

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

На правах рукописи

ЧЕРНОВА ОКСАНА СЕРГЕЕВНА

**НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОСТАТИЧЕСКИХ
МОДЕЛЕЙ И ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ
ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
НА БАЗЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА**

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

Диссертация на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант:
доктор геолого-минералогических наук,
Белозеров Владимир Борисович

Томск-2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. Методология комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-ёмкостного) моделирования терригенных природных резервуаров	26
Глава 2. Методика литолого-фациальных исследований	43
2.1. Вещественно-петрографические (лабораторные) методы	66
2.2. Седиментологические методы исследования (визуальное макроописание керновых последовательностей)	67
2.2.1. Текстуальный анализ	72
2.2.2. Ихнологический анализ	80
2.2.3. Анализ цикличности	89
2.2.4. Электрометрический анализ	99
2.2.5. Палеоландшафтные реконструкции	106
Глава 3. Методика палеоседиментологического моделирования	119
3.1. Системный подход к моделированию терригенных природных резервуаров по керну скважин	121
3.2. Уровни геологической организации вещества в седиментационном аспекте...	149
3.3. Иерархическая система структурной организации юрско-меловых терригенных природных резервуаров	159
Глава 4. Методика прогноза фильтрационно-емкостных свойств природных резервуаров	193
4.1. Существующие методологические подходы к моделированию пористости и проницаемости продуктивных пластов	194
4.2. Методика определения гидравлических единиц потока (HFU)	202
4.2.1. Графические методы определения единиц потока	210
4.2.2. Прогнозирование проницаемости на основе метода гидравлических единиц потока в интервалах без отбора керна	214
4.2.3. Неопределенности методики гидравлических единиц потока (HFU) ...	219
Глава 5. Краткая геологическая характеристика территории исследования	222
5.1. Геолого-геофизическая изученность юрских и меловых отложений	222
5.2. Тектоническая характеристика Западно-Сибирской геосинеклизы	237
5.3. Краткая характеристика литостратиграфических уровней исследования	249
Глава 6. Седиментологическая характеристика природных резервуаров континентального генезиса	267

6.1. Макрофации элювиальных кор выветривания	269
6.2. Макрофации пролювиальных конусов выноса	284
6.3. Макрофации флювиальных систем	290
6.3.1. Реки горные (фуркирующего типа)	290
6.3.2. Реки меандрирующего типа	296
6.4. Макрофации озерно-болотных систем	316
Глава 7. Седиментологическая характеристика природных резервуаров приберегового и переходного генезиса	336
7.1. Макрофация пляжей и береговых склонов	338
7.2. Макрофации барьерно-баровых систем	350
7.3. Макрофации лагун	355
7.4. Макрофации дельтовых систем	359
7.5. Макрофации эстуариев и приливных отмелей.....	373
Глава 8. Седиментологическая характеристика природных резервуаров морского генезиса	383
8.1. Макрофации заливов и опресненных бухт.....	377
8.2. Макрофации трансгрессивных покровов (горизонт Ю ₂ ⁰ , барабинская толща Ю ₁ ⁰)	387
8.3. Макрофации илового относительного глубоководья	391
Глава 9. Литолого-петрофизическая зональность разнофациальных толщ и ее влияние на процесс разработки залежей углеводородов	401
9.1. Комплексное литолого-петрофизическое моделирование терригенных при- родных резервуаров с позиций интегрированного подхода	402
9.1.1. Сейсмогеологическая характеристика Крапивинского нефтяного ме- сторождения	405
9.1.2. Биостратиграфическая и литологическая характеристика келловей- верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения	411
9.1.3. Петрофизическое моделирование пласта Ю ₁ ³ Крапивинского нефтя- ного месторождения	432
9.1.4. Интерпретация данных ГИС для построения цифровой петрофизиче- ской модели объекта	243
9.1.5. Петрофизическое обоснование методики интерпретации.	444
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	474
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	478

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В условиях современного этапа развития топливно-энергетического комплекса России одной из главных задач нефтегазовой промышленности является задача воспроизводства сырьевой базы. Основным источником России по добыче углеводородного сырья на протяжении многих десятилетий была и остается Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП), в пределах которой ведущими нефтедобывающими регионами являются Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) и Томская область (ТО). Основная часть объёмов углеводородов (УВ) сосредоточена в юрско-меловых нефтегазоносных комплексах, обеспечивающих в последние годы добычу свыше 80% всей российской нефти и не менее 90% российского газа и газового конденсата.

Вместе с тем в развитии и воспроизводстве Западно-Сибирских энергоресурсов проявились и с каждым годом продолжают накапливаться негативные тенденции. В структуре минерально-сырьевой базы провинции постоянно растет доля трудноизвлекаемых запасов, которая, по некоторым оценкам, уже сейчас составляет более 56% от всех открытых запасов нефти. Освоение новых перспективных территорий провинции за счет вовлечения в эксплуатацию месторождений, сосредоточенных на труднодоступных территориях Крайнего Севера и шельфа арктических морей требует дополнительных капитальных вложений.

Большинство месторождений нефти и газа провинции находятся на завершающих стадиях разработки, с неуклонным истощением традиционных запасов УВ и снижением темпов роста нефтегазодобычи. Основные эксплуатационные объекты характеризуются высокой степенью вовлеченности в разработку (78%) и выработанностью (33%) залежей разного фазового состава со значительным обводнением продукции скважин. Месторождения относительно недавно открытые, с которыми в провинции связывают основные перспективы стабилизации, и роста коэффициента извлечения нефти относятся, как правило, к категории крайне сложных по своим природным и геологическим условиям. Это выражено в залегании нефтенасыщенных пластов на

малых глубинах (750-850 м.) в зоне вечной мерзлоты, в невыдержанности толщин, в блоковом строении залежей, обусловленном дизъюнктивной тектоникой, многофазном характере углеводородных систем. Во многих из них коллекторами являются аномально низко проницаемые песчано-алевритовые разности, характеризующиеся значительными и резкими изменениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), как по площади, так и по разрезу. Запасы большинства залежей относятся к категории трудноизвлекаемых, так как промысловые характеристики коллекторов с низкой и средней проницаемостью, находятся на грани не кондиционных пределов и могут быть освоены только с помощью применения новых прогрессивных технологий.

Главной проблемой, возникающей при эксплуатации преобладающего количества залежей нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской НПП, является существенное расхождение проектных и фактических показателей разработки. В качестве основных причин такого несоответствия большинство исследователей называют неоднородность ФЕС и анизотропию проницаемости, четко проявляющуюся при разработке практически любой залежи углеводородов: R. Berg (1970); В.Н. Дахнов (1982); O. Dubrule, H. Haldorsen (1986); E. Pittman (1992); C. Yao, S. Holditch (1993); W. Johnson (1994); R. Antelo, O. Aguirre (2001); J. Porras (2001); М.М. Элланский (2001); Т. Babadađlı, S. Al-Salmi (2002); В.П. Меркулов, О.С. Чернова (2002); В.П. Мангазеев, В.Б. Белозеров, Н.И. Кошовкин и др. (2006); С.В. Сидоров, Р.Х. Низаев (2006); Л.М. Дорогиницкая, Т.Н. Дергачева, А.Р. Анашкин и др. (2007); Г.М. Золоева, С.Б. Денисов, С.И. Библибин (2008); О.С. Чернова, А.В. Клименко (2009); Л.М. Дорогиницкая, Б.Н. Еникеев, В.А. Ефимов (2010) и многие другие авторы.

Сопоставление эффективной пористости, проницаемости и дебитов скважин повсеместно показывает отсутствие корреляционных связей и несоответствие этих параметров друг другу. Вместе с тем, на каждом месторождении прослеживается четкая зональность распределения по площади и разрезу высокодебитных скважин, обладающих наивысшими пористостью и проницаемостью, и скважин с малыми дебитами и соответственно с ухудшенными свойствами, обусловленными в первую очередь, литолого-фациальными особенностями формирования пород резервуара. Соответствен-

но петрофизические параметры песчано-алевритовых пород-коллекторов напрямую зависят от их генетической неоднородности, являющейся следствием седиментационных, син- и постседиментационных процессов, создавших их миллионы лет тому назад. Поэтому для эффективной разработки сложно построенных залежей УВ необходимо, в первую очередь, изучение причин и характера изменения вещественного состава и физических свойств пород, объединенных понятием геологической пространственной неоднородности свойств. Проблему корректного отображения геологических особенностей залежи невозможно решить, опираясь, согласно традиционному подходу, преимущественно или только на обширную априорную сейсмогеофизическую информацию и ее математическую интерпретацию. Необходимо комплексирование методов исследований, дающих возможность корректно характеризовать продуктивный пласт и процессы, происходящие в нем.

В таких условиях экономически эффективная разработка месторождений невозможна без построения их детальных прогнозных моделей, создаваемых на основе первичной геолого-геофизической информации. Одним из самых эффективных средств познания и отображения закономерностей строения геологического объекта является трехмерное моделирование, осуществляемое в настоящее время с применением современного математического аппарата и многочисленных Российских и зарубежных программных продуктов.

В геолого-геофизической (геостатической) модели, интегрирующей представления о внутреннем строении природных резервуаров, содержащих залежи УВ, все экономические и инженерные расчеты, составляющие основу проектных документов на разработку, производятся путем интерпретации сейсмопрофилей (куба трехмерной (3D) сейсморазведки), комплексных данных ГИС, керна скважин (куб литологии) и распределения ФЕС (куб пористость – проницаемость). Соответственно наиболее актуальным запросом современного нефтегазового инжиниринга и одним из главных стратегических направлений в деле рационального освоения недр является проблема построения трехмерных цифровых геолого-геофизических моделей объектов нефтегазодобычи. Пути ее решения является интегрированный комплексный подход, учи-

тывающий интерпретационные комплексные методики обработки качественных первичных базовых данных (керна, сейсмические исследования, ГИС) в целях корректного распределения в модели главных базовых свойств резервуара (пористости и проницаемости), определяющих поведение моделируемой залежи в процессе разработки. Рассмотрению этой проблемы и посвящена настоящая работа.

Объектом исследования являются юрско-меловые терригенные природные резервуары различной генетической принадлежности, развитые в пределах Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) осадконакопления.

