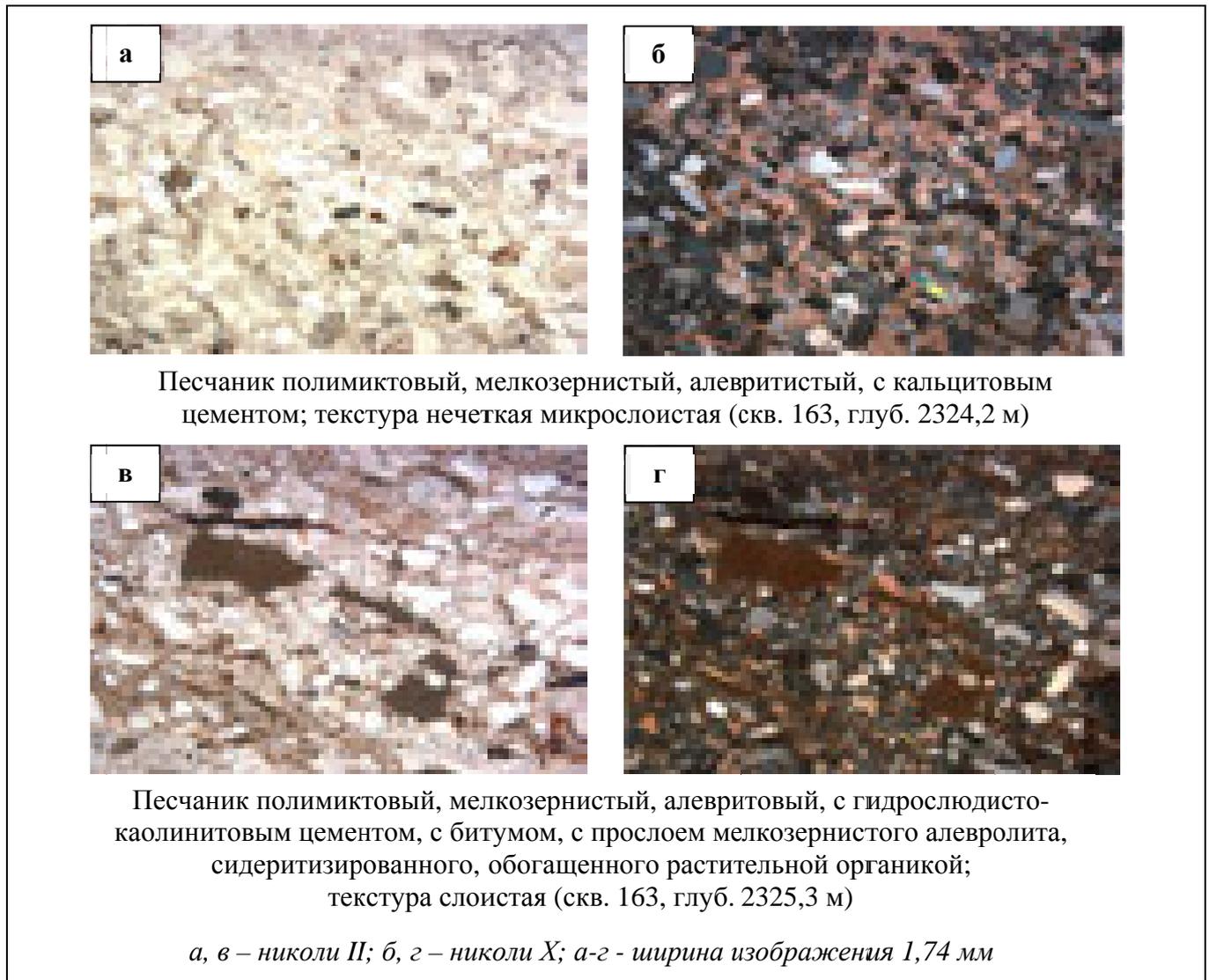


Алевролит полимиктовый, мелкозернистый, с гидрослюдистым цементом, с битумом; текстура несовершенная микрослоистая (скв. 161, глуб. 2388,5 м)

*а – николи II; б – николи X; а, б – ширина изображения 1,74 мм*

*Песчаники*, слагающие *межугольную толщу*, мелкозернистые, алевритоглинистые (фототаблица 3.15). Текстура пород однородная, линзовидная, упаковка обломочных зерен средней плотности. Контакты между зернами выпукловогнутые, часто точечные. Цементация порово-пленочного типа. Отмечаются свободные сообщающиеся поры.

Фототаблица 3.15



Песчаники по составу полимиктовые, полевые шпаты до (45-50 %), замещены серицитом и пелитизированы, отдельные зерна замещены полностью. Содержание кварца достигает 25 %, зерна его слабоокатаны, частично трещиноваты, вокруг единичных зерен развиты кварцевые регенерационные каемки (фототаблица 3.15).

Обломки пород составляют 5 %, представлены метаморфическими сланцами и эффузивными породами кислого и среднего ряда.

Цемент преимущественно кальцитовый, гидрослюдисто-каолининовый. Чешуйки каолинита местами достигают размера 0,025 мм. Гидрослюдистый материал участками содержит примесь гидроксидов железа. Пирит, присутствует в породе в значительном количестве, отмечается в виде пятен неправильной формы, распределен беспорядочно. В единичных случаях он располагается между зернами породы в виде цемента, сутуровидными линиями. В отдельных скважинах в песчаниках отмечается сидеритизация. Сидерит пелитоморфный встречается в виде линз (фототаблица 3.15).

Часто переслаивание вышеперечисленных типов пород создает разнообразные типы слоистости, нередки текстуры конседиментационных деформаций. В целом, породы межугольной толщи насыщены большим количеством включений и отпечатков древних растительных форм.

На Лугинецком месторождении слагающие *надугольную толщу* пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками и редкими прослоями углей (рисунок 3.19).



Рисунок 3.19 - Усредненный вещественный состав обломочного материала пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

В разрезе толщи выделяются до 4-5 песчаных пропластков с толщиной 0,4-14 м, которые группируются в пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>. Вещественный состав, цемент, текстура схожие для всех пластов. Пласты разделяют прослои аргиллитов или глинистых и

алевритовых известняков, сидеритов, интенсивно карбонатизированных несортированных пород глинисто-алеврито-песчаного состава, реже углистых разностей толщиной 0,6-8,8 м с линзовидными включениями алевролита, глинистого песчаника и маломощных (3-4 мм) прослоев углей. По гранулометрическому составу в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, преобладает мелкопесчаная фракция с большим количеством растительного детрита и прослойками углистого вещества. Коэффициент сортировки 1,5-5,3 (рисунок 3.19).

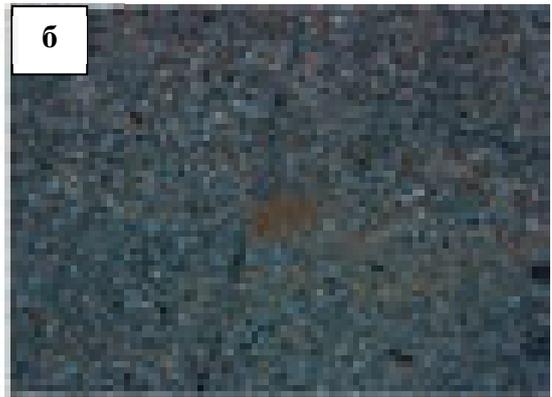
### *Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>*

*Аргиллиты* темно-серые, иногда черные, реже серые или серые с голубоватым оттенком. Среди аргиллитов иногда встречаются прослои пятнисто окрашенных темно-зеленых, с бурыми разводами и бурых разностей, комковато-плитчатого сложения (фототаблица 3.16).

Исследования показали, что бурые окраски всех оттенков связаны с пигментацией пород битумом и тонкодисперсной гелефицированной органикой. Зеленые участки представляют чистый глинистый материал гидрослюдисто-монтмориллонитового состава. В аргиллитах наблюдается четкая, близкая к горизонтальной, слоистость, обусловленная прослоями песчано-алевритового материала и намывами растительного детрита. Сложены аргиллиты гидрослюдой, иногда монтмориллонитом, как примесь присутствуют каолинит и хлорит (фототаблица 3.16).

В редких скважинах аргиллиты буровато-черные, углистые, каолинит-гидрослюдистые, пиритизированные, массивные и горизонтально-слоистые за счет многочисленных слойков светлого алевритистого материала.

*Алевролиты* темно-серые, иногда до черных, реже серые или серые с голубоватым оттенком, иногда серо-зеленые с бурыми разводами от мелко- до крупнозернистых песчанистых, часто известковистых, полевошпатово-кварцевые, с хлорит-гидрослюдистым цементом, с включениями пирита, сидерита, растительного детрита (кокколитофориды) и битумом (Жилина, 2012). Породы тонкослоистые, за счет прослоев и линзовидных включений аргиллитов и песчаников (фототаблица 3.17).



Аргиллит гидрослюдисто-каолинитовый, с пиритом;  
текстура пятнистая (скв. 156, глуб. 2344,8 м)

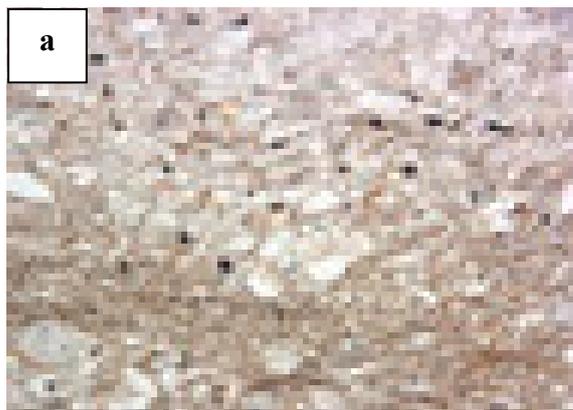


Аргиллит алевритовый, каолинит-хлорит-гидрослюдистый, с пиритом,  
битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 157, глуб. 2300 м)



Глинисто-углистая порода, каолинит-гидрослюдистая, сидеритизированная,  
пиритизированная; текстура однородная (скв. 162, глуб. 2305,4 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*



Алевролит полевошпатово-кварцевый, разнозернистый, плохо отсортированный, участками песчаный, с хлорит-гидрослюдистым цементом  
текстура слоистая (скв. 154, глуб. 2313,1 м)



Алевролит полимиктовый, крупно-мелкозернистый, песчаный, с гидрослю-дистым цементом, пиритизированный, с кокколитофоридами, с битумом; текстура беспорядочная (скв. 153, глуб. 2316,4 м);

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Преобладают пологоволнистый, линзовидный и тонко-горизонтальный типы слоистости. Тонко-полосчатые разности сформированы за счет послойного скопления более крупнозернистого песчаного материала и обугленного растительного детрита. Иногда породы неясно слоистые, массивные. Часто по наслоению наблюдаются включения удлиненных по наслоению агрегатов мелкокристаллического пирита и пиритизированных остатков растений.

Интенсивно сидеритизированные мелкозернистые алевролиты встречены в скв. 162. На долю сидерита приходится до 50-60% поверхности шлифа. Сидерит за-

мещает обломочный материал, формируя сферолитовые агрегаты (размер частиц 0,02-0,04 мм). Все сферолиты имеют центры, состоящие из лейкоксена, реже пирита. Глинистая часть цемента незначительна, имеет гидрослюдистый состав, иногда с примесью каолинита (фототаблица 3.18).

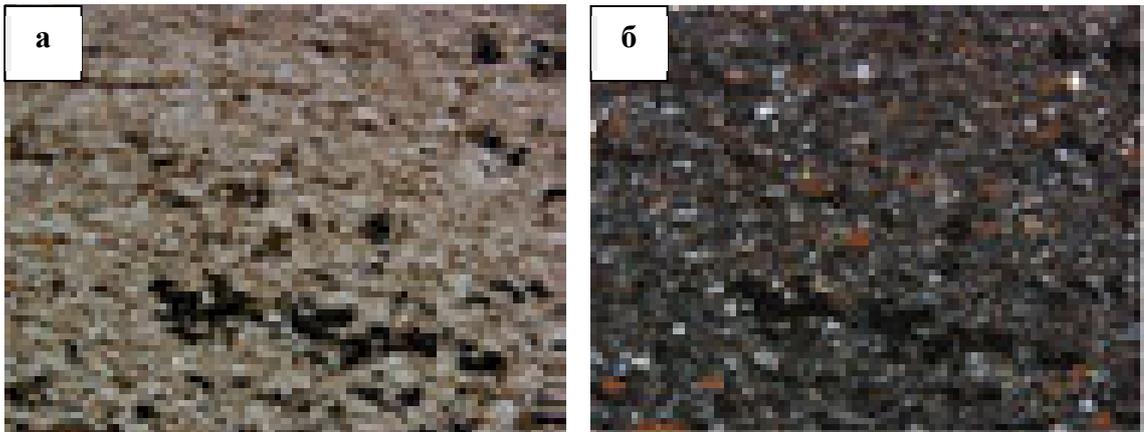
Фототаблица 3.18



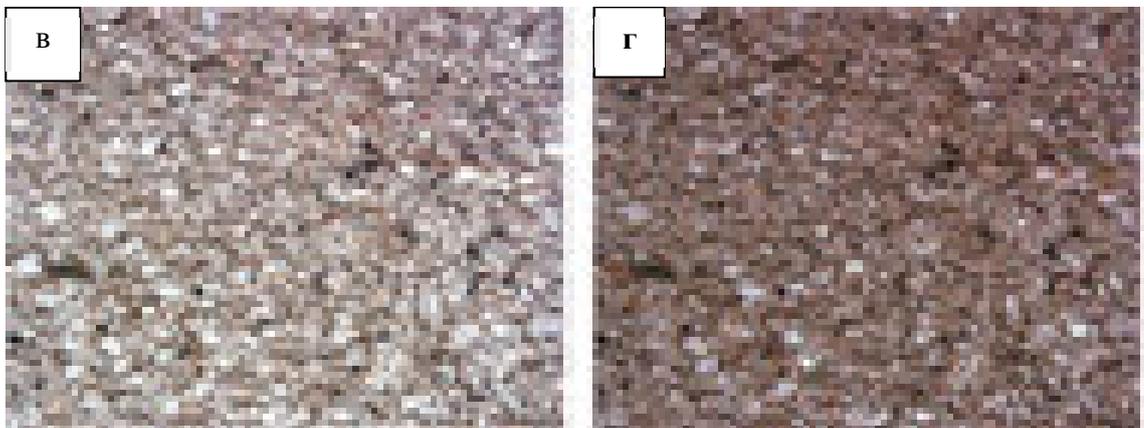
В алевролитах часто встречается переслаивание темно-серых аргиллитов и углей, создающее слабо наклонную косую слоистость. Угли в прослоях темно-серые, серо-черные, слоистые, плотные, со следами псевдоскольжений, изобилуют отпечатками древних растений.

Угли, как правило, глинистые, матовые, интенсивно пиритизированные, листоватые, хрупкие. Породы состоят из красно-бурой, участками непрозрачной растительной массы с примесью гидрослюды. Участками гидрослюда имеет закономерную ориентировку. Мелкоалевритовые обломочные зерна кварца и полевых шпатов не превышают 2-3%. Много пирита в виде неправильных, округлых и удлиненных выделений (Жилина, 2012).

Также в алевролитах отмечаются битумопроявления. Окисленный битум присутствует в виде пленок, капелек, разводов, адсорбирован сидеритом, обломками пород, образует жилки по трещинам, параллельным напластованию (фототаблица 3.19).



Алевролит полимиктовый, мелкозернистый с сидерит-гидроуглеводистым цементом, с битумом; текстура микрослоистая (скв. 165, глуб. 2332,5 м)



Алевролит полимиктовый, крупно-мелкозернистый, с гидроуглеводистым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 167, глуб. 2344,2 м)

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Для пласта характерным является переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников, образующее различные типы текстур (фототаблица 3.20).

*Песчаники* пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> разнозернистые, среднезернистые, серые до светло-серых, часто с буроватым оттенком, иногда с зеленоватым. Буроватый оттенок пород обусловлен сидеритизацией, битуминозностью или наличием углефицированного растительного детрита, а зеленоватый - примесью глауконита.



Алеврит полевошпатово-кварцевый, мелкозернистый, глинистый, с хлорит-гидрослюдистым цементом, обогащенный растительным материалом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 157, глуб. 2306,6 м)



Контакт алеврита полимиктового, мелкозернистого, с гидрослюдистым цементом и песчаника полимиктового, мелкозернистого, с глинистым цементом; текстура слоистая, линзовидная (скв. 165, глуб. 2332,3 м)

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Состав песчаников аркозовый с содержанием кварца 48-73%, полевых шпатов до 34%, обломков пород 2-16%, слюды от единичных листочков до 2,7%. Песчаники разной крепости от слабосцементированных до крепких в случае кальцитового цемента. Часто встречаются неправильные, линзовидные включения, конкреции сидерита, пирита, реже кальцита, растительный детрит и крупные остатки растений.

Песчаники в разной степени слоистые. Для них характерна косая, пологоволнистая, горизонтальная и линзовидная слоистость, образованная сменой гранулометрического, вещественного составов, послышной карбонатизацией, наличием растительно-слюдистого материала (фототаблица 3.21).



Песчаник полимиктовый, мелкозернистый, алевритистый, с гидрослюдисто-хлорит-каолининовым цементом, с пиритом; текстура слоистая (скв. 154, глуб. 2313,2 м)



Песчаник полимиктовый, мелкозернистый, алевритовый, с карбонатно-каолининовым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 165, глуб. 2334,4 м);

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Бурые разности имеют запах нефтепродуктов. Цемент пленочно-порового типа, реже - базального. Состав его разнообразный: глинистый, сидерито-глинистый, гидрослюдистый, глинисто-карбонатный, редко карбонатный.

Пустотное пространство разнообразной формы с размерами от 0,01 до 0,4 мм. Цемент в песчаниках от 6 до 25%. Из вторичных цементов преобладает карбонатный, количество, которого в единичных случаях достигает 14-22%.

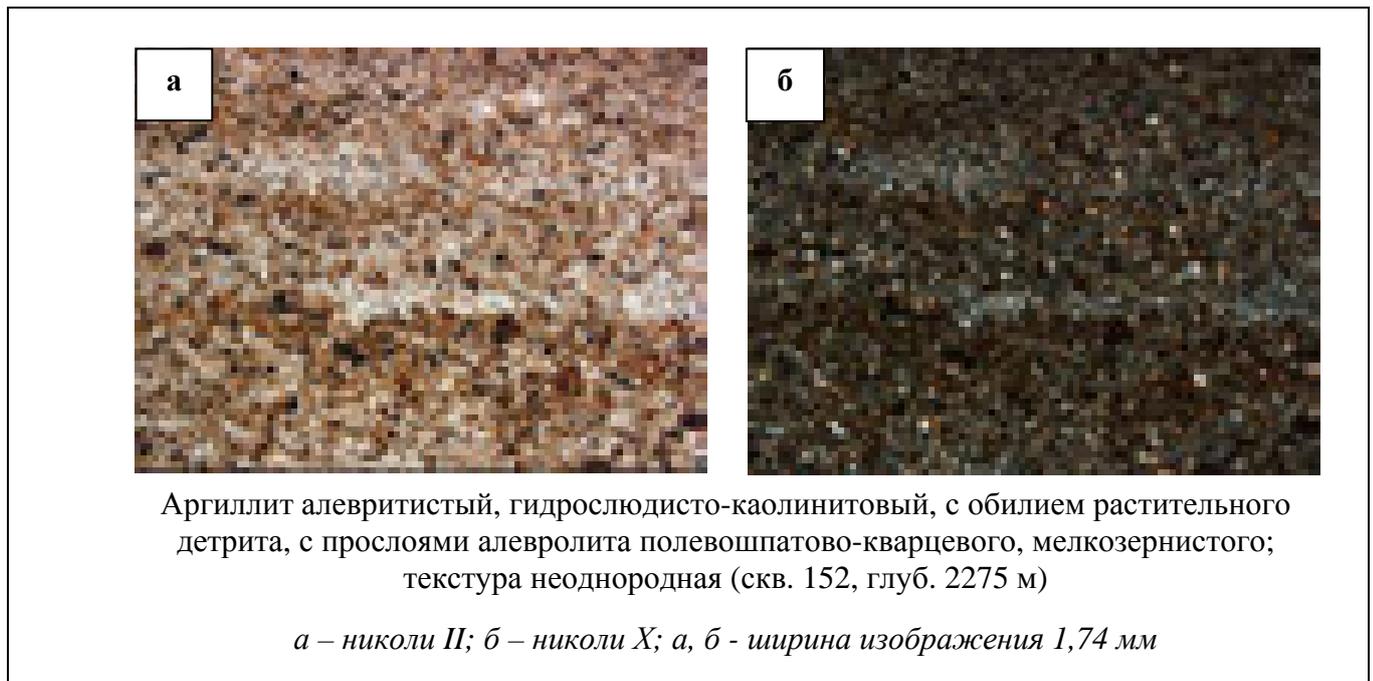
### ***Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>***

Аргиллиты серые и темно-серые, плитчатые, местами с горизонтальной и волнистой слоистостью, часто алевритистые. В разрезах многих скважин пласт представлен

частым переслаиванием серых и темно-серых аргиллитов с редкими включениями остатков живых организмов. Характерным является наличие по всему пласту округлых и линзообразных стяжений мелкоагрегатного пирита. По плоскостям наложения наблюдаются скопления углефицированного растительного детрита. Реже встречаются тонкие прослои угля. Иногда в породах присутствуют отпечатки древней растительности (Жилина, 2012).

Структура пород пелитовая, алевропелитовая. Основная масса зеленовато-серого цвета, гидрослюдисто-каолинитового состава, с примесью сидерита (1-3%) и растительного детрита (фототаблица 3.22). Обломочный материал размером от 0,01 до 0,08 мм представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками пород, слюдой.

Фототаблица 3.22



*Алевролиты* крупно- и мелкозернистые, с переходными между ними разно-стями. Породы серого и темно-серого цвета с оттенками бурого, голубоватого цветов, встречаются сидеритизированные или известковистые прослои с включениями пирита.

Породы, как правило, слоистые, редко массивные. Наблюдалась несовершенная и четко выраженная линзовидная, горизонтальная, пологоволнистая слоистость, образованные за счет послойных скоплений углефицированных остатков

растительности и глинистого материала, с отпечатками фауны плохой сохранности. Во многих скважинах отмечена трещиноватость пород. Трещинки мелкие, волнистой формы, расположены параллельно слоистости, выполнены чистым перекристаллизованным кальцитом белого цвета (фототаблица 3.23).

Структуры породы алевритовые, иногда псаммоалевритовые. Микротекстуры, наблюдаемые в шлифах массивные, нечетко выраженные микрослоистые, обусловленные ориентировкой обломочного материала и распределением аутигенных минералов. В случае смены гранулометрического состава и наличии редких углистых прослоев текстура, неоднородная из-за неравномерного распределения обломочного и глинистого материала.

Крупнозернистые алевролиты сложены преимущественно фракцией 0,05-0,1 мм (55-65%) с подчиненным значением мелкоалевритовой (10-35%) и примесью мелкозернистых (10-20%) песчаных зерен. Мелкозернистые алевролиты в своем составе содержат до 65-95% фракции 0,05-0,1 мм и 5-35% примеси крупнозернистого алевритового материала. Разнозернистые прослои пород характеризуются близкими содержаниями мелко- и крупноалевритовой фракции при наличии мелкозернистой песчаной фракции до 15-20%.

В обломочном материале кварца 40-70%, полевых шпатов 20-40%, обломков пород 8-15% и 1-2% слюд. Сохранность обломочного материала аналогична таковой в песчаниках, однако следует отметить более слабые изменения полевых шпатов.

Количество цемента в разных образцах изменяется от 6 до 15%. В случае кальцитовой составляющей его количество составляет около 40%. Тип цементации участками поровый, соприкосновения, пленочный, при увеличении содержания цемента – базальный. Минералогический состав цемента – полиминеральный (гидрослюда, каолинит с примесью хлорита).

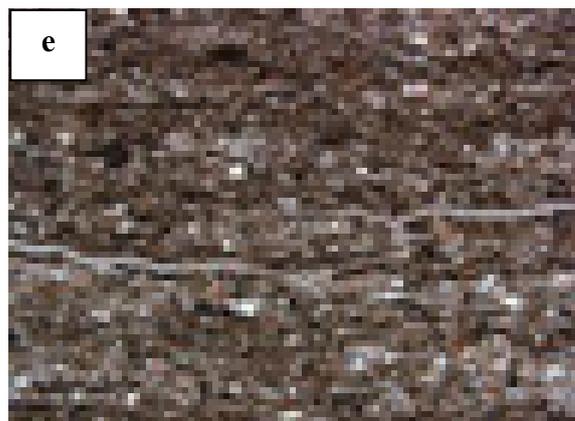
В целом, по пласту преобладает гидрослюда, поэтому чаще встречается гидрослюдистый и каолинит-гидрослюдистый, реже гидрослюдисто-каолинитовый тип цемента.



Алевролит мелко-крупнозернистый, полевошпатово-кварцевый с гидрослюдистым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 169, глуб. 2354 м)



Алевролит полевошпатово-кварцевый, мелкозернистый, с гидрослюдистым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 169, глуб. 2352 м)



Алевролит полимиктовый, мелкозернистый, глинистый с гидрослюдистым цементом, пиритизированный; текстура отчетливая микрослоистая (скв. 167, глуб. 2330 м);

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

Карбонаты (кальцит и сидерит) либо присутствуют в виде незначительной примеси к глинистому цементу, либо слагают почти весь цемент.

В алевролитах развиты явления растворения, коррозии обломочного материала, вдавливания, приспособления зерен, деформации и изменения слюд полевых шпатов, изредка регенерации, что свидетельствует о постседиментационных преобразованиях пород (Япаскурт, 2008). Повсеместно в различных количествах присутствует растительный детрит.

*Песчаники* пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> светло-серого цвета, чаще с голубоватым оттенком. Породы плотные, известковистые, очень крепкие. По составу – полимиктовые. Содержат гнездообразные скопления мелкоагрегатного пирита и нечастые остатки углефицированной растительности (Жилина, 2012).

В отдельных скважинах встречаются неслоистые разности, чаще с прерывистой слоистостью. Для песчаников пласта характерен явный запах углеводородов.

Структура алевро-псаммитовая, реже псаммитовая. Микротекстура – часто несовершенна микрослоистая из-за ориентированного расположения удлиненных обломков, реже массивная.

Наиболее часто встречаются мелкозернистые алевритистые и алевритовые разности. В гранулометрическом составе, которых преобладает фракция 0,1-0,25 мм, изменяясь от 55% до 85%. Примесь крупного алевритового материала составляет 15-35%, мелкого 5-15% (фототаблица 3.24).

В средне-мелкозернистых песчаниках фракция 0,25-0,5 мм достигает 10-25%, алевритовой примеси мало, не более 5%. Сортировка материала от средней до хорошей, реже плохая. Обломки полуугловатые с примесью полуокатанных и угловатых.

В составе обломочной части изменяется содержание кварца от 35% до 68%, полевых шпатов от 20 до 40%, обломков пород от 8 до 30% (чаще 10-20%).

Слюды встречаются редко (от единичных чешуек до 1-2%). Обломки кварца клиновидной, изометричной, неправильной, иногда сложной причудливой формы, обусловленной процессами регенерации и растворения.

Полевые шпаты представлены калиевыми разностями и плагиоклазами кислого ряда. Форма зерен неправильная, удлиненная до призматической, таблитчатая. Практически все зерна подвержены слабым или значительным изменениям.

Фототаблица 3.24



Песчаник полимиктовый, мелкозернистый, с карбонатно-каолиновым цементом, с битумом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 165, глуб. 2319,2 м)



Песчаник полимиктовый, средне-мелкозернистый, алевритистый, с карбонатно-хлорит-гидрослюда-каолиновым цементом, с битумом; текстура микрослоистая (скв. 162, глуб. 2300,0 м)

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Разрушение полевых шпатов сопровождается их пелитизацией, серицитизацией или каолинизацией. В известковистых прослоях они интенсивно замещены карбонатами и слабее пелитизированы и серицитизированы. Значительно чаще, чем у кварца, встречаются регенерированные зерна.

В составе обломков пород в повышенных количествах присутствуют группы кремнистых и метаморфических разностей. Менее распространены обломки эффузивных пород, хлоритизированных, серицитизированных пород, иногда аргиллитов.

Обломки пород имеют нечеткие контуры, часто деформированы и сливаются друг с другом. Пластинки мусковита и биотита интенсивно изменены: деформированы, расщеплены, обесцвечены, замещаются карбонатами, хлоритом, серицитом.

Цемент в песчаниках составляет в среднем 4-8% и увеличивается за счет карбонатов до 20-40%. Распределение цемента неравномерное, состав полиминеральный, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. В глинистой части наблюдаются каолинит, гидрослюда, хлорит.

Сидерит грязно-бурого цвета, пелитоморфный встречается в виде тонких вкраплений или сгустков неправильной формы. Кальцит – мелкозернистый и разнозернистый часто приобретает первостепенное значение в цементе.

Типы цемента – поровый, пленочный, соприкосновения. Гидрослюда окружает зерна тонкой пленкой, выполняет поровое пространство.

Хлорит наблюдается в виде хлопьев, сгустков в аморфном состоянии. Пирит занимает иногда поры и промежутки между зернами.

Битумопроявления отмечены в образцах нескольких скважин (скв. 162, 159, 160). Битум присутствует в виде пленок, капель, разводов, образует жилки по трещинам, параллельным напластованию. В породах встречается редкий растительный детрит. Повсеместны значительные явления растворения, вдавливания, срастания, приспособления зерен и их коррозия карбонатами.

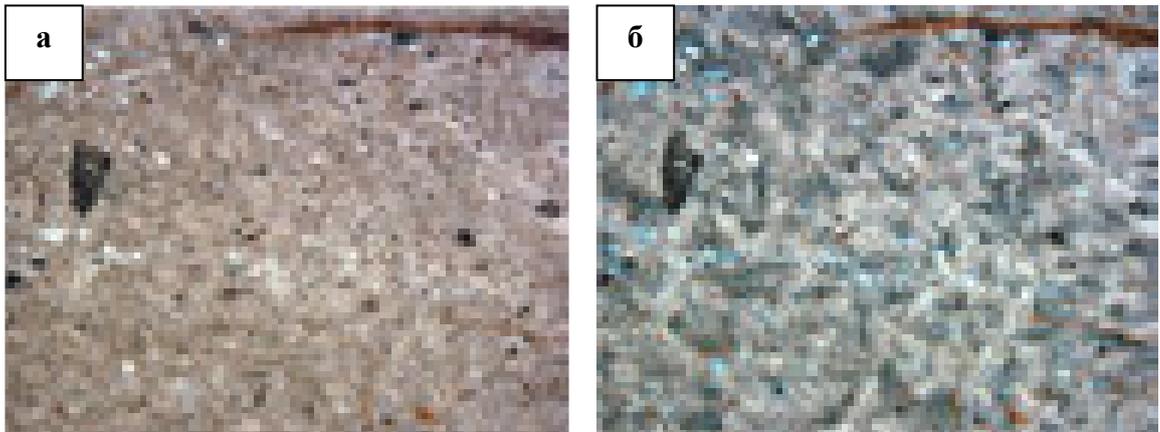
К *карбонатным породам* отнесены глинисто-алевритовые сильно карбонатизированные разности, часто присутствующие в разрезах многих скважин на изучаемой территории (Жилина, 2012). (фототаблицы 3.25-3.27).

Первичная структура и текстура пород «затушеваны» сидеритом и кальцитом. Карбонаты до 70-80% пространства шлифа, замещают как цемент, так и обломочный материал.

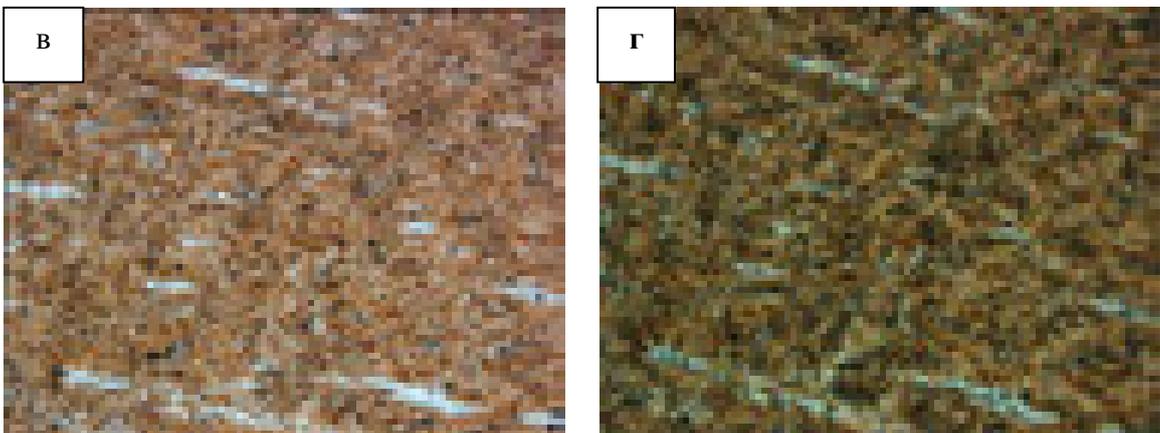
Сидерит встречается в виде грязно-бурых, пелитоморфных участков, иногда несовершенных сферолитов (скв. 161). Кальцит чаще пелитоморфный, микро- и раз-  
нозернистый (фототаблица 3.25).

Обломочный материал состоит из кварца, полевых шпатов, слюды, сильно кор-  
родированных, с растворенными контурами. Первичный глинистый материал гид-  
рослюдисто-хлоритового, каолинитового и гидрослюдистого.