Степень разработанности темы исследования. На протяжении многих десятилетий в Западной Сибири вопросами оценки потенциальных ресурсов УВ и выявления характерных особенностей строения нефтегазоносных комплексов юры и мела, границ их развития, анализом закономерностей пространственного распределения, сосредоточенных в них залежей нефти и газа, занимались ведущие научно-производственные коллективы: Главного Тюменского производственного геологического управления «Главтюменгеологии», Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ЗапСибНИГНИ), Новосибирского и Томского территориальных геологических управлений (НТГУ и ТТГУ), Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности (Главтюменьнефтегаза), научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (ЦРН им. В.И. Шпильмана), Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ), Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГУП ВНИГНИ), Тюменского проектного и научно-исследовательского института нефтяной и газовой промышленности (Гипротюменьнефтегаза), Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики» (ИГГиГ).

зики им. А.А. Трофимука» Сибирского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИНГГ СО РАН), государственного Западно-Сибирского научно-исследовательского института геофизических методов разведки (ЗапСибНИИгеофизика), непубличного акционерного общества «Научно-производственный центр СибГЕО» (НАО «НПЦ СибГЕО») и многих других организаций, осуществлявших создание региональных геологических моделей основных нефтегазоносных объектов Западно-Сибирской НГП с самого начала её освоения.

Вопросам построения трехмерных моделей сложно построенных залежей УВ посвящены исследования Г.Б. Кричлоу (1979); Х.Азиза, Э.Сеттари (1982); J.S. Arfonovsky, G.W.L Cull, T.F Cox, P.D Gaffney (1984); В.С. Славкина, Е.А. Копилевич (1995); Г.Г. Саркисова (2000); Д.Н. Болотник, Е.С. Макаровой, А.В. Рыбникова, Г.Г. Саркисова (2000); D. Marion, E. Insalaco, P. Row Botham (2000); А.В. Рыбникова, Г.Г. Саркисова (2001); С.Ф. Хафизова, В.В. Шиманского (2002); О.С. Черновой (2002); А.С. Кашик, С.И. Билибина, Г.Н. Гогоненкова, С.А. Кириллова (2003, 2004); В.Я. Булыгина (2004), Т.Ф. Дьяконовой, С.И. Билибина, Е.К. Закревского (2004); И.М. Салихова, А.М. Шавалиева, Р.Х. Низаева (2004); Г.Г. Саркисова, Е.С. Макаровой, А.В. Рыбникова (2004); М.Ф. Печеркина, Ю.В. Кузьмина (2004); В.Э. Ямпольского, А.А. Захаровой и др. (2006); Б.А. Федорова, О.С. Останковой, О.С. Черновой и др. (2006); И.П. Пуртовой, Н.В. Янковой, Ю.М. Кадочниковой, В.И. Васильева, Н.В. Сытник (2006); В.И. Дзюбы (2007); Е.К. Закревского (2009); В.А. Бадьянова (2010); Клейтона В. Дойча (2011); Э.М. Халимова (2012); А.А. Захаровой, А.В. Шкляр (2012) и многих других авторов. Этими работам установлена основная последовательность методических приемов построения трёхмерных геолого-геофизических моделей залежей УВ. Однако многие теоретические и практические аспекты этого научного направления требуют существенных доработок.

Исследованию пространственной неоднородности пород-коллекторов и установлению степени ее влияния на процесс разведки и разработки залежей УВ в пределах различных нефтегазоносных территорий посвящены работы Ю.П. Борисова (1959); Е.И. Семина (1959, 1962); Е.Я. Дмитриева, В.С. Мелик-Пашаева (1963);

О.К. Обухова (1964); В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарского, Р.Г. Хамзина (1964); Л.Ф. Дементьева (1965); Ю.П. Борисова, В.В. Воинова, З.К. Рябининой (1970); В.В. Стасенкова, Н.М. Климущина, В.Л. Бреева (1972); Борисова В.И. Азаматова, М.М. Свихнушина (1976); М.А. Токарева (1983); М.Л. Сургучева, Ю.В. Желтова, Э.М. Симкина (1984); W.J. Ebanks (1987); И.П. Жабреева, Ю.А. Стуканогова (1992); J.O. Amaefule, M Altunbay, D Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan (1993); Л.Е. Ленченковой, М.М. Кабирова, М.Н. Персиянцева (1998); В.П. Меркулова, Ю.В. Уткина, М.Я. Бетхера (1998); Н.К. Al-Nadrami, L.W. Teufel (2000); В.П. Меркулова, О.С. Черновой (2002); В.П. Меркулова, Л.А. Краснощековой (2002); P.W.M. Corbett, Y. Ellabad, K Mohammed (2003), И.М. Кос, Е.П. Кропотовой, Т.А. Коровиной, Е.А. Романовой, И.В. Федорцова (2004); В.П. Меркулова, Д.В. Александрова, Л.А. Краснощековой, Ю.Я. Ненахова (2004); С.В. Сидорова, Р.Х. Низаева (2006); С.Б. Истомина (2007); Е.Н. Главновой, В.П. Меркулова, Н.Г. Главнова (2010); А.Н. Янина (2013); О.С. Черновой, Е.Р. Чухланцевой (2015) и многих других исследователей.

Проблема идентификации и ранжирования обстановок осадконакопления и слагающих их фаций в рамках построения седиментологических моделей природных резервуаров в контексте литолого-фациального изучения осадочных комплексов на протяжении многих десятилетий рассматривалась в работах У.Х. Твенхофела (1936); Д.В. Наливкина (1956); Л.Н. Ботвинкиной, Ю.А. Жемчужникова, П.П. Тимофеева и др. (1956); В.И. Попова, С.Д. Макарова, А.А. Филиппова (1963); Е.В. Шанцера (1966); Г.Ф. Крашенинникова (1971); Ф.П. Шепарда (1976); Г.-Э. Рейнека, И.Б. Сингха (1981); E.L. Crosby (1972); C.A.M. King (1972); B.R. Rust (1978); A.D. Miall (1978); R.G. Walker (1978-1992); L.F. Laporte (1979); А.В. Македонова (1981); Ю.П. Казанского (1983); Э. Хэллема (1983); В.Т. Фролова (1984); R.V. Anderton (1985); С.И. Романовского (1988); Р.Ч. Селли (1989, 1996, 2000); G.M. Ashley (1990); Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеева (1991); W. Zimmerle (1995); Х.Г. Рединга (1996); И.А. Вылцана (2002); П.П. Тимофеева (2006); В.П. Алексеева (2007, 2011) и многих других авторов и авторских коллективов.

По результатам выполненных работ установлен ряд условий, значительно влияющих на формирование и размещение залежей УВ в осадочном пространстве. Большинство названных авторов наиболее важная роль отводится геоморфологическому, литолого-стратиграфическому и палеогеографическим факторам, определяющим все базовые характеристики конечного продукта седиментации – терригенного природного резервуара.

Несмотря на определенную научную освещённость геолого-геофизических особенностей анализируемых природных систем, многие аспекты их строения остаются до конца не изученными и не рассмотренными с позиций комплексирования их многогранных свойств, определяющих все базовые эксплуатационные характеристики природных резервуаров, рассматриваемых в настоящей работе в качестве основным объектов нефтегазодобычи. Данное обстоятельство явилось главенствующим в определении цели поведенного исследования.

Цель работы: Разработка интегрированного комплексного подхода изучения и учета пространственной неоднородности при построении геостатической модели терригенного природного резервуара на основе базовых петрофизических (фильтрационно-емкостные характеристики) и седиментологических исследований керна скважин с целью предсказания поведения резервуара в процессе разработки и прогноза распространения в нем зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

Для ее достижения было необходимо решить следующие задачи:

1. По керну скважин, характеризующему полифациальные юрско-меловые продуктивные комплексы, **установить** иерархическую соподчиненность седиментологических объектов разного ранга, **выявить** их парагенетические связи и на основе предложенного палеоседиментологического подхода **разработать** систематику седиментологических объектов, основанную на иерархическом принципе объединения осадочных тел.

2. **Выделить и охарактеризовать** по комплексу диагностических признаков в керне скважин парагенезы литогенетических типов пород (*литофаций*), составляющих основные фациальные типы терригенных природных резервуаров Западной

Сибири, являющихся основными компонентами палеоландшафтов юры и мела, эволюционирующими во времени и пространстве.

3. *Изучить* литолого-петрофизические характеристики пород-резервуаров разнофациальных толщ на основе комплексного анализа пространственных параметров петрофизической, литологической и фильтрационной неоднородности в резервуарах каждого выделенного фациального типа; *обосновать* взаимосвязи гидравлических единиц потока (HFU) и индикаторов гидравлического типа коллектора (FZI) с фациальной неоднородностью осадочных тел.

4. Посредством комплексирования результатов седиментологических и петрофизических исследований кернового материала на генетической основе *разработать* литолого-петрофизическую классификацию основных типов терригенных природных резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна, с учетом фациальной принадлежности последних.

Фактический материал. В основу работы положены результаты 25-летних научно-исследовательских работ по изучению литолого-фациальных и петрофизических особенностей разрезов юрско-меловых осадочных комплексов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Непосредственно автором изучен и описан керн разведочных и эксплуатационных скважин ввремя полевых работ в Каргасокской (1990, 1991, 1997 гг.), Колпашевской (1997 г.), Васюганской (1992 г.) нефтегазоразведочных экспедициях (НГРЭ). Фотоколлекция керна создана во время детального седиментологического исследования керна скважин в региональном базовом кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» (1999-2016 гг.), в кернохранилище ТННЦ НК «Роснефть» (2009 г.) и в кернохранилище ЗАО «Нефтеком» (2009; 2014 гг.) г. Тюмени. Всего описано 13 123,7 погонных метра керна, изучено 17 780 образцов керна, отобранных из 293 глубоких скважин, пробуренных в пределах 99 поднятий и впадин (см. Таблицу 2.4., глава 2, с.62.).

Для определения текстур и литогенетических типов пород автором лично проведен текстурный анализ для 13 200 образцов керна, дано 356 определений ихнофоссилий. Построено 416 графических седиментологических колонок, характеризующих

24 макрофации (обстановок осадконакопления). Проведен фациально-циклический анализ для разрезов 140 скважин. На основе литолого-фациальных исследований проведен анализ пространственно-временных соотношений выявленных седиментационных ассоциаций, слагающих основные архитектурные компоненты юрско-меловых терригенных природных резервуаров.

В процессе проводимых исследований изучен и проанализирован значительный объем разнообразных геолого-геофизических и промысловых данных, по скважинам, вскрывшим продуктивные юрско-меловые горизонты. С позиций электрметрии рассмотрены 10 170 кривых спонтанной поляризации (ПС) и каротажа естественной радиоактивности (ГК). Проанализировано около 8 000 результатов определения фильтрационно-емкостных параметров свойств пород-коллекторов.

Выполнен совместный анализ седиментологических и петрофизических данных: по 3 800 образцам керн рассчитаны обобщенные петрофизические показатели (индекс качества коллектора (**RQI**), гидравлический тип коллектора (**FZI**), гидравлическая единица потока (**HFU**)), описывающие базовые характеристики разнофациальных продуктивных пластов.

Для уточнения вещественного состава использованы фондовые материалы нефтегазовых компаний (5400 описаний шлифов, данные рентгеноструктурного анализа > 2500 образцов). Для уточнения стратиграфических разбивок по пластам и обоснования возраста рассматриваемых пластов и горизонтов юры и мела привлекались данные по биостратиграфии рассматриваемых толщ (спорово-пыльцевые комплексы, определения микро- и макрофауны, в количестве 416 заключений), заимствованные из фондовых материалов. Для уточнения палеосолёности древних бассейнов седиментации определялись и анализировались геохимические показатели в разнофациальных глинистых толщах (малые элементы-индикаторы: B, Ga, Sr, Ba) и по спектрально-количественному анализу их отношения (B/Ga и Sr/Ba) в количестве 125 проб.

Методология и методы исследования. Теоретической основой выполненных исследований являлись фундаментальные разработки выдающихся отечественных и

зарубежных ученых в областях: *литологии осадочных комплексов* - Л.Б. Рухина (1953); Н.М. Страхова (1954); Г.И. Теодоровича (1958); В.Д. Шутова (1967); В.Н. Шванова (1969, 1987, 1992); Н.В. Логвиненко (1984, 1986); В.Г. Фролова (1995); Систематика и классификация..., 1998; О.В. Япаскурта (2004), *седиментологии* – У.Г. Твенхофела (1936); Дж. Р. Аллена (1970, 1975, 1983, 1985); Ю.П. Казанского (1976, 1983); С.И. Романовского (1977, 1987); Р. Градзиньского и др. (1980); Г.-Э. Рейнека, И.Б. Сингха (1981); Р.Ч. Селли (1980, 1989); М.Р. Лидера (1986), *цикличности осадочных толщ* - J.M. Weller (1930); Ю.А. Жемчужникова (1947); Л.Н. Ботвинкиной (1952, 1954, 1977); Н.В. Логвиненко (1957); П. Даффа, Э. Уолтона (1971); Г.А. Иванова, А.В. Македонова (1975, 1977); И.А. Вылцана (1977); С.П. Максимова, Н.Я. Кунина, Н.М. Сардонникова (1977); P.R. Vail, R.M. Mitchum, S Thompson (1977); Ю.Н. Карогодина (1980); Э. Хэллема (1983); А.А. Нежданова (1990); Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеева (1991); В.П. Алексеева (2005); *фаций и литолого-фациального анализа* - Р.Р. Шрока (1950); Д.В. Наливкина (1956); Ю.А. Жемчужникова (1957, 1958); Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965); H.N. Fisk (1961); К. Данбара, Дж. Роджерса (1962); Г.Ф. Крашенинникова (1971); Р.Ч. Селли (1980); В.К. Прошлякова, В.Г. Кузнецова (1981); В.Г. Фролова (1984); А.В. Македонова (1984); Х.Г. Рединга, Дж.Д. Коллинсона, Ф.А. Аллена (1990); R.G. Walker, P.J. Noel (1992); R.Ch. Selley (2000); В.П. Алексеева (2002, 2007); И.А. Вылцана (2002); В.М. Цейслера (2004); В.Г. Кузнецова (2012); *системного подхода в геологии* - А.Н. Дмитриевского (1982, 2008); Ю.Н. Карогодина, Е.А. Гайдебуровой (1985, 1989); Л.Ф. Дементьева (1988); Л. Косентино (2007); С.Б. Шишлова (2010); *нефтегазопромысловый геологии* - Ю.П. Борисова (1959); О.К. Обухова (1964); В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарского, Р.Г. Хамзина (1964); Л.Ф. Дементьева (1965); В.В. Стасенкова, Н.М. Климущина, В.Л. Бреева (1972); З.К. Борисенко (1980); М.А. Жданова (1981); М.А. Токарева (1983); М.Л. Сургучева, Ю.В. Желтова, Э.М. Симкина (1984); М.М. Ивановой, Л.Ф. Дементьева, И.П. Чоловского (1985); *моделирования природных резервуаров* - Г.Б. Кричлоу (1979); Дж. Дэвиса (1990); Регламент..., 2000; С.Ф. Хафизова, В.В. Шиманского (2002); Методические указания..., 2003; А.Ф. Глебова (2006); Е.К.

Закревского (2009); Клейтона В. Дойча (2011); *интерпретации материалов ГИС и петрофизических исследований пород-коллекторов* - В.А. Дахнова (1962); Е.И. Леонтьева, Л.М. Дорогиницкой, Г.С. Кузнецова (1974); С.С. Итенберга (1987); М.М. Элланского (2001); Л.М. Дорогиницкой, Б.Н. Еникеева и др., 2010).

Научная новизна. По результатам выполненных исследований:

- *впервые* в качестве основы палеоседиментологического моделирования предложена разработанная автором, систематика разномасштабных терригенных седиментологических объектов, определяющая уровни их организации и функциональные связи между ними и позволяющая упорядочить изученные природные терригенные системы в логически построенную иерархическую структуру, обладающую эмерджентным свойством на каждом уровне;

- юрско-меловые терригенные природные резервуары *рассмотрены* с позиций целостных динамических систем, функционирующих в определенном временном интервале и определенных термобарических условия, вещественный состав и внутреннее строение которых предопределены древними условиями осадконакопления;

- на единой генетической основе с применением литолого-фациальных методов исследования *дана* характеристика основных литогенетических типов отложений, слагающих фациальные комплексы выделенных типов природных резервуаров юры и мела, эволюционирующих во времени и пространстве на территории Западной Сибири;

- для изучаемой территории, на разработанной единой методической основе *проведена генетическая типизация* полифациальных юрско-меловых природных резервуаров, содержащих основные продуктивные горизонты Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна; *установлены* закономерности внутреннего строения и распределения литогенетических типов пород и фациальных комплексов по территории исследования;

- на основе многомерного анализа геолого-геофизических данных *установлены* закономерности послойной неоднородности (*изменения значений пористости и проницаемости по слоям при постепенном переходе от подошвы к кровле*) по разрезам

разнофациальных типов природных резервуаров юрско-мелового возраста; **доказано наличие** тесной связи выявленной послойной неоднородности с фациальными обстановками формирования продуктивных пластов;

- **разработан** модифицированный подход применения и адаптации к юрско-меловым природным резервуарам Западной Сибири группы алгоритмов преобразования петрофизических данных, позволяющих количественно классифицировать коллекторы, сформированные в различных фациальных обстановках по степени однородного / неоднородного порового пространства;

- на основе использования метода гидравлической единицы потока (HFU) **разработана инновационная технология** преобразования качественных характеристик понятия фация (слоистость, пространственная и гранулометрическая неоднородность и т. д) в количественные показатели, с последующей их передачей в геологические модели;

- **впервые создана** универсальная генетическая литолого-петрофизическая классификация основных типов терригенных природных резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна с позиций их фациальной принадлежности на основе метода гидравлических единиц потока.

Личный вклад автора. Настоящая диссертационная работа является итогом многолетних исследований автором проблемы связи процессов седиментогенеза, нефтегазоносности и петрофизических характеристик терригенных природных резервуаров Западной Сибири, включая породы зоны контакта палеозоя и мезозоя. Представленные к защите результаты 25-летних исследований являются обобщением работ, выполненных лично автором и в сотрудничестве с коллегами кафедры ГРНМ. С 1990 годов автор лично участвовал в договорных работах по изучению нефтегазоносных отложений Западной Сибири. Постановка задач, выбор методов их решения и разработка инновационной методики комплексирования седиментологических и петрофизических методов исследования юрско-меловых природных резервуаров, анализ, интерпретация полученных результатов и формулировка защищаемых положений выполнены автором единолично. В работах, написанных в соавторстве с коллегами,

соискателю принадлежит постановка задач и непосредственное участие во всех видах исследований.

Основные результаты исследований отражены в 13 научных отчетах со следующими предприятиями геологического и нефтяного профиля: открытое акционерное общество (ОАО) «Томскнефть» ВНК, Комитет природных ресурсов Томской области, областное государственное унитарное предприятие (ОГУП) «Томскинвестгеонефтегаз», государственное геологическое предприятие (ГПП) «Томскнефтегазгеология», открытое акционерное общество (ОАО) «ТомскНИПИнефть». По материалам работ составлено 6 атласов литогенетических типов и фаций по терригенным юрским и меловым отложениям. Объем, объекты, виды исследований и основные результаты работ, проведенных автором, отражены в Таблице 1.

Таблица 1 – Объекты, цели, виды исследований и результаты работ проведенных автором исследований

Годы исследований	Объекты и цели	Виды исследований	Результаты работ
1990	Сбор, изучение и обобщение литологических особенностей отложений шеркалинской свиты Талинского нефтяного месторождения (Краснолинский свод)	Литолого-фациальные исследования (текстурный, гранулометрический анализы). Изучение литологии верхнеюрских коллекторов юго-востока Западной Сибири (Томская область)	<i>«Влияние сульфидных образований на петрофизические свойства коллекторов горизонта Ю-1»</i> - отчет о НИР по теме 3-24/90, №ГР 01900012622; исполнитель О.С. Мальцева (Чернова) разделы 2.2.1, 2.2.3. Томск, 1990 г. 108 с.
1991-1992	<i>Каргасокская и Васюганская НГРЭ</i> - сбор фактического материала по юрским и палеозойским отложениям Нюрольской и Усть-Тымской впадин (Томская область)	Литолого-фациальные исследования (текстурный, гранулометрический анализы); Изучение литологии палеозойских и юрских коллекторов Нюрольской и Усть-Тымской впадин (Томская область)	<i>«Литолого-физические характеристики палеозойских отложений Чкаловского месторождения (Томская область)»</i> - отчет о НИР по договору с Комитетом по геологии и использованию недр РФ. Отв. исполнитель – О.С. Мальцева (Чернова) № ГР 01900026079. Томск, 1992г, 80 с.
1993	Сбор и изучение керна по нижнеюрским отложениям, развитым в пределах Нюрольской, Усть-Тымс-, Бакчарской впадин и Колтогорского прогиба юго-востока Западной Сибири	Выделение и описание литогенетических типов, фаций континентальной и ингрессионно-прибрежной обстановок осадконакопления	<i>«Литология и условия формирования нижнеюрских отложений Томской области в связи с их нефтегазоносностью»</i> отчет НИР по договору с КТЭ ГПП «Томскнефтегазгеология». Отв. исполнитель – Чернова О.С. № ГР 01900026079. Томск, 1993 г, 227 с.