Фототаблица 3.25



Известняк мелкозернистый, участками сферолитовый, с примесью алевритового  
материала и углистого детрита; текстура неоднородная (скв. 163, глуб. 2310 м)



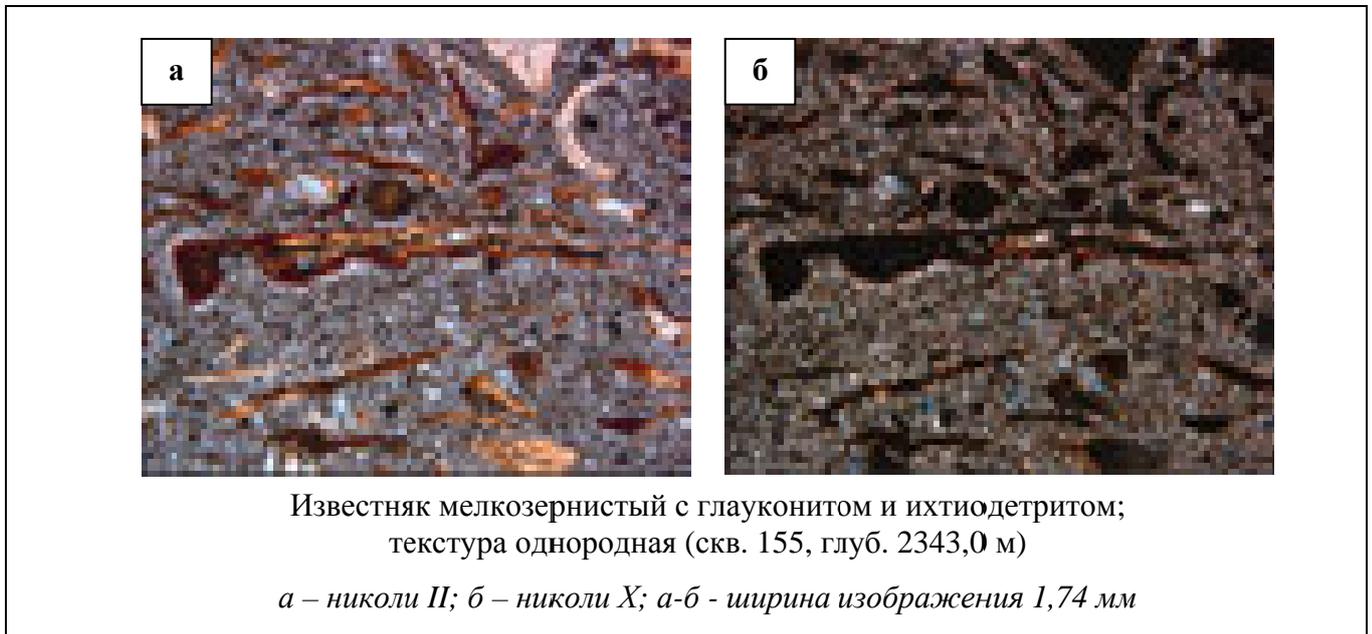
Известняк сферолитовый, пиритизированный, с углистым детритом;  
текстура однородная (скв. 165, глуб. 2324 м)

*а, в – николи II; б, г, е – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

Известняки, как правило, темно-серые, плотные, однородные и со штрихами ко-  
сой, пологоволнистой слоистости, подчеркнутой ихтиодетритом, с прожилками и

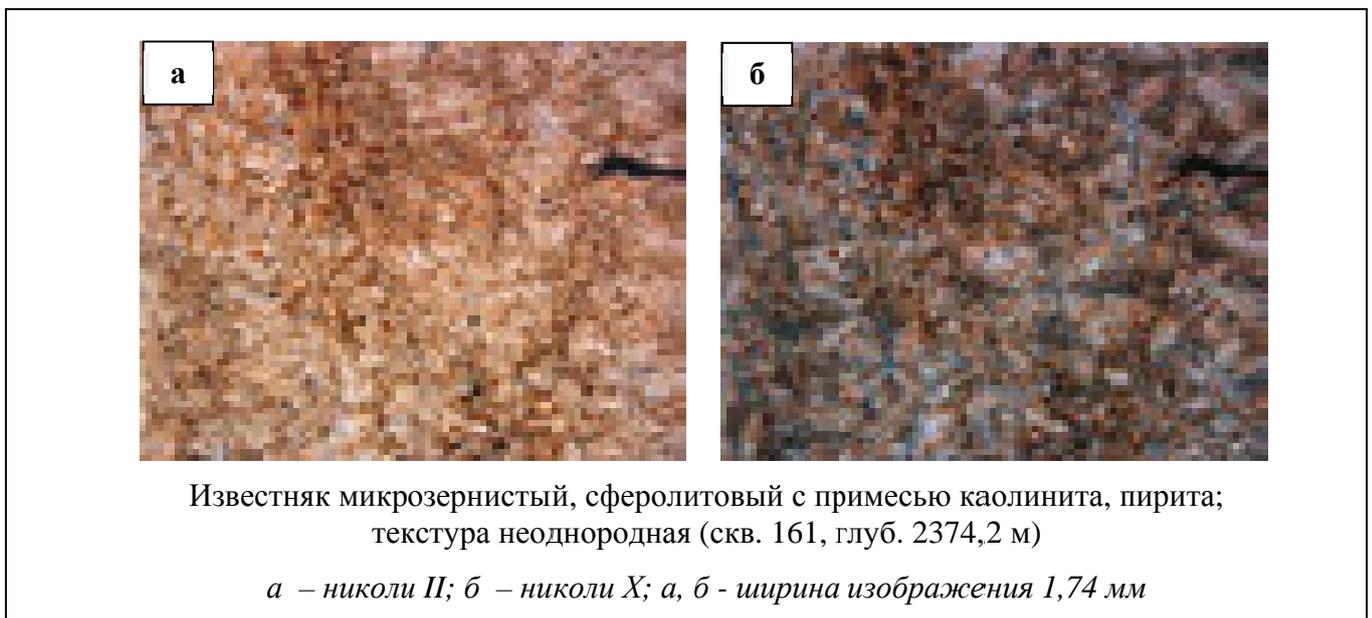
включениями перекристаллизованных глобулей желтовато-белого кальцита (фототаблица 3.26).

Фототаблица 3.26



В нижней части пласта встречены известняки глинистые, с алевритистой примесью (фототаблица 3.27). Основная масса представлена кристаллическим кальцитом с несовершенной сферолитовой структурой (скв. 161, 163). Размер сферолитов до 0,4 мм. Участками в породе присутствует мелкозернистый алевритовый материал. Встречаются мелкие зерна пирита, ихтеодетрит и тонкий растительный детрит.

Фототаблица 3.27



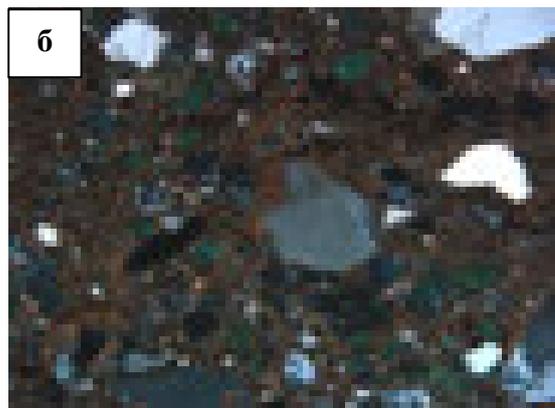
### 3.3.3. Барабинская пачка

Глауконит содержащие породы барабинской пачки (*пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>*) слабо отсортированы, зеленовато-серого и грязно-зеленого цвета с растительным детритом и крупными (до 3х3 см) буроватого цвета глинисто-фосфатными и пиритовыми конкрециями (Жилина, 2012). Песчаники темно-серые с зеленоватым оттенком, массивные, мелкозернистые, неравномерно глинистые, в разной степени обогащенные глауконитом, интенсивно карбонатизированные с тонкими прожилками кальцита различной ориентировки.

Во многих скважинах встречены фосфатно-песчаные слабо-отсортированные породы с алевро-псаммитовой структурой из-за неоднородного вещественного и гранулометрического состава. Обломочный материал (50-70%) распределен неравномерно, сложен фракцией 0,1-0,25 мм. (74%) и алевритовой примесью (25%). В песчанике кварц и полевые шпаты находятся в равных количествах. Обломков пород около 12%. Цемент (30-50%) представлен кальцитом, с подчиненным значением гидрослюды и примесью фосфата, глауконита, пирита. Значительная часть пространства большинства шлифов (до 40%) занято желтоватым аморфным фосфатом с примесью чешуек гидрослюды и тонкоалевритового материала (5-10%). Фосфат, по данным рентгеноструктурного анализа представлен апатитом (фототаблица 3.28).

Породы барабинской пачки разбиты мелкими трещинами, залеченными кальцитом и пиритом. Часто в породах встречаются овальные или удлиненной формы включения, напоминающие срезы раковин пелеципод и остракоды.

Глауконит встречается в виде овальных или округлых зерен травяно-зеленого цвета (3-5%). Отдельный литогенетический тип представляют глауконитовые песчаники (глауконититы), имеющие в своем составе около 35% обломочного материала и приблизительно столько же глауконита, встреченные в некоторых скважинах (фототаблица 3.28). Цементирующая масса кальцит-гидрослюдистая, местами фосфатная, достигает 25-30%, иногда (скв. 168) в небольшом количестве присутствует пирит. Типы цементации – поровый, базальный, соприкосновения. Распределение глауконита и обломочного материала неравномерное.



Алевролит полимиктовый, крупнозернистый, песчанистый с гидрослюдисто-каолинитовым цементом, с глауконитом, пиритизированный; текстура слоистая (скв. 155, глуб. 2344,9 м)



Песчаник полимиктовый, глауконитовый, средне-мелкозернистый, алевролитовый, с фосфатно-кальцитовым цементом; текстура неоднородная (скв. 162, глуб. 2296,1 м)



Песчаник полевошпатово-кварцевый, средне-мелкозернистый, алевролитистый, с гидрослюдисто-кальцитовым, пиритовым цементами, с глауконитом; текстура пятнистая (скв. 168, глуб. 2297,9 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

В гранулометрическом составе 50% фракции размерами 0,1-0,25 мм, 30% приходится на фракцию 0,25-0,5 мм и около 20% - алевритовой. Кварц (60%) резко преобладает над полевыми шпатами (30%) и обломками пород (10%).

Следующий литологический тип представлен фосфатно-песчаными породами с линзовидными алеврито-глинистыми включениями (намывами). Обломочный материал составляет около 50%, распределен не равномерно, как количественно, так и по гранулометрическому составу.

Цемент базальный, фосфатный с примесью гидрослюд, участками пирита, с редкими голубовато-зелеными зернами глауконита, с трещинками, залеченными кальцитом (Жилина, 2012) (фототаблица 3.29).

Фототаблица 3.29



### 3.3.4. Баженовская свита

Баженовская свита, служащая региональным репером для всех нижележащих отложений в пределах всего Западно-Сибирского региона, в том числе и Пудинского мегавала в литологическом плане представлена морскими тонко отмученными аргил-

литами, содержащими незначительную примесь обломочного материала алевритовой размерности (5-12%), представленного зернами кварца с редкими полевыми шпатами и единичными обломками пород.

*Аргиллиты* в основании свиты битуминозные, темно-бурые, насыщены гелефицированной растительной органикой, содержат кокколитофоридовые водоросли и ихтиодетрит, плохо сохранившиеся кальцитизированные радиолярии.

Аргиллиты темно-серые до черных, с буроватым оттенком, часто темно-бурого цвета, плитчатые, преимущественно не слоистые с тонким растительным и ихтиодетритом, с многочисленными включениями пирита. В основании свиты встречаются прослойки известняков. Аргиллиты имеют несовершенную микрослоистую текстуру, обусловленную ориентированием глинистой массы и заключенных в нее органических остатков.

Структура неоднородная от пелитовой до алевро-пелитовой и фитагмопелитовой. Текстуры - микрослоистая, за счет послойного ориентированного распределения органического вещества и обломков минералов (скв. 151, 155, 168, 169), пятнистая, вследствие сгусткового распределения органического вещества (скв. 151); (фототаблица 3.30).

Основная масса пятнистая, красно-бурого и бурого цвета глинистая. По данным термического анализа сложена каолинит-гидрослюдистым, гидрослюдисто-каолинитовым (скв. 153, 161), гидрослюдисто-монтмориллонитовым агрегатом, с примесью каолинита (скв. 161), хлорита, карбоната (скв. 151) или гидрослюдой (скв. 164), иногда с примесью каолинита, реже хлорита и монтмориллонита (скв. 161).

В скрещенных николях породы имеют высокое, в желто-оранжевых тонах дву-преломление в случае преобладания гидрослюды и более низкое при главенствующей роли каолинита (фототаблица 3.31).

В *аргиллитах* содержится значительное количество известковистых и кремнистых остатков кокколитофоридовых водорослей. Породы интенсивно и неравномерно пигментированы в желто-бурый цвет или красновато-бурый цвет в результате их пропитки гумусо-сапротелевой массой разложившихся нитевидных-вытянутых остатков водорослей (скв. 151).



Аргиллит алевритистый, монтмориллонит-гидролюдастый с кальцитом и хлоритом; текстура микрослоистая (скв. 151, глуб. 2241,1 м)

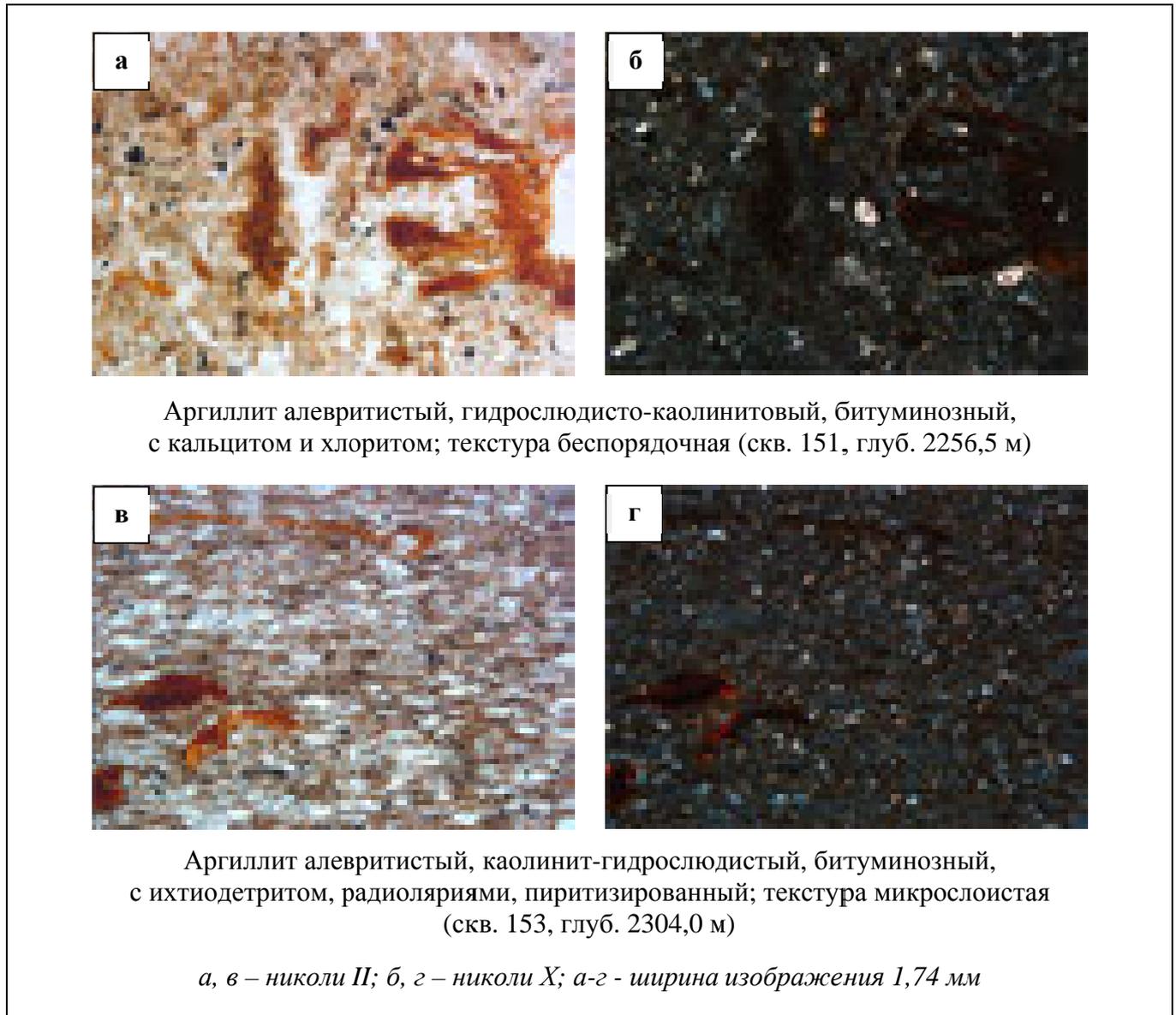


Аргиллит алевритовый, монтмориллонит-гидролюдастый, пиритизированный; текстура пятнистая, микрослоистая (скв. 169, глуб. 2330,2 м)



Аргиллит алевритовый, гидролюдастый, битуминозный, с глауконитом, пиритом, ихтиодетритом, радиоляриями; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 168, глуб. 2298,75 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*



В породах наблюдается обилие глобулей и зерен пирита (59,2-85,7%), кальцита (17-57%), сидерита (от единичных зерен до 27%, в редких скважинах содержание достигает 87%), титанистых минералов. Алевритовый материал в виде примеси в аргиллитах (5-20%) образует гнезда, линзочки и отдельные тонкие прослойки. Постоянно присутствуют барит, доломит, составляющие доли процента. Реже встречаются фосфорсодержащие минералы (скв. 151, 161). Они замещают остатки микрофауны, обломочный и растительный материал, образуя неправильные сгусткообразные выделения, присутствуют в виде пелитоморфной и криптокристаллической сыпи в глинистой массе (фототаблица 3.32).



Аргиллит алевритистый, монтмориллонит-гидрослюдистый, битуминозный, пиритизированный, с остатками микрофауны, ихтиодетритом; текстура нечеткая микрослоистая (скв. 161, глуб. 2348,15 м)



Аргиллит гидрослюдисто-каолинитовый с ихтиодетритом, остатками микрофауны, пиритизированный; текстура ячеистая (скв. 161, глуб. 2369,2 м)

*а, в – николи II; б, г – николи X; а-г - ширина изображения 1,74 мм*

*Известняки*, слагающие отдельные прослой, апорадиоляриевые, темно-серые до черных, с алевритовой примесью сложены мелкозернистым агрегатом кальцита, по которому в заметных количествах развиты пирит, лейкоксен, вторичный кальцит, глауконит (скв. 160) Зерна кальцита изометричной формы, размерами от 0,025 до 0,08 мм. Имеются удлинено-линзовидные, вытянутые и разветвленные участки, сложенные чистым перекристаллизованным крупнозернистым кальцитом. На небольших локальных участках в виде пленок вокруг зерен наблюдается гидрослюда.

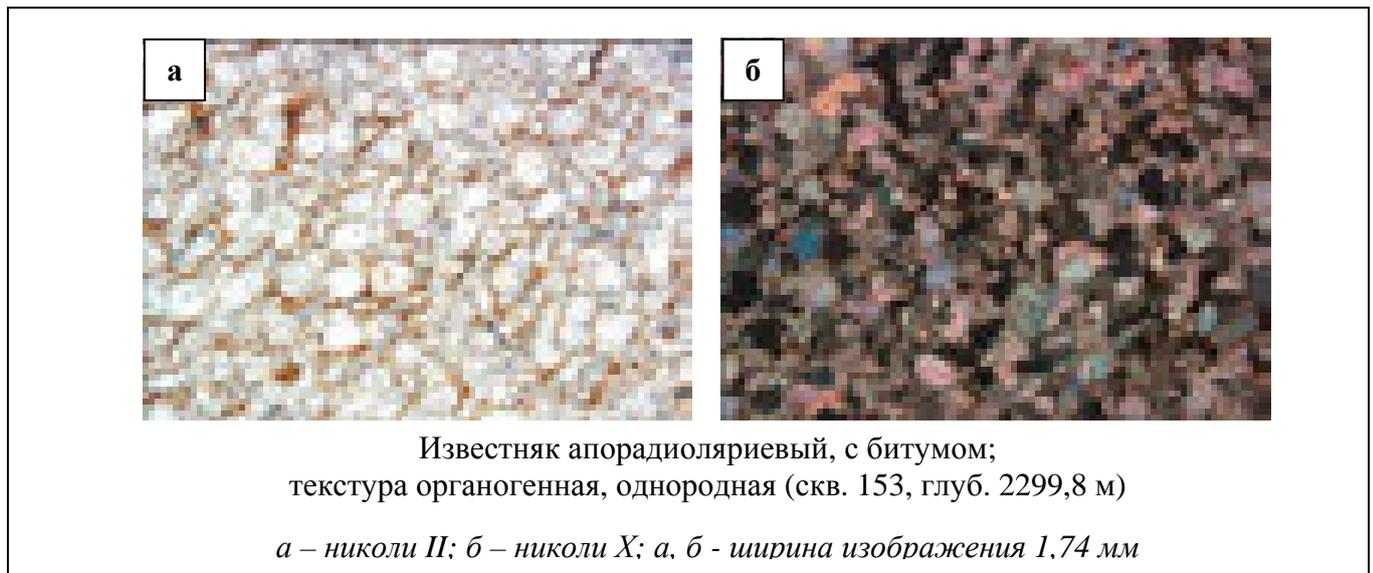
Алевритовая примесь достигает в отдельных случаях до 35%. Текстура прерывистая косая, пологоволнистая, подчеркнутая растительным детритом, с прожилками и

включениями перекристаллизованного желтовато-белого кальцита. В породе встречается значительное количество остатков костей рыб, состоящих из коллофана, округлые и овальные образования, напоминающие остатки микрофауны.

Пирит отмечен повсеместным в виде мелких глобулей, сыпи, округлых зерен и стяжений, но развит неравномерно (содержание от 0,3-0,5% до 90%).

В основной массе образцов в большом количестве содержатся кремнистые, частично (иногда полностью) кальцитизированные остатки раковин радиолярий (фото-таблицы 3.33, 3.34), имеющие овальную, сферическую или удлиненную башенковидную форму, плохой сохранности, выполненные кальцитом, каолинитом, пиритом, иногда баритом (скв.150, 153, 161).

Фототаблица 3.33

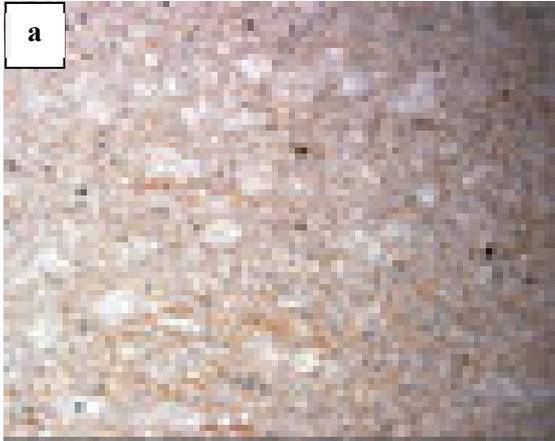


Выделяются каолинитовые участки, образованные разложившимися остатками радиолярий. Повсеместно встречается фосфатизированный ихтиодетрит серповидной, зубовидной, удлиненной форм. Цвет их яркий оранжево-красный (гелефицированные), в скрещенных николях они изотропные. В составе аллотигенного комплекса минералов доминирует лейкоксен (15-28%), анатаз (18,6-23,4%), апатит (19,7-41,4%), турмалин (6-11,7%) и циркон (8,6-18,4%), кварц (5-23%).

В значительно меньших количествах присутствуют ильменит, эпидот, гранат, рутил, шпинель и другие. Несколько реже встречается сидерит, содержание которого

в различных скважинах резко варьирует от 0,11 до 98%, спорадически – доломит (4,1-74,4%) и лимонит (0,2 до 5,7%). В долях процента присутствует барит.

Фототаблица 3.34



Известняк апорадиоляриевый, с пиритом;  
текстура органогенная (скв. 169, глуб. 2351,8 м)



Известняк апорадиоляриевый, сидеритизированный;  
текстура органогенная (скв. 160, глуб. 2306,7 м)



Известняк микрозернистый с глауконитом и ихтиодетритом;  
текстура однородная (скв. 155, глуб. 2342,9 м)

*а, в, д – николи II; б, г, е – николи X; а-е - ширина изображения 1,74 мм*

### 3.4. Основные выводы по главе

Изученные отложения, слагающие келловей-волжский нефтегазоносный комплекс, представлены неравномерным чередованием пачек и пластов песчаников, песчано-алеврито-глинистых пород, углистых аргиллитов, углей и известняков довольно не выдержанных по площади исследования. Однако следует отметить достаточно четкую тенденцию в строении разрезов. Абсолютное большинство из них делится на две части – нижнюю (в основном песчаную) и верхнюю – заглинизированную.

Подугольная толща, содержащая пласты-коллекторы Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, насыщенные нефтью, характеризуется покровным типом развития, преимущественно песчаным составом, наибольшими общими мощностями и улучшенными фильтрационно-емкостными параметрами по сравнению с газонасыщенными пластами надугольной толщи. Для пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> надугольной толщи характерны ухудшенные коллекторские свойства, пятнистое невыдержанное простирание по площади, преимущественно алевритовый состав.

Пласты коллекторы в литологическом плане не отличаются друг от друга. Песчаники серые, часто с буроватым оттенком, мелкозернистые, алевритистые и алевритовые, реже средне-мелкозернистые, иногда с запахом нефти.

Алевролиты - от тонко-мелкозернистых до крупнозернистых песчанистых. Породы полимиктовые, реже полевошпатово-кварцевые, с небольшим количеством цемента, часто пиритизированные, в отдельных прослоях - сидеритизированные. В отдельных скважинах алевролиты углистые, с тонкими прослоями матовых глинистых углей. Текстуры преимущественно пологоволнистые, линзовидные, неправильно-слоистые за счет смены гранулометрического состава, обогащения растительным детритом, пиритом, карбонатами.

Глинистая часть аргиллитов и цементов, алевритов и песчаников сложена гидрослюдой, каолинитом и хлоритом при возрастающей роли последнего.

Для пород характерны различные по четкости рисунки горизонтальной, пологоволнистой, линзовидной и неясно выраженной косой слоистости за счет смены гранулометрического состава, послойных намывов глинистого материала и обугленного

растительного детрита. Породы обогащены конкрециями, мелкими вкраплениями пирита и карбонатов. В верхней части васюганского горизонта встречены глаукониты, глауконитовые песчаники и прослои известняков с остатками микрофауны плохой сохранности.

Литологический облик пород, с характерным полимиктовым и полевошпатово-кварцевый состав породообразующих минералов, каолинит-гидрослюдистая и гидрослюдисто-каолинитовая ассоциация глинистых компонентов, доломито-сидеритопиритовый комплекс аутигенных минералов, а также турмалин-гранат-циркон-апатит-рутиловой терригенная минеральная ассоциация, дают основание полагать о формировании отложений в мелководном морском бассейне с незначительными колебаниями геохимического режима от слабо-восстановительного до резко-восстановительного.

Типизация разрезов была проведена по подугольной и надугольной толщам. В результате в подугольной толще (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>) выделено 6 типов разреза, в междугольной и надугольной толще (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) - 4 типа разреза. Типы разрезов отражают характер распределения продуктивных циклитов в пределах изучаемой территории.

Данные выводы подтверждают **1 защищаемое положение:** *пространственные закономерности изменения литологического состава циклитов горизонта Ю-I, сложенных алеврито-песчаными породами, с характерным полимиктовым и полевошпато-кварцевым составом породообразующих минералов, с прослоями известняков, углей и аргиллитов с каолинит-гидрослюдистой составляющей глинистых компонентов, доломит-сидерит-пиритовым комплексом аутигенных минералов и турмалин-гранат-циркон-апатит-рутиловой терригенной минеральной ассоциацией, свидетельствуют о формировании отложений в прибрежно-морских условиях.*

#### **Глава 4. ЛИТОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И ФАЦИИ ПОЗДНЕЮРСКИХ ОБСТАНОВОК (СОВМЕСТНО С КЕЛЛОВЕЕМ) СЕДИМЕНТАЦИИ**

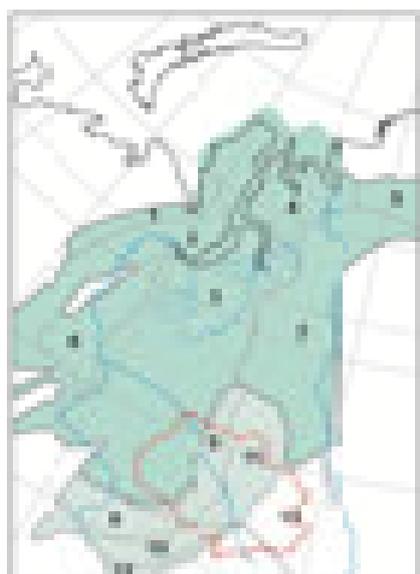
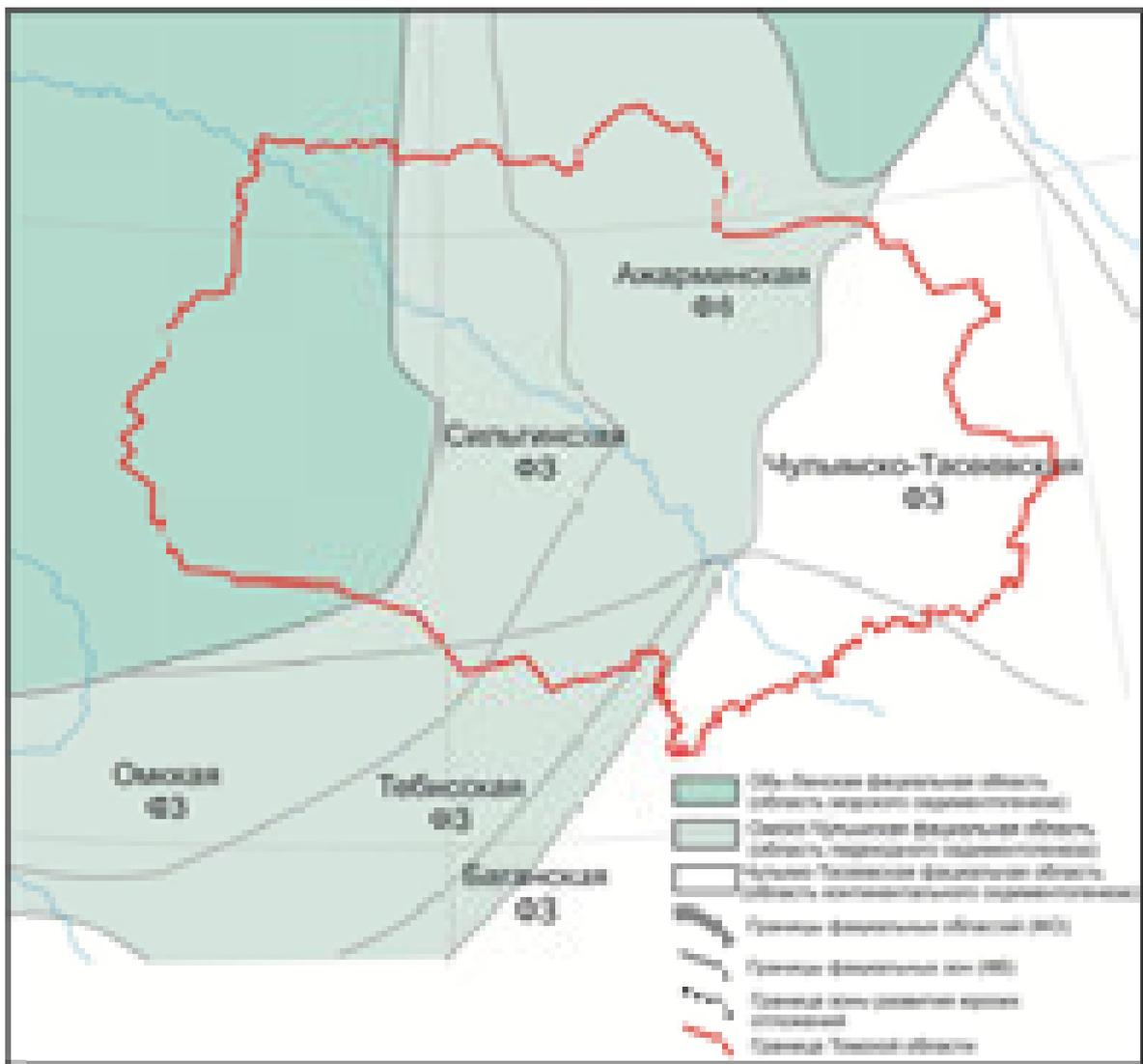
Территория исследования, охватывающая северо-западную часть Пудинского мегавала, по схеме фациального районирования верхнеюрских отложений входит вместе с юго-восточной частью Нюрольской впадины в состав Сильгинской фациальной зоны (рисунок 4.1). Для этой зоны характерно осадконакопление в условиях часто меняющегося седиментогенеза, развития фациальных комплексов, характерных для прибрежно-морской равнины, в зоне неустойчивого положения береговой линии и прибрежного мелководья (Решения..., 2004; Шурыгин и др., 2000).

В конце батского и на протяжении келловей-оксфордского веков на изучаемой территории существовал мелководный морской бассейн с постоянно меняющейся береговой линией. Накопление верхнеюрских продуктивных циклитов было обусловлено седиментацией терригенного материала, интенсивно поступающего с сопредельной суши. Многочисленные острова и подводные отмели, волнения и течения, колебания уровня моря обусловили повсеместное накопление мозаичных переходных отложений, отвечающих своими характерными чертами, как васюганской, так и наунакской свитам (Чернова, Жилина. Типизация..., 2011).

Располагаясь в прибрежной части мелководного моря, охватывая прилегающие к часто меняющейся свое положение береговой линии участки суши комплекс прибрежно-морских вдольбереговых и склоновых фаций включает весьма разнообразные обстановки и отложения. Существующее многообразие фаций предопределило формирование местных стратиграфических подразделений.

Повсеместное накопление мозаичных переходных отложений, отвечающих и васюганской и наунакской свитам, было обусловлено тектонической нестабильностью морского дна и прилегающей суши. На наиболее высоких контрастных структурах накапливались отложения наунакской свиты.

В низкоамплитудных – шло формирование отложений васюганской свиты.



**Ом-Ленинская фацциальная область,**  
(архивно-геологическая)

- 1 - Приуральская ФЗ
- 2 - Ново-Тасовская ФЗ
- 3 - Мур-Мулымская ФЗ
- 4 - Гурьевская ФЗ
- 5 - Копеевская ФЗ
- 6 - Кыды-Кудринская ФЗ
- 7 - Таш-Алтайская ФЗ

**Северо-Мулымская фацциальная область,**  
(архивно-геологическая)

- 8 - Омская ФЗ
- 9 - Селькупская ФЗ
- 10 - Тобинская ФЗ
- 11 - Аларчинская ФЗ
- 12 - Баянская ФЗ

**Мулымско-Тасовская ФО**  
(архивно-геологическая)

- 13 - Мулымско-Тасовская ФЗ

Рисунок 4.1 – Фрагмент схемы фациального районирования для келловоя и верхней юры Западной Сибири (Томская область)  
(Шурыгин и др., 2000, с дополнениями автора)

Это обстоятельство и обусловило крайне сложное геологическое строение келловей-оксфордских отложений, получивших развитие в пределах изучаемой территории (Атлас литогенетических типов ..., 1997). Накопление продуктивных циклитов происходило в условиях, часто изменяющихся во времени и пространстве волнового и флювиального режимов, отвечающих различной зрелости бассейна седиментации. Главенствующее значение при формировании покровных циклитов подугольной толщи, индексируемых, как  $Ю_1^4$  и  $Ю_1^3н$  принадлежало тектоническому режиму обрамления бассейна седиментации. Активизация в окраинных зонах тектонических подвижек вызывала усиление эрозионной деятельности, которая в свою очередь, обуславливала поступление в прибрежную часть мелководного эпиконтинентального бассейна обильного количества осадочного материала. Формирование циклитов межугольной ( $Ю_1^3в$ ) и надугольной ( $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^0$ ) толщ происходило в условиях трансгрессивной смены режимов седиментации, обусловившей формирование дискретных линзовидных циклитов

#### 4.1. Келловейский век

Формирование существенно глинистых отложений, выделяемых в качестве нижневасюганской подсвиты (нижневасюганского подгоризонта) происходило во второй половине позднего бата и раннего келловея. В пределах рассматриваемой территории существовал неглубокий морской бассейн нормальной солености, со стеногалинной фауной (Вакуленко, Ян, 2001; Вячкилева и др., 1990; Казаков и др., 1997, 2000; Решения..., 2004; Шурыгин и др., 2000).

Бассейн представлял собой типичное эпиконтинентальное, мелководное море, имеющее характерные фациальные комплексы, резко отличные от комплексов мелководных «эвгеосинклинальных» морей. Береговая линия бассейна была сильно изрезанной. Здесь существовали многочисленные заливы, имеющие различные размеры и формы, в которых происходило накопление глинистых и алевритовых осадков с горизонтальной и пологоволнистой слоистостью.

#### 4.1.1. Литолого-генетические типы и фации раннего келловоя

При выделении фаций и литолого-генетических типов пород использованы рекомендации В.П. Алексеева (2002, 2007). Каждая выделенная фация рассмотрена с позиций 7 признаков, помещенных в неукоснительно соблюдаемой последовательности:

- 1) гранулометрический состав пород;
- 2) соотношение фракций (сортированность);
- 3) текстурная характеристика;
- 4) вид и описание органических остатков (флоры / фауны / ихнофоссилий);
- 5) конкреции (вид, состав, тип);
- 6) контакты с подстилающими и покрывающими отложениями;
- 7) наиболее характерный парагенез.