1994-1995	Обобщение материалов по нижнеюрским отложениям юго-востока Западной Сибири (Томская область)	Проведено районирование территории юго-востока Западной Сибири по типам разреза; выделено литогенетические типы, характеризующие континентальные и бассейновые комплексы.	Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук « <i>Литология и палеогеография нижнеюрских отложений западной части Томской области в связи с их нефтегазоносностью</i> », г. Томск, 1995 г., 290 с.
1996	Литологическое изучение, полевое описание, ревизия, сбор и отбраковка кернового материала в Каргасокской и Колпашевской НГРЭ с целью перевоза образцов в Томское базовое региональное кернохранилище	Отработка методики литолого-фациальных исследований. Выделение литогенетических типов отложений переходной и мелководно морской группы фаций (дельтовые, пляжевые, баровые). Изучение верхнеюрских отложений Вахского нефтяного месторождения	« <i>Обобщение результатов литологического исследования керна для практического использования в нефтегазоразведочных экспедициях и нефтепромыслах</i> » отчет о НИР по теме 2-37/96. Отв. исп. О.С. Чернова , № ГР 01960009827, Томск, 1996, 256 с. « <i>Литолого-физические характеристики продуктивных пластов верхнеюрских отложений Вахского нефтяного месторождения (Кощильский участок)</i> отчет по договору с ОАО «Томскнефть» ВНК по теме 2-5/95. Исполнитель О.С. Чернова – разделы: 2,3,4,5. №ГР 01960009826, инв. №02970004472. Томск, 1996 г., 135 с.
1997	Разработка генетических признаков литогенетических типов пород для юрского комплекса отложений по разведочным площадям юго-востока Западной Сибири и Широного Приобья	Выделены и описаны литогенетические типы, отнесенные к фациям: элювиально-коллювиальным, делювиальным, аллювиальным, приливно-отливным зонам морских и озерных бассейнов, шельфового глубоководья	« <i>Атлас литогенетических типов терригенных отложений юры Томской области</i> » - Отчет по х/д 3-96 с ОАО «Томскнефть» - ВНК, г. Томск 1997 г., 253 с. Отв. исполнитель О.С. Чернова , (введение, 1, 2, 3.1., 3.2., 3.3., 3.4.1.1., 5.1.1., 5.1.2., 5.2.2.1.)
1998-1999	Изучение средне-верхнеюрских отложений Лугинецкой зоны нефтегазоаккумуляции (Пудинский мегавал, Томская область)	Литолого-палеогеографические исследования (текстурный, гранулометрический анализы, выделение литогенетических типов и фаций в сложной зоне перехода мелководно-морских отложений в континентальные	« <i>Условия формирования верхнеюрской продуктивной толщи Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i> » - отчет о НИР по договору с Комитетом по геологии и использованию недр РФ. Отв. исп. О.С. Чернова . Томск, 1999 г., 178 с. « <i>Атлас литогенетических типов и фаций верхнеюрских отложений горизонта Ю-1 Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения</i> » Томск, 1999 - 112 с.
2000-2001	Изучение верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (Томская область) с целью установления условий формирования продуктивных пластов горизонта Ю-1	Литолого-палеогеографические исследования (текстурный, гранулометрический анализы, выделение литогенетических типов и фаций в сложной зоне перехода мелководно-морских отложений в континентальные. Составлен атлас литогенети-	« <i>Литолого-фациальные предпосылки формирования верхнеюрских природных резервуаров нефти и газа Усть-Тымской впадины</i> » - отчет о НИР по Гос. Контракту №2-95/2000 с ОГУП «Томскинвестнефтегаз» Отв. исп. О.С. Чернова № ГР 35-00-18 Томск, 2001 г., в 2-х кн. Книга 1 - 95 с. « <i>Атлас литогенетических типов</i>

		ческих типов и текстур пород горизонта Ю-1. Выделены фации прибрежного морского мелководья и относительного глубоководья кимериджского моря	<i>терригенных верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины»</i> Отчет о НИР по Гос. Контракту № 2-95/2000 с ОГУП «Томскинвестгеонефтегаз». Книга 2-75 с.
2002 - 2003	Изучение верхнеюрских отложений Крапивинско-Двуреченско-Моисеевской зоны нефтегазонакопления (Томская область). Изучение вопросов теории комплексных литолого-фациальных исследований, разрабатывались методические приемы проведения текстурного анализа для решения вопросов седиментологии резервуара и нефтяной геологии. Методические указания, основаны на частных примерах и фактическом материале (керне скважин), характеризующем юрско-меловой НГК Западной Сибири, также использованы материалы геологических экскурсий Шотландии, Испании	Разработка методики комплексирования литолого-фациального анализа и петрофизических исследований (применение метода гидродинамических единиц потока в соответствии с фациальными условиями) на примере отложений горизонта Ю-1. Создание руководства по интерпретации разрезов продуктивных отложений в целях седиментологического моделирования. Создание методических рекомендаций по проведению текстурного анализа.	<i>«Разработка и внедрение новых методов и технологий построения геологических моделей месторождений, учитывающих фациальную неоднородность резервуара, особенности его слоистой структуры и предусматривающих моделирование условий формирования»</i> - отчет о НИР по договору №2-92/02, 2003 г. Исполнитель раздела Литолого-фациальное моделирование – О.С. Чернова , 154 с. <i>«Геологическая, фильтрационно-емкостная модель терригенных резервуаров»</i> Отчет по договору № 23-48/03-ТПУ (№03-2270-020-ОАО Томскнефть»), Т.1. – 59 с. Исполнитель раздела «Литолого-фациальные исследования керна» - О.С. Чернова «Текстурный анализ. Методические рекомендации» Отчет по договору № 23-48/03-ТПУ (№03-2270-020-ОАО Томскнефть») - Т.3. – 99 с. – Отв. исполнитель - О.С. Чернова
2003	Разработка методических рекомендаций по проведению текстурного анализа на керне скважин для сотрудников нефтяных компаний. Составление регламента по построению геостатической модели (литолого-фациальная и концептуальная модели)	Работы в области теории комплексных литолого-фациальных исследований, отработка приемов проведения текстурного анализа для решения вопросов литологии и седиментологии природных резервуаров, создание руководства по интерпретации разрезов продуктивных юрских отложений в целях седиментологического моделирования	<i>«Атлас литогенетических типов и фаций Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область). Отчет о НИР по Гос. Контракту № 2-95/2000 с ОГУП «Томскинвестгеонефтегаз». Исполнитель О.С. Чернова, Книга 2–75 с.</i>
2004	Мониторинговые исследования по ранее построенной геологостатистической трехмерной модели Крапивинского месторождения	Уточнение геологического строения месторождения с учетом вновь пробуренных скважин, усовершенствование фильтрационной модели с учетом данных 3D сейсморазведки и седиментологических трендов	<i>«Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения»</i> Отчет по договору с ОАО «Томскнефть», Коллектив авторов, в т. ч. О.С. Чернова (глава 1, 2) – 425 с.
2005-2006-2007-2008	Обобщение седиментологических особенностей юрско-меловых отложений Западной Сибири.	Изучение прибрежно-, и мелководно-морских, шельфовых отложений; выделение литогенетических типов пород	Учебное пособие по курсу «Седиментология резервуара» и «Глоссарий седиментологических терминов».

	Разработка классификационной схемы текстур осадочных пород, методических приемов литолого-фациального анализа. Внедрение разработанной схемы в учебный процесс в НИ ТПУ (г. Томск), в Тюменском нефтегазовом (г. Тюмень), в Уральском горном (г. Екатеринбург), в научно-производственную деятельность в ТННЦ (г. Тюмень)	юрских отложений (Проточное, Стрежевское, Игольско-Таловое, Двуреченское, Западно-Моисеевское, Онтонигайское, Линейное, Тунгольское и других месторождений. Создание классификации седиментологических объектов.	Учебное пособие по короткому курсу «Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ». Учебное пособие «Основы геологии нефти и газа»
2009-2011	Исследования отложений верхней части викуловской свиты, с целью установления закономерностей ее формирования	Изучение, описание и характеристика ваттовых отложений приливно-отливных зон (пласты группы ВК викуловской свиты)	«Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь)» Монография под ред. В.П. Алексева, Екатеринбург, 2011, 320 с. Коллектив авторов: В.П. Алексеев, Э.О. Амон, А.И. Лебедев, А.В. Прядко, Ю.Н. Федоров, Г.Р. Хуснуллина, <i>О.С. Чернова</i>
2014-2015	Исследования отложений верхней части покурской свиты Большехетской впадины и Мессояхской наклонной гряды, с целью установления закономерностей формирования пород коллекторов группы пластов ПК _{1,3}	Описание и выделение дельтовых отложений приливно-отливных северных территорий; отработка методики петрофизического моделирования на основе гидравлических единиц потока (1300 образцов)	Учебное пособие по короткому курсу «Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ»;

Практическая и теоретическая значимость работы. Практическая значимость результатов исследования заключается в разработке генетической систематики разномасштабных седиментационных объектов и ее апробации на примере терригенных юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты. Установление закономерностей распространения в разрезах и на площади исследования фаций, литогенетических типов терригенных пород, слагающих продуктивные горизонты юрско-мелового разреза, позволило выявить принципы ранжирования и на его основе определить иерархические взаимосвязи всех членов систематики. Созданная иерархия седиментационных объектов позволяет, зная природные механизмы и процессы, обуславливающие формирование определенных типов осадочных последовательностей предсказывать для территорий с

определенным типом литогенеза и геотектоническим режимом возможные наборы (парагенетические ассоциации) седиментационных объектов и их латеральные вариации.

Разработанная генетическая литолого-петрофизическая типизация природных резервуаров позволяет предсказывать поведение последних в процессе разработки. Описанный методологический подход к исследованию сложнопостроенных терригенных объектов успешно реализован при многолетних литолого-фациальных исследованиях терригенных мезозойских отложений Западной Сибири (1993-2017 гг.).

Достоверность результатов работы обусловлена глубиной проработки значительного объема всесторонне изученного кернового материала с применением комплекса взаимодополняющих методов. 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 типовых природных резервуаров с результатами бурения и опробования новых эксплуатационных скважин.

Реализация работы. Разработанная автором методика комплексного изучения отрабатывалась на разнофациальных и разновозрастных продуктивных юрско-меловых комплексах Западной Сибири.

Научные положения, выносимые на защиту.

1. Основой методологии палеоседиментологического моделирования по керну скважин является систематика терригенных природных резервуаров, разработанная в рамках системного геологического подхода, основанного на комплексных исследованиях разномасштабных уровней организации осадочного вещества. В рамках единой иерархической структуры, установленные уровни иерархии характеризуются закономерными парагенетическими связями, предопределяющими типовой ряд и свойства объектов. Для каждого уровня иерархии определены масштабы, объекты и методы исследования.

2. В результате проведенных литолого-фациальных исследований установлены 13 крупнейших пространственно-временных систем (групп макрофаций), представленных парагенезами 47 крупнейших фациальных комплексов, состоящих

из закономерного чередующихся в разрезе парагенезов литотипов пород, сформированных в рамках единого литоцикла. Выявленные диагностические критерии позволяют выявлять условия осадконакопления по керну скважин в рамках разработанной иерархической схемы.

3. Выделение совокупности классов-коллекторов на базе гидравлических единиц потока с учетом разработанной фациальной систематики позволяет детально учитывать объемно-стохастическую фильтрационно-емкостную неоднородность природных резервуаров и способствует формированию более эффективных технологических схем разработки залежей углеводородов, являясь связующим звеном между количественными (петрофизическими) и качественными (седиментологическими) характеристиками резервуаров.

4. Систематизация распределений индикатора гидравлической единицы потока (параметра FZI) в зависимости от значений пористости и проницаемости резервуара с учетом его фациальной принадлежности и неоднородности его порового пространства позволила выработать универсальную генетическую литолого-петрофизическую классификацию терригенных коллекторов на основе выделения гидравлических единиц потока (HFU) для условий Западной Сибири, объединяющую в себе качественные и количественные характеристики продуктивного резервуара.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Область диссертационного исследования по направленности решаемых задач соответствует паспорту специальности 25.00.16 – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая 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 квалиметрии недр, оптимизации разведочных сетей, подсчета запасов, прогнозирования условий рационального освоения недр...» и пункту **8** – «Анализ и типизация горно-геологических условий ме-

сторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых, для их эффективного промышленного освоения».

Апробация работы. Разработанная технология построения геостатической модели на основе седиментологического (по керну скважин) и петрофизического (по данным ГИС) моделирования докладывалась при чтении коротких курсов повышения квалификации для сотрудников нефтяных компаний и обсуждалась в подразделениях нефтегазодобывающих предприятий: ОАО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск, 2004; 2006, 2007, 2008); ОАО «Томскнефть» (г. Стрежевой, 2005); ОАО «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень, 2004, 2009, 2013, 2014, 2015), ООО «КогалымНИПИнефть» (г. Когалым, 2006); ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» (г. Ноябрьск, 2004, 2005), ОАО «Роснефть» (2006, 2011, 2014); ОАО «ННП» (2006); ИГНГ СО РАН (г. Новосибирск, 2006); ООО «ЮНГ-НТЦ-Уфа» (г. Уфа, 2006); НИ ТГУ (Томск, 2007); НАЦ им. Шпильмана (г. Тюмень, 2007, 2010, 2012); ООО ТННЦ (г. Тюмень, 2007, 2010, 2012, 2015); «ТНК-ВР» (2007); «Роснефть-Самаранефтегаз» (Томск, 2007); НГДУ «Быстринскнефть» (2008); НГДУ «Федоровскнефть» (2008); НГДУ «Комсомольскнефть» (2008); НГДУ «Талаканнефть» (2008); НГДУ «Лянторнефть» (2008); НГДУ «Сургутнефть» (2008); Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» (2009); «СургутНИПИнефть» (г. Сургут, 2008); ОАО «Сургутнефтегаз» (2012, 2015); ОАО «Востокгазпром» (г. Томск, 2008, 2015); «Салым Петролеум Девелопмент» (2008); «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (г. Ноябрьск, 2009); СибНИИНП (г. Тюмень, 2010); НИ ТПУ (г. Томск; 2007; 2010), Роснефть-ООО «РН-УфаНИПИнефть» (2011); ООО «СибГео» (2001); ООО «Уфимский НТЦ» (2012, 2013); НОВАТЭК Юрхаранефтегаз» (2012); «НОВАТЭК» (2015); ООО «БашНИПИнефть» (2012); ООО «Газпромнефть-НТЦ» (2012, 2013, 2014), СФУ (2013); ООО «Газпромнефть Оренбург» (2013); ООО «ПурГеоКом» (2013); ФГУП «ЗапСибНИИГТ» (2015); ЗАО «ИННЦ» (2015); СПНЦ ТГУ (2015); ФГУП ВНИГРИ (2015), «Karachaganak-Petroleum Operatihg» (Казахстан (2006, 2007), «Казмунайгаз» (Казахстан, Астана, 2017).

Предложенный автором системный подход палеоседиментологического моделирования по керну скважин использован при построении ряда седиментологических мо-

делей месторождений нефтяной компании «Роснефть»: Крапивинское НМ, Лугинецкое ГКН, Вахское НМ, Широтное НМ, Линейное НМ, Тунгольское НМ, Проточное НМ.

Результаты проведенных исследований внедрены в педагогический процесс в научно-образовательном центре подготовки специалистов нефтегазового дела (ЦППС НД), на кафедрах проектирования объектов нефтегазового комплекса (ПОНК) и разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РЭНГМ) Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Авторские разработки по методике интерпретационного палеоседиментологического моделирования, основные идеи и методы исследований изложены в 1 монографии и 9 учебно-методических изданиях, а также используются при чтении автором курсов: «Литология нефтегазоносных толщ», «Седиментология и архитектура природного резервуара», «Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ», «Геология нефти и газа Западной Сибири», «Подсчет запасов», «Petroleum Geosciences» в рамках магистерской подготовки «Double degree», по программам Национального исследовательского Томского политехнического университета, университета Heriot Watt (UK, Scotland), Казахско-Британского технического университета (KazBTU).

Результаты исследований и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-практических конференциях: «Геологические исследования и охрана окружающей среды на Западном Урале (Пермь, 1991); «Перспективы научно-технических достижений и новых технологий при разведке и разработке месторождений» (Томск, 1996); «75-лет геологическому образованию в ТПУ» (Томск, 1996); «Нефтегазовому образованию в Сибири 50 лет» (Томск, 2002), «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области» (Тюмень, 2005); «Седиментология в нефтяной геологии» (Томск, 2009); «Актуальные вопросы географии и геологии» (Томск, 2010), «Высокие технологии HTFR» (Санкт-Петербург, 2011); «Современные вызовы при разработке обустройстве месторождений нефти и газа Сибири» (Томск, 2011); «Фациальный анализ в нефтега-

зовой литологии» (Томск, 2012); «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири» (Новосибирск, 2015).

На Всероссийских литологических совещаниях: «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории Земли» (Екатеринбург, 2008), «Актуальные вопросы литологии» (Екатеринбург, 2010), «Приоритетные и инновационные направления литологических исследований» (Екатеринбург, 2012), «Концептуальные проблемы литологических исследований в России (Казань, 2011); «Ленинградская школа литологии» (Санкт-Петербург, 2012); «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии» (Тюмени, 2013); «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» (Новосибирск, 2013); Владивостоке (2014); «Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге» (Томск, 2017).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 75 печатных работ, в том числе 15 статей – в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ, 32 статьи в сборниках материалов Международных и Всероссийских конференций, симпозиумов и др. научных изданиях. Материалы исследований вошли в 7 учебных пособий, используемых автором в учебно-методической деятельности, в том числе: «Геология нефти и газа Западной Сибири», «Глоссарий седиментологических терминов», «Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ», «Обстановки седиментации терригенных природных резервуаров», «Основы геологии нефти газа», «Седиментология резервуара», «Текстурный анализ». Отдельные результаты выполненных исследований изложены в ряде отчетов по хоздоговорным работам.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, девяти глав, заключения и списка литературы из 567 наименований. Работа изложена на 522 страницах машинописного текста, включая 168 рисунков, 28 таблиц. Диссертационная работа выполнена в Национальном исследовательском Томском политехническом университете, на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Благодарности. При написании данной диссертации автору была оказана неоценимая помощь В.Б. Белозеровым, д.г.-м.н., профессором кафедры РЭНГМ, ТПУ, кото-

рому автор благодарна и признательна за ценные советы, рекомендации и поддержку при выполнении работы.

В процессе исследования и написания диссертационной работы на протяжении многих лет автор пользовался ценными научными консультациями и советами В.П. Алексеева, Э.О. Амона, Е.Ю. Барабошкина, А.Л. Бейзеля, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Жуковской; М.В. Коровкина, О.Н. Костеша, Е.А. Костыревой, С.Н. Макаренко, А.В. Маслова, В.П. Меркулова, Г.А. Мизенса, В.П. Морозова, И.В. Рычковой, З.Я. Сердюк, Г.М. Татьянина, Л.С. Черновой, Е.Р. Чухланцевой, С.Б. Шишлова, О.В. Япаскурта, П.А. Яна, а также зарубежных коллег профессора, доктора (DSc.) нефтяного института, университета Heriot-Watt Патрика Вильяма Корбетта (UK, Edinburgh); доктора (DSc.) ведущего седиментолога нефтяного института, университета Heriot-Watt Эндрю Ричарда Гардинера (UK, Edinburgh), профессора департамента нефтяного инжиниринга А.В. Ивахненко (КазБТУ, Казахстан). Всем перечисленным лицам автор выражает искреннюю признательность и глубокую благодарность за оказанную помощь в работе и конструктивную критику.

Автор особенно признательна В.П. Меркулову и Л.Г. Вакуленко, взявшими на себя труд ознакомиться детально с отдельными частями работы и сделавшими ряд ценных критических замечаний.

Выражаю особую благодарность главным геологам и руководителям департаментов: А.И. Березовскому, В.И. Биджакову, И.В. Гончарову, М.А. Городникову, А.В. Комарову, И.Н. Кошовкину, Н.Е. Некрасову, В.М. Тищенко, за предоставленную возможность сбора и исследования каменного материала (керна скважин).