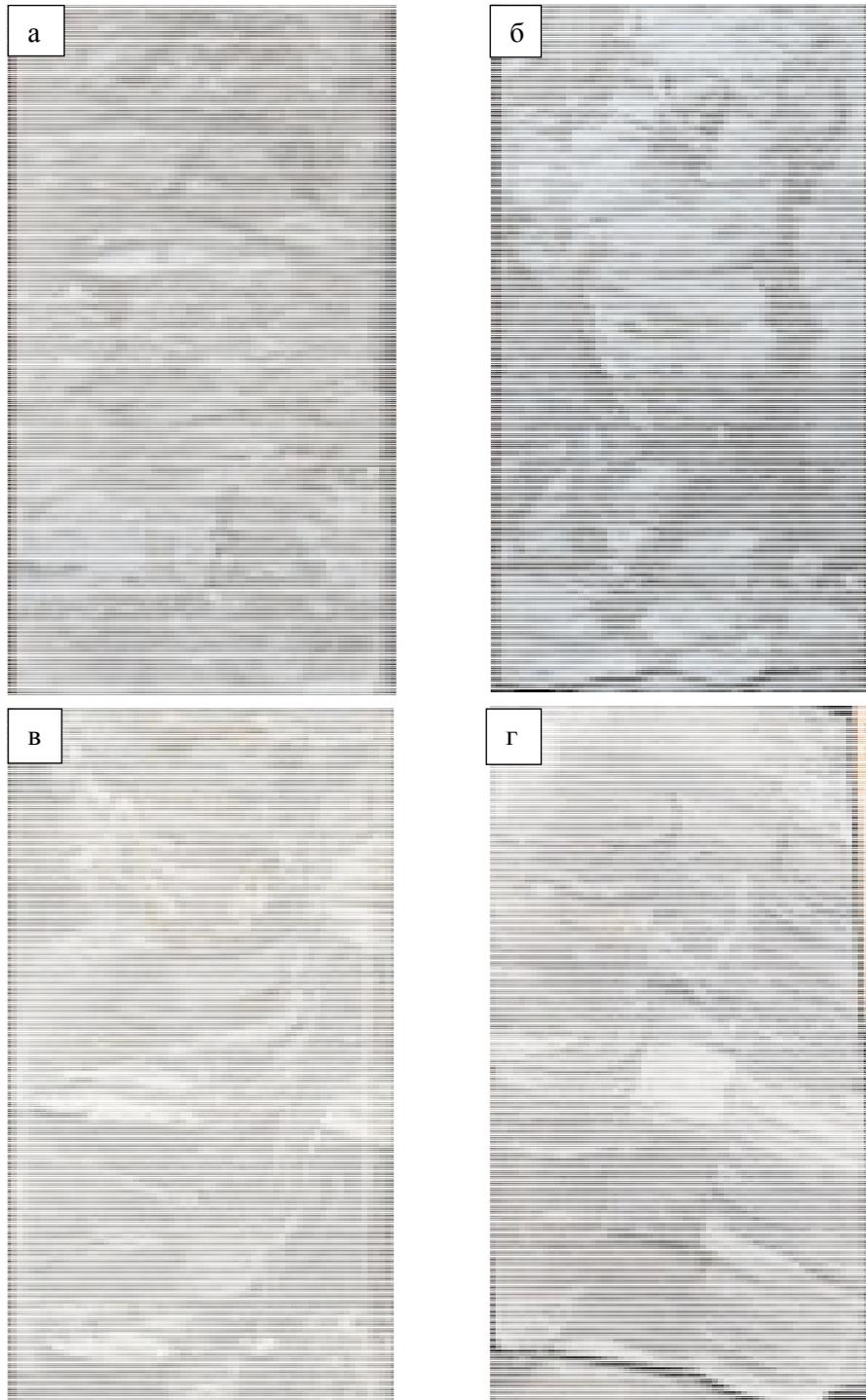
Отложения, накапливающиеся в пределах заливов и бухт, выделены, согласно В.П. Алексееву, в *макрофацию отложений заливно-лагунного побережья* (Атлас фаций..., 2007). Как известно, характерной особенностью заливов, замкнутых лагун и бухт является наличие конкреций пирита и сидерита, формирование которых обусловила своеобразная геохимическая водная среда, сочетающая в себе наличие пресных вод, обогащенных железом и поступающих с приподнятых участков суши и составом морских вод, богатых кальцием и в меньшей мере магнием.

Наличие в аргиллитах лепешкообразных и пластовых сидеритовых конкреций хорошей визуальной распознаваемости является определяющим диагностическим признаком заливной среды седиментации (Македонов, 1985; Алексеев, 2002; Атлас фаций ..., 2007; Шрок, 1950; Walker R.G. and Noel P. J., 1992). Для макрофации отложений заливно-лагунного побережья были выделены нижеследующие фации и слагающие их литолого-генетические типы.

#### I - Макрофация отложений заливно-лагунного побережья

*Фация глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей заливов и лагун* (фототаблица 4.1):

### МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ



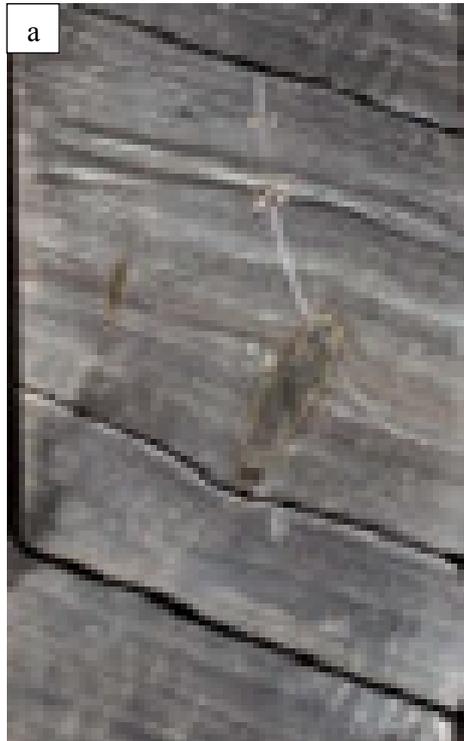
**Фация глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей заливов и лагун:** алевролиты глинистые с прослоями алевроаргиллитов, горизонтально и волнисто-слоистые, неравномерно насыщенные растительной органикой, с присутствием моноспецифического комплекса *Teichichnus*, с простой структурой ходов, созданных всеядными донными организмами. *а-г* - ширина изображения 100 мм.

- 1) алевролиты глинистые, очень редко с примесью тонкозернистого песчаного материала; с прослоями алевроаргиллитов;
- 2) с хорошей, реже средней сортировкой;
- 3) текстуры: от горизонтальной до волнисто-слоистой, с преобладанием полого-волнистой. Часто текстурный рисунок «распльвчатый», нередко с отчетливыми ритмами;
- 4) растительная органика в различном, часто большом количестве (цвет – темно-серый и черный), с равномерным распределением по слою. Характерно присутствие моноспецифического комплекса *Teichichnus u Planolites.*, с простыми структурами ходов, созданными всеядными донными организмами.
- 5) характерна послойная сидеритизация (наличие хлопьевидных включений коричневого оттенка);
- 6) переходы в другие слои постепенные;
- 7) почти всегда в ассоциации с прибрежным полуизолированным бассейновым мелководьем.

**Фацция глинистых осадков центральной части заливов и бухт** (фототаблица 4.2):

- 1) аргиллиты, алевроаргиллиты, часто известковистые;
- 2) с хорошей и очень хорошей сортировкой;
- 3) текстуры: массивная, горизонтальная, в том числе скрытая;
- 4) растительная органика очень тонкая, в рассеянном виде, с разнообразной фауной.
- 5) характерна пиритизация (конкреции, послойное распределение), со стяжениями аргиллитов светло-коричневого цвета, формировавшихся в застойной обстановке в слаболигифицированном состоянии;
- 6) переходы в другие слои резкие, четкие, ингрессивного характера;
- 7) почти всегда в ассоциации со стабильными обстановками различных участков донных форм, но при резком трансгрессивном развитии и значительных перерывах в осадконакоплении может залегать на почти любых фациях.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



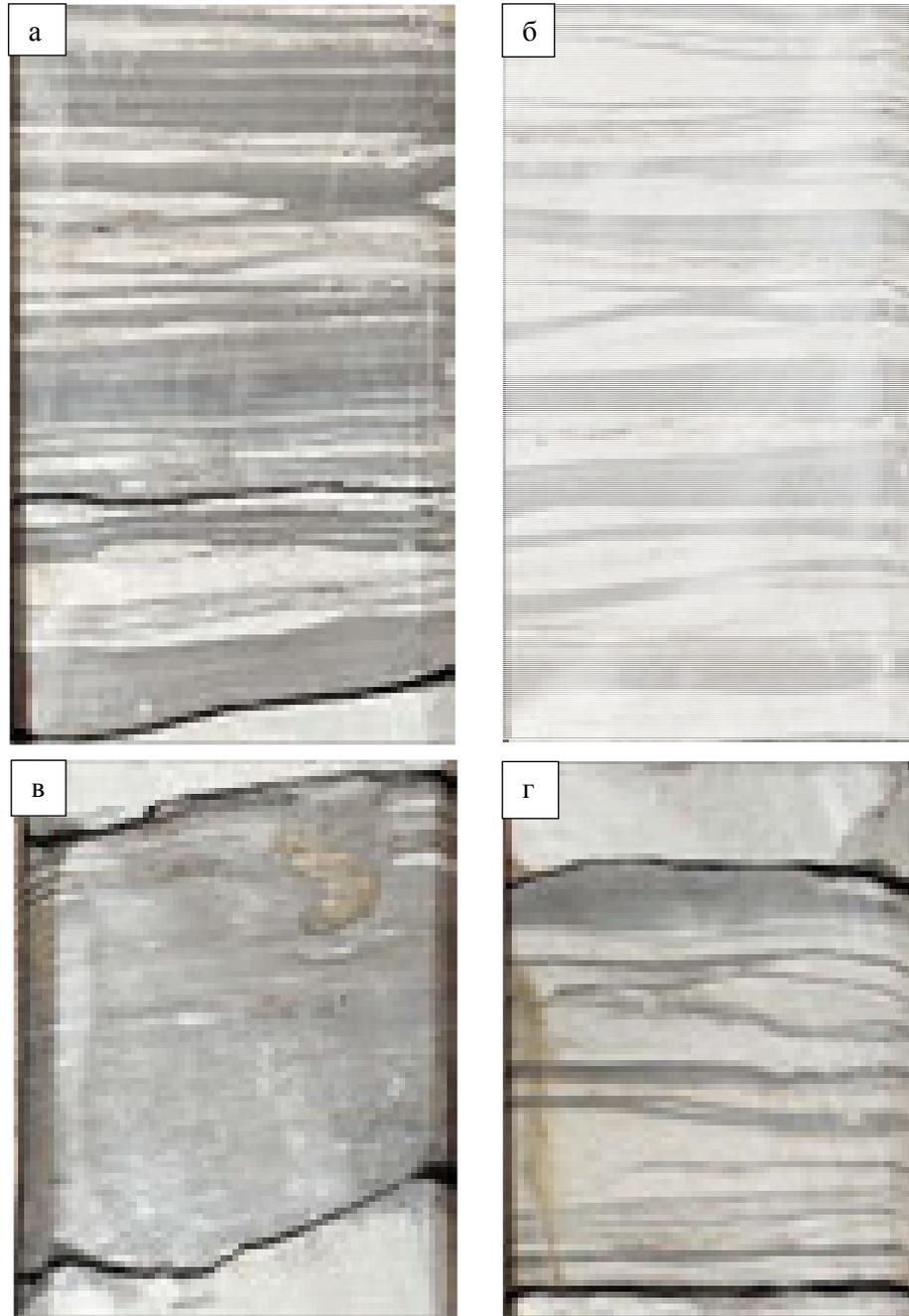
**Фа́ция глинистых осадков центральной части заливов и бухт:** алевроаргиллиты стабильной садки с первичной тонко-горизонтальной и пологоволнистой слоистостью, с хлопьевидными стяжениями аргиллита светло-коричневого цвета, сформированного в более застойной обстановке и перемещенного в слаболитифицированном состоянии (б), (в). С крупными конкрециями пирита (г), резвившимися по ходам илоедов. *а-г - ширина изображения 100 мм.*

***Фация тонкого переслаивания глинистых и алевритовых осадков прибереговой ваттовой зоны*** (фототаблица 4.3):

- 1) алевролиты разнозернистые и песчаники тонкозернистые в разном сочетании;
- 2) всегда бимодальны, для отдельных составных частей сортировка может быть очень хорошей;
- 3) текстура всегда ритмичная, разная по толщине (от первых мм до 1,5 см). Тонкая составляющая – массивная или горизонтально-слоистая; часто линзовидная, связанная со знаками ряби; частым является присутствие темпеститовых прослоев.
- 4) обычно среднее количество мелкой диспергированной растительной органики; ходы донных организмов (илоедов) мелкие, частично пиритизированы;
- 5) нижний контакт более грубых серий более резкий; характерны диастемы;
- 6) переходы в другие слои резкие, характеризующие неоднократного условия быстрого затопления и осушения;
- 7) почти всегда в ассоциации с прибрежным полуизолированным бассейновым мелководьем.

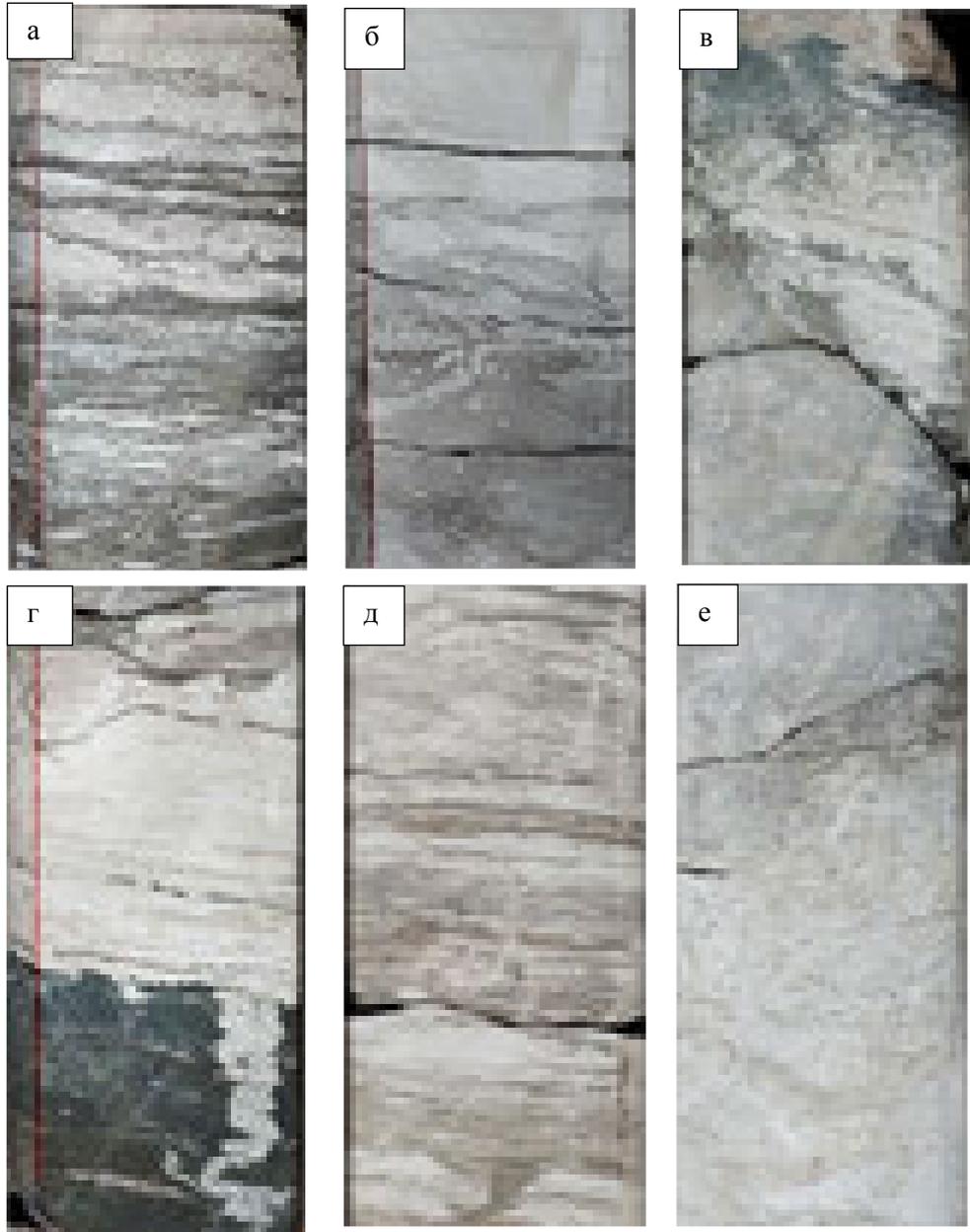
***Фация глинисто-аледритовых отложений дистальных частей подводного берегового склона*** (фототаблица 4.4):

- 1) песчаники глинистые, с примесью тонкозернистого алевритистого материала; с прослоями алевроаргиллитов и темпеститов;
- 2) сортировка чаще средняя, иногда может быть довольно плохой;
- 3) текстуры: сочетания основных типов волнистой слоистости, особенно характерна линзовидно-волнистая; текстурный рисунок иногда «расплывчатый», часто присутствуют текстуры деформации (оползания и смятия осадка);
- 4) растительная органика в слабо дезинтегрированной форме, в среднем количестве, отдельные прослои насыщены растительным детритом в большом количестве (цвет – темно-серый и черный). Присутствуют мелкие ихнофоссилии (*Planolites*) и трещины синерезиса;
- 5) часты включения мелких конкреций сидерита;
- 6) переходы в другие слои постепенные, контакты слоев, как правило, четкие;
- 7) практически всегда в ассоциации с прибрежным полуизолированным бассейновым мелководьем.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**

**Фа́ция тонкого переслаивания глинистых и алевритовых осадков прибереговой ваттовой зоны:** сложная текстура линзовидного переслаивания, связанная со знаками ряби. Линзовидные прослои представлены тонкозернистым песчаником, окруженным пелитовым материалом. Знаки ряби формировались в условиях отлива, пелитовые прослои – в условиях прилива (при большой воде). В горизонтально-слоистых прослоях, отвечающих затишным участкам прибрежной зоны, присутствуют ходы илюедных донных организмов (в). а-г - ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фация дистальных частей дистальных частей подводного берегового склона:** глинистые параллельно слоистые тонкозернистые песчаники с прослоями темпеститов и темных аргиллитов, со следами жизнедеятельности (г - ходы донных организмов направлены сверху вниз, отражая приспособленческое заселение после шторма ); с текстурами взмучивания (в, е), с многочисленными ходами *Planolites* & *Teichichnus* (д). а-е - ширина изображения 100 мм.

**Фацция глинисто-алевритовых отложений дистальных частей подводного берегового склона** (фототаблица 4.5):

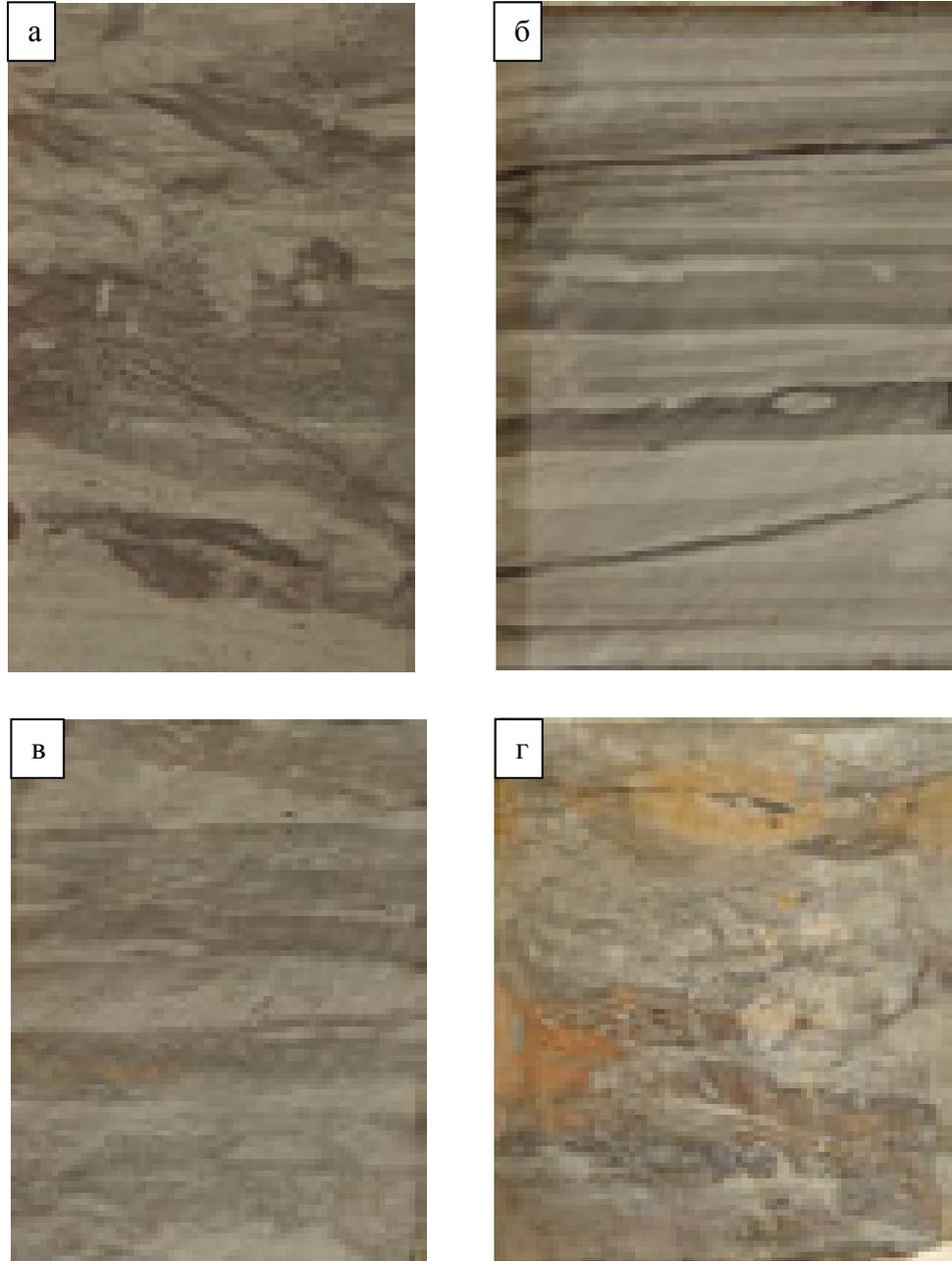
- 1) алевроаргиллиты, алевролиты глинистые;
- 2) сортировка чаще средняя, иногда может быть довольно плохой;
- 3) текстуры: сочетания основных типов волнистой слоистости, особенно характерна линзовидно-волнистая; текстурный рисунок иногда «распывчатый», часто присутствуют текстуры деформации (оползания и смятия осадка);
- 4) растительная органика в слабо дезинтегрированной форме, в среднем количестве, отдельные прослои насыщены растительным детритом в большом количестве (цвет – темно-серый и черный). Присутствуют мелкие ихнофоссилии (*Chondrites Planolites*), трещины синерезиса;
- 5) часты включения мелких конкреций сидерита;
- 6) переходы в другие слои постепенные, контакты слоев, как правило, четкие;
- 7) почти всегда в ассоциации с прибрежным полуизолированным бассейновым мелководьем.

В кровле нижневасюганской подсвиты наблюдается переход от сильно кальцитизированных алеврито-глинистых пород к неравномерному переслаиванию темных коричневых аргиллитов и коричнево-серых алевролитов, неправильно-волнистых и волнисто-линзовидных. Роль алевритового материала к кровле нарастает. Отмечаются уровни со знаками крупной пологой симметричной ряби.

Характерны следы жизнедеятельности илоедов, приводящие к появлению пород с мелкокомковатой текстурой. Таким образом, трансгрессивный этап времени формирования глинистых пород, занимающих средний объем подсвиты, сменяется регрессивным этапом, знаменующим постепенный переход к верхневасюганским алеврито-песчаным отложениям.

Из всего изучаемого разреза, именно эта часть (келловейские алевроаргиллиты) при проведении корреляции вызывает много разногласий, как по критериям ее выделения, так и по фациальной интерпретации.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фа́ция глинисто-алевритовых отложений дистальных частей подводного берегового склона:** алевроаргиллиты, свидетельствующие о наличии спокойных условий «тихого дна» с мелкой единообразной биотурбацией типа *Chondrites* и *Planolites*. а-г - ширина изображения 100 мм.

На сегодняшний момент, не существует единого мнения - к какой свите следует относить келловей-оксфордские отложения, содержащие основной продуктивный горизонт Лугинецкой зоны нефтегазонакопления – васюганской или наунакской. Суще-

ствуют значительные проблемы и с выделением кровли и подошвы ее нижней глинистой или песчано-алевритовой части. Там, где отложения позднего бата-раннего келловья имеют более однородный глинистый состав, границы подсвет можно выделять более или менее уверенно. В противном случае эта задача является практически невыполнимой, так как надежных биостратиграфических критериев на сегодняшний день не существует.

#### **4.1.2. Литолого-генетические типы и фации позднего келловья**

В позднем келловье формирование циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> происходило при преобладании процессов волнового воздействия. Изученные отложения представляют собой осадки регрессивного комплекса мелководного морского бассейна, существовавшего на значительной части Западно-Сибирской низменности (Решение..., 2004). Существовавшее позднекелловейское море отличалось весьма сложной в гидродинамическом отношении обстановкой. На отдельных его участках распределение осадочного материала контролировалось в первую очередь, рельефом донных форм. Нарастающая регрессия имела ступенчатый характер, и сопровождалась временами значительными наступлениями вод трансгрессивного характера.

Главными элементами подводного рельефа являлись крупные подводные отмели, существовавшие на повышенных в гипсометрическом плане участках дна. Волны и течения являлись главными агентами, перераспределявшими обломочный материал. Алевропелитовые частицы отлагались на склонах палеоподнятий и в пониженных участках дна (Чернова, 2009). На основании фациально-генетического анализа в позднекелловейских отложениях циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> выделены следующие регрессивные фации.

#### **II - Макрофация отложений прибрегового бассейнового мелководья**

*Фация алеврито-песчаных осадков дистальных частей подводных отмелей*  
(фототаблицы 4.6, 4.7):

- 1) алевролиты крупнозернистые и песчаники тонкозернистые, алевритистые;

- 2) сортировка хорошая и очень хорошая;
- 3) текстуры: преобладает тонкая полого-наклонная, мелкая косая срезанная, в сочетании с косоволнистой;
- 4) растительная органика присутствует в малом количестве, с многочисленными ихнофоссилиями ихнородов *Arenicolites* и *Diplocraterion*, с преобладанием ходов U-образной формы;
- 5) присутствует небольшое количество диспергированной органики;
- 6) нижний контакт более грубых серий обычно четкий, резкий; характерно присутствие диастем на обоих контактах;
- 7) почти всегда в ассоциации с донными формами бассейнового мелководья.

**Фация песчаных осадков центральных частей подводных отмелей** (фототаблица 4.8):

- 1) песчаники тонко-мелкозернистые, с прослоями песчаников среднезернистых;
- 2) сортировка хорошая и очень хорошая;
- 3) текстуры: преобладает тонкая полого-наклонная, веерообразная, мелкая косоволнистая, иногда массивная;
- 4) растительная органика присутствует в малом количестве, с многочисленными включениями фаунистических остатков лопатоногих моллюсков *Dentalium Scaphopoda sp.* и двустворок *Meleagrinnella ovalis (Phill.)*;
- 5) присутствует небольшое количество диспергированной органики;
- 6) нижний контакт постепенный с отложениями дистальных частей отмели, иногда через переход;
- 7) почти всегда в ассоциации с фациями дистальных частей подводных отмелей.

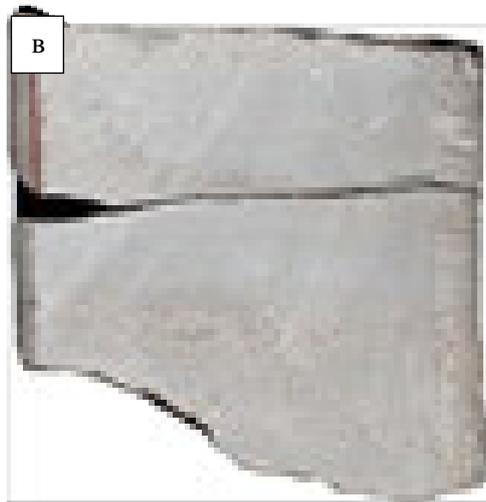
В керне скважин, пробуренных в центральной части Лугинецкого поднятия обнаружены многочисленные фаунистические остатки, подтверждающие прибрежно-морской генезис пород. Это раковины *Meleagrinnella ovalis*, *Dentalium sp. indet* (скафоподы), ходы илоедов, секреторные фораминиферы, главным образом лентикюлиды, остатки кокколитофорид, чешуя рыб (фототаблица 4.8).

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИБЕРЕГОВОГО БАССЕЙНОВОГО  
МЕЛКОВОДЬЯ**



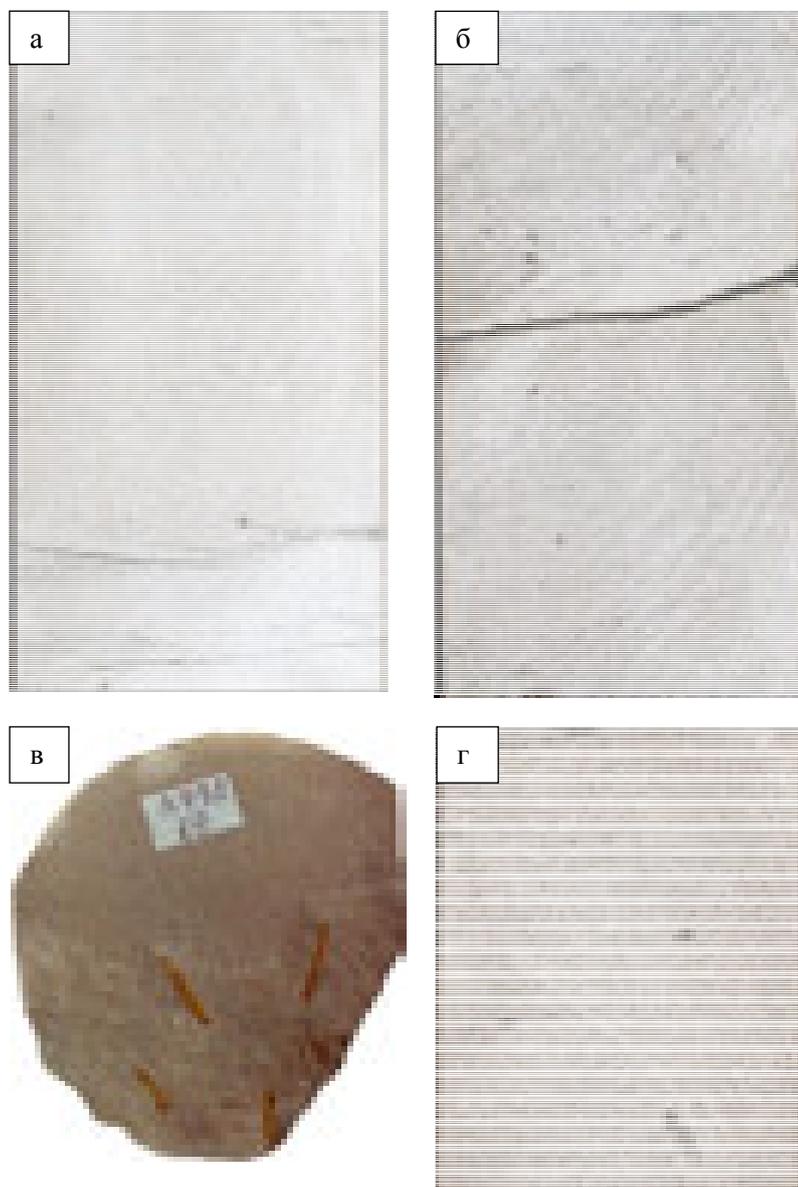
**Фа́ция алеврито-песчаных отложений дистальных частей подводных отмелей:** песчаники мелкозернистые, алевритистые и разнозернистые алевролиты со слабо-наклонной, чаще горизонтальной слоистостью с ихнокомплексами *Arenicolites* и *Diplocraterion*. С преобладанием U-образных ходов типа *Diplocraterion* – yo-yo. Циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. а-г - ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИБЕРЕГОВОГО БАСЕЙНОВОГО  
МЕЛКОВОДЬЯ**



**Фацция алеврито-песчаных отложений дистальных частей подводных отмелей:** известняк органогенно-обломочный (скафоподовый), песчанистый, с органогенно-обломочной структурой и беспорядочной текстурой (б, в). В составе породы наблюдается раковинный детрит (до 40%), кальцит (30-35%), терригенные обломки (20-25%), сидерит (до 5%). Раковинный детрит представлен преимущественно скафоподами, реже остракодами. Скафоподы (а) округлой или слегка вытянутой формы ( $d$  от 0,22 до 1,46 мм), полые внутри с толщиной стенок от 0,02 до 0,08 мм. Внутренняя часть раковин выполнена тонкозернистым кальцитом с песчаной примесью, реже раковины заполнены мелкозернистым кальцитом. Остракоды находятся в подчиненном количестве, размером до 0,88 мм. Новообразованный тонкозернистый кальцит выполняет роль цемента. Терригенный материал алевро-псаммитовой разменности представлен корродированными обломками кварца, полевых шпатов и редко обломками пород, со средним размером 0,04-0,09 мм. Полевые шпаты слабо серицитизированы. Встречаются единичные чешуйки слюды (мусковита и нацело сидеритизированного биотита). Пелитоморфный сидерит развивается в цементе в виде пятен изометричной и слегка удлиненной формы, размером до 0,29 мм. Циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. а – фотография шлифа, николи X, ширина изображения 3,4 мм; б-в – ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИБЕРЕГОВОГО БАССЕЙНОВОГО  
МЕЛКОВОДЬЯ**



**Фация песчаных осадков центральных частей подводных отмелей:** песчаники мелкозернистые, в отдельных прослоях до среднезернистых, с тонкой полого-наклонной, веерообразной (а) слоистостью, подчеркнутой намывами растительного детрита (а, в, г), с остатками лопатоногих моллюсков *Dentalium Scaphoroda* (в), двустворок *Meleagrinella ovalis* (Phill.) (в). Циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. а-г – ширина изображения 100 мм.

Для восстановления палеогеографических условий использовался метод палеобиофациального анализа с палеоэкологической привязкой фаунистических остатков (Атлас моллюсков..., 1990; Вячкилева и др., 1990; Захаров, 1966; Проблемы страти-

графии... (2003). При проведении подобных исследований основополагающим являлся актуалистический метод, что особенно справедливо для комплексов мезозойских морских беспозвоночных, не включающих ни одного современного вида и содержащих очень малое количество ныне живущих родов. Данные об экологии вымерших животных получены из палеоэкологических исследований позднеюрских и раннемеловых беспозвоночных Севера Сибири (Захаров, 1966). Главным фактором, контролирующим расселение организмов, являлась пища. Все бентосные животные по характеру пищи делятся на:

- растительноядных;
- плотоядных;
- трупоядных;
- всеядных.

Среди юрских беспозвоночных по аналогии с некоторыми ныне живущими представителями можно выделить группу растительноядных (гастроподы - колпачковидные), группу плотоядных (скафоподы), группу всеядных (двустворки и брахиоподы). Особую ценность для палеоэкологического анализа представляют трофические группировки по способу и уровню питания. Классификации по этому фактору предложены и обобщены для целей палеоэкологии В.А. Захаровыми Б.П. Шурыгиным (1978, 1997).

В юрских морях обитали следующие трофические группировки: 1) *глотальщики* – питающиеся глубоко в осадке, бесскелетные животные, оставляющие следы жизнедеятельности; 2) *собиратели* – питающиеся неглубоко в осадке, двустворчатые моллюски, скафоподы; 3) *фильтраторы* – суспензионные питатели высокого уровня (рисунок 4.2).

Так как остатки двустворок в подавляющем большинстве найдены в керне скважин и представлены разрозненными створками, ядрами раковин и отпечатками анализировался только родовой комплекс двустворчатых моллюсков.

В большинстве образцов керна отмечено совместное присутствие сидеритизированных раковин лопатоногих моллюсков (*Dentalium Scaphopoda sp. indet.*) и двустворок *Meleagrinnella ovalis* (фототаблица 4.8). Оба рода отнесены к эврибатной бати-

метрической группировке, являются термофилами по термальной группировке. Одним из мощнейших факторов, контролирующих расселение организмов, является тип грунта (Вячкилева, 1990; Захаров и др., 1978). Представители рода *Meleagrinea* прикреплялись бисусом в течение жизни, о чем свидетельствует хорошо развитый бисусный вырез. Обитали на мелкопесчаных грунтах, на небольших глубинах вблизи берега, при слабом движении донных вод. Обычно селились колониями, часто в сообществе с представителями рода *Dentalium sp. indet.*

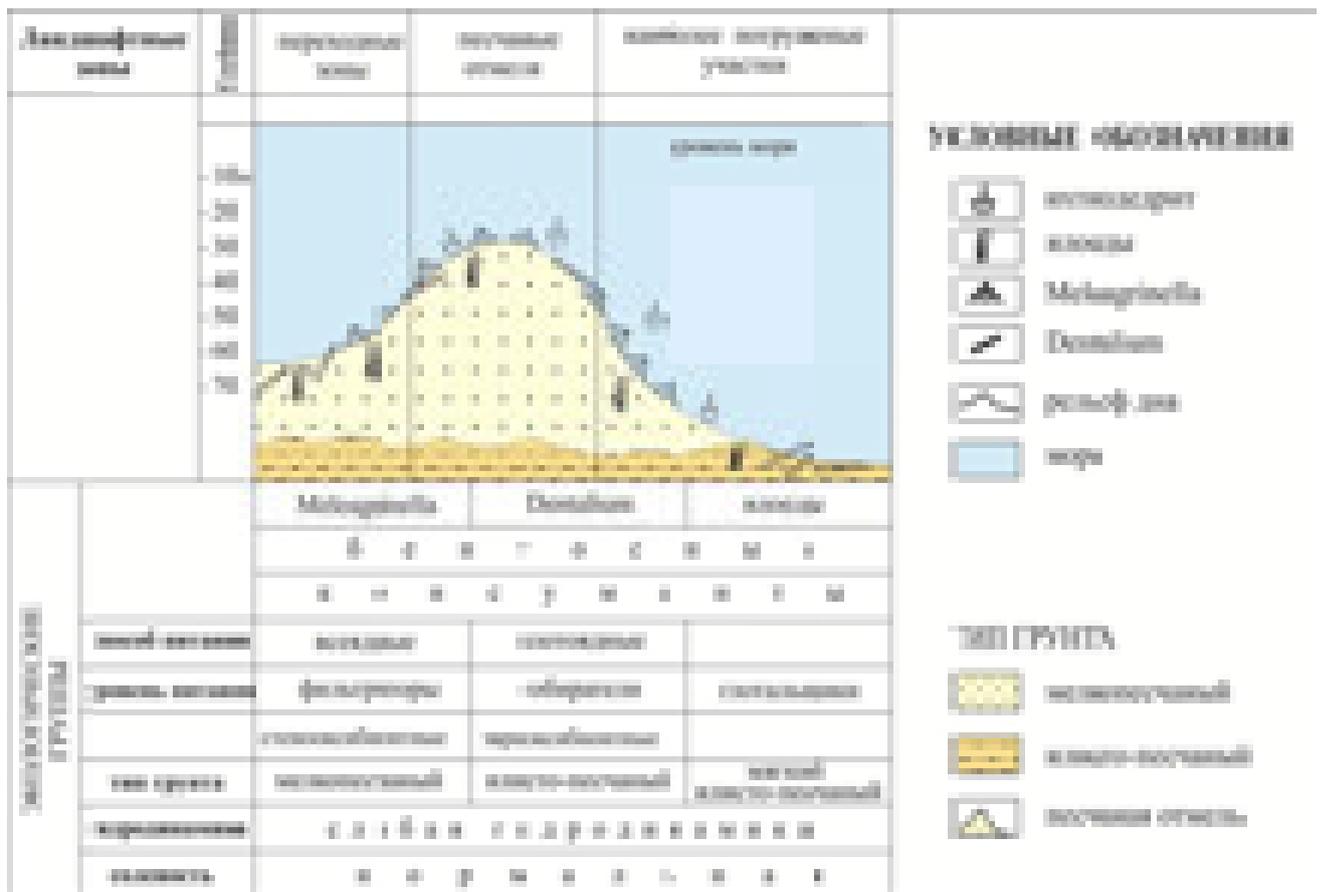


Рисунок 4.2 - Ландшафтные зоны и фаунистическая характеристика келловейского моря

Жили эти организмы в мелководной прибрежно-морской зоне (сублитораль), на участках, защищенных от прямого воздействия волн, каковыми и являлись крупнейшие подводные отмели. Вместе с *Dentalium sp. indet.* они образовывали типичную мелководно-морскую палеобиофацию (рисунок 4.3).

Основываясь на анализе палеонтологического материала среду обитания данных организмов можно описать следующим образом. Именно двусторчатые моллюски являются хорошими индикаторами условий седиментации бассейнов геологического прошлого, так как почти вся их жизнь (особенно взрослая стадия) связана с дном водоема в умеренно-тепловодных условиях средней-верхней сублиторали (0–80 м) в прибрежной зоне эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености (Захаров, Шурыгин, 1978).

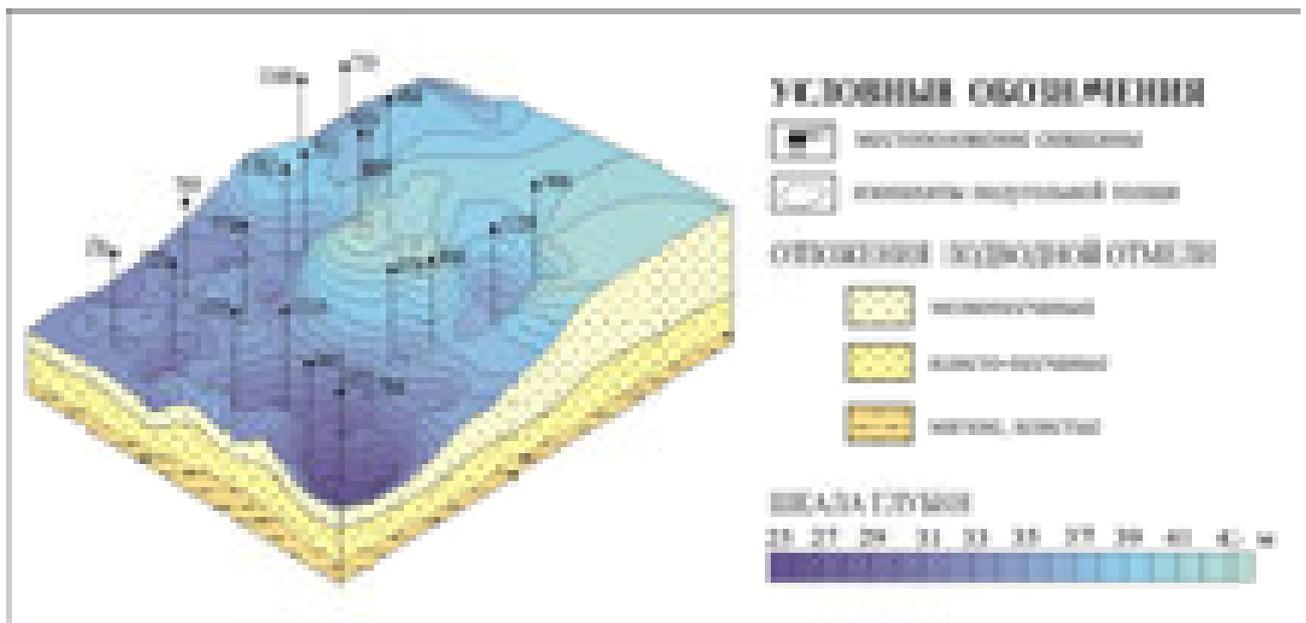


Рисунок 4.3 - Блок-модель центральной части Лугинецкого моря в келловейский век

Температура придонных вод не превышала  $+15^{\circ}\text{C}$ , с очень хорошей аэрацией водного пространства. Геохимическая обстановка изменялась от окислительной до нейтральной. На участках, защищенных от прямого воздействия волн, селились колонии *Dentalium sp. indet.* и *Meleagrinnella*. В верхней песчаной части подводных отмелей обитали суспензионные питатели *Meleagrinnella*. На понижениях, в песчано-илистых грунтах селились собиратели *Dentalium sp. indet.*, питающиеся неглубоко в осадке. Глубоко в осадке проживали глотальщики (илоеды), оставившие многочисленные следы своей жизнедеятельности.

К юго-западу от Лугинецкой структуры существовали условия шельфовой зоны с активной гидродинамикой среды. Об этом свидетельствует комплекс секреторных

фораминифер, обнаруженных в керне скважин на Западно-Лугинецкой площади. Песчаные осадки, вмещающие описанную фауну, выделены в *фаццию песчаных осадков центральных частей подводных отмелей* келловейского моря. Породы ее слагающие, представлены однородными средне-мелкозернистыми песчаниками с остатками *Meleagrinnella* и *Dentalium sp. indet.* Цвет пород серый с буроватым оттенком, обусловленным присутствием нефтяного вещества, заполняющего пустотное пространство.

Минералого-геохимический состав пород преимущественно полевошпатово-кварцевый. Кварц преобладает над полевыми шпатами (50–66%). Содержание обломков пород зависит от размерности песчаников. Их количество возрастает с ростом крупности зерна. Среди обломков преобладают кварциты, сланцы, пелитизированные глинистые разности. В составе цемента преобладает гидрослюда, раскристаллизованный каолинит. Тип цементации пленочно-поровый. Часть пор заполнена нефтяным веществом.

Фауна присутствует в виде мелких раковин *Meleagrinnella* и *Dentalium sp. indet.* Створки раковин моллюсков сидеритизированы, выпуклые по форме, имеют тонкую радиальную скульптуру. Удлиненные конусовидные, трубчатые образования также интенсивно сидеритизированы. В породе присутствует значительное количество норк донных животных, заполненных слоистым материалом.

## 4.2. Оксфордский век

Начало оксфордского века осадконакопления ознаменовалось новым подъемом уровня морского бассейна, вызвавшим удаление линии палеоберега от границ Лугинецкого палеоподнятия в юго-восточном направлении. После непродолжительного трансгрессивного события, отразившегося накоплением в кровельной части циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> маломощного глинистого прослоя (2-4 м), началось формирование песчаных отложений циклита, индексируемого, как Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>. В это время преобладающим являлся волновой режим транзита и аккумуляции терригенного материала.

### 4.2.1. Литолого-генетические типы и фации раннего оксфорда

Формирование циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н происходило при господстве процессов флювиального воздействия в фазу интенсивной компенсации мелководно-морского бассейна поступающим с юга и юго-востока терригенным материалом, предшествующим его значительному обмелению. Последующая медленная регрессия уровня моря привела к эрозии циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н в юго-восточной части Лугинецкого палеоподнятия.

Согласно исследованиям кернового материала для отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> н были выделены и описаны нижеследующие группы макрофаций.

### III - Макрофация отложений подводной части дельты

***Фация гравийно-песчаных (пуддинговых) осадков оснований конусов выноса рек*** (фототаблица 4.9):

- 1) песчаники мелкозернистые с обломками алевролитов разной степени окатанности (пуддинговые разности);
- 2) для песчаного материала средняя или плохая;
- 3) текстуры: обычно неслоистые, часто слоеватые, за счет расположения обломков алевролитов;
- 4) растительной органики очень малое количество;
- 5) наличие обломков и линз разной степени окатанности;
- 6) встречаются всегда в основании подводно-дельтового конуса;
- 7) перекрываются осадками бассейнового мелководья.

***Фация песчаных осадков конусов выноса рек*** (фототаблица 4.10):

- 1) мелко- среднезернистые песчаники;
- 2) преимущественно средняя;
- 3) текстуры: всегда косая однонаправленная до сильно-срезанной и веерной;
- 4) растительная органика присутствует в любых количествах (от полного ее отсутствия до обильных включений);
- 5) конкреции отсутствуют;

- б) встречаются в разных комбинациях, среди отложений дельтового комплекса;  
 7) наиболее характерен парагенез с фациями активного морского мелководья.

Фототаблица 4.9

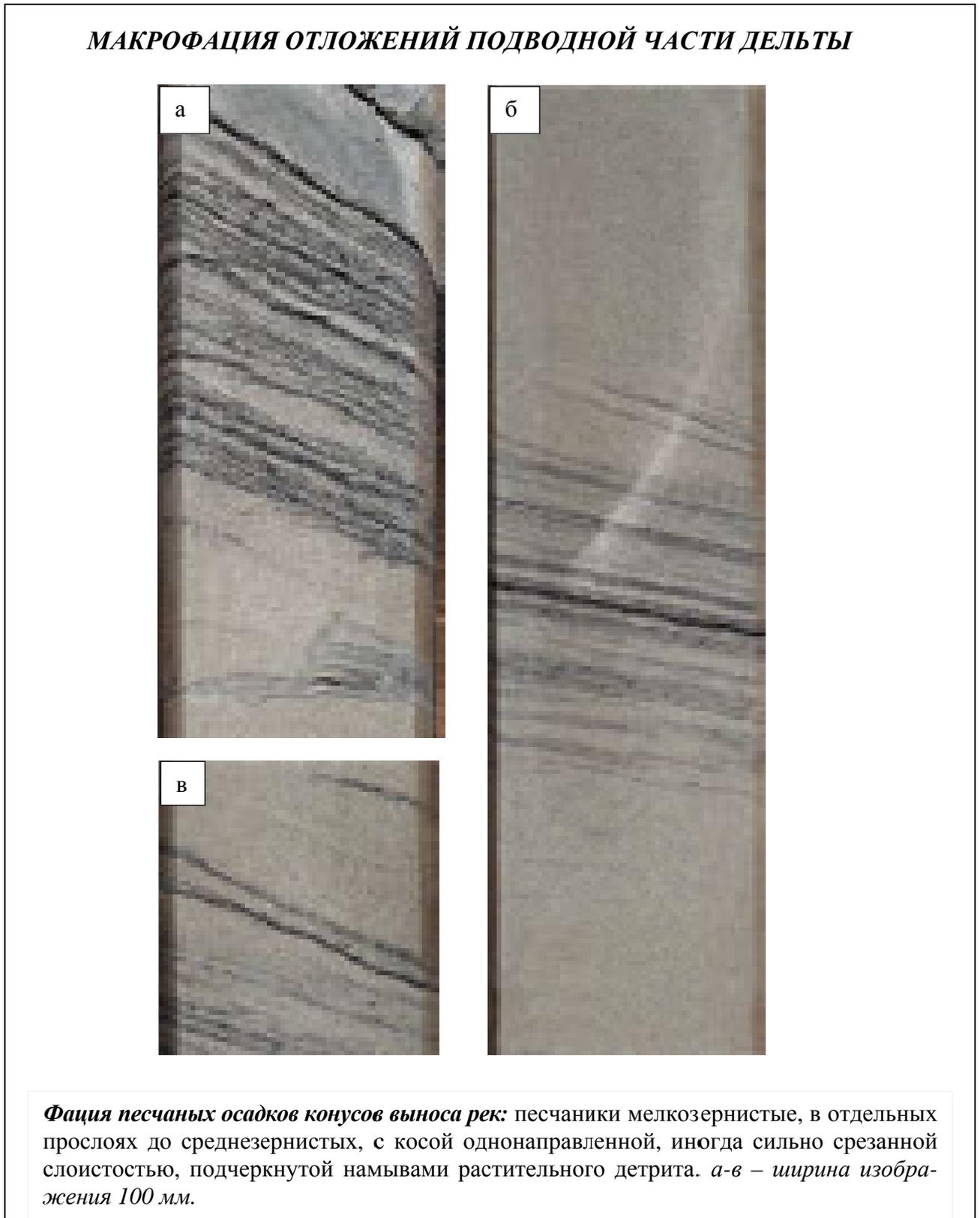


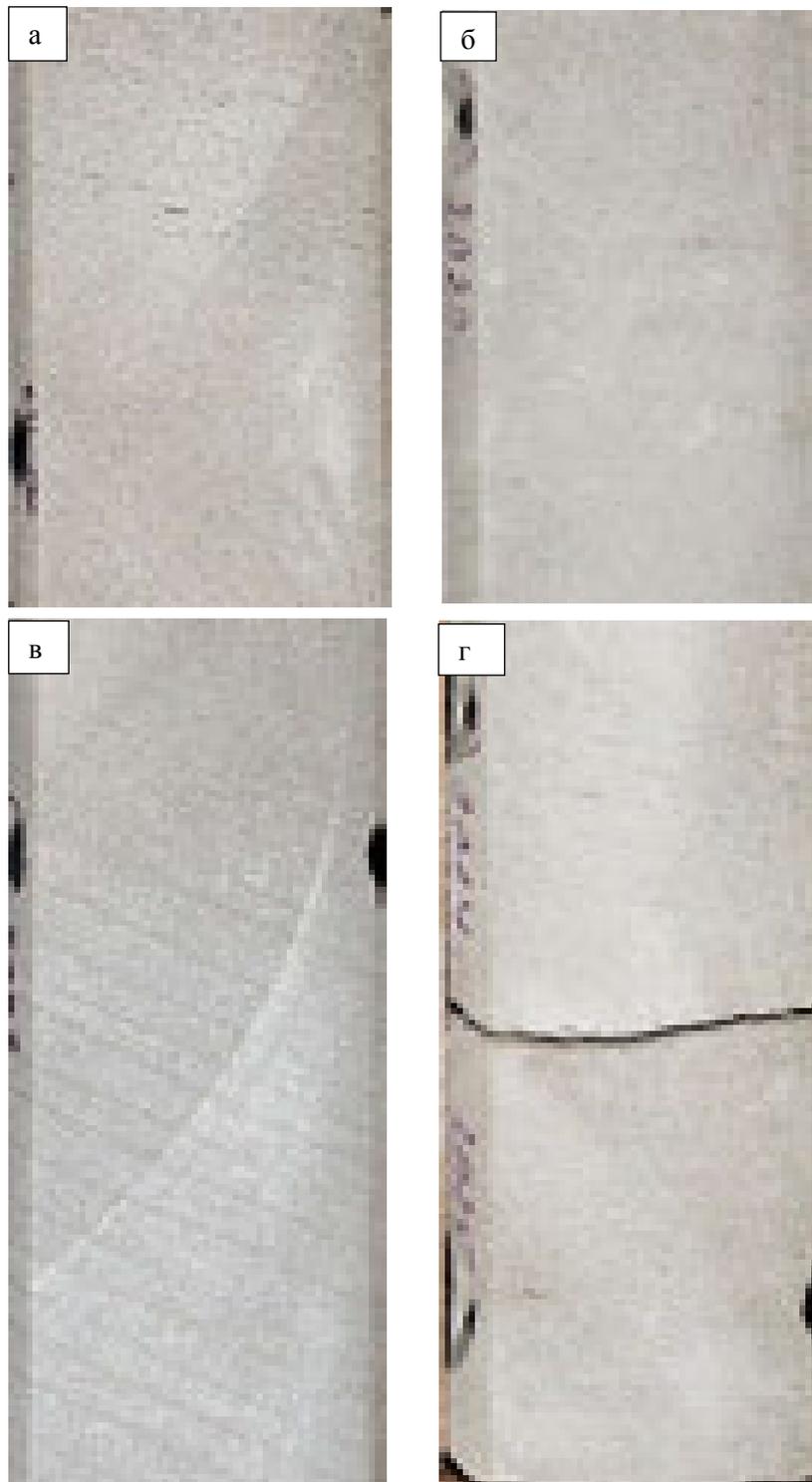
**Фа́ция алеврито-песчаных осадков передовой части дельты** (фототаблица 4.11):

- 1) почти всегда тонкозернистый песчаник, с отдельными прослоями до мелкозернистого;
- 2) сортировка хорошая и очень хорошая;
- 3) текстуры: тонкая косая однонаправленная, слабо срезанная, разнонаправленная, иногда немного расходящаяся (первые градусы);
- 4) растительная органика присутствует в малом количестве, с многочисленными включениями фаунистических остатков и ихнофоссилий практически отсутствуют;

- 5) нередко повышенная карбонатность;
- 6) венчает отложения подводно-дельтовых комплексов, но может образовывать самостоятельные тела;
- 7) почти всегда в ассоциации с фациями подводных конусов выноса.

Фототаблица 4.10



**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПОДВОДНОЙ ЧАСТИ ДЕЛЬТЫ**

**Фацция алеврито-песчаных осадков передовой части дельты:** тонко-мелкозернистый среднесортированный песчаник с косой слабо срезанной (в), разнонаправленной (г) и немного расходящейся (первые градусы) (б) слоистостью, с намывами углисто-слюдистого детрита, формирующими тонкие слойки, толщиной 3-5 мм, с углами наклона (до  $10^0$ ). Циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н. а-г – ширина изображения 100 мм.

#### **IV - Макрофа́ция отложений полуизолированного бассейнового мелководья**

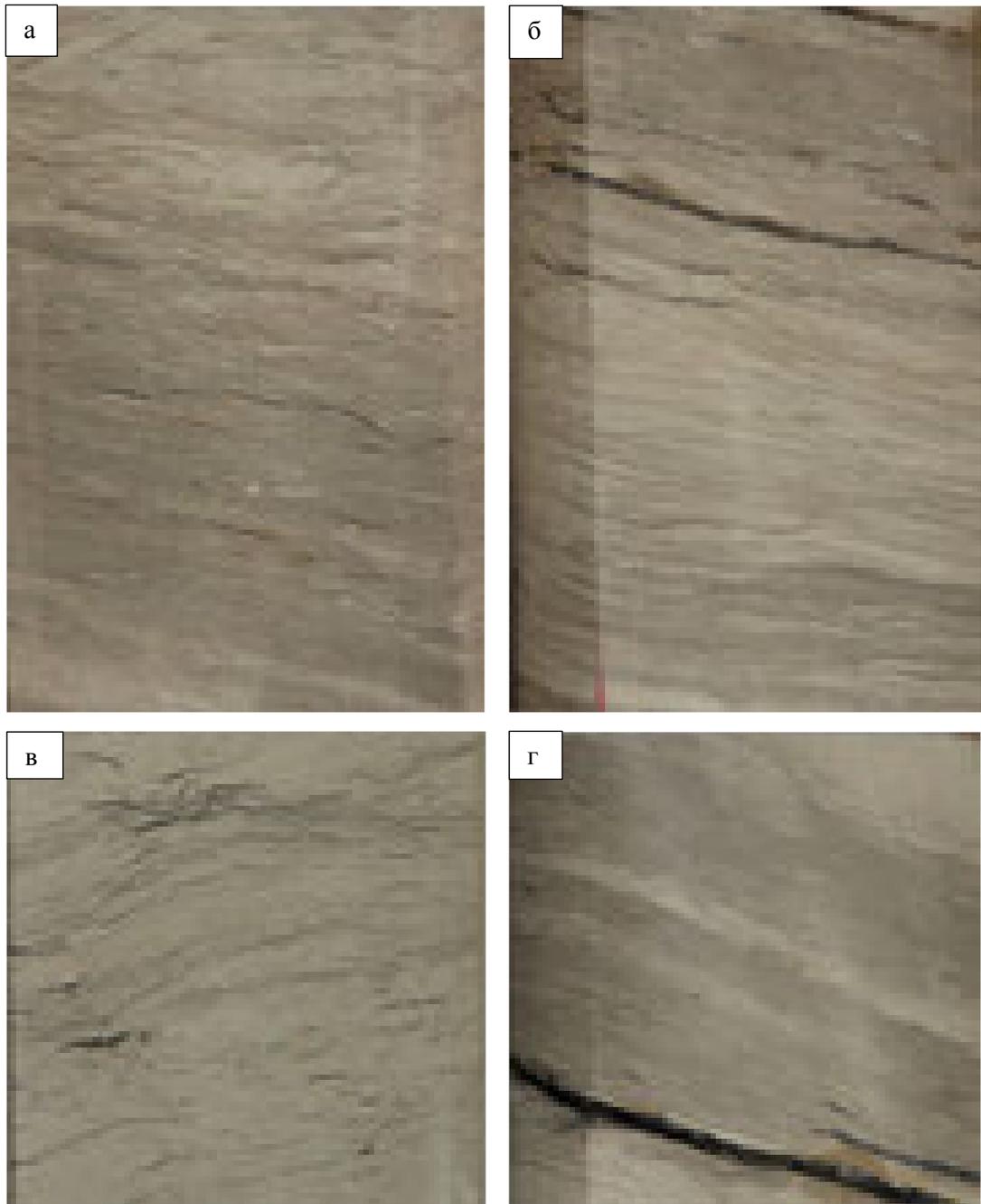
**Фа́ция глинисто-алевритовых осадков приморских озер** (фототаблица 4.12):

- 1) алевролиты с примесью и прослоями тонко- мелкозернистого песчаного материала;
- 2) сортировка обычно плохая, отчасти средняя;
- 3) текстуры: все виды мелкой волнистой слоистости;
- 4) растительная органика присутствует в небольшом количестве, с многочисленными включениями фаунистических остатков и ихнофоссилий практически отсутствуют;
- 5) расположены на дельтовой равнине, в береговой зоне;
- 6) венчает отложения подводно-дельтовых комплексов, но может образовывать самостоятельные тела;
- 7) почти всегда в ассоциации с отложениями заливов и лагун.

#### **4.2.2. Литолого-генетические типы и фации среднего оксфорда**

В период формирования отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup><sub>в</sub>, выделяемых повсеместно под названием «межугольной» толщи, происходила очень медленная, прерывистая трансгрессия. Условия формирования терригенных отложений соответствовали фациям субаквальной равнины с локальными участками развития флювиальных обстановок. Переходный режим от субконтинентальной обстановки к прибрежно-морской обусловил формирование небольших по мощности линзовидных дискретных тел.

Западная часть Лугинецкой структуры находилась в условиях регрессирующего морского мелководья. Значительная часть территории служила ареной накопления осадков заболоченных и зарастающих лагун. В отличие от предыдущей эпохи осадконакопления, площадь развития лагунных отложений стала более обширной и заняла практически всю центральную часть изучаемой территории.

**МАКРОФАЦИЯ ПОЛУИЗОЛИРОВАННОГО БАССЕЙНОВОГО МЕЛКОВОДЬЯ**

**Фа́ция глинисто-алевритовых осадков приморских озер:** Активное мелководье приморского озера. Алевролит крупнозернистый, песчаник тонкозернистый, средне сортированный, слоистость от тонкой полого-волнистой до линзовидно-волнистой, подчеркнута растительным детритом (а), с тонкими прослойками углей (б), с нечетко выраженной рябью волнения. Прерывистая косо-волнистая вогнутая слоистость, подчеркнута крупным растительным детритом (в). Циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н. а-г – ширина изображения 100 мм.

Для условий осадконакопления в пределах лагуны характерным являются малые площади распространения отложений данного типа, небольшие глубины, застойность вод, преимущественно алевропелитовый состав осадков. Так как климат позднеюрской эпохи был ближе к умеренному, то в лагунах доминировало накопление терригенного материала. Согласно исследованиям кернового материала для отложений лагунного генезиса в породах циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> были выделены и описаны следующие группы фаций:

### **I - Макрофация отложений заливно-лагунного побережья**

***Фация переслаивания алеврито-глинисто-углистых с прослоями известняков осадков септариевых горизонтов*** (фототаблица 4.13):

- 1) алевролиты мелкозернистые, алевроаргиллиты, глинистые известняки (мергели), угли в маломощных прослоях;
- 2) для алевритового материала средняя;
- 3) текстуры: обычно слоистые в причудливом переслаивании, за счет неравномерного развития септ;
- 4) растительной органики мало, ихнофоссилии не отмечены;
- 5) наличие прослоев сидеритизации, септариевых трещин синерезиса, заполненных материалом мелкой песчаной размерности;
- 6) непосредственные контакты четкие;
- 7) перекрываются осадками прибрежных фаций.

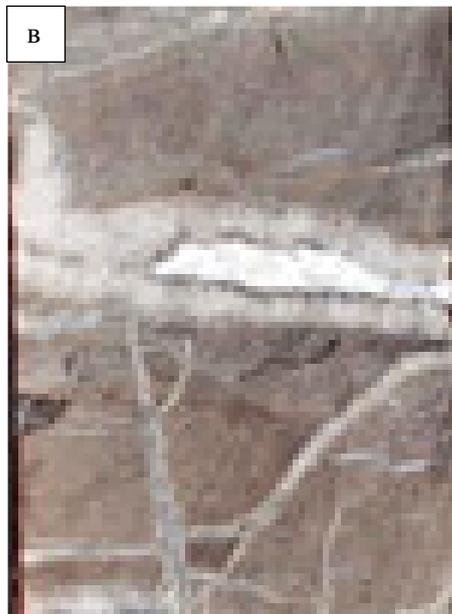
***Фация песчано-алеврито-глинистых осадков краевых частей лагун*** (фототаблица 4.14):

- 1) песчано-алеврито-глинистые отложения;
- 2) для песчано-алевритового материала средняя и плохая;
- 3) текстуры: тонкое линзовидное переслаивание с трещинами синерезиса;
- 4) растительной органики среднее количество, присутствуют редкие остатки корешков растений, ходы донных организмов (мелкие ихнофоссилии типа *Planolites*);
- 5) наличие интенсивной пиритизации (послойная и конкреции пирита) и сидеритизации, трещин синерезиса;

- б) встречаются в ассоциации с другими типами лагунных отложений;  
 7) перекрываются осадками заливно-лагунного мелководья.

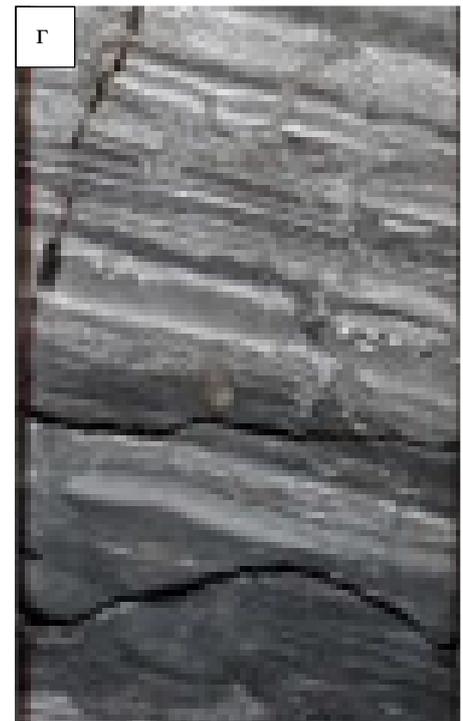
Фототаблица 4.13

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фа́ция переслаивания алеврито-глинисто-углистых с прослоями известняков осадков септариевых горизонтов:** переслаивание известняков, углей, алевроаргиллитов с многочисленными трещинами подводного синерезиса, залеченными кальцитом и материалом мелкопесчаной размерности. Внедрение происходило под определенным давлением в сформировавшееся пустотное пространство. *а-г* - ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фа́ция песчано-алеврито-глинистых осадков краевых частей лагун.** Песчано-алеврито-глинистые отложения краевых частей лагун: а) тонкое линзовидное переслаивание глинистого алевролита и алевритистого песчаника, с трещинами синерезиса, с ходами мелких донных организмов (илоедов), с намывами растительного детрита. Породы насыщены конкрециями пирита, сформировавшимся по ходам ихнофоссилий, частично – по редким корневым остаткам. а-г - ширина изображения 100 мм.

**Фа́ция песчано-алеврито-глинистых осадков центральных частей лагун** (фототаблицы 4.15, 4.16, 4.17):

- 1) алевролиты мелкозернистые, алевроаргиллиты, глинистые известняки (мергели), угли в маломощных прослоях;
- 2) для алевритового материала средняя;
- 3) текстуры: обычно слоистые в причудливом переслаивании, за счет неравномерного развития септ;
- 4) растительной органики мало, ихнофоссилии типа *Chondrites*;
- 5) наличие прослоев сидеритизации, септариевых трещин синерезиса, заполненных материалом мелкой песчаной размерности;
- 6) встречаются всегда в центральных частях заливно-лагунного побережья;
- 7) находятся в ассоциации с лагунными комплексами.

В керне осадки данного типа представлены алеврито-глинистыми породами, с многочисленными растительными остатками и включениями многочисленных гнезд пирита, со следами жизнедеятельности донных организмов.

Пирит образует точечные включения в основной глинистой массе, отдельные крупные гнезда, часто окислен. Крупные включения диагенетического пирита образуют скопления, расположенные параллельно наслоению.

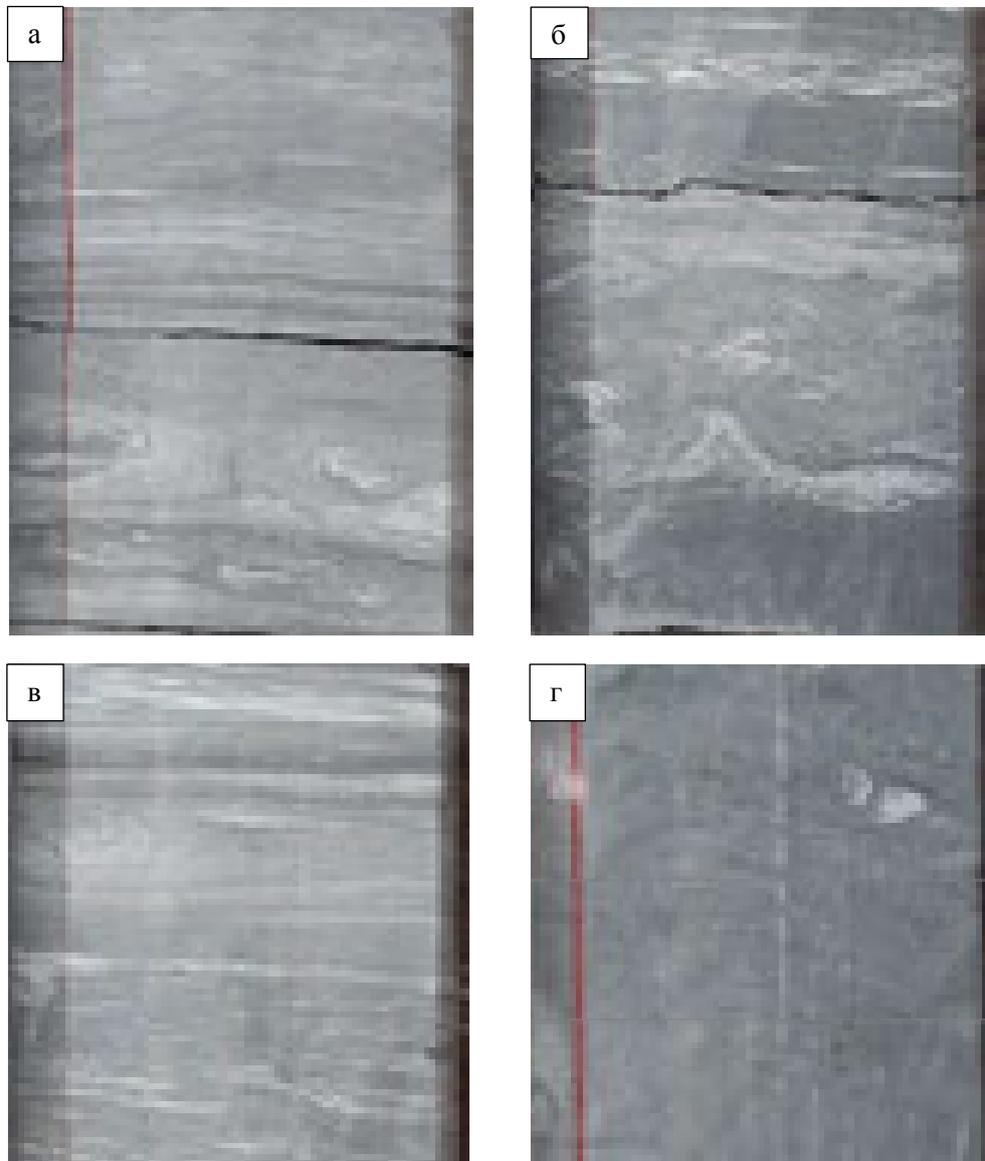
В породе присутствуют мельчайшие окатыши тонкозернистого песчаного материала, создающие в алевритистой основной массе причудливые текстуры. Присутствие тонких углисто-глинистых прослоев обеспечивает разнообразную слоистость волнений. Отдельные слойки представлены рыжеватым сидеритовым материалом. В составе глин, создающих отдельные прослои, по данным рентгеноструктурного анализа, преобладают гидрослюды, присутствует каолинит, иногда примесь хлорита, пирита и сидерита.

Обломочные зерна средне- и плохосортированы. Среди текстур преобладают разновидности линзовидно-волнистого типа. Характерным является наличие оползневых текстур, с мелким смятием, разрывами и микросбросами слойков. Отмечаются окатыши алевролитов и глин, комковатые текстуры, обусловленные деятельностью корней. Оползневые и конгломератовидные текстуры указывают на перемещение по неровностям дна, локальный размыв и переотложение слабо литифицированного осадка в нестабильной гидродинамической обстановке.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**

**Фацция песчано-алеврито-глинистых осадков центральных частей лагун:** алевролиты мелкозернистые, алевроаргиллиты, углистые аргиллиты, с остатками корешков, интенсивно пиритизированные. *а-г* - ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фацция песчано-алеврито-глинистых осадков центральных частей лагун:** глинисто-алеврито-углистые отложения, пиритизированные, с ходами илоедов, со следами взмучивания и оползания осадка центральных частей лагун. Циклит Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. а-г - ширина изображения 100 мм.

Одним из отличительных признаков этого типа является обильная пиритизация в виде стяжений разнообразной формы и размеров. Также в породах встречается примесь сидерита в разной форме. Фауна практически не встречается. Остатки флоры присутствуют в виде обугленного растительного детрита, иногда образующего скопления. Характерным является присутствие следов жизнедеятельности мелких донных животных, образующих многочисленные ходы и норки.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛИВНО-ЛАГУННОГО ПОБЕРЕЖЬЯ**



**Фа́ция песчано-алеврито-глинистых осадков центральных частей лагун:** Разнозернистые алевролиты и глинистые песчаники с многочисленными включениями обугленной растительной органики, с крупными остатками растений, с ходами роющих животных (*ихнород Chondrines*). Циклит Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. а-е - ширина изображения 100 мм.