Глава 1. Методология комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-ёмкостного) моделирования терригенных природных резервуаров

Научная методология диссертационного исследования базируется на теоретических концепциях осадочной и нефтепромысловой геологии и совокупности методов и методик, позволяющих определить геологическую природу, всесторонние геолого-геофизические характеристики, петрофизические параметры, морфологию и геометрию терригенных природных резервуаров, содержащих залежи углеводородов в пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна. В основу данной методологии положены следующие базовые принципы.

1. **Принцип укрупнения объекта исследования**, выраженный в поэтапной последовательности детальных исследований (от частного к общему) разноранговых седиментологических объектов при соблюдении применения обязательных методик литолого-фациального изучения кернового материала и его петрофизических параметров, отвечающих за главные свойства природного резервуара (пористость и проницаемость).

2. **Принцип специализации** седиментологических и фильтрационно-ёмкостных исследований керна в соответствии с последовательностью этапности исследования классическими методиками фациально-циклического и нефтепромыслового изучения осадочных толщ.

3. **Принцип аналогии**, заключающийся в сравнении исследований, которые проводятся на природных объектах подобного типа с предлагаемым комплексным подходом.

Информационное сопровождение процессов разработки на всех этапах и стадиях освоения месторождения УВ основывается, в первую очередь, на геолого-геофизической информации, характеризующей продуктивные пласты и залежи, получаемой в результате разноплановых (геологических, геохимических, геофизических, гидродинамических и т.п.) исследований скважин. Комплексирование полученных

разнородных данных обуславливает грамотное и эффективное ведение контроля и регулирования процессов выработки запасов УВ-сырья.

Методика комплексирования предусматривает определение пространственных размеров природных резервуаров, содержащих залежи УВ, их продуктивных характеристик, литолого-физических особенностей строения, фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, физико-химических свойств насыщающих пласты флюидов в контексте разномасштабной геологической неоднородности.

Под комплексированием исследовательских работ понимается использование комплекса петрофизических методов определения фильтрационно-емкостных характеристик и седиментологических методов изучения юрско-меловых терригенных толщ для решения задачи геометризации и моделирования, сосредоточенных в них природных резервуаров, развитых в пределах Западно-Сибирского осадочного мегабассейна.

Традиционная схема технологии построения 3D цифровых геологических моделей достаточно подробно освещена в немногочисленных справочниках и руководствах пользователей (Регламент по созданию..., 2000; Методические указания..., 2002; Хромова, 2006; Дюбрул, 2007; Закревский, Майсюк, Сыртланов, 2008; Закревский, 2009, 2010; Клейтон, Дойч, 2011; Геологическое моделирование..., 2017) и повсеместно применяется практически во всех проектных и научно-производственных организациях Западной Сибири.

По глубокому убеждению автора, создаваемые по такой технологии постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ), как правило, в большинстве случаев не способны корректно отобразить все геологические особенности строения сложно-построенных природных объектов (залежей УВ). Абсолютное большинство из них являются моделями, разработанными в рамках определенной логики, на программной математической основе, с опорой на субъективные представления об объекте исследования, которые, в свою очередь, основаны на традиционных геологических представлениях об особенностях строения конкретного изучаемого региона.

Геологические понятия, задействованные в моделировании, представляют собой в подавляющем большинстве «размытые» определения, отражающие, как прави-

ло, субъективные представления определенных авторов об объекте исследования, базирующиеся на разнородной сейсмо-геофизической информации, которая интерпретируется с позиций геолого-геофизической и геологической изученности и эксплуатационным характеристикам месторождения. Как справедливо отмечено многими исследователями, недостаточно проработанными и спорными в 3-D моделировании, на сегодняшний момент являются обозначенные ниже аспекты.

Качество (сохранность кернового материала), недостаточность и недостоверность используемой при проектировании совокупной первичной геолого-геофизической информации «керна, ГИС», в рамках, решаемых при моделировании задач, часто приводят к отсутствию четкой связи между геологическими параметрами и геофизическими полями. При этом задача построения трехмерной модели решается с использованием многомерных петрофизических зависимостей между фильтрационно-емкостными свойствами, параметрами насыщения, данными геофизических исследований, сейсморазведки, фрагментарно отобранного каменного материала (керн), позволяющих определять геометрию залежи и пространственное распределение свойств внутри резервуара.

Главной спецификой природных резервуаров является присущая большинству из них существенная структурная сложность, значительные размеры, малодоступность для обычных исследований. Поэтому все геолого-геофизические модели, построенные на основе одномерных априорных данных, весьма справедливо относятся к категории вероятностных. На данном этапе к ошибкам субъективного характера относятся: 1) некорректная привязка керн по глубине к данным ГИС; 2) ошибочное определение литологии в интервалах, пройденных без отбора керн; 3) ошибочная привязка границ пласта в рамках стратиграфического каркаса изучаемого объекта.

Отсюда вытекает и основная объективная причина многовариантности геологических построений - отсутствие необходимого количества знаний о природном объекте. Соответственно упрощенный в совокупности анализ и расчет показателей разработки в моделируемом пространстве пласта, не отображает, как правило, реальные геологические свойства и реальную геометрию залежи. Именно это обстоятельство неизбежно приводит к не совпадению геологической модели с адаптированной гид-

родинамической моделью продуктивных пластов, свойств насыщающих их флюидов и текущим распределением нефтенасыщенности по объему продуктивного пласта и к неизбежной процедуре - ручной подгонке геолого-геофизических параметров пластов к показателям добычи по отдельным скважинам и участкам залежей. Вследствие этого реализуемые системы разработки неадекватны реальной геологии продуктивных пластов.

Наиболее актуальной задачей моделирования является проблема распределения и корректного отображения литолого-петрофизических свойств прогнозной модели в межскважинном пространстве. Все основные параметры пласта-коллектора, определяемые для обоснования модели залежи, подсчета запасов и проектирования процесса разработки в отечественной практике петрофизических исследований берутся из комплексной промысловой геофизической интерпретации и лабораторных исследований керна. Для корректной интерполяции и экстраполяции свойств залежи обычно используют увязанную со скважинными данными дискретную геологическую информацию. Использование при расчетах в основном средних или средневзвешенных значений параметров, имеющих в природе очень большой разброс и соответственно недоучет всего спектра их фактических вариаций, неизбежно приводит к неправильному результату в моделировании процесса разработки любого природного объекта.

В качестве еще одной проблемы следует назвать недостаточную разрешающую способность геофизических приборов. Согласно данным многих исследователей разрешающая способность геофизической техники и методики интерпретации результатов ГИС не позволяют в совокупности однозначно выделять в разрезе скважины прослой толщиной менее чем 0,4 м (Элланский, 2001; Дорогиницкая, Дергачева, Анашкин и др., 2007; Дорогиницкая, Еникеев, Ефимов и др., 2010). Надежные методы, позволяющие однозначно выделять и интерпретировать столь тонкие прослои, пока не разработаны. Данное обстоятельство чаще всего приводит к недоучету «забалансовых» запасов нефти, сосредоточенных в пропластах и зонах пластов, отнесенных при моделировании к так называемым «неколлекторам», что сводится к нереалистичным прогнозным расчетам систем разработки, неадекватных реальной геологии (Дергачева, Анашкин и др., 2007; Дорогиницкая, Еникеев, Ефимов и др., 2010).

В настоящее время все существующие приемы построения цифровых моделей сводятся к двум основным направлениям в трехмерном моделировании. Наиболее распространенным подходом является способ построения геолого-геофизической модели, основанный на интерпретации условий осадконакопления на основании фациального анализа данных ГИС (*методика электрометрического анализа В.С. Муромцева, 1981, 1984*) с учетом полевых описаний керна и бассейнового моделирования. Обычно основным объектом исследования выступают каротажные кривые, позволяющие приблизительно судить о размерах и примерной геоморфологии песчано-алевритовых тел-коллекторов. При построении статической геолого-геофизической 3D модели, как правило, используются данные геолого-промысловых исследований, проводимых в скважинах и данные лабораторной петрофизики (исследования свойств пластовых флюидов и пористых сред).

На этапе построения объемной гидродинамической модели обычно руководствуются данными расчленения и корреляции неоднородно-слоистых пластов, основанными на литологических границах последних. Игнорирование стратиграфических границ пласта и использование при моделировании литологических границ приводит к изначально неправильному анализу условий седиментации каждого стратиграфического уровня и соответственно к неправильному прогнозу в его пределах распространение фациальных зон, с различными фильтрационно-емкостными параметрами, в межскважинном пространстве.

В последние десятилетия в России под идеологическим руководством К.Е. Закревского во многих научно-производственных организациях и центрах активно развивается направление по разработке алгоритмов создания трехмерных моделей, последующей оценки их качества и экспертизы (*Освоение и внедрение методов...*, 2002; *Оценка качества...*, 2008; *Геологическое 3D моделирование...*, 2009; *Практикум по геологическому 3D моделированию...*, 2010; *Геологическое моделирование прибрежно-морских ...*, 2017). Подход включает в себя обязательные последовательные процедуры, приведенные в Таблице 1.1. Однако, описываемая методика не полностью учитывает генетическую составляющую природных резервуаров.