На востоке и юго-востоке территории шло накопление песчано-алевритовых осадков зоны волнений открытого подвижного бассейнового мелководья.

### **V - Макрофация отложений открытого подвижного бассейнового мелководья**

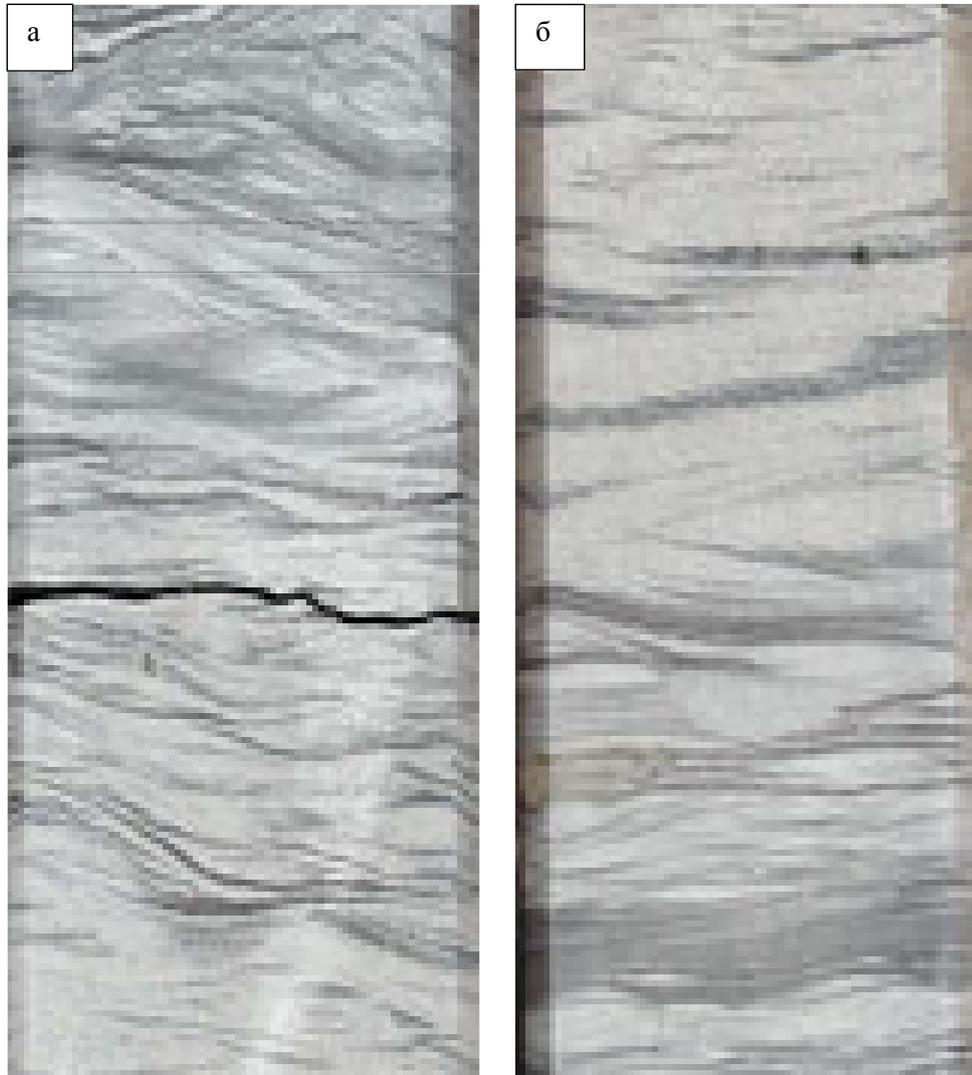
*Фация алеврито-песчаных осадков подвижного мелководья* (фототаблица 4.18):

- 1) песчаники тонко-мелкозернистые;
- 2) сортировка хорошая и очень хорошая;
- 3) текстуры: тонкая волнистая в разных сочетаниях, чередующаяся с косоволнистой, сигмоидальная со сдвигом, с S-образной формой слойков;
- 4) растительной органики мало, чаще отсутствует;
- 5) нередко высокая карбонатность, до появления известковистых песчаников;
- 6) встречаются всегда зонах активного мелководья бассейна;
- 7) находятся в ассоциации с отложениями мелких береговых форм.

Отложения представлены песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами со слоистостью сложного типа, нарушенной волнением и следами жизнедеятельности донных организмов (фототаблица 4.18). Цвет песчаников и алевролитов данного типа меняется от светло-серого до голубовато-серого, зеленовато-серого.

Цемент данного типа глинисто-гидрослюдистый с хлоритом, иногда с пиритом, глауконитом и карбонатами; кальцитом и сидеритом. Для пород данного типа характерна средняя и хорошая сортировка обломочного материала. Текстура пород этого типа характеризуется пологоволнистой, косоволнистой, перекрестно-волнистой, линзовидной слоистостью, обусловленной прослоями глин и намывами растительного детрита и слюды, образующими нитевидные прослои. Границы раздела прослоев разного гранулометрического состава слабоволнисты и не параллельны, иногда носят линзовидный характер. Слоистость в песчано-алевритовых прослоях тонкая, косоволнистая, перекрестная, горизонтальная. В глинисто-алевритовых прослоях преобладает слабоволнистая и горизонтальная слоистость.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ОТКРЫТОГО ПОДВИЖНОГО  
БАСЕЙНОВОГО МЕЛКОВОДЬЯ**



**Фа́ция алеврито-песчаных осадков подвижного мелководья:** а, б – сложная волнистая вогнуто-выпуклая слоистость, чередующаяся с косо-волнистой, выполненная сменой тонкозернистого песчаного и крупнозернистого алевритового материала, с конкрециями пирита в зоне волнений подвижного бассейнового мелководья. В отдельных сериях слоистость сигмоидальная со сдвигом, характерная для морских отложений. S-образная форма слойков свидетельствует о формировании серий в условиях очень подвижной среды. Фронтальный разрез показывает сходство с фестончатой слоистостью (б), обычно формирующейся при выполнении эрозионных промоин в зоне волнений. Циклит Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. а-б - ширина изображения 100 мм.

### 4.2.3. Литолого-генетические типы и фации позднего оксфорда

Кратковременное повышение и стабилизация уровня моря произошла к началу позднеоксфордского века, что привело к расширению зоны действия морского мелководья, охватившей центральную и северо-западную часть Лугинецкой структуры. Восточная и южная части территории исследования представляли собой области лагунного илистого малоподвижного мелководья.

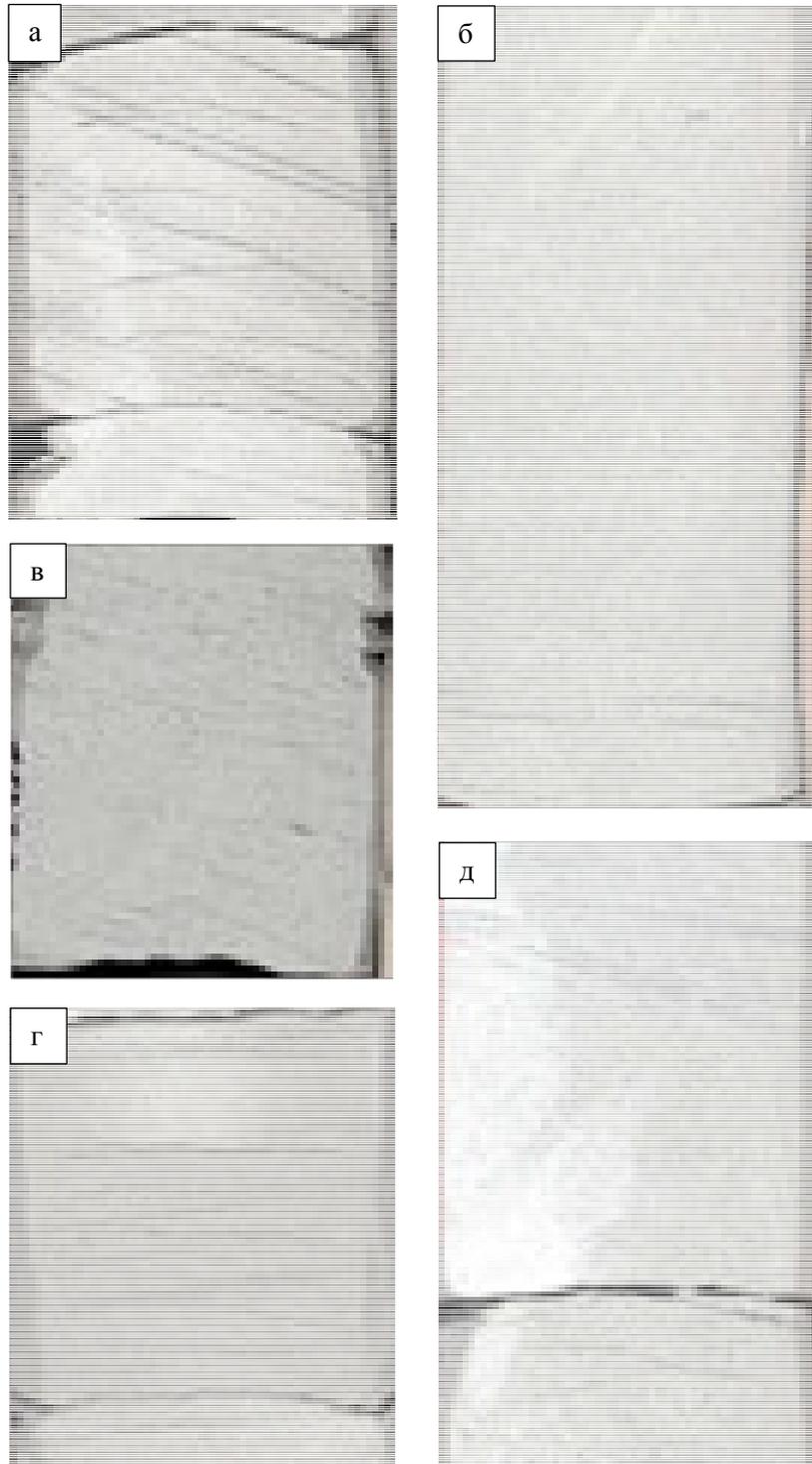
Во время накопления циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по данным исследования керна и электрометрического анализа, выделено значительное количество дискретных линзовидных баровых построек, явного трансгрессивного характера. Практически вся площадь между этими телами представляла собой область накопления лагунных отложений. Лагунные фации описаны в предыдущем разделе. Поэтому ниже приводится описание сложного комплекса приливных баровых гряд, сформированных в условиях трансгрессивного морского бассейна.

#### VI - Макрофация отложений трансгрессивных аккумулятивных форм

*Фация алеврито-песчаных осадков трансгрессивных баровых гряд* (фото-таблица 4.19):

- 1) песчаники тонко-мелкозернистые;
- 2) сортировка хорошая и очень хорошая;
- 3) текстуры: мелкая косая, пачечная горизонтально-слабоволнистая, тонкая косая прерывистая;
- 4) примесь растительной органики очень мала, следы донных животных редки;
- 5) характерна высокая карбонатность, вплоть до появления известковистых песчаников;
- 6) встречаются всегда зонах активного мелководья бассейна;
- 7) находятся в ассоциации с отложениями мелких береговых форм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТРАНСГРЕССИВНЫХ  
АККУМУЛЯТИВНЫХ ФОРМ**



**Фацция алеврито-песчаных осадков трансгрессивных баровых гряд:** чередование слоистости разных типов в мелкозернистом песчанике: мелкой косой (а, д), пачечной горизонтально-слабоволнистой (г), косой прерывистой (в). Слоистость подчеркнута примесью алеврито-глинистого материала и растительным детритом. Циклит  $Ю_1^1$ . а-д - ширина изображения 100 мм.

### **4.3. Кимериджский век**

Море кимериджского века было незначительным по глубине, нормальной солености со следами слабого опреснения (Казаков и др., 1997; Решения..., 2004; Шурыгин и др., 2000). Характерной чертой являлась резко-восстановительная обстановка в осадках при диагенезе (существенно пиритовая геохимическая фация). В мелководной части шельфа, на повышенных участках морского дна накапливались преимущественно песчаные осадки. В понижениях и в депрессионных зонах шло накопление алевролитов и глинисто-алевритовых пород, содержащих конкреции и стяжения пирита (Атлас литогенетических типов..., 1997).

#### **4.3.1. Литолого-генетические типы и фации кимериджа**

В кимериджское время в пределах северо-западной части Пудинского мегавала установился постоянный морской режим, обусловивший накопление монотонной глинистой толщи георгиевской свиты. В её основании, по керну многих скважин, выделены отложения, выделяемые многими авторами в объеме барабинской пачки, сложенной плотными глауконитовыми разностями (Казаков и др., 1997; Решения..., 2004; Шурыгин и др., 2000).

Отложения пачки имеют своеобразную геофизическую характеристику, что позволяет довольно легко находить ее в разрезах скважин. В проницаемых разностях на диаграммах стандартного каротажа кривая спонтанной поляризации имеет отрицательное отклонение. Значения микроградиент и микропотенциал зондов низкие. Наиболее информативной является запись кривых индукционного каротажа, где отмечается резкое уменьшение сопротивления. Электропроводимость увеличивается за счет большого количества пирита и глауконита. Значения естественной гамма-активности повышены. Песчано-алевритоглинистые комковатые породы барабинской пачки, формировались в неглубоком морском бассейне в довольно специфических

условиях и отнесены к *фации относительного морского глубоководья* кимериджского моря.

## **VII - Макрофация отложений относительного морского глубоководья**

### ***Фация алеврито-песчаных карбонизированных осадков подводных поднятий***

(фототаблица 4.20, 4.21):

- 1) песчаники, алевролиты разнозернистые, с глауконитом и раковинным детритом;
- 2) сортировка очень плохая;
- 3) текстуры: конгломератовидная, иногда брекчиевидная;
- 4) растительной органики нет, иногда присутствуют следы илоедов;
- 5) высокая карбонатность, пиритизация и глауконитизация;
- 6) встречаются на приподнятых участках морского дна;
- 7) находятся в ассоциации с глубоководными аргиллитами.

По литологическому составу пород, их структурно-текстурным признакам, степени сохранности и характеру захоронения фаунистических остатков в изученном районе выделен литогенетический тип, сформированный на подводных поднятиях мелководного морского бассейна.

Слагают данный тип песчаники и разнозернистые алевролиты. Породы имеют серую, зеленовато-серую окраску, часто присутствует буроватый оттенок. Характерной чертой является пятнистая окраска, обусловленная пятнами зеленых тонов различной интенсивности. Интенсивность зеленого цвета зависит от количества и характера распределения глауконита. Часто породам присущи пятнистые окраски с бурыми пятнами за счет присутствия нефтяной органики или пятнистые вариации серого цвета, обусловленные разной зернистостью и разным содержанием глинистого материала. Текстура пород конгломератовидная, иногда брекчиевидная. характерная для трансгрессивной серии. Наличие брекчиевидных текстур свидетельствует об очень быстром наступлении трансгрессии. Породы, выделяемые в данный литогенетический тип интенсивно карбонатизированы, пиритизированы, фосфатизированы с включениями фосфатных конкреций.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ОТНОСИТЕЛЬНОГО  
МОРСКОГО ГЛУБОКОВОДЬЯ**



**Фа́ция алеврито-песчаных карбонатизированных осадков подводных поднятий:**  
Мелкозернистый известковистый песчаник с примесью глауконита, с многочисленными  
стяжениями пирита, с крупными фосфоритовыми конкрециями. Конденсированный раз-  
рез. Барабинская пачка. а-г - ширина изображения 100 мм.

**МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ОТНОСИТЕЛЬНОГО  
МОРСКОГО ГЛУБОКОВОДЬЯ**



**Фация алеврито-песчаных карбонатизированных осадков подводных поднятий:** мелкозернистый известковистый песчаник с примесью глауконита, с многочисленными стяжениями пирита, с крупными фосфоритовыми конкрециями. Конденсированный разрез. Барабинская пачка. а-г - ширина изображения 100 мм.

Наличие морской фауны пелеципод, фораминифер, ростров белемнитов, онихитов является характерным генетическим признаком, позволяющим отнести данные отложения к морской группе фаций.

Совместное нахождение глауконита и фосфата также свидетельствует в пользу морского происхождения этих отложений. Их приуроченность к повышенным участкам положительных структур объясняет увеличенную зернистость пород, их локальное распространение, наличие в составе глауконита (Атлас литогенетических типов..., 1997).

На склонах положительных структур и в депрессионных зонах, в условиях относительного глубоководья накапливались более тонкозернистые осадки. Вещественным выражением этого типа являются аргиллитоподобные глины и мергели, содержащие глауконит, стяжения пирита, остатки ростров белемнитов, реже известковистые образования или остатки ихтиодетрита.

Цвет пород темно-серый до черного. Минеральный состав существенно гидрослюдистый с примесью каолинита, смешаннослойных минералов и хлорита. Из аутигенных минералов присутствуют пирит, глауконит, фосфаты, иногда в незначительном количестве – сидерит. В скважинах изучаемой территории данные отложения практически не встречены. Последующая трансгрессивная фаза привела к отложению глубоководных битуминозных глин баженовской свиты в условиях «голодающего» бассейна.

#### **4.4. Волжский век**

В волжском веке трансгрессия моря достигла своего максимума с установлением морского режима, обусловившего накопление тонко отмученных глинистых осадков в относительно глубоководной части эпиконтинентального моря (Казаков и др., 1997; Решения..., 2004; Шурыгин и др., 2000). В бассейне происходило формирование морских отложений баженовской свиты, представленных темными тонкодисперсными высокобитуминозными аргиллитами. В вещественном отношении – это однород-

ная, монотонная толща тонкоотмученных аргиллитов и аргиллитоподобных глин, состоящих из гидрослюд и смешанно-слоистых образований гидрослюдисто-монтмориллонитового ряда, с маломощными прослоями и линзами известняков, с примесью глинистого материала, с обилием остатков морской фауны.

#### **4.4.1. Литолого-генетические типы и фации волжского века**

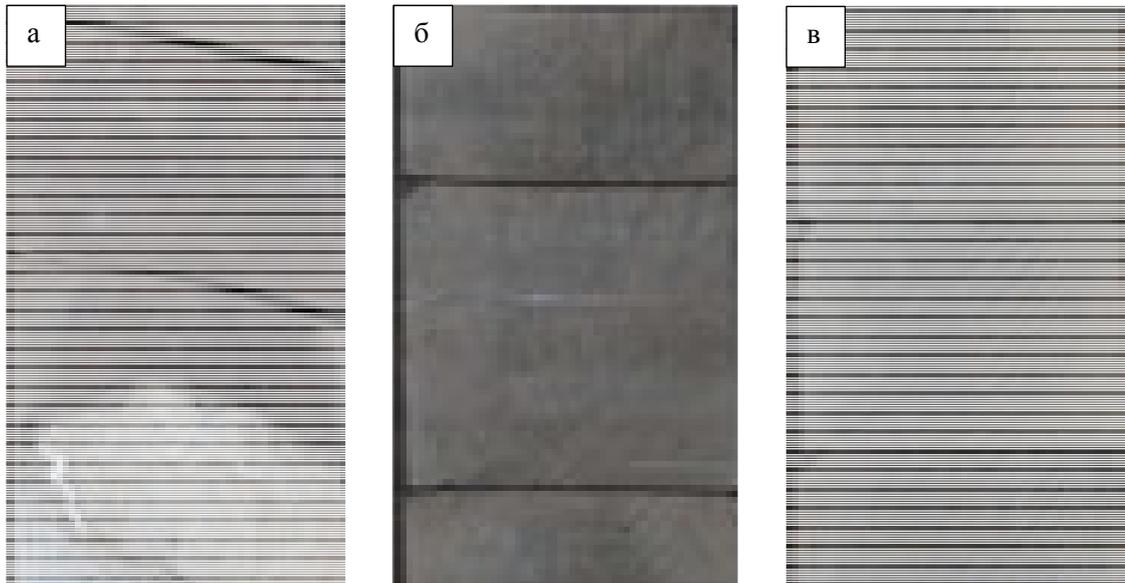
Породы баженовской свиты отнесены к макрофации морского глубоководья волжского времени. Накапливались породы в условиях отсутствия постоянного волнения и течений. Основной перенос материала и его распределение по площади осуществлялся во взвешенном состоянии в верхней, подверженной волнению части водной толщи (Атлас литогенетических типов..., 1997). Спокойная гидродинамика среды осадконакопления, способы поступления осадочного материала и отсутствие илоедов обусловили особенности состава и строения отложений. Наибольшим распространением среди них пользуются тонкоотмученные глинистые осадки. Редко встречаются песчано-алевритовые разности. Фация морского глубоководья волжского времени представлена отложениям макрофации бассейнового глубоководья.

### **VIII - Макрофация отложений бассейнового глубоководья**

*Фация битуминозных осадков наиболее глубоководных областей* (фототаблица 4.22):

- 1) аргиллиты битуминозные, органогенные алевроаргиллиты с прослоями кремнистых и известковистых аргиллитов;
- 2) сортировка очень хорошая;
- 3) текстуры: массивная или отчетливая равномерно-полосчатая;
- 4) растительной органики нет, присутствуют послойные скопления раковин пелеципод, бухий, обломки аммонитов;
- 5) нередко высокая карбонатность, вплоть до появления известняков;
- 6) встречаются в глубоководных зонах бассейна (глубина до 200 м);
- 7) находятся в ассоциации с отложениями мелких береговых форм.

### **МАКРОФАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНОВОГО ГЛУБОКОВОДЬЯ**



**Фа́ция битуминозных осадков наиболее глубоководных областей бассейна:** аргиллиты битуминозные, органогенные алевроаргиллиты с прослоями кремнистых и известковистых разностей, массивной текстуры. *а-в* - ширина изображения 100 мм.

Породы выделенной фации имеют цвет от темно-буровато-серого до черного с коричневатым оттенком, обусловленный количеством органического вещества сапропелевого типа. Глинистая составляющая представлена гидрослюдой и смешаннослойными минералами группы гидрослюда-монтмориллонит. В качестве примеси присутствует хлорит, редко чистый монтмориллонит. В глинах отмечено высокое содержание сульфидов (пирит, марказит), кремнистых минералов (кварц, халцедон), карбонатов (кальцит, доломит), фосфатов.

Кремнистые минералы, карбонаты, пирит, фосфаты слагают обломки раковин и остатки ихтиодетрита. Часто они тонко распылены в глинистой составляющей и образуют с глинистыми минералами единый агрегат. Пирит и фосфаты присутствуют в виде микро-желваков. По структуре породы органогенные, пелитовые, с изломом раковинистого типа. Текстура – плитчатая, неясная микрогоризонтальная. Породы насыщены конкрециями (карбонатными, марказитовыми, пиритовыми), желваками фосфатов. Фауна присутствует повсеместно, в виде хорошо сохранившихся остатков и ихтиодетрита разной степени сохранности. Органогенные остатки имеют одинаковую ориентировку, встречаются в послойных скоплениях.

Морфология осадочной толщи данной фации – пластовая, хорошо выдержанная по площади. С нижележащими отложениями георгиевской свиты контакты постепенные, часто неясные. В местах отсутствия георгиевских глин – резкие. С вышележащими породами куломзинской свиты и ее аналогами – постепенные.

Отложения рассмотренных литогенетических типов венчают разрез верхней юры и характеризуют финальную трансгрессивную фазу крупнейшего юрско-мелового трансгрессивного этапа развития.

#### 4.5. Основные выводы по главе

Проведенные палеогеографические реконструкции условий седиментации позволили выявить основные закономерности формирования циклитов горизонта Ю-I происходило в полифациальных условиях переходной зоны «суша-море». На основе детального литолого-фациального исследования выделены и описаны 17 литогенетических типов и фаций, объединенных в 8 макрофаций.

В позднебатское-раннекелловейское время шло формирование существенно глинистых отложений нижневасюганской подсвиты, в условиях неглубокого морского бассейна нормальной солености, береговая линия которого была сильно изрезана бухтами и заливами. Отложения, накапливающиеся в их пределах объединены в **макрофацию отложений заливно-лагунного побережья (I)**, представленную фациями: *глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей заливов и лагун; глинистых осадков центральной части заливов и бухт; тонкого переслаивания глинистых и алевритовых осадков прибереговой ваттовой зоны и глинисто-алевритовых отложений дистальных частей подводного берегового склона.*

В позднем келловее формирование отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> происходило при преобладании процессов волнового воздействия. Изученные отложения представляют собой осадки регрессивного комплекса мелководного морского бассейна, в котором распределение осадочного материала в бассейне контролировалось рельефом донных

форм. Главными элементами подводного рельефа являлись крупные подводные отмели, существовавшие на повышенных в гипсометрическом плане участках дна.

Волны и течения являлись главными агентами, перераспределявшими обломочный материал. Алевропелитовые частицы отлагались на склонах палеоподнятий и в пониженных участках дна. В позднекелловейских отложениях циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> выделена **макрофация отложений приберегового бассейнового мелководья (II)**, представленная фациями: *алеврито-песчаных осадков дистальных частей подводных отмелей и песчаных осадков центральных частей подводных отмелей.*

Формирование циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> происходило при господстве процессов флювиального воздействия в фазу интенсивной компенсации мелководно-морского бассейна поступающим с юга и юго-востока терригенным материалом, предшествующим его значительному обмелению. В отложениях раннеоксфордского возраста выделены и описаны 2 макрофации. **Макрофация отложений подводной части дельты (III)**, представлена фацией: *гравийно-песчаных (пуддинговых) осадков оснований конусов выноса рек; песчаных осадков конусов выноса рек и алеврито-песчаных осадков передовой части дельты.* **Макрофация отложений полуизолированного бассейнового мелководья (IV)** представлена фацией *глинисто-алевритовых осадков приморских озер.*

В среднеоксфордское время, на субаквальной равнине, с локальными участками развития флювиальных обстановок, в условиях очень медленной, прерывистой трансгрессии накапливались отложения циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Большая часть изученной территории находилась в условиях регрессирующего морского мелководья, служившего ареной накопления осадков заболоченных и зарастающих лагун. При описании пород были выделены 2 макрофации. **Макрофация отложений заливно-лагунного побережья (I)**, представленная фациями *переслаивания алеврито-глинисто-углистых с прослоями известняков осадков септариевых горизонтов; песчано-алеврито-глинистых осадков краевых частей лагун и песчано-алеврито-глинистых осадков центральных частей лагун.* **Макрофация отложений открытого подвижного бассейнового мелководья (V)** - *фация алеврито-песчаных осадков подвижного мелководья.*

К началу позднеоксфордского времени произошло кратковременное повышение уровня моря, что привело к расширению зоны морского мелководья, охватившей цен-

тральную и северо-западную часть Лугинецкой структуры. Восточная и южная части территории исследования представляли собой области лагунного илистого малопо-  
движного мелководья. Отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, представляют собой сложный ком-  
плекс приливных дискретных линзовидных баровых гряд, сформированных в услови-  
ях трансгрессивного морского бассейна. Вся площадь между барами представляла со-  
бой область накопления лагунных отложений. Выделена **макрофа́ция отложений  
трансгрессивных аккумулятивных форм (VI)** – представленная *фа́цией алеврито-  
песчаных осадков трансгрессивных баровых гряд*.

В кимериджское время на территории исследований установился морской отно-  
сительно глубоководный режим седиментации, обусловивший накопление глинистых  
отложений георгиевской свиты и выделяемой в ее основании песчано-алеврито-  
глинистые комковатые породы барабинской пачки, выделенных в **макрофа́цию от-  
ложений относительного морского глубоководья (VII)** - *фа́ция алеврито-песчаных  
карбонизированных осадков подводных поднятий*.

В волжском веке трансгрессия моря достигла своего максимума с установлением  
морского режима, обусловившего накопление тонко отмученных осадков баженов-  
ской свиты, представленных темными тонкодисперсными битуминозными аргилли-  
тами. **Макрофа́ция бассейнового глубоководья (VIII)** - *фа́ция битуминозных осад-  
ков наиболее глубоководных*. Отложения баженовской свиты венчают разрез верхней  
юры и характеризуют финальную трансгрессивную фазу крупнейшего юрско-  
мелового трансгрессивного этапа развития.

Данные выводы подтверждают **2 защищаемое положение:** *последовательная  
смена позднеюрских обстановок осадконакопления обусловила формирование продук-  
тивных отложений горизонта Ю-I в полифа́циальных условиях переходной зоны «су-  
ша-море». Выделенные 17 литолого-генетических типов отложений объединены в 8  
макрофа́ций и генетически соответствуют прибрежно-отмелевым, дельтовым и за-  
ливно-лагунным условиям седиментации. Улучшенными коллекторскими свойствами  
характеризуются келловей-раннеоксфордские регрессивные барово-отмелевые по-  
стройки*.

## **Глава 5. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Одной из важнейших задач нефтепромысловой геологии является оценка и учет неоднородности продуктивных пластов, слагающих природные резервуары (Борисенко, 1980; Меркулов и др., 1998). Обуславливается пространственная неоднородность изменением литологических и физико-химических свойств пород-коллекторов, оказывающих существенное влияние на темпы отбора и полноту извлечение углеводородного продукта из пласта (Справочник, 1981; Сидоров, Низаев, 2006).

Некорректный учет этого параметра, а именно упрощенное представление о геологическом строении месторождения и, как следствие, появление большого количества неопределенностей при моделировании, приводит к заниженным результатам при эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей. Следовательно, изучение неоднородности продуктивных горизонтов и пластов имеет важное значение при проектировании и моделировании процесса разработки, при планировании размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Неоднородность природного резервуара определяется изначально, геологическими процессами, обусловившими формирование осадочных тел, способных вмещать флюиды (Стасенков, и др., 1972). Поэтому, для ее объяснения необходимо иметь четкое представление об условиях накопления и дальнейшего преобразования этих отложений в контексте тектонического развития исследуемой территории.

Детальное изучение неоднородности природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазонакопления и определение параметров анизотропии на микро-, макро- и мезоуровне предопределило геометризацию внутренней структуры келловей-волжской осадочной толщи.

### 5.1. Статистические параметры пластов-коллекторов

Выделение коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для отложений келловей-оксфордской продуктивной толщи проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Анализ петрофизических параметров пластов проводился с целью выявления и изучения закономерностей их изменения в связи с условиями седиментации и прогнозом зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Для решения этой задачи были использованы фондовые данные об открытой пористости, горизонтальной и вертикальной проницаемости и карбонатности пород, по результатам исследования Ю.Я. Ненаховым (Лаборатория физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть») и Ю.К. Романовым (Лаборатория физики пласта ОАО «Томскнефтегазгеология»). Классификация пород-коллекторов приводится по А.А. Ханину (Ханин, 1973).

За весь период, начиная с поисково-разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. Всего исследовано 1817 образцов горных пород, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами. При этом последние составляли около 13% от общего количества образцов.

Автором проанализированы петрофизические данные по 40 скважинами, пройденным с отбором керна, при общем объеме коллекции 500 образцов. Анализ петрофизических материалов проводился в следующей последовательности:

➤ выявление и анализ статистических закономерностей распределения петрофизических параметров пород с построением экспериментальных законов и расчетом статистических параметров, включая средние и медианные значения, средние квадратические отклонения, вариации, размах ряда;

- корреляционно-регрессионный анализ петрофизических параметров с целью выявления и оценки связей и взаимовлияний между пористостью, проницаемостью и карбонатностью пород;
- построение и анализ схем пространственного изменения петрофизических параметров по площади исследований с предварительным осреднением каждого изучаемого параметра по набору данных по каждой индивидуальной скважине.

Статистический и корреляционно-регрессионный анализы данных были реализованы с помощью пакета программ статистического анализа STATISTIKA (версия 5.07). Построение схем пространственного распределения петрофизических параметров осуществлялось с применением пакета программ прикладного картопостроения SURFER (версия 7.0). Пересчет данных на регулярную сеть (шаг сетки 1 км, учитывая большие расстояния между исследуемыми скважинами) производился методом крайгинга. Характеристика петрофизических материалов дана по продуктивным пластам в направлении снизу вверх.

### **Горизонт Ю-1**

Продуктивные пласты Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, рассматриваемые в качестве циклитов, имеют сложное косослоистое строение и представляют собой переслаивание проницаемых и плотных разностей пород. Количество проницаемых пропластков увеличивается вверх по разрезу (Конторович, Жевлаков, 1998), толщина их возрастает вниз по разрезу.

При интерпретации геолого-геофизических и литологических данных (глава 3, рисунки 3.4, 3.5 диссертационной работы) была установлена дискретная слоистолинзовидная геометрия залежей горизонт Ю-1, которые представляют собой, совокупность кулисообразных литологически-экранированных разновозрастных ловушек углеводородов, отображенная на литологическом профиле (рисунок 5.1). Анализ петрофизических данных, приведенный ниже по тексту, подтвердил разобщенный характер границ продуктивных циклитов и особенности пространственной изменчивости их коллекторских свойств. Продуктивный горизонт Ю-1 представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

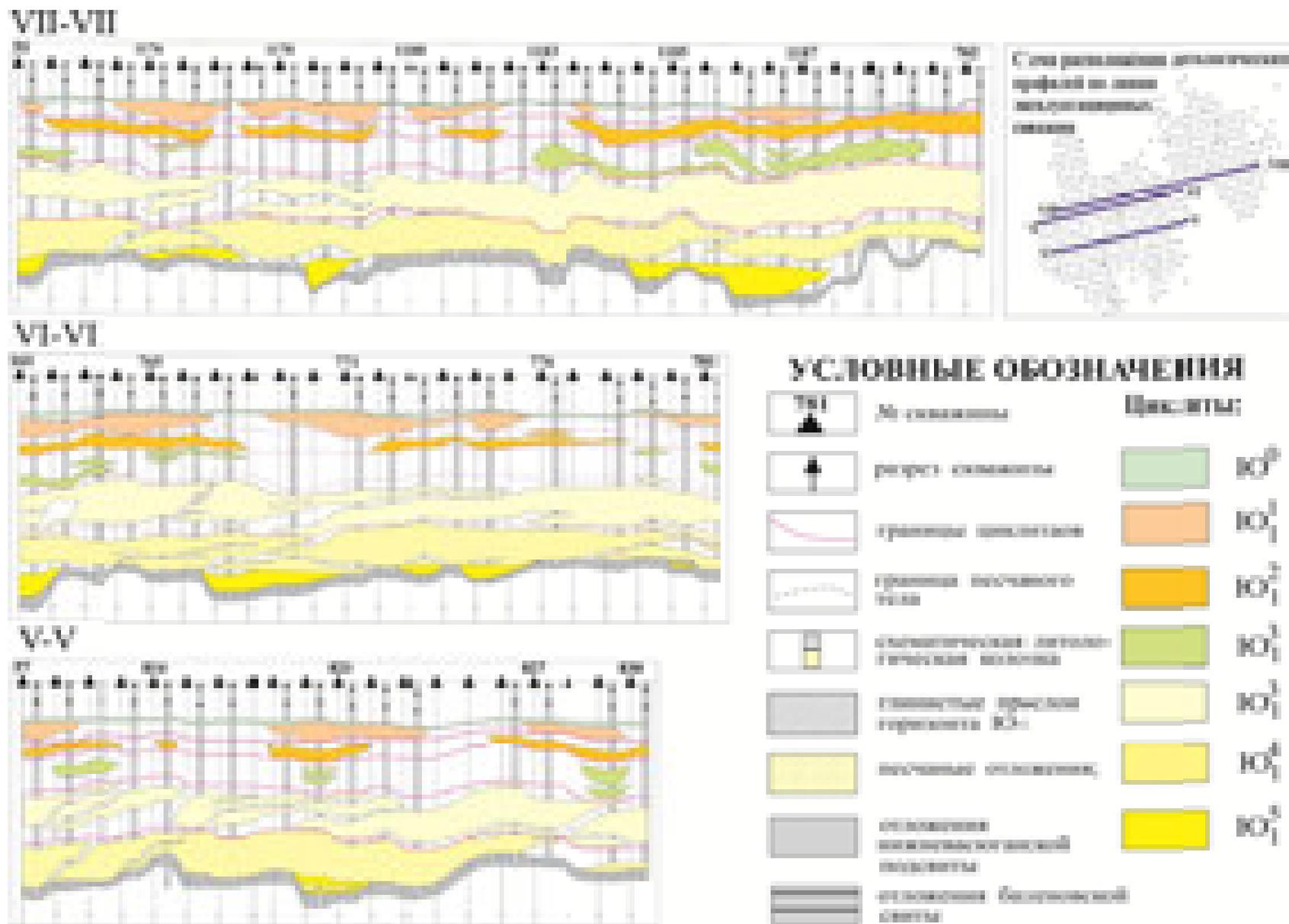


Рисунок 5.1 - Литологические профили горизонта Ю-I Лугинецкой зоны нефтегазонакопления (по линиям V-V, VI-VI, VII-VII)

В разрезе горизонта выделяется до десяти песчаных пропластков с толщинами от 0,4 до 14 м, которые группируются в циклиты  $Ю_1^0$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$  (надугольная толща),  $Ю_1^3 в$  (междуугольная толща) и  $Ю_1^3 н$ ,  $Ю_1^4$  (подугольная толща).

В настоящей главе рассмотрены петрофизические параметры, ФЭС и закономерности их изменения по территории исследования только для циклитов подугольной и надугольной толщ. Циклит  $Ю_1^3 в$  междуугольной толщи не рассматривался, так как не содержит продуктивных пластов.

Вещественный состав литотипов, цемент, текстура для всех циклитов схожи. Разделами между проницаемыми прослоями и пропластками служат глинистые и углисто-глинистые прослойки толщиной от 0,6 до 8,8 м с линзовидными включениями алевролита и глинистого песчаника. В разрезах скважин встречаются прослойки глинистых, алевритистых и алевритовых известняков (как правило, в верхней части разреза), сидеритов, интенсивно карбонатизированных неотсортированных пород глинисто-алевропито-песчаного состава. Среди аргиллитов и алевритов имеются углистые разновидности и маломощные, до 3-4 мм, прослойки углей.

В целом по месторождению породы-коллекторы, слагающие циклиты характеризуются различными емкостными и фильтрационными свойствами. Наибольший интерес по изучению коллекторских свойств по площади с точки зрения объектов разработки представляют наиболее выдержанные по площади циклиты подугольной толщи  $Ю_1^3 н$  и  $Ю_1^4$ . Большинство проанализированных образцов керна обладают средними фильтрационно-емкостными свойствами и по классификации Ханина А.А. относятся к IV-V классу.

### 5.1.1. Подугольная толща

#### Циклит $Ю_1^4$

Характер изменения гранулометрического состава коллекторов циклита  $Ю_1^4$  по площади согласуется с изменением его эффективных и общих толщин (рисунок 5.2).

Циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

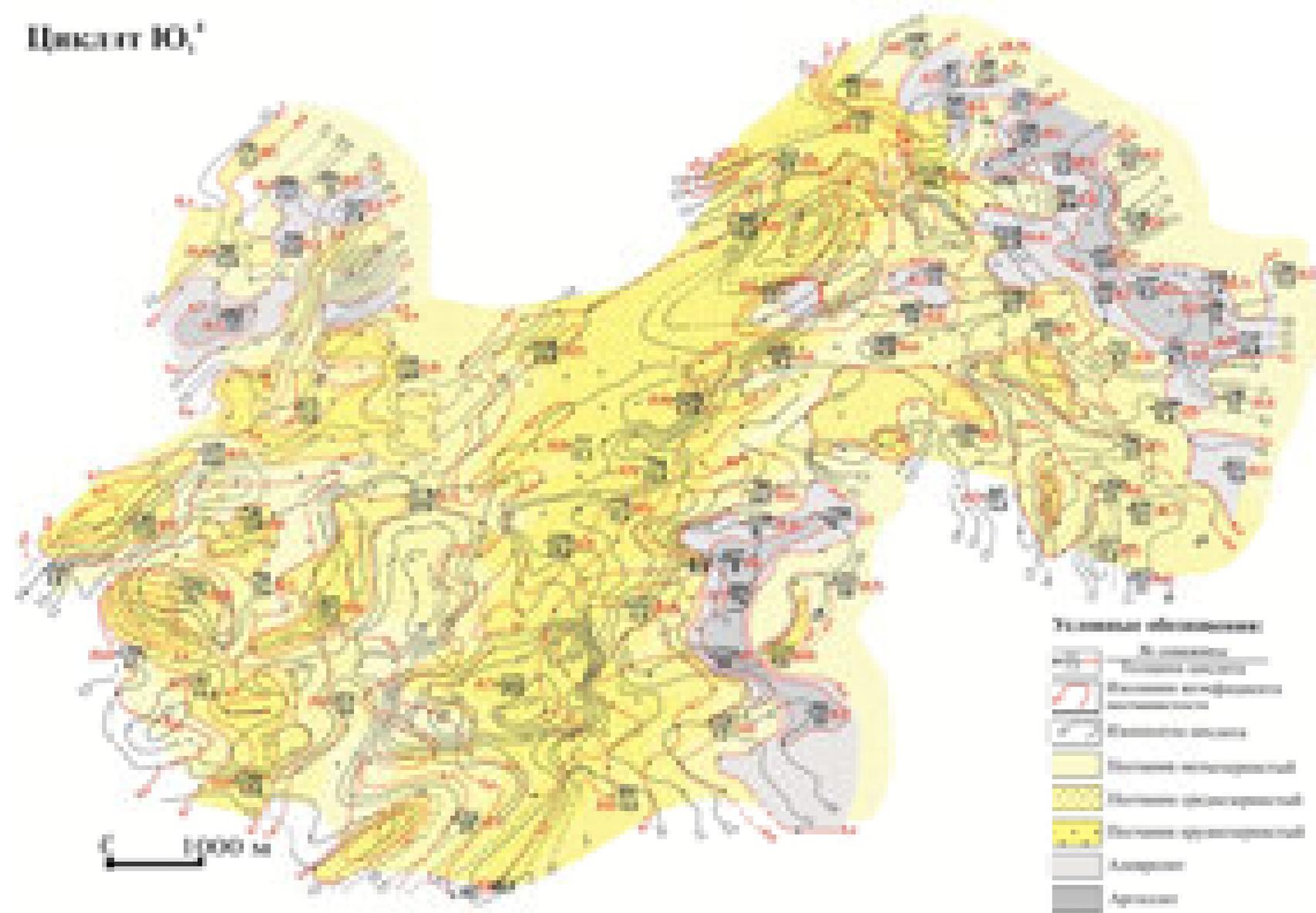


Рисунок 5.2 – Карта изменения литологического состава циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

В целом получила распространение мелкопесчаная фракция, материал среднезернистых и алевритовых фракций, чаще всего не превышает 15-20%, а глинистого цемента - 13%.

Зона увеличенных толщин циклита, занимающая центральную часть Лугинецкой структуры, характеризуется максимальным содержанием фракции 0,5-0,25 м (10-20%) (рисунок 5.2). При эффективных толщинах циклита 6-7 метров среднезернистый материал, как правило, отсутствует. Распространение алевритового материала представляет обратную картину. Максимальное его содержание отмечается на восточной части структуры и минимальное - в центральной и восточной частях исследуемой территории. Характер изменения количества цемента в коллекторах такой же, как и в распределении алевритового материала.

Наблюдается определенная закономерность в изменении гранулометрического состава и по разрезу. В нижней части разреза наблюдается постепенное увеличение размера зерен от 0,09 до 0,15 мм. Эта зона занимает 25-30% от общей толщины циклита. Выше этой зоны коллекторы характеризуются средним размером зерен 0,14-0,15 мм и только в прикровельной части средний размер зерен уменьшается до 0,12 мм. Толщина этой зоны незначительна и составляет порядка 10% от общей толщины циклита.

Нижняя часть циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> характеризуется резким возрастанием средних значений коэффициента сортировки материала от 1,3 до 2,0, а затем вверх по разрезу, столь же быстрым его уменьшением до 1,30-1,35. Эта часть разреза совпадает с зоной возрастания среднего размера зерен. Коллекторы вышележащей части циклита хорошо отсортированы ( $S_0 - 1,30-1,35$ ), и только в прикровельной зоне наблюдается незначительное ухудшение сортировки материала ( $S_0 - 1,5$ ). Зона улучшения коллекторских свойств совпадает с зоной роста среднего размера зерен. На рисунке 5.3 представлены типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

Развитие продуктивного пласта, индексированного, как циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, в пределах территории установлено в пределах восточного и западного купола Лугинец-

кой структуры. Циклит развитый в пределах восточного купола характеризуется несколько пониженными значениями эффективных, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным куполом и в целом по циклиту. Эффективная толщина циклита колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Циклит неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе, изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

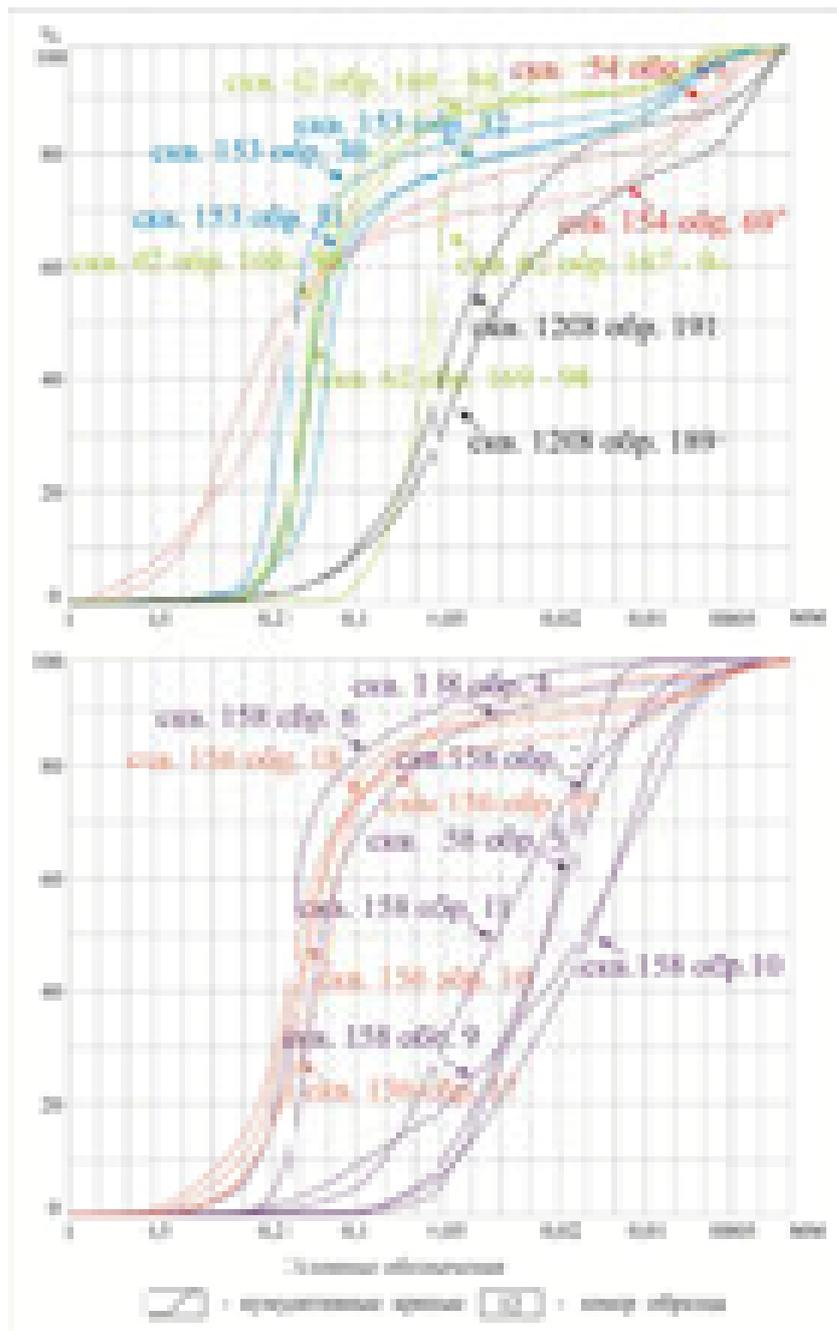


Рисунок 5.3 – Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (подугольная толща)

Увеличение толщины циклита в центральной части западного купола обусловлено уменьшением толщины глинистой перемычки, отделяющей циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> от циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, вызванное опесчаниванием ее нижней части, а также уменьшением толщины нижележащих аргиллитов, вплоть до их полного отсутствия в разрезе (скв. 162).

Коэффициент расчлененности в целом по пласту - 3,3, что несколько выше, чем в восточной части, где он равен 2,7, при коэффициенте песчаности, соответственно: 0,71 и 0,66.

Анализируя карту неоднородности по продуктивной части циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> видно, что центральный участок западного купола практически однороден по составу, так как характеризуется песчаностью в большинстве скважин выше 0,7, среднее значение коэффициента песчаности ( $K_{\text{песч}}$ ) составляют 0,6-0,8. На отдельных локальных участках коэффициент расчлененности ( $K_p$ ) составляет 9,7; 8,1; 7,8. Однако это не очень повлияло на значение коэффициента песчаности из-за небольших толщин плотных пропластков. Практически одним, реже - двумя и более пропластками коллектора представлен циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> в западной части западного купола и северной части восточного купола.

По своим емкостным и фильтрационным свойствам западный и восточный купола мало отличаются друг от друга. На обоих куполах значения коэффициента пористости колеблются, в основном, в пределах 16-18%.

На западном куполе преобладают участки с пористостью выше 17%, а на восточном участке со значениями  $K_p > 17\%$  занимают около 50% площади и выделяются в северной части (скв. 538), в центральной части (скв. 1138) и на юге (скв. 738, 761). Остальная часть восточного купола характеризуется более низкой пористостью. Статистические характеристики различных петрофизических параметров приведены в таблице 5.1.

Открытая пористость отложений данного циклита изменяется в пределах от 6 до 22% при среднем значении 13,38%. Экспериментальный закон распределения является типично одномодальным и однородным с близкими средними и медиан-

ными значениями, что характеризует выдержанность условий осадконакопления отложений циклита.

Проницаемость пород циклита изменяется в пределах от 0,01 до  $36,6 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> при среднем значении около  $5 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>. Закон распределения близок к логнормальному с одной дополнительной слабовыраженной модой в диапазоне  $10-25 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>, что отражает наличие в разрезе проницаемых пластов.

Таблица 5.1 - Статистические характеристики петрофизических параметров циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

Параметры	Пористость, %	Горизонтальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6}$ мкм <sup>2</sup>	Вертикальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6}$ мкм <sup>2</sup>	Карбонатность, %
Количество образцов	23	20	4	22
Среднее значение	13,38	4,98	0,21	6,05
Медианное значение	13,0	1,20	1,20	3,0
Среднее квадратичное отклонение	3,61	9,00	0,26	7,31
Вариация	13,05	80,56	0,07	53,66
Минимальные значение	6,1	0,01	0,03	1,5
Максимальные значение	21,7	36,6	0,6	27,6

Карбонатность отложений является наиболее варибельным параметром и варьирует в пределах от 1,5 до 27,6% при среднем значении 6,05%. Закон распределения не соответствует ни нормальному, ни логнормальному законам и характеризуется двумя модами, присутствующими в диапазонах 1,6-2,5% и 16-25%.

Между петрофизическими параметрами пород циклита существует достаточно уверенные корреляционные связи, характеризующиеся высокими значениями коэффициентов корреляции (таблице 5.2).

Наиболее характерным является наличие положительной корреляционной связи между пористостью и горизонтальной проницаемостью, горизонтальной и вертикальной проницаемостью пород, а также обратной корреляционной связи между пористостью и карбонатностью, карбонатностью и проницаемостью.

Наиболее выразителен нелинейный (логарифмический) тип связей между параметрами, отличающийся повышенными значениями коэффициентов корреляции.

Таблица 5.2 - Коэффициенты корреляции петрофизических параметров отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

Параметры	Кп, %	Кпрг, n*10 <sup>-6</sup>	Кпрв, n*10 <sup>-6</sup>	С, %	lg(Кпрг)	lg(Кпрв)	Lg(C)
Кп,%	1,0	0,69	0,66	-0,50	0,77	0,78	-0,59
Кпрг		1,0	0,93	-0,58	0,88	0,96	-0,70
Кпрв			1,0	-0,53	0,85	0,94	-0,66
С, %				1,0	-0,89	-0,79	0,98
lg(Кпрг)					1,0	0,98	-0,94
lg(Кпрв)						1,0	-0,87
Lg(C)							1,0

Примечание:

Кп - открытая пористость в %

Кпрг - горизонтальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

Кпрв - вертикальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

С - карбонатность в %

lg (X) - логарифмическое значение параметра X

Гистограммы распределения ФЕС по керну показывают, что число определений открытой пористости находится в интервале 18-20%, проницаемости до 50\*10<sup>-6</sup> мкм<sup>2</sup>, остаточной водонасыщенности 20-40% (рисунок 5.4). По классификации А.А. Хаина коллекторы циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> относятся к IV и V классам.

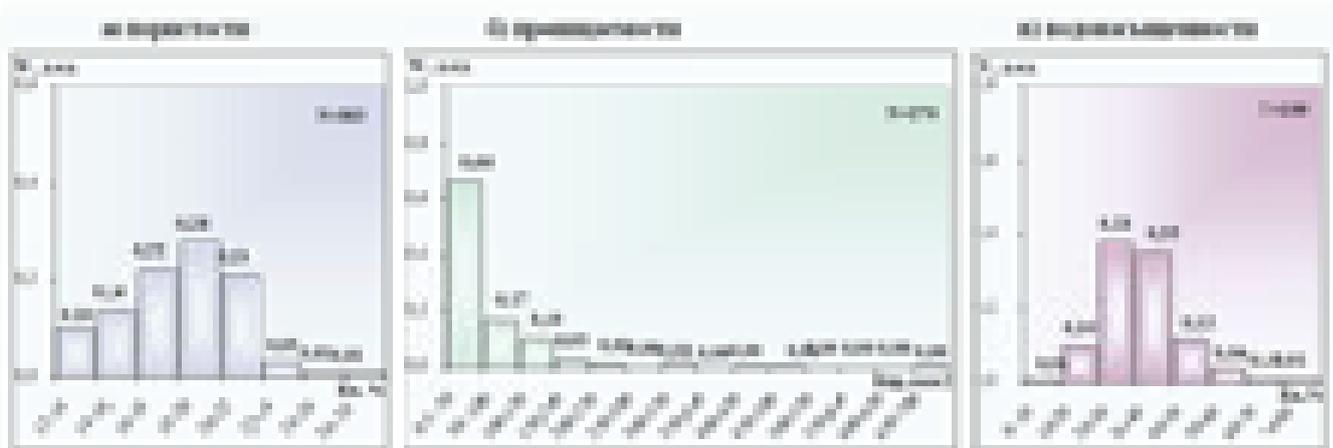


Рисунок 5.4 - Гистограммы распределения по керну: а) пористости; б) проницаемости; в) водонасыщенности для пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>

Хорошими фильтрационными свойствами характеризуется большая часть западного купола, где  $K_{пр} > 15 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , ухудшение их наблюдается в его восточной части, здесь  $K_{пр}$  изменяется от 5 до  $10 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ . Низкими фильтрационными свойствами с  $K_{пр} < 5 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  обладают небольшие участки в районе скважин 653, 728, 868.

На восточном куполе выделяются три участка (на юге, в центральной части район скв. 1138, на северо-западе в районе скв. 538) с хорошими фильтрационными свойствами  $K_{пр} > 15 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , обширный участок в центральной части с  $K_{пр}$  меньше  $15 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  и небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами (скв. 665 -  $2 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ ; скв. 698 -  $3,1 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ ; скв. 699 -  $4,7 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ ).

В целом по циклиту Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах, о чем свидетельствуют результаты лабораторных исследований керна, ГИС и гидродинамики. Пористость и проницаемость циклита меняется не только по площади, но и по разрезу. В нижней части циклита наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 13 до 20%, с проницаемостью от  $3 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  до  $20 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ . Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 19-20% высокой проницаемостью от  $50 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  до  $90 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ .

### Циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н

Характер изменения гранулометрического состава коллекторов циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н по площади согласуется с изменением его эффективных и общих толщин (рисунок 5.5). По гранулометрическому составу коллекторы циклита в основном представлены мелкозернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 м. Увеличенное значение дисперсии ( $G \pm 0,026$ ) указывает на неоднородность коллекторов. Средний размер зерен изменяется в широком диапазоне, однако основная масса значений лежит в области 0,09-0,16 мм. Коэффициент сортировки изменяется от 1,2 до 3,5. Однако большинство определений лежит в пределах 1,3-2,0. Среднее для циклита значение коэффициента сортировки составляет 1,66 при очень значительной величине дисперсии.

Циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н

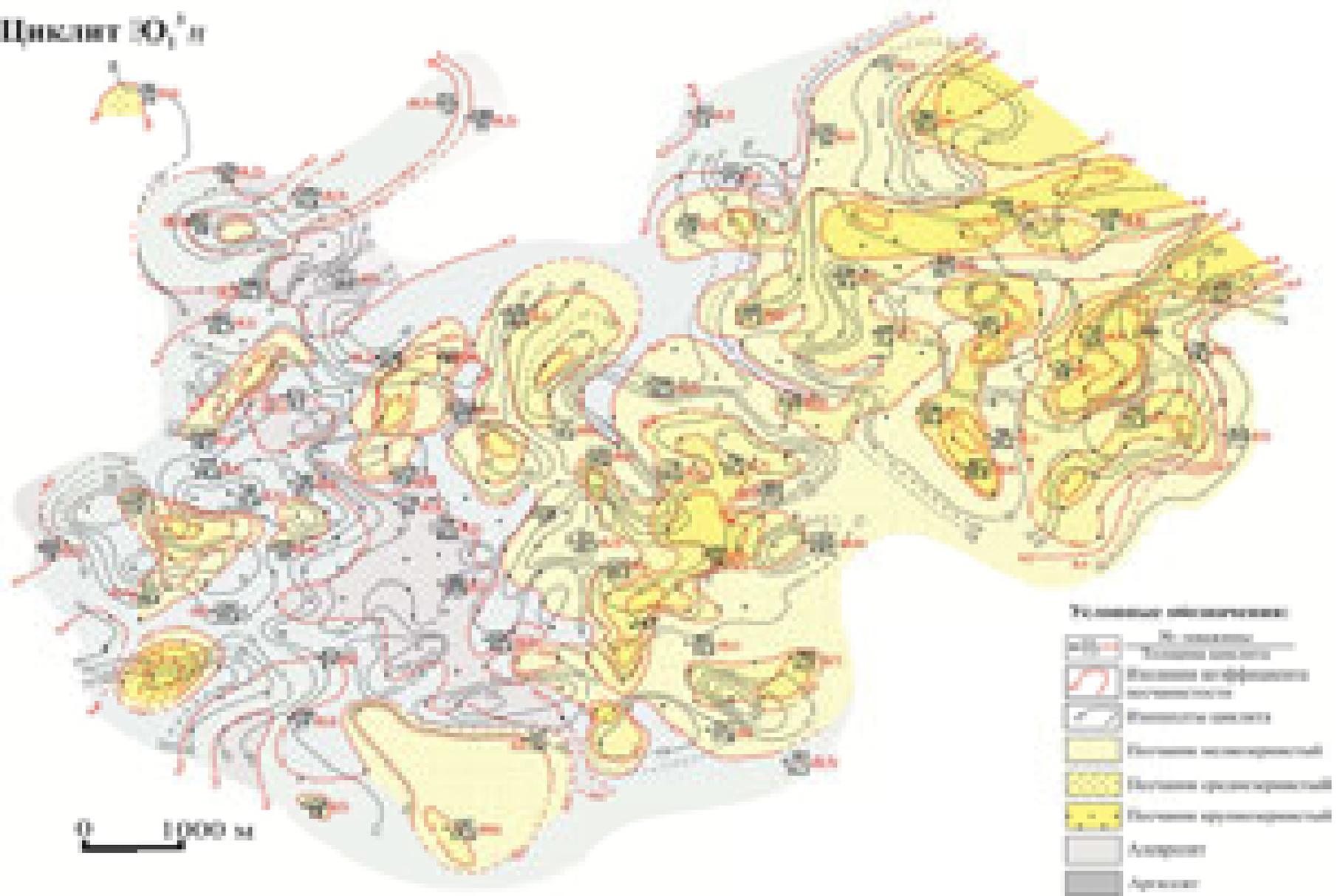


Рисунок 5.5 – Карта изменения литологического состава циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н

Наблюдается общая тенденция в изменении средних размеров зерен. Зонам увеличенных толщин соответствует увеличение средних размеров зерен коллекторов.

Коэффициент сортировки в нижней части циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и изменяется так же, как и в нижней части циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> происходило в условиях сходных с циклитом Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, а именно, в мелководной прибрежной части моря.

Характер изменения гранулометрического состава и сортировка материала указывают на частую смену гидродинамических условий седиментации при накоплении циклитов. Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> приведены на рисунке 5.6.

По циклиту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин. Наибольшие толщины циклита зафиксированы в восточной части территории (до 12–17 м), которые в западном и северо-западном направлении постепенно уменьшаются до 5-10 м, с отдельными локальными участками от 10 до 14,2 м (скв. 701, 1191, 726). Увеличение толщин отмечается на востоке центральной части территории и продолжается в восточном направлении. На общем фоне эффективных толщин от 10 до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скв. 559 - 6,8 м; скв. 595 - 3 м; скв. 485 - 7,2 м), так и больше 10 м (скв. 662 - 16,8 м; скв. 615 - 16 м; скв. 590 - 18 м). Уменьшение эффективных толщин циклита происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве.

Циклит неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по циклиту составляет 3,3, для продуктивной части - 3,1. Песчаность циклита в определенной мере зависит от коэффициента расчлененности ( $K_p$ ), и чем больше песчаность, тем меньше  $K_p$ . Так в скважинах, где  $K_p$  колеблется от 1 до 3, коэффициент песчаности ( $K_{\text{песч}}$ ) изменяется в основном в пределах 0,6-1, а при  $K_p = 4$  и выше  $K_{\text{песч}}$  - 0,33-0,76. Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части - 0,73.

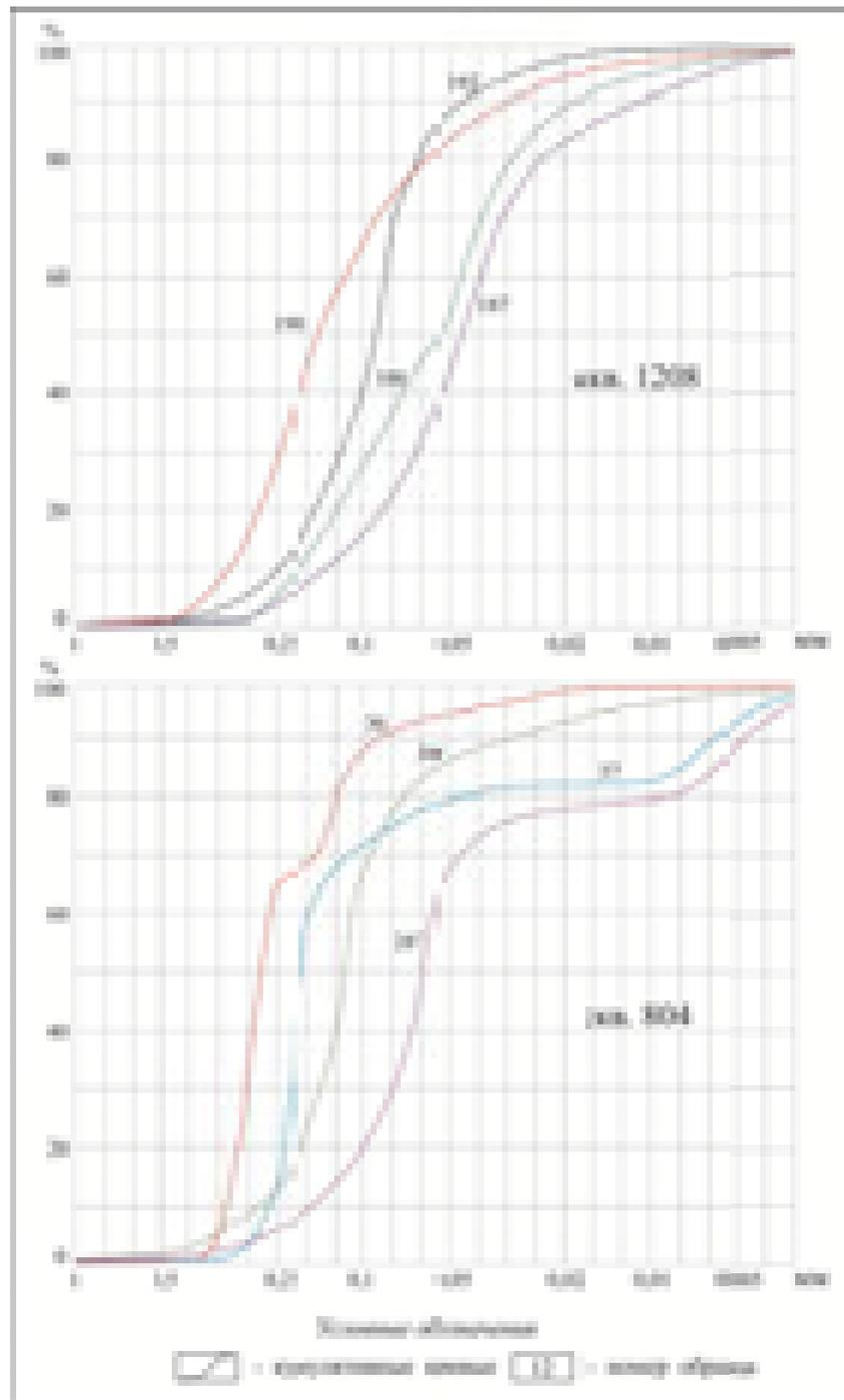


Рисунок 5.6 – Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> (подугольная толща)

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта. По гранулометрическому составу коллектора представлены мелкозернистыми песчаниками со средним размером

зерен 0,131 мм. Зонам увеличения толщин соответствует увеличение средних размеров зерен.

Условия формирования отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и отразились и на характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС коллекторов верхней и нижней частей циклита значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 13 до 21% для пористости и от 5 до  $70 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 16-18%. При этом несколько преобладают значения Кп = 17-18%. На таком фоне выделяются небольшие участки с Кп меньше 16% (преимущественно в северо-западной части исследуемой территории (скв. 567, 568, 602, 170) и больше 18% в локальных линзах, распространенных равномерно по всей территории.

Фильтрационные свойства циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и изучены по данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин. Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения циклита. Здесь преобладают значения Кпр от  $10 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> до  $33,2 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> (скв. 852). Коллектора с проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> выделены в скважинах 645, 648, 1157, 744, 793.

Западная и центральная части площади распространения циклита характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Половина определений имеет значения Кпр  $3,6 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>, вторая половина колеблется от 10 до  $20 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>. Значения Кпр более  $20 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> отмечаются на небольших локальных участках, более  $30 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> - в скважине 657.

Под данными кернавого материала, представленного в значительном объеме, видно, что пористость по ГИС в большинстве случаев несколько выше, чем по керну, за исключением скважин 843, 778.

Гидродинамические исследования проведенные в процессе эксплуатации Лугинского месторождения в 61 скважине дали среднее значение коэффициента проницаемости равное  $6,7 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>, что ниже значений  $K_{пр}$ , полученных по керну и ГИС.

Это, видимо, связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения. В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной, что подтверждается выше проведенными исследованиями.

Отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup><sub>н</sub> в представлены в большей степени тонкозернистыми осадками. Это мелкозернистые песчаники и разномзернистые алевриты, велика доля алевритоглинистых пород.

Статистические характеристики различных петрофизических параметров приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Статистические характеристики петрофизических параметров циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup><sub>н</sub>

Параметры	Пористость, %	Горизонтальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6}$ мкм <sup>2</sup>	Вертикальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6}$ мкм <sup>2</sup>	Карбонатность, %
Количество образцов	45	39	7	45
Среднее значение	10,41	0,66	0,30	11,29
Медианное значение	11,60	0,2	0,20	4,6
Среднее квадратичное отклонение	3,78	1,58	0,32	13,07
Вариация	14,29	2,52	0,10	170,79
Минимальные значение	1,10	0,01	0,01	0
Максимальные значение	17,6	9,7	0,80	43,6

Открытая пористость отложений данного циклита изменяется в широких пределах от 1,1 до 17,6% при среднем значении 10,41%. Экспериментальный закон распределения является весьма сложным и имеет две четко выраженные моды в диапазонах 3-4 и 12-13%. Средние и медианные значения существенно отличаются. Закон имеет типичную левостороннюю асимметрию, что характеризует невыдержанность условий осадконакопления отложений циклита.

Гистограммы распределения ФЕС по керну показывают, что число определений открытой пористости находится в интервале 16-18%, проницаемости до  $50 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , остаточной водонасыщенности 30-40% (рисунок 5.7). По классификации А.А. Хаина коллекторы циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* относятся к IV и V классам.

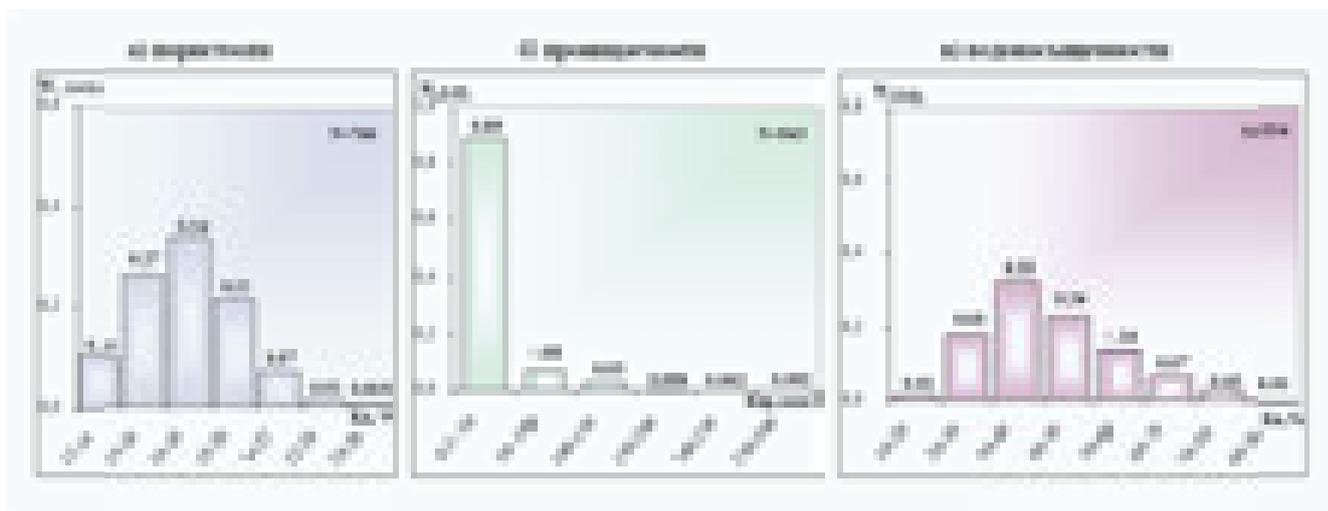


Рисунок 5.7 - Гистограммы распределения по керну: а) пористости; б) проницаемости; в) водонасыщенности для пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н*

Проницаемость пород изменяется в пределах от 0,01 до  $9,7 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  при среднем значении  $0,66 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ . Закон распределения близок к логнормальному с одной слабовыраженной модой. Характерной чертой, также как и в случае предыдущего циклита, является «коробчатость» главного максимума, отражающая отличие от логнормального закона по параметру эксцесса - островершинности распределения.

Карбонатность отложений является наиболее изменчивым параметром и варьирует в пределах от 0 до 43,6% при среднем значении 11,3%. Закон распределения сложный и характеризуется двумя четкими модами, присутствующими в диапазонах 1,62,5% и 25-40 %, как и для циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н*.

Между петрофизическими параметрами пород циклита существуют уверенные корреляционные связи, характеризующиеся высокими значениями коэффициентов корреляции (таблице 5.4).

Наиболее характерным является наличие положительной корреляционной связи между пористостью и горизонтальной проницаемостью, горизонтальной и вертикаль-

ной проницаемостью, отрицательной корреляционной связи между карбонатностью и пористостью, карбонатностью и проницаемостью пород.

Наиболее выразителен нелинейный (логарифмический) тип связей между параметрами, отличающийся повышенными значениями коэффициентов корреляции, однако для пористости и карбонатности существен линейный тип связи.

Таблица 5.4 - Коэффициенты корреляции петрофизических параметров отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>

Параметры	Кп, %	Кпрг, n*10 <sup>-6</sup>	Кпрв, n*10 <sup>-6</sup>	С, %	lg(Кпрг)	lg(Кпрв)	Lg(C)
Кп,%	1,0	0,56	0,59	-0,71	0,69	0,79	-0,34
Кпрг		1,0	0,76	-0,43	0,97	0,77	-0,38
Кпрв			1,0	-0,36	0,80	0,86	-0,23
С, %				1,0	-0,46	-0,75	0,96
lg(Кпрг)					1,0	0,82	-0,40
lg(Кпрв)						1,0	-0,62
lg(C)							1,0

*Примечание:*

Кп - открытая пористость в %

Кпрг - горизонтальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

Кпрв - вертикальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

С - карбонатность в %

lg (X) - логарифмическое значение параметра X

Анализ закономерности изменения параметров петрофизического характера показывает, что пространственное распределение открытой пористости весьма неоднородно. Центральная и северо-восточная части территории исследований, отличаются относительным максимумом пористости до 13-14 %. В северо-западном, западном и юго-западном направлениях наблюдается ее существенное уменьшение. Похожий, но менее сложный, характер имеет пространственное распределение проницаемости, что объясняется достаточно жесткими корреляционными связями между этими параметрами. Максимальные значения проницаемости локализованы на северо-востоке территории исследований.