Таблица 1.1 – Основные приемы технологии 3D геолого-геофизического моделирования в рамках общепринятого методологического подхода

Основные этапы построения статической модели продуктивного резервуара	Виды исследований	Последовательность построения модели	Возможности
1	2	3	4
Общепринятый подход к моделированию			
Этап I Структурно-стратиграфическое моделирование	<i>Создание структурно-стратиграфического каркаса</i> на основе аналоговой концептуальной модели осадконакопления для конкретного региона	1. Расчленение и корреляция продуктивных интервалов по разбивкам пластов в скважинах: <ul style="list-style-type: none"> - прослеживание опорных сейсмических горизонтов и построение основных стратиграфических поверхностей пластов методов кокригинга (Дюбрул, 2007); - построение дополнительных стратиграфических поверхностей через карты общих толщин; - создание модели тектонических нарушений (<i>амплитудных, протяженных, блоковые и т.д.</i>); - построение зон выклинивания пласта, фиксируемых сейсморазведкой; - введение поправок в инклинометрию скважин, согласно принятой флюидальной модели 	На структурной основе в рамках заданных границ участка моделирования, при выбранных горизонтальных ячейках строится каркас, основой которого являются стратиграфические границы пластов, посаженные на корреляционные разбивки и увязанные с поверхностями тектонических нарушений
	<i>Предусматривает создание ячеистого каркаса или трехмерной сетки (3D грида)</i> геоло-	1. Процедура ремасштабирования: <ul style="list-style-type: none"> - на ячейках сетки по траектории скважин переносятся осредненные сква- 	Важным моментом является задание вертикальной разбивки (деление сетки на слои по вертикали),

	<p>гической модели (для более простых моделей - структурированной сетки и для моделирования залежей с более сложной геологией - неструктурированные более гибкие сетки).</p>	<p>жинные данные результатов интерпретации ГИС (<i>кривые фаций, литологии, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.п.</i>); 2. Интерпретация данных сейсморазведки: - с учетом трендов, обоснованных сейсморазведкой, расчет кубов свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве.</p>	<p>зависящее главным образом от морфологии природного резервуара, обусловленной условиями седиментации (соблюдение принципов геологической природы объекта моделирования).</p>
<p>Этап II Фацциальное или литологическое моделирование</p>	<p><i>Классические этапы построения фацциальной модели на основе изучения керна скважин (литолого-фацциальные исследования)</i> подменяются формированием куба песчаности, рассчитанной часто только по данным ГИС или при упрощенном подходе выполнение интерполяции (кригинг). Для моделирования параметра литологии используют результаты интерпретации материалов ГИС (РИГИС), геолого-статистические разрезы, иногда наборы полигонов по каждому пласту, ограничивающих расположение песчано-алевритовых тел-коллекторов</p>	<p>1. Процедура упрощенного подхода к построению фацциальной модели: - расчет дискретного куба литологии (фаций); - построение куба литофаций с использованием геологически и статистически обусловленных трендов; - использование данных сейсморазведки при построении куба литологии (в качестве тренда использование куба сейсмического импеданса); - использование в качестве тренда карт эффективных толщин; - использование данных сейсморазведки в качестве метода, фиксирующего латеральное положение границ различных фацциальных зон на основе различных типов разрезов; - определение параметра связанности резервуара, значительно влияющего на гидродинамические параметры моде-</p>	<p>Под названием «литологическая модель» обычно понимают модель распределения параметра литологии (коллектор / неколлектор). Основные методы построения литофацциальной модели – 1) детерминистические для которых при одних и тех же настройках присутствует один и тот же результат; 2) стохастические, позволяющие получать при одних и тех же настройках различные равновероятные варианты случайные варианты; 3) объектное моделирование, позволяющее задавать границы моделируемых тел в соответствие с концептуальной седиментологической моделью</p>

<p>Этап III Петрофизическое моделирование</p>	<p>Петрофизическое моделирование предусматривает построение кубов пористости (Кп) и проницаемости (Кпр); с учетом вида распределения пространственных закономерностей фаций в пространстве</p>	<p>лирования</p> <p>1. Моделирование фильтрационно-емкостных свойств:</p> <ul style="list-style-type: none"> - упрощенный подход интерполяции значений пористости по скважинам; - использование куба пористости в качестве основы для расчета куба проницаемости; - расчет куба логарифма проницаемости (LogКпр), а затем калькуляция куба проницаемости; - при наличии керновых данных по определению анизотропии проницаемости рассчитывают куб вертикальной проницаемости (по литотипам); - расчет непрерывного куба нефтенасыщенности на основании данных о свойствах пород (Кп) и (Кпр), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны); - определение положения и расчет поверхностей флюидальных контактов в скважинах 	<p>Для корректного создания куба пористости необходимо наличие результатов непрерывной (поточечной) интерпретации ГИС, куба литофаций, знание геологических закономерностей вертикальной и латеральной изменчивости значений пористости, выраженных в формализованной форме, положение границ зон замещения коллектора, использование формализованных геологических закономерностей (трендов) и т.п.</p>
<p>Этап IV Подсчет запасов углеводородов</p>		<p>Подгонка модели 3D к материалам подсчета запасов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ручная корректировка куба литологии или корректировка с помощью расстановки фиктивных скважин 	<p>Ручная корректировка осредненных на сетку значений литологии в скважинах, чтобы получить желаемое распределение коллекторов и не коллекторов в природном резервуаре</p>

Все модельные построения основаны на интерпретации, в первую очередь физических полей, являющихся откликом пород на проводимые скважинные мероприятия, что неизбежно приводит к достаточно усредненным и односторонним данным по объекту и как следствие низкой достоверности модели. Неправильно отображенная реальная геометрия и отсутствие данных о седиментологических особенностях песчано-алевритовых тел-коллекторов приводят к ряду ошибок при создании трехмерных моделей.

Литолого-фациальное моделирование при создании объемной геологической модели сводится к воссозданию трехмерного распределения в продуктивном пласте пород-коллекторов и практически непроницаемых разностей пород. Кубическая литолого-фациальная модель месторождения в принципе должна отображать геологически достоверный результат с соблюдением пропорции содержания каждой фации в разрезах скважин и с корректным отображением распространения фаций в межскважинном пространстве, с учетом латеральных и вертикальных тенденций распространения фаций. Однако в современных программных продуктах учет параметра литологии производится простым делением объема природного резервуара на две составляющие: «коллектор» / «неколлектор», что значительно упрощает модель и не соответствует реальной геологии.

При моделировании основным инструментом анализа литологии изучаемого разреза является индикаторная диаграмма, радиус которой обычно принимают как примерный размер фациальных тел, завышая тем самым их латеральную протяженность. Но в терригенном коллекторе индикаторная вариограмма, как правило, не отвечает за геометрические показатели тел-коллекторов. При этом наиболее типичной ошибкой является не соответствие пространственного распределения литологических типов пород в разрезе скважины и латеральном направлении условиям осадконакопления. Так не соблюдение процентного соотношения коллектор/неколлектор в трехмерной модели обуславливает завышение или занижение параметра расчленённости. Причинами такого несоответствия являются незнание обстановок седиментаций и соответственно неправильное вертикальное распределение литотипов пород в разрезе, недоучет седиментационного тренда и зачастую некорректная интерпрета-

ция данных ГИС. Соответственно построенные карты, отображающие внутрипластовую архитектуру природного резервуара, не соответствуют реальным скважинным данным, что приводит в конечном итоге к неправильной оценке объема и запасов залежи УВ, к проблемам при адаптации гидродинамической модели и соответственно к неправильному расчету вариантов разработки.

Несколько иной подход к построению многофакторной геологической модели коллектора, учитывающий его фильтрационно-емкостную неоднородность, как на уровне пласта, так и слагающих его прослоев, был разработан В.Б. Белозеровым и его последователями (И.Н. Кошовкиным, В.П. Мангазеевым, А.В. Рязановым и др.), предложившими усовершенствовать предварительную литолого-фациальную модель резервуара на основе подбора типа седиментационной модели из семейства альтернативных и интерпретировать ее с позиций гидродинамических единиц потока (Белозеров и др., 2004; 2006; 2008, 2010; Белозеров, Кошовкин, Мангазеев, Рязанов, 2006).

В основе подхода лежит процесс анализа некоей совокупности геолого-геофизической информации с привлечением математического аппарата, предусматривающего моделирование условий формирования и фильтрационных возможностей песчаных резервуаров исходя из представлений об их внутреннем строении. С учётом того, что структура коллектора предопределяет динамику внутреннего движения флюидов, построение геологических моделей месторождений нефти и газа на основе пространственного распределения гидравлических типов коллектора позволяет существенно повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования.

В своих публикациях авторы убедительно доказали, что слоистая неоднородность коллектора, влияющая на характер фильтрации флюида в скважину, анизотропию коллекторских свойств алеврито-песчаных пластов, коэффициент вытеснения нефти и другие параметры разработки залежей УВ, имеет тесную связь с условиями его формирования. Соответственно прогноз всей совокупности фильтрационной неоднородности коллектора может быть выполнен только с учётом седиментологической составляющей – литолого-фациальной модели пласта-коллектора, однако не создаваемой в результате детальных литолого-фациальных исследований, а подбираемой из числа типовых концептуальных разработанных обобщенных моделей.

На основании анализа фильтрационно-емкостной параметров песчаных коллекторов с позиций условий их образования В.Б. Белозеров выявил фациальную, макрофильтрационную (гранулометрическую), слоистую (текстурную) и микрослоистую типы неоднородности терригенного резервуара, напрямую влияющие на разных уровнях детализации на значения пористости и проницаемости и добывные характеристики пластов-коллекторов. По данным В.Б. Белозерова и др. (Анализ разработки..., 2004; Белозеров, 2006) среди выявленных типов неоднородности наибольшее значение для эффективной разработки имеет слоистая неоднородность, обусловленная текстурными характеристиками пород. Именно она предопределяет анизотропию фильтрации флюида в объеме коллектора. Различия в форме пространственного проявления упорядочивания слоев (слоистые или хаотичные) определяют динамику движения в пласте жидкой фазы и соответственно отвечают за эффективность его эксплуатации (Белозеров, 2006).

Предлагаемый в диссертационной работе комплексный подход к моделированию сложнопостроенных природных резервуаров в отличие от общепринятых технологий построения 3D геолого-геофизических моделей природных объектов, кратко охарактеризованных выше, отличается расширенной седиментологической частью. Исследования литолого-фациального плана позволяют учитывать детальные особенности архитектуры терригенных природных систем и являются основой для последующего расчета петрофизических алгоритмов по методу гидравлических единиц потока и петрофизической типизации пород коллекторов. Этапность выполнения предлагаемого комплекса методов изучения геолого-физических характеристик рассматриваемых природных резервуаров отображена на Рисунке 1.1. Приведенная последовательность показывает совокупность способов и приемов научного исследования юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири в структуре методологии комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-ёмкостного) моделирования. Схема комплексного подхода и основные приемы геолого-геофизического моделирования в рамках предлагаемого методологического подхода к решаемой проблеме даны в Таблицах 1.2. и 1.3.