Похожие характеристики имеет распределение карбонатности - центральная и северо-восточная части территории исследований характеризуются относительным уменьшением этого параметра в отложениях циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>. В сопоставлении с пори-

стостью и проницаемостью очевидно хорошее соответствие областей повышенной карбонатности с участками понижения пористости и проницаемости пород.

### 5.1.2. Надугольная толща

Циклиты  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^0$ , выделяемые в верхней части горизонта Ю-I в объеме надугольной толщи, литологически изменчивы и не выдержаны, вследствие частого замещения по площади песчано-алевролитовых коллекторов глинистыми породами. В связи с этим на площади их распространения выделяются изолированные линзы и полосы песчано-алевролитовых коллекторов, литологически ограниченные со всех сторон.

#### Циклит $Ю_1^2$

Характер изменения гранулометрического состава коллекторов циклита  $Ю_1^2$  по площади согласуется с изменением его эффективных и общих толщин (рисунке 5.8). Отложения циклита  $Ю_1^2$  представлены мелкозернистыми песчаниками, в отдельных скважинах среднезернистыми до крупнозернистыми и алевролитами с прослоями глинистых пород. Песчаники и алевролиты содержат отдельные линзы и тонкие прослои более тонкозернистого материала. Характерным является разнообразное переслаивание литогенетических типов. Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита  $Ю_1^2$  приведены на рисунке 5.9.

В петрофизическом отношении охарактеризованы все скважины по вышеперечисленным площадям. Статистические характеристики различных петрофизических параметров приведены в таблице 5.5. Открытая пористость отложений данного циклита изменяется в широких пределах от 2,4 до 17,6% при среднем значении 11,2%.

Циклит Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

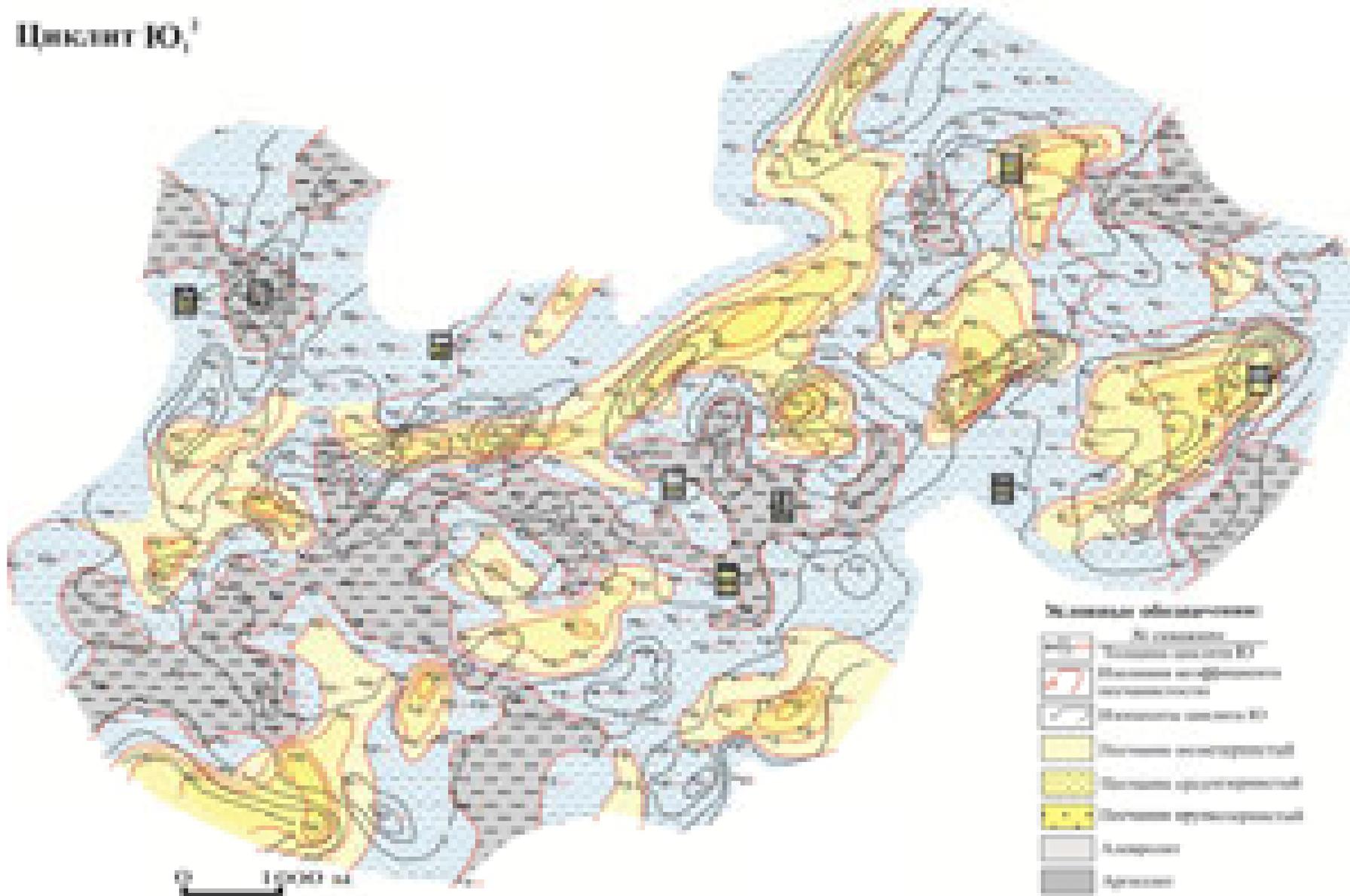


Рисунок 5.8 – Карта изменения литологического состава циклита Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

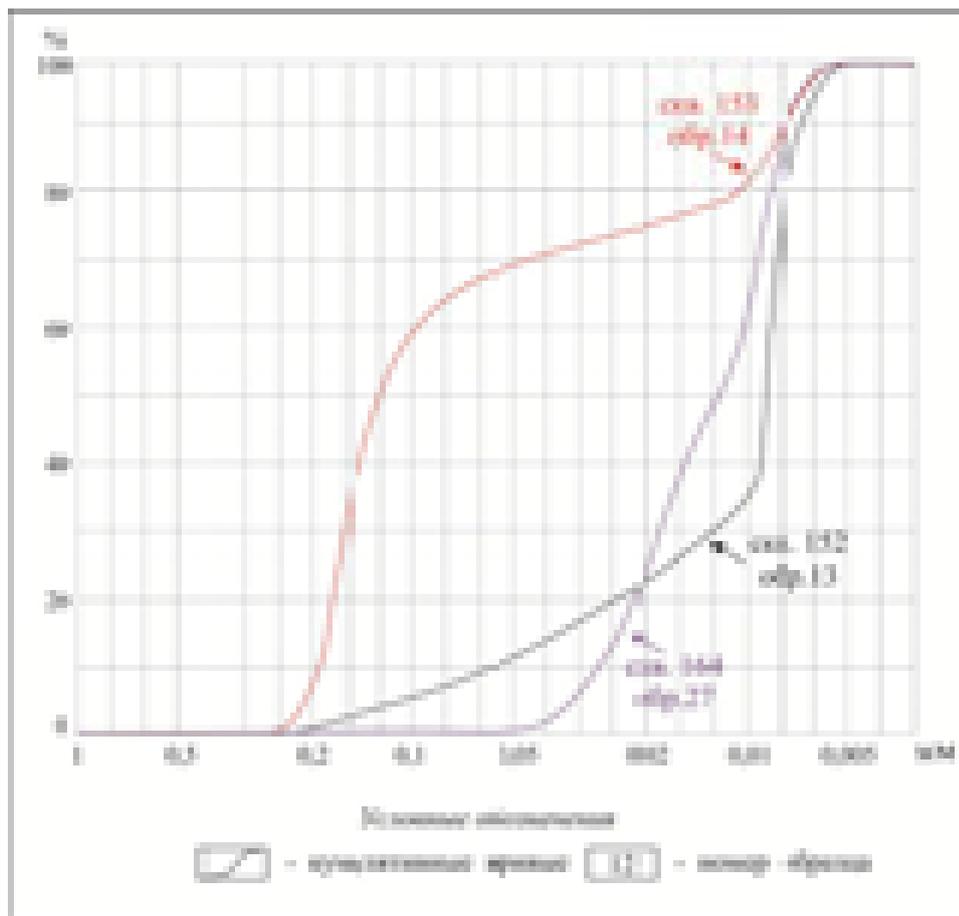


Рисунок 5.9 – Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород цикла Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (надугольная толща)

Таблица 5.5 - Статистические характеристики петрофизических параметров цикла Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Параметры	Пористость, %	Горизонтальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$	Вертикальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$	Карбонатность, %
Количество образцов	81	68	34	82
Среднее значение	11,20	1,22	0,94	4,58
Медианное значение	11,7	0,45	0,45	1,75
Среднее квадратичное отклонение	2,81	1,88	1,21	7,48
Вариация	7,95	3,53	1,46	56,08
Минимальные значение	2,4	0,01	0,01	0
Максимальные значение	17,6	12,1	6,5	39,0

Закон распределения является однородным и имеет одну четко выраженную моду с незначительной левосторонней асимметрией. Средние и медианные значения практически не отличаются. Закон типичен для выдержанных условий осадконакопления отложений циклита.

Гистограммы распределения ФЕС по керну показывают, что число определений открытой пористости находится в интервале 16-18%, проницаемости до  $50 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , остаточной водонасыщенности 40-50% (рисунке 5.10).

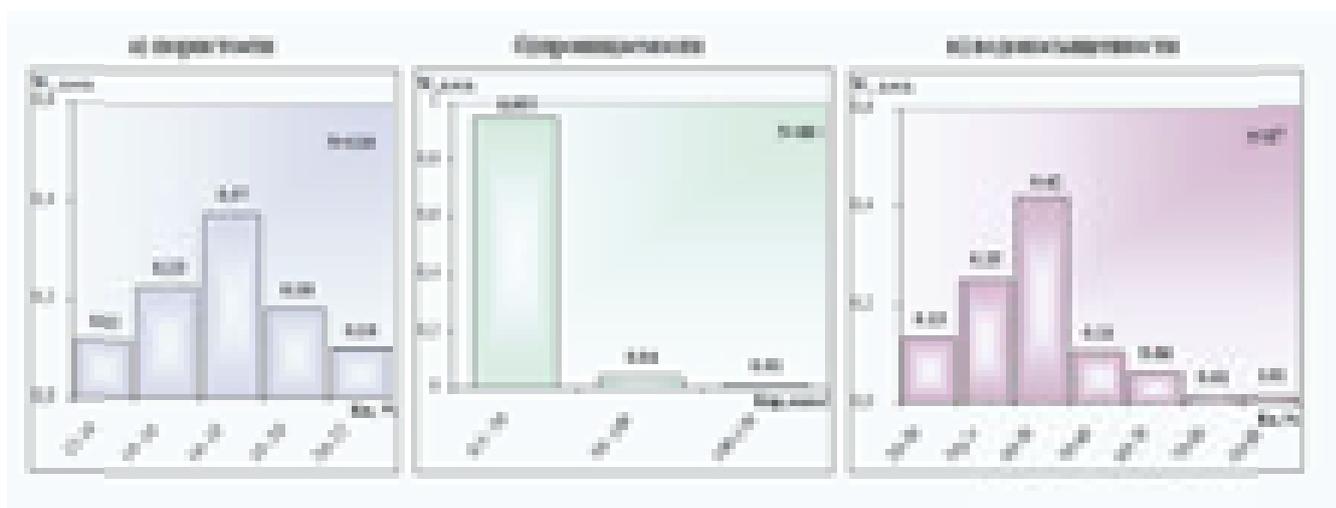


Рисунок 5.10 - Гистограммы распределения по керну: а) пористости; б) проницаемости; в) водонасыщенности для пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Проницаемость пород изменяется в пределах от 0,01 до  $12,1 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  при среднем значении  $1,22 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ . Закон нормального распределения отличается от логнормального наличием нескольких выраженных мод.

Карбонатность отложений варьирует в пределах от 0 до 39% при среднем значении 4,58%. Закон распределения относительно простой и близок к логнормальному.

По классификации А.А. Хаина коллекторы пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> относятся к IV и V классам. Между петрофизическими параметрами пород циклита существуют уверенные корреляционные связи, характеризующиеся высокими значениями коэффициентов корреляции (таблица 5.6).

Характерно наличие слабовыраженной отрицательной корреляционной связи между карбонатностью и пористостью, карбонатностью и проницаемостью пород.

Таблица 5.6 - Коэффициенты корреляции петрофизических параметров  
отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Параметры	Кп, %	Кпрг, n*10 <sup>-6</sup>	Кпрв, n*10 <sup>-6</sup>	С, %	lg(Кпрг)	lg(Кпрв)	Lg(C)
Кп, %	1,0	0,53	0,63	-0,22	0,61	0,54	-0,43
Кпрг		1,0	0,95	-0,28	0,69	0,69	-0,44
Кпрв			1,0	-0,29	0,66	0,70	-0,51
С, %				1,0	-0,59	-0,47	0,84
lg(Кпрг)					1,0	0,97	-0,59
lg(Кпрв)						1,0	-0,60
lg(C)							1,0

*Примечание:*

Кп - открытая пористость в %

Кпрг - горизонтальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

Кпрв - вертикальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

С - карбонатность в %

lg (X) - логарифмическое значение параметра X

Наиболее выразителен опять нелинейный (логарифмический) тип связей между параметрами, отличающийся повышенными значениями коэффициентов корреляции. Анализ закономерности пространственного изменения петрофизических параметров показал, что пространственное распределение открытой пористости относительно простое. Наблюдается градиентное изменение пористости в направлении с северо-востока (область повышенных значений пористости) на северо-запад, запад и юго-запад (область пониженных значений пористости). Аналогичный характер имеет пространственное распределение проницаемости.

Распределение карбонатности имеет четко выраженную полосовидную картину с северо-западным простираем основных элементов. Повышенные значения карбонатности наблюдается в северо-западной, западной, юго-западной частях исследуемой территории.

### Циклит Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Характер изменения гранулометрического состава коллекторов циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по площади согласуется с изменением его эффективных и общих толщин (рисунок 5.11).

Циклит Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

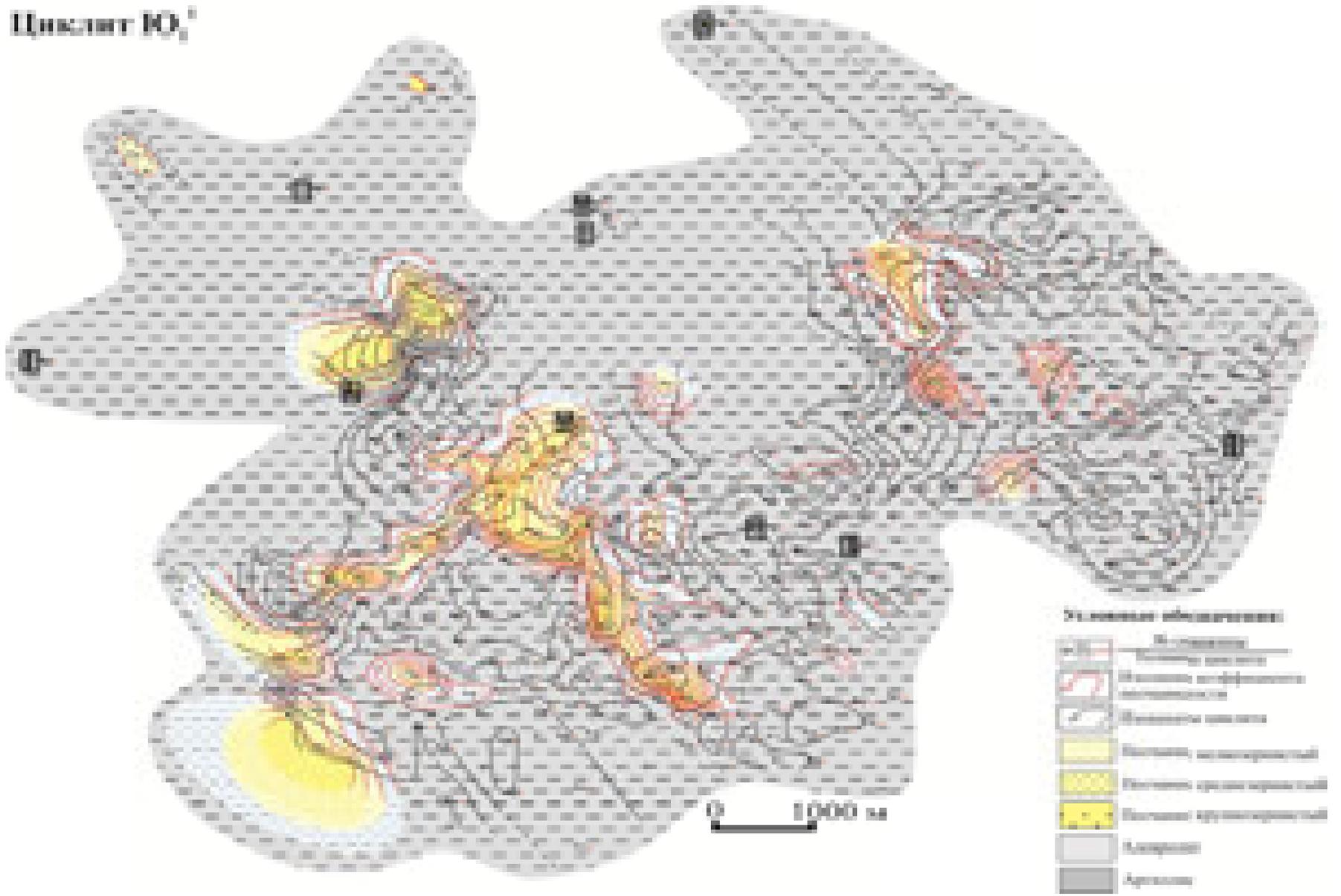


Рисунок 5.11 – Карта изменения литологического состава циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлены песчаниками, алевролитами и алевроглинистыми породами, переслаивающимися в разных сочетаниях и слагающими отдельные пласты и прослои. Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита приведены на рисунке 5.12.

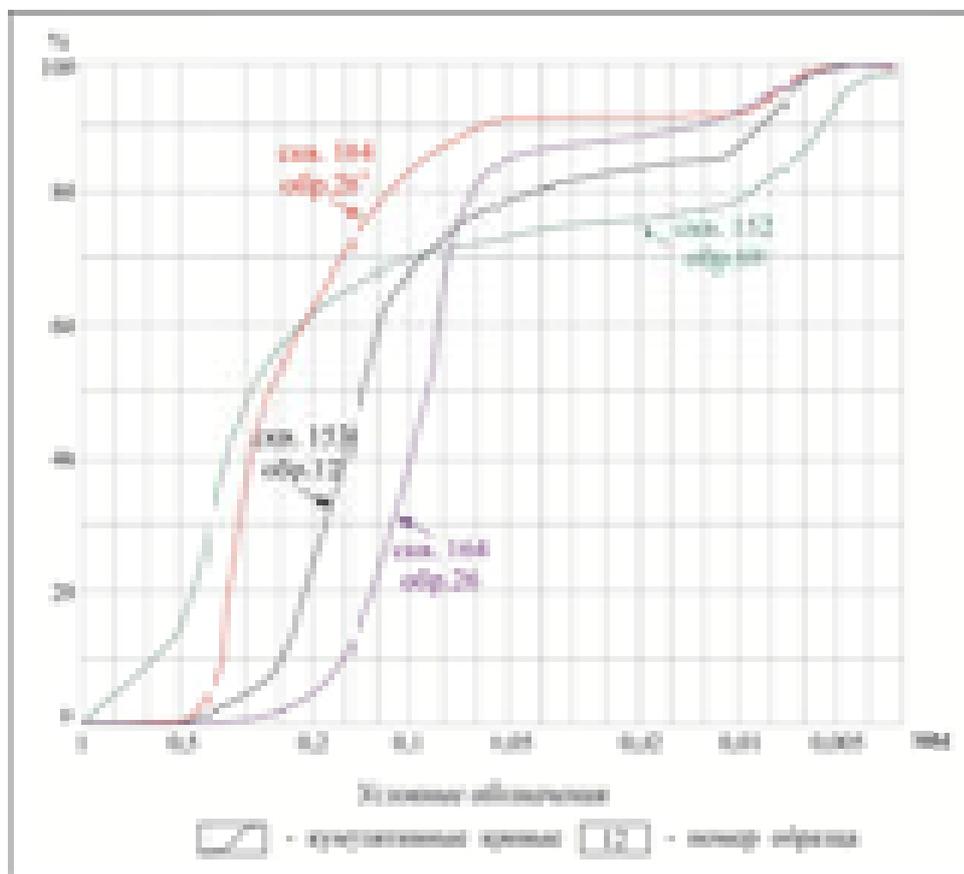


Рисунок 5.12 – Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (надугольная толща)

В петрофизическом отношении охарактеризованы все скважины по вышеперечисленным площадям. Статистические характеристики различных петрофизических параметров приведены в таблице 5.7.

Открытая пористость отложений данного циклита изменяется в широких пределах от 1,1 до 17,0 % при среднем значении 10,56 %. Гистограммы распределения ФЕС по керну показывают, что число определений открытой пористости находится в интервале 16-18 %, проницаемости до  $50 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , остаточной водонасыщенности

20-30% (рисунок 5.13). По классификации А.А. Ханина коллекторы циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> относятся к IV и V классам.

Таблица 5.7 - Статистические характеристики петрофизических параметров циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Параметры	Пористость, %	Горизонтальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$	Вертикальная проницаемость, $n \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$	Карбонатность, %
Количество образцов	65	58	43	59
Среднее значение	10,56	2,68	1,17	8,25
Медианное значение	11,10	0,48	0,01	2,9
Среднее квадратичное отклонение	4,25	5,47	2,42	12,8
Вариация	18,03	29,96	5,85	163,91
Минимальные значение	1,1	0,01	0,01	0
Максимальные значение	17,0	28,2	9,0	55,7

Экспериментальный закон распределения неоднородный, имеет сложное распределение с четкой левосторонней асимметрией. Средние и медианные значения существенно отличаются. Закон типичен для невыдержанных условий осадконакопления отложений циклита.

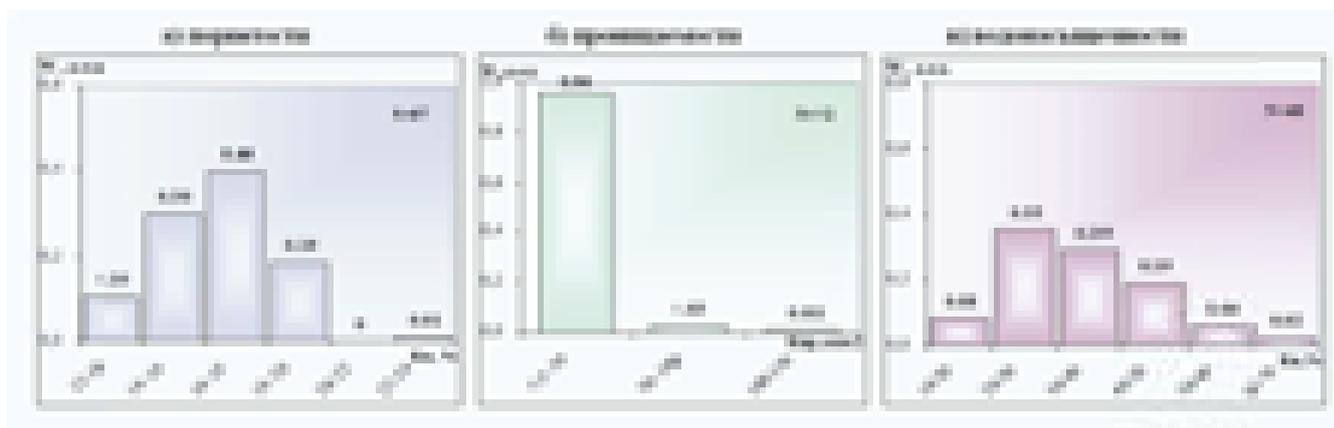


Рисунок 5.13 - Гистограммы распределения по керну: а) пористости; б) проницаемости; в) водонасыщенности для пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Проницаемость пород циклита изменяется в широких пределах от 0,01 до  $28,2 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  при среднем значении  $2,68 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ . Закон распределения близок к

логнормальному. Карбонатность отложений варьирует в пределах от 0 до 55,7 % при среднем значении 8,25 %. Закон распределения относительно простой и близок к логнормальному, но отличается наличием дополнительной моды в диапазоне значений 25-40 %.

Между петрофизическими параметрами пород циклита существуют уверенные корреляционные связи, характеризующиеся высокими значениями коэффициентов корреляции (таблице 5.8). Наиболее характерным является наличие положительной корреляционной связи между пористостью и горизонтальной проницаемостью, горизонтальной и вертикальной проницаемостью. Характерно наличие хорошо выраженной отрицательной корреляционной связи между карбонатностью и пористостью, карбонатностью и проницаемостью пород.

Таблица 5.8 - Коэффициенты корреляции петрофизических параметров отложений циклита Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Параметры	Кп, %	Кпрг, н*10 <sup>6</sup>	Кпрв, н*10 <sup>6</sup>	С, %	lg(Кпрг)	lg(Кпрв)	Lg(C)
Кп, %	1,0	0,54	0,49	-0,57	0,82	0,60	-0,52
Кпрг		1,0	0,52	-0,27	0,70	0,63	-0,17
Кпрв			1,0	-0,15	0,55	0,80	-0,13
С, %				1,0	-0,52	-0,27	0,86
lg(Кпрг)					1,0	0,68	-0,39
lg(Кпрв)						1,0	-0,26
lg(C)							1,0

*Примечание:*

Кп - открытая пористость в %

Кпрг - горизонтальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

Кпрв - вертикальная проницаемость в мкм<sup>2</sup>

С - карбонатность в %

lg (X) - логарифмическое значение параметра X

Наиболее выразителен опять нелинейный (логарифмический) тип связей между параметрами, отличающийся повышенными значениями коэффициентов корреляции. Анализ закономерности пространственного изменения петрофизических параметров циклита по территории исследования показывает, что пространственное распределение открытой пористости весьма неоднородное. Отмечается наличие локальных максимумов пористости в юго-западной и северо-западной частях террито-

рии исследований. Относительно высокими значениями проницаемости отличается юго-западная и северо-западная часть территории. В северо-восточном направлении наблюдается плавное уменьшение значений проницаемости.

Распределение карбонатности имеет не четко выраженную полосовидную картину с северо-западным простиранием основных элементов. Центральная часть Лугинецкой структуры характеризуется средними значениями карбонатности пород циклита.

### Циклит Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>

Циклит Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> залегает непосредственно под аргиллитами баженовской свиты и имеет более ограниченное распространение по площади.

Выделяется большое количество зон его отсутствия, либо отсутствия коллектора, что подтверждается одной третью пробуренных скважин. Обширные зоны замещения и отсутствия пласта выделяются в северо-восточной и южной частях Лугинецкой структуры, а также в скважинах 151, 156, 186, 569, 603, 620, 653. Глубина залегания пласта 2270,8-2353,2 м (а.о. -2167,0-2257,8 м). Общая мощность пласта изменяется в относительно небольшом диапазоне от 1,2 м (скв. 623) до 13 м (скв. 568), по сравнению с ранее описанными пластами.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> имеет весьма сложный характер строения. Не повсеместно и на большей части он водонасыщен. Эффективная мощность его колеблется в очень большом диапазоне от 0,6 м (скв. 157) до 34,8 м (скв. 1157). Максимальные мощности отмечены в газонасыщенной части пласта и приурочены к сводовой части структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,8 до 17,1 м. Пласт неоднородный, среднее значение  $K_p$  по пласту равно 5,6 при  $K_{\text{песч}} = 0,5$ . Более однородный пласт в нефтяной зоне, здесь  $K_{\text{песч}} = 0,68$ , при  $K_p = 3,6$ .

ФЕС циклита охарактеризованы по данным керна и ГИС, однако, объем выполненных исследований очень незначительный, поэтому говорить о каких-либо закономерностях распространения ФЕС по площади и по разрезу не представляется возможным.

Гистограммы распределения ФЕС по керну показывают, что число определений открытой пористости находится в интервале 14-16%, проницаемости  $0,5-50 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$ , остаточной водонасыщенности 20-40% (рисунок 5.14). По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> относятся к IV и V классам.

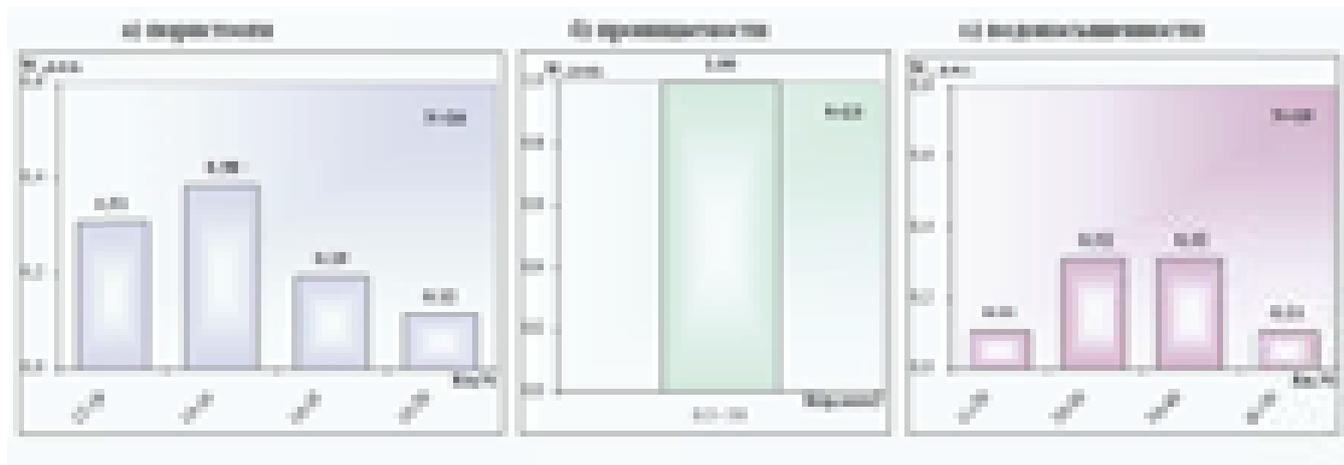


Рисунок 5.14 - Гистограммы распределения по керну: а) пористости; б) проницаемости; в) водонасыщенности для пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>

## 5.2. Закономерности пространственного изменения фильтрационно-емкостных параметров (свойств)

По результатам статистического анализа фильтрационно-емкостных характеристик келловей-оксфордской продуктивной толщи уверенно просматривается циклическое строение последней, выраженное в наличие двух седиментационных циклов, отражающих определенные этапы развития территории.

Первый седиментационный цикл объединяет продуктивные отложения подугольной толщи и выражается в формировании циклитов Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>. Второй цикл – отложения циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> (надугольная толща). Между циклами, разделяющими отложения циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, наблюдается наличие резкой границы всех рассматриваемых петрофизических параметров. Так, средние значения проницаемости надугольной толщи изменяются в пределах от 0,66 до  $4,98 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  и по сво-

ей характеристике отложения циклитов  $Ю_1^3 в$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$   $Ю_1^0$  могут быть отнесены к малопроницаемым, за исключением нескольких слоев песчаников, проницаемость которых достигает по максимуму  $22,8-42,4 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>.

Для подугольной толщи в вертикальном направлении наблюдается закономерное изменение проницаемости убывающей в соответствии со значениями пористости от циклита  $Ю_1^4$  до циклита  $Ю_1^3 н$ . В циклитах  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$   $Ю_1^0$  надугольной толщи наблюдается обратная картина, не согласованная с поведением пористости (пористость убывает, а проницаемость растет).

Границей между седиментационными циклами является поверхность септариевого горизонта, фиксируемая в средней части циклита  $Ю_1^3 в$ , которая является границей раздела подугольной и надугольной толщ.

Карбонатность изменяется в более широких пределах от 0 до 55,7%. Аналогично изменению пористости наблюдается циклическое изменение карбонатности вверх по разрезу. Для нижней части разреза, включающей циклиты  $Ю_1^4$ ,  $Ю_1^3 н$  карбонатность возрастает снизу вверх (от 6,05 до 11,29%). В верхней части разреза (циклиты  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^0$ ) карбонатность изменяется аналогичным образом.

При сопоставлении схем пространственного изменения петрофизических характеристик отчетливо просматривается, что изменение пористости и проницаемости происходит согласованно. Наиболее проницаемые части разреза соответствуют зонам пониженной карбонатности. Эти взаимосвязи предопределяются наличием описанной выше корреляции между параметрами. Следует отметить, что между вертикальной и горизонтальной проницаемостью пород существует жесткая корреляционная связь. Причем по средним значениям эти параметры близки между собой.

По мнению автора, это означает, что в изучаемом районе отложения циклитов могут представлять собой единую гидродинамическую систему. В отдельных случаях вертикальная проницаемость превышает горизонтальную в 2 раза. Исключение представляет собой циклит  $Ю_1^4$ , где наблюдается обратная картина. Но слишком малое количество образцов по отложениям этого циклита не позволяет утверждать этот факт с достаточной степенью достоверности.

Кроме того, по циклитам Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> проведено изучение зависимостей петрофизических параметров. По пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* исследовался материал, полученный по результатам изучения керна по 15-ти скважинам. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> такой анализ проведен по скважине 180, поскольку здесь отбор керна составил практически 100%.

С целью выявления анизотропии пласта анализ проводился как для всей выборки, так и отдельно для образцов параллельно и перпендикулярно напластованию, что позволяет дать определенный ответ об однородности изучаемой толщи. Анализируя корреляционные связи между пористостью (Кп), проницаемостью (Кпр) и остаточной водонасыщенностью (Кв) циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* видно, что коэффициенты корреляции по всем парным выборкам очень высоки и отличаются на незначительную величину, что позволяет сделать вывод об однородном составе песчаников этого объекта.

Коэффициенты корреляции между основными параметрами Кп и Кпр по циклиту Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> несколько ниже, чем по циклиту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н*. Это говорит о том, что в разрезе циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> более неоднороден, чем циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н*.

С целью выяснения характера распространения пористости и проницаемости по всей выборке значений были построены кривые их распределения и посчитаны средние значения и стандартное отклонение для циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

Кривые распределения по Кп имеют сходную картину, но отличаются только значениями максимумов: для Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* – 14,8%, для Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> – 18,4%. При этом хорошо видно, что лучшими емкостными свойствами обладает пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости показывают большую неоднородность пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>*н* и как следствие, их более низкие фильтрационные свойства.

### 5.3. Выводы по главе

Проведенные разноплановые исследования 568 геофизических разрезов скважин и 24 разрезов с керновым материалом позволили сделать следующие выводы:

Сложный характер изменчивости петрофизических параметров продуктивных циклитов горизонта Ю-I Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, является прямым

следствием их фациальной неоднородности. Часто меняющиеся гидродинамические условия накопления осадков в разные седиментационные циклы обусловили развитие зон пласта с улучшенными значениями пористости и проницаемости, возрастающими вверх по разрезу.

Первый седиментационный цикл объединяет продуктивные отложения подугольной толщи (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>). Второй цикл выражается в накоплении отложений межугольной и надугольной толщ (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>). Границей между седиментационными циклами является поверхность септариевого горизонта, фиксируемая в средней части циклита Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>.

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных циклитов подугольной толщи Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> характеризуются значительной латеральной и вертикальной анизотропией. При невысокой расчлененности данных циклитов (от 1,46 до 3,3), наилучшими характеристиками обладают отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> имеющие площадное распространение и характеризующиеся более равномерным распределением свойств по латерали и вертикали. Кривые распределения пористости и проницаемости по всей выборке значений по Кп имеют значениями максимумов – 18,4%.

Несколько ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства имеют отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> (значения максимумов по Кп – 14,8%). Они характеризуются резкой изменчивостью не только по площади, но и по разрезу, отражая характер формирования осадков в период максимальной регрессии моря. Отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> обладают повышенными значениями пористости (17-20%) и проницаемости (50-90 10<sup>-6</sup>\*мкм<sup>2</sup>) только в скважинах восточной части Лугинецкой зоны нефтегазонакопления. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости показывают большую неоднородность пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> и как следствие, их более низкие фильтрационные свойства.

Карбонатность изменяется в более широких пределах от 0 до 55,7%. Аналогично изменению пористости наблюдается циклическое изменение карбонатности вверх по разрезу. Для нижней части разреза, включающей циклиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>, карбонатность возрастает снизу вверх (от 6,05 до 11,29%).

Результатом частого замещения по площади песчано-алевролитовых пропластков глинистыми породами, с формированием изолированных песчано-алевролитовых линз и полос, литологически ограниченных со всех сторон, является сложный характер распределения фильтрационно-емкостных параметров. В отложениях циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> наблюдается картина не согласованности пористости и проницаемости (пористость убывает, а проницаемость, средние значения которой изменяются в пределах от 0,66 до  $4,98 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>, растет). Соответственно, отложения циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> могут быть отнесены к малопроницаемым (за исключением нескольких прослоев песчаников, проницаемость которых достигает  $22,8-42,4 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>). Пространственное распределение открытой пористости показывает ухудшение её значений в юго-западной и северо-западной частях территории исследований.

Распределение карбонатности имеет не четко выраженную полосовидную картину с северо-западным простираем основных элементов. При этом, средние и пониженные значения карбонатности отмечены в восточной части Лугинецкой зоны нефтегазонакопления.

Установленные площадные закономерности изменения емкостных и фильтрационных характеристик рассмотренных циклитов горизонта Ю-I хорошо согласуются с фациальными интерпретациями по керну скважин (глава 4, данной работы) и подтверждается типовыми электрометрическими характеристиками изученных геофизических разрезов (глава 3, раздел 3.2 данной работы).

Данные выводы подтверждают **3 защищаемое положение:** *прямым следствием фациальной неоднородности горизонта Ю-I является сложный характер изменчивости петрофизических параметров продуктивных пластов Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, изначально разрабатываемых в качестве массивной залежи, но обнаруживших совокупность разновозрастных кулисообразных литологически-экранированных ловушек, дискретной слоисто-линзовидной геометрии, подтвержденной данными процесса разработки.*

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе изложены результаты изучения геолого-геофизических особенностей строения келловей-волжского комплекса отложений, получившего развитие в северо-западной части Пудинского мегавала.

Исследования проведены на основе детального анализа геолого-геофизических и литологических данных, полученных по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах Лугинецкой, Западно-Лугинецкой, Северо-Лугинецкой и Нижне-Лугинецкой структур.

Согласно изложенным в предыдущих разделах результатам изучения отложений, слагающих келловей-волжские природные резервуары Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, можно выделить следующие основные аспекты пространственно-временного изменения их литолого-фациальных и петрофизических характеристик.

Характерной особенностью исследуемой песчано-алеврито-глинистой келловей-волжской толщи является цикличность строения, выраженная в существовании породно-слоевых ассоциаций (циклитов) микро- и макроуровня. По данным исследования керн и материалов геофизических исследований скважин выделены и прослежены по площади циклиты подугольной ( $Ю_1^4$ ,  $Ю_1^3н$ ), межугольной и надугольной ( $Ю_1^3в$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^0$ ) толщ. Выделенные циклиты имеют близкий вещественный состав, но отличаются по условиям формирования и фациям.

По составу все изученные отложения являются преимущественно однородной сероцветной толщей, сложенной аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием последних. Песчаники, характеризующие продуктивные циклиты, представлены серыми, буровато-серыми мелкозернистыми разностями с прослоями среднезернистых пород. Песчаники полимиктовые с содержанием от 5 до 25 % цемента гидрослюдисто-каолинитового состава с примесью аутигенного сидерита. Из породообразующих глинистых минералов в цементах песчаников доминирует каолинит, в алевролитах – гидрослюда, в аргиллитах – гидрослюда и монтмориллонит. Пестроцветность глинистых пород обусловлена неравномерной

пигментацией органическим материалом, состоящим из скоплений гелефицированной растительной массы и остатков водорослей. Характерна аллотигенная турмалин-гранат-циркон-апатит-рутиловая терригенная ассоциация минералов. В аутигенной части тяжелых фракций присутствует типичная для васюганской свиты сидерит-пиритовая ассоциация.

Наибольшее влияние на коллекторские свойства исследуемых пород оказали процессы уплотнения обломочного материала, растворение зерен, аутигенное минералообразование, перекристаллизация и регенерация.

Ухудшение коллекторских свойств происходило в результате уплотнения (конформизм) и минералообразования (регенерация, развитие кальцитового цемента). Лучшими фильтрационно-емкостными параметрами обладают породы, в которых проявились процессы разуплотнения пород, увеличивающие поровое пространство или ведущие к образованию новых пор (растворение, коррозия обломочных зерен, перекристаллизация каолинита).

Проведенные литолого-фациальные исследования позволили выделить 17 литолого-генетических типов отложений, объединенных в 8 макрофаций, для которых проведены палеогеографические реконструкции условий седиментации, обусловившие основные закономерности распространения пород-коллекторов.

Установлено, что формирование групп происходило в полифациальных условиях (в зоне перехода «суша-море») и наиболее высокими фильтрационно-емкостных свойств обладают отложения, пространственно и генетически ассоциирующиеся с прибрежно-отмелевыми (циклит Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) и дельтовыми (циклит Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>н) фациями.

На основании изучения 568 геофизических разрезов скважин и 24 разрезов с керновым материалом выявлены площадные закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных резервуаров и уточнены седиментологические критерии формирования и распространения пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Сложный характер изменчивости петрофизических параметров продуктивных циклитов горизонта Ю-I Лугинецкой зоны нефтегазонакопления, является прямым следствием их фациальной неоднородности. Часто меняющиеся гидродинамические

условия накопления осадков в разные седиментационные циклы обусловили развитие зон пласта с улучшенными значениями пористости и проницаемости, возрастающими вверх по разрезу.

Статистический анализ фильтрационно-емкостных характеристик келловей-оксфордской продуктивной толщи в совокупности с литологическими данными, позволил выявить циклическое строение последней, выраженное в наличие двух седиментационных циклов, отражающих определенные этапы развития территории. Первый седиментационный цикл объединяет продуктивные отложения подугольной толщи (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>). Второй цикл выражается в накоплении отложений межугольной и надугольной толщ (циклиты Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>). Границей между седиментационными циклами является поверхность септариевого горизонта, фиксируемая в средней части циклита Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>.

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных циклитов подугольной толщи Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> характеризуются значительной латеральной и вертикальной анизотропией. При невысокой расчлененности данных циклитов (от 1,46 до 3,3), наилучшими характеристиками обладают отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> имеющие площадное распространение и характеризующиеся более равномерным распределением свойств по латерали и вертикали.

Несколько ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства имеют отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup>, для которых характерна их резкая изменчивость не только по площади, но и по разрезу, отражающая характер формирования осадков в период максимальной регрессии моря. Отложения циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> обладают повышенными значениями пористости только в скважинах восточной части Лугинецкой зоны нефтегазонакопления. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости показывают большую неоднородность пород циклита Ю<sub>1</sub><sup>3н</sup> и как следствие, их более низкие фильтрационные свойства.

Результатом частого замещения по площади песчано-алевролитовых пропластков глинистыми породами, с формированием изолированных песчано-алевритовых линз и полос, литологически ограниченных со всех сторон, является сложный характер распределение фильтрационно-емкостных параметров. В

отложениях циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> наблюдается картина не согласованности пористости и проницаемости (пористость убывает, а проницаемость растет). Соответственно, отложения циклитов Ю<sub>1</sub><sup>3в</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> могут быть отнесены к малопроницаемым. Пространственное распределение открытой пористости показывает ухудшение её значений в юго-западной и северо-западной частях территории исследований.

Между вертикальной и горизонтальной проницаемостью пород надугольной толщи существует жесткая корреляционная связь, что позволяет предполагать наличие единой гидродинамической системы для этой части разреза.

Литологическая изменчивость различных частей горизонта Ю-I, обусловлена особенностями седиментогенеза. При структурно-фациальном анализе, установлен косослоистый характер напластования природных резервуаров, с ритмичным чередованием и дискретной линзовидной геометрией тел, обусловленный первичным седиментационным наклоном дна бассейна седиментации.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ*****Опубликованная литература***

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
3. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1990. - Т. 1. – 286 с.; Т. 2. - 359 с.
4. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. В 3 томах. Т. 3. Кремнистые породы / Под ред. А.И. Жамойда, А.В. Хабаков. – М.: Недра, 1973. – 340 с.
5. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Евразии) / В.П. Алексеев. – Екатеринбург, 2007. – 209 с.
6. Баженовский горизонт Западной Сибири / Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров А.В. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 276 с.
7. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мстиславская Л.П. Системный подход в прогнозировании нефтегазоносности недр // Системный подход в геологии. Теоретические и прикладные аспекты. – М.: МИНХ и ГП, 1983. – С. 3–4.
8. Белова Е.В., Бурштейн Л.М., Жилина И.В. и др. Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугинецкого нефтегазоносного района (Томская область) // Геология нефти и газа. - 1998. - № 5. – С. 30–35.
9. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92–100.
10. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты /

Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнеюрских и мезозойских отложений Сибири. - Новосибирск, 1984. – С. 23–32.

11. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири // Тр. ин-та / Сиб. науч.–исслед. ин–т геол., геофиз. и минер. сырья. – Новосибирск, 1988. – С. 75–83.

12. Белозеров В.Б. Кинематическая модель формирования юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1989. – С. 99-106.

13. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Литолого-фациальные предпосылки локализации зон нефтегазонакопления в прибрежно-морских отложениях верхней юры юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности осадочных пород Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С. 123–129.

14. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно–морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 11–23.

15. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 171–180.

16. Белозеров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов васюганской свиты Западной Сибири. – Томск: Известия ТПУ, 2007. - Т. 311. - № 1. – С. 67–72.

17. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. Учебное пособие. – Томск. Изд-во НИ ТПУ, 2010 – 198 с.

18. Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири / Ровнина Л.В., Родионова М.К., Мазур В.М. и др. – М.: Наука, 1985. – 104 с.

19. Борисенко З.К. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1980. – 207 с.
20. Ботвинкина Л.Н. Слоистость разных фациальных типов осадочных пород // Методы изучения осадочных пород. – М.: Госгеолтехиздат, 1957. - Т. 1. – С.99–150.
21. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород / Тр. ГИН АН СССР. – М.: Изд. АН СССР, 1962. - Вып. 59. – 552 с.
22. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости // Труды геологического ин-та АН СССР. – М.: Изд-во «Наука», 1965. - Вып. 119. – 260 с.
23. Ботвинкина Л.Н. Ритмы и циклы в осадочных горных породах. Периодичность осадконакопления. – М.: Знание, 1977. - Вып. 3. – 48 с.
24. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика её изучения. – Свердловск: Изд-во Уральского института, 1991. – 335 с.
25. Брадучан Ю.В. Биостратиграфические аспекты верхнеюрских отложений Западной Сибири // Биостратиграфия мезозоя западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 69–77.
26. Булынникова А.А., Горовцева Н.И., Звягина Т.А. и др. Наунакская свита (келловей-оксфорд) // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. – Тюмень, 1970. Ч. 2. – С. 31–36.
27. Булынникова А.А., Ясович Г.С. Верхний отдел. Юрская система // Стратиграфо–палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. – С. 14–49.
28. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках: – М.: Мир, 1977. – 215 с.
29. Вакуленко Л.Г., Злобина О.Н, Ян П.А. и др. Базальный пласт келловейской трансгрессии в Западной Сибири // Проблемы стратиграфии и палеогеографии бореального мезозоя: Тез. докл. мемориальной научной сессии, посвященной 90-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР В.Н. Сакса. – Новосибирск, 2001. – С. 73–75.
30. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Юрские ихнофашии Западно-Сибирской плиты и их значение для реконструкции обстановок осадконакопления // Новости палеонтологии

- и стратиграфии/ - 2001. - Вып. 4. Приложение к журналу «Геология и геофизика». - Т. 42. – С. 83–93.
31. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Барташевич О.В., Рассеянное органическое вещество в главной зоне нефтеобразования. В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. – М.: Наука, 1974. – С. 213–218.
32. Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Основные стадии развития нефте-материнских свит и их диагностика. В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. – М.: Наука, 1979. – С. 15–29.
33. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966. – 115 с.
34. Волощук Г.М., Ефремов И.Ф. Генезис, распространение и физико-литологические характеристики верхнеюрских коллекторов юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. №4 // РЖ Геология. – 1985. - Вып. 10. – С. 9–12.
35. Вылцан И.А. Ритмоанализ как критерий установления ранга стратиграфических подразделений // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М.: Наука, 1977. – С. 196–202.
36. Вылцан И.А. Ритмы – индикаторы геотектонических условий седиментогенеза // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М.: Наука, 1977. – С. 237–243.
37. Вылцан И.А., Парначев В.П., Устинова В.Н., Жилина Е.Н. Юрские отложения Западно-Сибирской низменности, их фациальная природа и перспективы нефтегазоносности // Сборник новые идеи в науках о Земле. – М.: 1999. - Т. 1 – С. 228-229.
38. Вылцан И.А. Осадочные формации и их историко-геологические типы. - Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – 123 с.
39. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород. - Томск: Изд-во ТГУ, 2002. - 484 с.
40. Вылцан И.А., Беженцев А.Ф., Жилина Е.Н. Основы ритмо-стратиграфического,

фациально-циклического и формационного анализа геологических разрезов. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ЦНТИ, 2009. – 181 с.

41. Вышемирский В.С. Миграция рассеянных битумоидов. – Новосибирск: Наука, 1971. – 168 с.

42. Вячкилева Н.П., Климова И.Г. и др. Атлас моллюсков и фораминифер. - М.: Недра, 1990. – 249 с.

43. Гайдебурова Е.А., Ведерников Г.В. К поиску неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнеюрских отложениях на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1989. – № 5. – С. 10–16.

44. Геккер Р.Ф. Введение в палеоэкологию. - М.: ГосНТИЛ по геол. и охране недр, 1957. – 126 с.

45. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. Методы палеогеографических реконструкций. - Л.: Недра, 1984. – 271 с.

46. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. - Л.: Гостопотехиздат, 1959. – 174 с.

47. Гурари Ф.Г. О выделении новой локосовской свиты в юрских отложениях Среднего Приобья // Доклады АН СССР. – 1962. Т. 143. № 1. – С. 171–174.

48. Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Казаков А.М. Прослой морских отложений в континентальной тюменской серии Западной Сибири // Советская геология. - 1992. №8. - С. 81-85.

49. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. - М.: Гостоптехиздат, 1962. – 352 с.

50. Гурова Т.И., Залазаева Л.В., Пода А.Г. Коллекторы юрских продуктивных горизонтов Томской области // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГИМС, 1971. - С. 69-76.

51. Гурова Т.И., Сорокина Е.Г. Литологические исследования при поисках стратиграфических и литологических ловушек нефти и газа. - Новосибирск: СНИИГГИМС, 1973. – 59 с.

52. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозеров В.Б. и др. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // В кн. Вопросы

биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. - Тюмень, 1979. – С. 77–83.

53. Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 295 с.

54. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - М: Недра, 1982. – 448 с.

55. 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.

56. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии. - М.: Недра, 1988. – 204 с.

57. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. - М.: Недра, 1982. – 230 с.

58. 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.

59. 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.

60. Дэвис Дж. Статистический анализ данных в геологии. - М.: Недра, 1990. – 427 с.

61. Егорова Т.Г., Цибульникова М.Р., Смирнова Н.И. Литолого-фациальные особенности продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> верхнеюрских отложений Томской области // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск, 1989. – С. 150–154.

62. Ежова А.В. Цибульникова М.Р. Морские фации верхнеюрских терригенных отложений Нюрольской впадины // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск, 1989. - С. 131-138.

63. 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.
64. Жилина Е.Н., Чернова О.С. Комплексный седиментологический подход к изучению сложнопостроенных природных резервуаров / Сборник статей одиннадцатой международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в промышленности» под ред. А.П. Кудинова. Высокие технологии, образование, промышленность. - СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2011. - Т. 4. – С. 272-278.
65. Жилина Е.Н. Вещественно-структурные особенности средне-верхнеюрских отложений Лугинецкого месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – №1: Науки о Земле. – С. 143-148.
66. Жилина Е.Н. Вещественно-структурные особенности средне-верхнеюрских отложений северо-западной части Пудинского мегавала (Томская область) / Фациальный анализ в нефтегазовой литологии: труды II Регионального совещания посвященного 100-летию со дня рождения доктора геолого-минералогических наук Л.Б. Ботвинкиной; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ЦППС НД, 2012. – С. 318-331.
67. Жуковская Е.А., Ломако С.А. Фотосъемка в ультрафиолетовом свете – дополнительные возможности в комплексном исследовании керна // Материалы научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области». - Томск, 2004. – С.57–58.
68. Запивалов Н.П., Сердюк З.Я., Яшина С.М. Условия формирования отложений баткелловей–оксфорда в Межовско–Убинском районе // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. - Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1970. – С. 13–18.
69. Захаров В.А. Позднеюрские и раннемеловые двустворчатые моллюски севера Сибири и условия их существования. - М.: Наука, 1966. – 189 с.
70. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Биостратиграфия, фации и стратиграфия средней юры Советской Арктики // Тр. ИГГ СО РАН. - 1978. - Вып. 352. – 206 с.

71. Захаров В.А., Никитенко Б.П., Алейников А.Н., Богомолов Ю.И. Биостратиграфия верхней юры и неокома Сибири // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Т. 1. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. – С.75–78.
72. Итенберг И.И., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. - М.: Недра, 1982. – 351 с.
73. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 1987. – 375 с.
74. Казаков А.М. Стратиграфия и седиментогенез нижнего мезозоя нефтегазоносных бассейнов Сибири. Автореф. дис. на соискание уч. степени доктора геолого-минералогических наук. - Новосибирск. Изд-во СНИИГГиМС, 1995. - С. 33-62.
75. Казанский Ю.П. Принципы реконструкции древних ландшафтов по данным сравнительно-седиментационного метода. Среда и жизнь в геологическом прошлом. Палеоландшафты морей и континентов // Тр. ИГиГ. Вып. 686. - Новосибирск: Наука, 1987. – С. 6–13.
76. Казанский Ю.П. Седиментология. - Новосибирск, 1976. – 272 с.
77. Казанский Ю.П. Введение в теорию осадконакопления. - Новосибирск, 1983. - 223 с.
78. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. - М.: Недра, 1980. – 242 с.
79. Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных). – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 108 с.
80. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию / Тр. ин-та геол. и геофизич. СО АН СССР. - Новосибирск: Наука, 1990. – 239 с.
81. Клейтон В. Дойч Геостатистическое моделирование коллекторов (перевод с англ. под ред. Е.М. Бирун, Д.Н. Левин). - М.: Институт компьютерных исследований, 2011. – 397 с.
82. Конибир Ч.Э.–Б. Палеогеоморфология песчаных тел. - М.: Недра, 1979. – 256 с.
83. Конторович А.Э., Андрусевич В.Е. Некоторые особенности геохимии углеводородов - биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах Западной

Сибири // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 годы. Ч. 2. - Новосибирск, 1995. - С. 60-66.

84. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. – 680 с.

85. Контарович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск, 1964. – С. 27-39.

86. Конторович В.А., Карапузов Н.И., Мельников В.П. Геологические и сейсмостратиграфические модели келловей-волжских отложений юго-восточных районов Западной Сибири как основа прогноза их нефтегазоносности // Геология и геофизика. - 1999. - № 4. – С. 54-62.

87. Конторович В.А., Жевлаков Л.П. Прогноз зон распространения улучшенных коллекторов пластов Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub> в северной части Лугинецкого месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. - №7. - С. 13-17.

88. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2002. – 250 с.

89. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. - М.: 1971. – 368 с.

90. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород. 3-е изд. - М.: Высш. шк., 1984. – 416 с.

91. Логвиненко Н.В., Сергеева Э.И. Методы определения осадочных пород: Учебное пособие для вузов. - Л.: Недра, 1986. – 240 с.

92. Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизации осадков гумидных зон. - Л.: Недра, 1985. – 242 с.

93. Маслов А.В., Алексеев В.П. Осадочные формации и осадочные бассейны. Учебное пособие. - Екатеринбург. Изд-во УГГГА, 2003 – 203 с.

94. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. Чл.-кора АН СССР В.С. Суркова. - М.: Недра, 1986. – 149 с.

95. Меркулов В.П., Уткин Ю.В., Бетхер М.Я. Литолого-структурная и петрофизическая неоднородность нефтегазоносных песчаных коллекторов //

Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. - Томск: Изд-во ТГУ, 1998. – С.103–107.

96. 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.г.-м.н. С.Г. Саркисян. - М.: Наука, 1973 – 72 с.

97. Мкртычан О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. - М.: Наука, 1987. – 126 с.

98. Муромцев В.С. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. - Л.: ВНИГРИ, 1979. – 74 с.

99. Муромцев В.С. Методика локального прогноза песчаных тел литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фаций // Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа. - Л., 1981. – С. 5–23.

100. Муромцев В.С. Использование кривых самопроизвольной поляризации (ПС) для выявления фациальной природы осадков и палеогеографических реконструкций. В кн.: Прогнозирование геол. разреза по геофизическим данным. Тр. ВНИГРИ. - Л., 1982. – С. 101-118.

101. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - М.: Недра, 1984. – 260 с.

102. Наливкин Д.В. Учение о фациях: Геогр. условия образования осадков. Т. 2. Изд. акад. наук СССР, 1956. – 393 с.

103. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. - Новосибирск: Наука, 1990. – С. 80–108.

104. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. - М.: Недра, 1971. – 464 с.

105. Нестеров И.И. Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс в XX и XXI веках // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России. – Томск: «ГалаПресс», 2000. – С. 133-139.
106. Обстановки осадконакопления и фации / В 2-х т. под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. - Т. 1. – 362 с. - Т. 2. – 384 с.
107. Особенности геологического строения и фациальная изменчивость юрских нефтегазоносных отложений / Устинова В.Н., Вылцан И.А., Парначев В.П., Жилина Е.Н. // Сб. Инновационные методы и технологии нефтегазопроисковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири. - Томск, 2000. – С. 101–124.
108. Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 18. - Л., 1978. – 69 с.
109. 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: СНИИГГиМС, 2003. – 196 с.
110. Прошляков В.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. - М.: Недра, 1981. – 284 с.
111. Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х томах, пер. с англ. - М.: Мир, 1990. – 384 с.
112. Рейнек Г.–Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. - М.: Недра, 1981. – 439 с.
113. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. - Тюмень, 1969. Ч. 1. – 143 с.
114. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. - Тюмень, 1970. Ч. 2. – 274 с.

115. Решения заседания юрской секции (Тюмень, 1976) // Основные типы разрезов мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1977. – С. 159–160.
116. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
117. 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.
118. Романовский С.И. Физическая седиментология. - Л.: Недра, 1988. – 239 с.
119. Ростовцев В.Н. Геолого-генетическая модель продуктивного горизонта основа поиска сложнопостроенных залежей нефти и газа // Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области. - Новосибирск, 1997. – С.43–52.
120. 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.
121. Ростовцев Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезо-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники // Тр. СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1961. – С. 30–39.
122. 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. - М.: Недра, 1970. – С. 45–58.
123. Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 14. - М.: Недра, 1969. – 281 с.
124. Рухин Л.Б. Основы литологии. - М.: Недра, 1969. – 779 с.
125. Селли Р.Ч. Введение в седиментологию. - М.: Недра, 1981. – 266 с.
126. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. - М.: Недра, 1989. – 294 с.

127. Сидоров С.В., Низаев Р.Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 42–45.
128. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича, В.И. Марченко. - М.: Недра, 1983. – 509 с.
129. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков, А.Я. Фурсов, М.И. Максимов и др. М.: Недра, 1981. – 525 с.
130. Стасенков В.В., Климушин Н.М., Бреев В.Л. Методы изучения геологической неоднородности. М.: Недра, 1972. – 234 с.
131. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. - М.: Изд-во АН СССР, 1960. - Т. 2. - 574 с.
132. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, утвержден бюро МСК 18 октября 2005 г. - СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. - 96 с.
133. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра, 1981. – 141 с.
134. Сурков В.С. Строение грабен-рифтов и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Рифтогенез и нефтегазоносность. - М.: Наука, 1993. – С. 77–84.
135. 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: «ГалаПресс», 2000. – С. 114–116.
136. 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.
137. Татьяна Г.М. Стратиграфия и фораминиферы верхней юры юго-востока Западной Сибири. Дис. канд. геол. наук. - Томск: Изд-во ТГУ, 1985. – 150 с.
138. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под ред. Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л. – Тюмень: изд. ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 1998.

139. 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.
140. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. - М.: Наука, 2006. – 202 с.
141. 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.
142. Трофимук А.А., Мендельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Сурков В.С. Прямые поиски нефти и газа и их применение в Сибири // Геология и геофизика. – 1981. – № 4. – С. 46-52.
143. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Методические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск: ИГИГ, 1983. – 123 с.
144. Устинова В.Н., Жилина Е.Н. Циклическое строение и фациальная зональность нефтегазоносных формаций Западной Сибири / Материалы Первой международной конференции «Циклы». - Ставрополь: Издание Северо-Кавказского государственного технического университета, 1999. Ч. 2. – С. 74–77.
145. Устинова В.Н., Вылцан И.А., Парначев В.П., Жилина Е.Н. Особенности геологического строения и фациальная изменчивость юрских нефтегазоносных отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего востока и Северо-востока России. - Томск: Изд-во «Гала Пресс», 2000. Т. 1. – С. 203–206.
146. Филина С.И. Некоторые методические вопросы палеогеографических реконструкций (на примере изучения морских нефтегазоносных отложений верхнего оксфорда Западной Сибири) // Палеогеографические исследования в нефтяной геологии. - М.: Наука, 1979. – С. 59–65.
147. 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.

148. Фотиади Э.Э., Кузнецов Г.Ф. Новые представления о глубинном геологическом строении западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. - № 10. - 1964. – С. 38-45.
149. Фролов В.Г. Генетическая типизация морских отложений. - М.: Недра, 1984. - 221 с.
150. Фролов В.Т. Литология: Учебное пособие. Издание 3-е. - М.: Изд-во МГУ, 1995. - 352 с.
151. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций. - М.: Мир, 1983. – 328 с.
152. Цейслер В.М. Основы фациального анализа. Учебное пособие. - М.: Изд. МГГРУ, 2004 – 143 с.
153. Чернова О.С. Палеофаунистические остатки - индикаторы обстановки седиментации при литолого-фациальном анализе нефтегазоносных объектов // Известия Томского политехнического университета. - 2002. - Т. 305. - № 6. – С. 329-337.
154. Чернова О.С. Седиментология резервуара: учебное пособие. - Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. – 250 с.
155. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие. - Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. – 250 с.
156. Чернова О.С., Жилина Е.Н. Типы разрезов продуктивных пластов ( $Ю_1^4$  и  $Ю_1^3$ ) Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1: Науки о Земле. – С. 131-136.
157. Чернова О.С., Жилина Е.Н. Типизация разрезов подугольной толщи келловей–оксфордского возраста Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения (Томская область) / Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). - Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2011. - Вып. V(21). – С. 179–187.
158. Чернова О.С., Жилина Е.Н. Фациальные условия формирования келловей–оксфордских продуктивных пластов ( $Ю_1^4$  и  $Ю_1^3$ ) Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения / Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: тезисы докл. науч.–практич. конф. -

Томск: STT, 2011. - С. 94-95.

159. 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.

160. Чернышев Н.И. Построение палеогеографических карт по данным электрокаротажа. В кн.: Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений. - Пермь, 1972. № 10. - С. 129-133.

161. Чеснокова В.С. Корреляция разнофациальных отложений верхней юры Томской области (по палинологическим данным) // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. - С. 138-144.

162. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения (распределение, структуры, текстуры). - Л.: Недра, 1969. - 270 с.

163. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). - Л.: Недра, 1987. - 269 с.

164. Шванов В.Н. Структурно-вещественный анализ осадочных формаций. - СПб.: Недра, 1992. – 230 с.

165. Шерихора В.Я. О выделении васюганской свиты в составе юрских отложений // в кн. Вестник Западно-Сибирского и Новосибирского геологического управления. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1961. №2 – С. 60–63

166. Шилов Г.Я., Джафаров И.С. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. - М.: Информационный центр ВНИИгеосистем, 2001. – 394 с.

167. Шрок Р.Р. Последовательность в свитах слоистых пород. М.: ИЛ, 1950. - С. 3-330.

168. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. - 480 с.

169. Шурыгин Б.Н., Пинус О.В., Никитенко Б.Л. Сиквенс-стратиграфическая

- интерпретация келловей и верхней юры (васюганский горизонт) юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 6. – С. 843-862.
170. Шутов В.Г. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. - 1967. - №5. – С. 86-103.
171. Эволюция жизни на земле: Материалы IV Международного симпозиума 10-12 ноября 2010 г. / Отв. редактор В.М. Подобина. - Томск: ТМЛ-Пресс, 2010. – 704 с.
172. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: метод. пособие. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2001. – 259 с.
173. Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. Учеб. пособие – М.: ЭСЛАН. 2008 – 356 с.
174. Allen J.R.L. Current Ripples. North Holland, Comp. Amsterdam, 1968. – 433 p.
175. Conybeare C.E.B., Crook K.A.W. Manual of sedimentary structures: Australian Dept. Nat. Development, Bur. Min. Res., Geol., Geophys., Bull., 102., 1968. – 327 p.
176. Fisk H.N. Bar-finger sands of Mississippi delta. Geometry of sandstone bodies. Tulsa, Oklahoma. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1961. – P. 29-52.
177. Harms J.C., Southard J.B., and Walker R.G. Structures and Sequences in Clastic Rocks: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Short Course No. 9. - Tulsa, Oklahoma, 1982. – 394 p.
178. Martinsson A. Toponomy of trace fossils. // In: T.P. Crimes, J.C. Harper (eds.) Trace fossils. - Liverpool: Seel House, 1970. – P. 323–330.
179. Pemberton S.G. Applications of ichnology to petroleum exploration: Acore workshop. SEPM Core Workshop No. 17. 1992. – 429 p.
180. Pemberton S.G. and Frey R.W. Trace fossil nomenclature and the Palaeophycus-Planolites dilemma. Journal of Paleontology, 56. 1982. – P. 843–881.
181. Pettijohn P.J., Potter P.E. Atlas and glossary of primary sedimentary structures. - New York: Springer, 1964. – 370 p.
182. Picard M.D., High L.B. Sedimentary structures of ephemeral streams. Developments in sedimentology. Amsterdam: Elsevier, 1973. – 223 p.

183. Pirson S.J. Sedimentological studies by log curve shapes. *Geologic well log analysis*, 1970. – P. 36–58.
184. Pirson S.J. SP and EH curves as redoxomorphic logs. *Geologic well log Analysis*, Houston, Texas, Gulf., 1970. – P. 1–35.
185. Potter P.E., Blakely R.F., Random processes and lithological transitions, *Journ. Geology*, 76, 1968. – P. 154–170.
186. Sabins F.F. Anatomy of stratigraphic trap. Bisti field, Hew Mexico. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*, 1963. Vol. 47. N. 2. – P. 193–228.
187. Seilacher A. Biogenic sedimentary structures // In: Imbrie J., Newell N.D. (eds.). *Approaches to Palaeoecology*. - New York: Wiley, 1964. – 316 p.
188. Seilacher A. Bathymetry of trace fossils. *Marine Geol.* № 5. – 1967. – P. 413–426.
189. Selley R.Ch. *Applied Sedimentology*. - New York: Academic Press, 2000. – 520 p.
190. Shelton J.W. Stratigraphic models and general criteria for recognition of alluvial, barrier – bar, and turbidity – current sand deposits. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*, 1967. - Vol. 51. - № 12. – P. 2441–2461.
191. Shelton J.W. Correlation sections and log maps in determination of sand stone trends. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*, 1972. Vol. 56. TS. 8. – P. 1541–1544.
192. Shrock R.R. *Sequence in layered rocks*. New York: McGraw–Hill, 1948. – 507 p.
193. Vail P.R., Mitchum R.M., Thompson S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. AAPG. - Oxford, 1977. – 342 p.
194. Visher G.S. Use of vertical profile in environmental reconstruction. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*, 1965. Vol. 49. № 1. – P. 41–61.
195. Walker R.G. and Noel P. J. Facies models response to Sea level change. - *GeoText* 1, 1992. – 454 p.

#### ***Фондовая литература***

196. Атлас литогенетических типов терригенных отложений юры Томской области. Отчет по дог. 3-96, ТПУ. Отв. исп. Чернова О.С. - Томск, 1997. – 269 с.
197. Борщ С.С., Фирсова Т.К. Обобщение геолого-геофизических данных по Лугинецкой площади с целью уточнения строения верхнеюрской продуктивной

- толщи. Отчет о результатах работ тематической партии № 4/91–92. ПО «Сибнефтьгеофизика». - Новосибирск, 1992.
198. Ведерников Г.В., Желваков Л.П. Переинтерпретация сейсмоматериалов в северной части Лугинецкого куполовидного поднятия с целью прогноза улучшенных коллекторов горизонта Ю<sub>1</sub>. Отчет о тематической партии и 22/95 в масштабе 1:50 000 в 3-х книгах. - Колпашево, 1995.
199. Даненберг Е.Е. Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область). Отчет по теме 25-4/95. ТО СНИИГГиМС. - Томск, 1983. – 267 с.
200. Изучение низкоомных коллекторов на нефтяных месторождениях Томской области. Отчет по теме 2-54/94. Отв. исп.: к.г.-м.н. А.В. Ежова, к.г.-м.н. В.П. Меркулов. - Томск, 1996. – 108 с.
201. Комплексный анализ геологического строения, палеогеографии, вторичных изменений и нефтегазоносности юрских отложений центральных районов Томской области с построением карт масштаба 1:1 000 000 и 1:200 000 с целью выдачи рекомендаций по лицензированию. Отчет по договору 6-98. Науч. рук. акад. А.Э. Конторович. Отв. исп. к.г.-м.н. С.А. Моисеев. Российская АН СО ОИГГиМ Институт нефти и газа. - Новосибирск, 2002.
202. Крупский В.Ю., Резниченко В.А., Говура А.В. Подсчет запасов нефти и ТЭОКИН Лугинецкого месторождения. УКРГИРОНИПИнефть. - Киев, 1992.
203. Найданов Ю.В. и др. Подсчет запасов свободного газа, конденсата и нефти Лугинецкого месторождения / Отчет: Томская КГЭ. - Томск, 1969.
204. Найданов Ю.В., Чертенков В.Г., Мурашова А.Ф. и др. Подсчет запасов свободного газа, конденсата и нефти Лугинецкого месторождения по состоянию на 10 мая 1972 г. / Отчет: Томская КГЭ. - Томск, 1972.
205. Определение тектонических и флюидодинамических особенностей формирования и разрушения залежей углеводородов в отложениях мезозоя Западно-Сибирской плиты (Томская область) (Авторы: Устинова В.Н., Вылцан И.А., Парначёв В.П., Жилина Е.Н., Устинов В.Г., Колбышева Т.А.). Отчёт по НИР с Комитетом природных ресурсов по Томской области. Науч. рук. проф. И.А. Вылцан. - Томск, 2001. – 210 с.

206. Протокол 36 от 03.08.1996 г. заседания Центральной комиссии по запасам нефти и газа. Минтопэнерго Российской Федерации по рассмотрению запасов нефти Лугинецкого месторождения. - Москва, 1996.
207. Протокол № 6635 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР от 13 сентября 1972 г.: Лугинецкое месторождении. - Москва, 1972.
208. Стратиграфия, литолого-фациальные и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений Томской области: Отчет по договору 5226. Отв. исп. Казаков А.М. № ГР 01.9.80001522; 35–97–24/3. Инв. №4142. - Новосибирск, Томск, 2000. – 408 с.
209. Технологическая схема разработки Лугинецкого месторождения. ВНИИнефть. - Москва, 1995.
210. Уточненная технологическая схема разработки Лугинецкого месторождения, ВНИИнефть. Т. 2. - Москва, 1996.
211. Фирсова Т.К., Павлов И.И. Отчет о результатах работ сейсморазведочной партии № 14/89-90 в Парабельском районе Томской области масштаба 1:50000 / Отчет с/п 14/89-90. - Новосибирск, 1991.
212. Чикишев А.Ю., Панков В.И. Анализ разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. ОАО ТомскНИПИнефть ВНК. - Томск, 2002.
213. Экологический паспорт Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. ОАО ТомскНИПИнефть ВНК. - Томск, 2001.