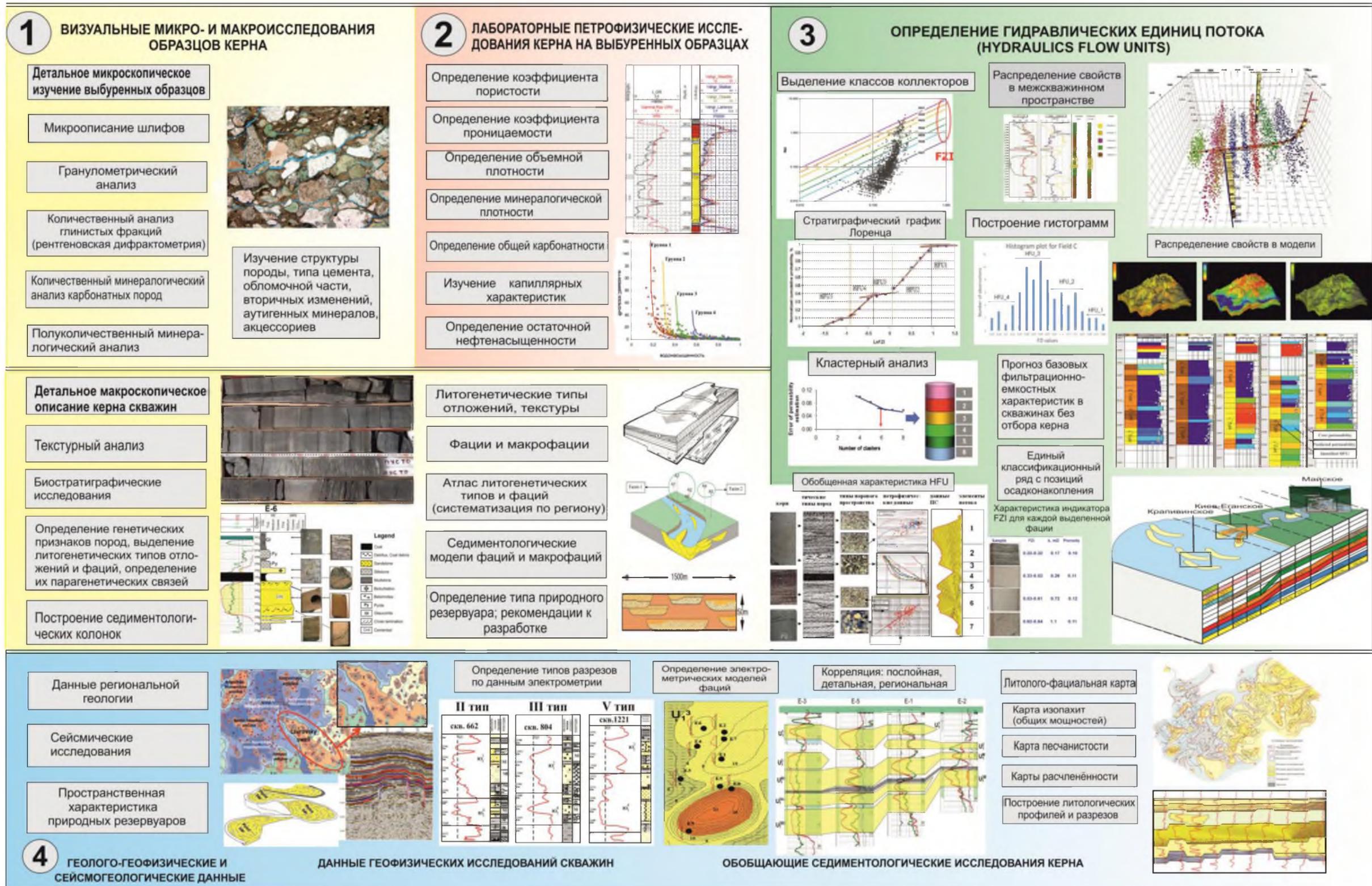


Рисунок 1.1 – Структура методологии комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-емкостного) моделирования (Чернова, 2017)

Таблица 1.2 – Совокупность способов и приемов научного исследования юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири (Чернова, 2017)

Принцип укрупнения объекта исследования	Принцип специализации и аналогии исследований
<p>1. Визуальные литолого-фациальные исследования</p>	<p><i>ДЕТАЛЬНОЕ ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ МИКРООПИСАНИЕ ШЛИФОВ</i></p> <p>Изучение петрографических особенностей пород (структура породы, содержание фракций в %; характеристика обломочной части (<i>форма, степень окатанности, сортировка</i>); соотношение цемента и обломочной части; изучение цемента (<i>тип, распространение в шлифе, минеральный состав</i>); изучение вторичных изменений, аутигенных минералов, акцессорных минералов; изучение структуры порового пространства (<i>процент от площади шлифа, размер в мм, форма, сообщаемость</i>)</p> <p>Гранулометрический анализ</p> <p>Количественный анализ глинистых фракций (рентгеновская дифрактометрия)</p> <p>Количественный минералогический анализ карбонатных пород</p> <p>Определение трещиноватости</p> <p>Полуколичественный минералогический анализ</p>
	<p><i>ДЕТАЛЬНОЕ МАКРООПИСАНИЕ КЕРНА СКВАЖИН</i></p> <p>Фотодокументация керновой последовательности</p> <p>Проведение текстурного анализа: определение генетических признаков пород, выделение литогенетических типов (ЛГТ) отложений и фаций</p> <p>Определение парагенетических связей и выделение парагенезов ЛГТ отложений и фаций</p> <p>Построение седиментологических колонок</p> <p>Выделение литогенетических типов отложений, их парагенезов, фаций и макрофаций, составление Атласа литогенетических типов отложений и фаций</p> <p>Построение комплексных седиментологических моделей фаций и макрофаций</p> <p>Определение типа природного резервуара, его морфологических характеристик и выработка рекомендаций к его разработке</p>
<p>2. Лабораторные петрофизические исследования керна на выбуренных образцах</p>	<p><i>ЛАБОРАТОРНЫЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НА ВЫБУРЕННЫХ ОБРАЗЦАХ</i></p> <p>Определение коэффициента пористости</p> <p>Определение коэффициента проницаемости</p> <p>Определение объемной плотности</p>

	Определение минералогической плотности
	Определение общей карбонатности
	Изучение капиллярных характеристик
	Определение остаточной нефтенасыщенности
3. Определение гидравлических единиц потока (HFU)	
	Определение индикатора гидравлической единицы потока (FZI), имеющего связь, как с геометрией порового пространства, так и со значениями пористости и проницаемости, полученными по выбуренным образцам керна
	Определение индекса качества коллектора (RQI), характеризующего средний радиус пор
	На основании полученных данных FZI и RQI выделение гидравлических единиц потока для каждого типа природного резервуара при совместном использовании данных лабораторных исследований керна, седиментологических характеристик (литогенетические типы, особенности их чередования в разрезе) и данных статистических анализов и алгоритмов: <i>стратиграфический график Лоренца; кластерный анализ; построение и анализ гистограмм, различные графические методы и т.п.</i>
	Распределение параметра FZI в геологическом межскважинном пространстве
	Типизация природных резервуаров на основе группы алгоритмов преобразования базовых петрофизических данных, позволяющих количественно классифицировать терригенные коллекторы и предсказывать их поведение в процессе разработки
4. Комплекс синтезирующих методов исследования для выявления пространственных характеристик природных резервуаров, в целях их геометризации	
	Изучение данных региональной геологии (<i>геолого-геофизическая изученность, тектоника, стратиграфия, нефтегазоносность</i>)
	Изучение данных сейсмогеологических исследований
	Изучение пространственных характеристик природных резервуаров (<i>геометризация</i>)
	Обобщения данных геофизических исследований скважин (ГИС) (<i>электрометрические характеристики, послойная, детальная и региональная корреляция разрезов скважин</i>)
	Обобщение данных седиментологических исследований керна (<i>литолого-фациальные карты, геологические разрезы и литологические профили, карты обших мощностей, карты песчанности, расчлененности резервуаров и т.п.</i>)

.....

Таблица 1.3 – Основные приемы технологии 3D геолого-геофизического моделирования в рамках предлагаемого методологического подхода (*отличия в предлагаемом подходе - строки, выделенные желтым цветом)

Основные этапы построения статической модели продуктивного резервуара	Виды исследований	Последовательность построения модели	Возможности
1	2	3	4
<i>Предлагаемый подход</i>			
<p><i>*I этап - Построение литолого-фациальной модели с анализом постседиментационных преобразований коллектора</i></p>	<p><i>*1. Детальное макро и микролитологическое, изучение кернового материала с привязкой к материалам ГИС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - выделение объекта изучения в осадочной толще; - изучение вещественно-петрографического состава пород-коллекторов; - изучение и описание генетических признаков породы (текстурный анализ); - выделение литогенетических типов отложений и их парагенезов); - построение седиментологических (гранулометрических) кривых; - выделение макрофаций с построением типовых седиментологических моделей; - анализ цикличности изучаемой осадочной толщи; - построение литолого-фациальной модели резервуара; - анализ постседиментационных изменений пород-коллекторов; анализ основных фильтрационно-емкостных свойств песчаных резервуаров по керну скважин; - выявление их связи с фациальными особенностями формирования коллектора 	<p><i>*1. Расчленение осадочной толщи на соподчиненные по степени неоднородности объекты на базе выделения реперных (маркирующих) горизонтов с обязательным литологическим, биостратиграфическим, промыслово-геофизическим (ГИС) и сейсмостратиграфическим обоснованием.</i></p> <p><i>2. Биостратиграфический анализ осадочной толщи с целью уточнения условий формирования природного резервуара и стратификации разреза.</i></p> <p><i>3. Корреляция толщ и резервуаров с учетом выявленных парагенезов литогенетических типов.</i></p> <p><i>4. Построение карт общих толщин резервуара с целью оценки направления тренда седиментации и выявления контроля распределения мощности коллектора фациальными обстановками.</i></p> <p><i>5. Пространственная систематизация особенностей строения резервуара по площади на основе анализа керновых данных и данных ГИС.</i></p> <p><i>6. Построение литолого-фациальных карт с целью получения понимания пространственного распространения, изучаемых литогенетических типов и их парагенезов;</i></p> <p><i>7. Выявление фациальной неоднородности природного резервуара (коэффициенты макронеднородности):</i> выделение</p>	<p><i>*Построенная литолого-фациальная модель позволяет:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - в рамках петрофизической модели проводить анализ корреляционных связей пористости и проницаемости в зависимости от фациальной неоднородности коллектора; - прогнозировать характер проявления постседиментационных процессов на стадии сингенеза, диагенеза, катагенеза; если они имеют связь с условиями его формирования; - в соответствии с построенной литолого-фациальной моделью проводить оценку возможного наличия внутри-резервуарных покрышек, разобщающих залежи нефти; - проводить оценку степени фильтрационно-емкостной неоднородности резервуара в пределах фациально-неоднородных зона для стохастического моделирования ФЕС в межскважинном пространстве; - прогнозировать тип слоистой структуры фациально-разнородных тел резервуара (хаотичная, упорядоченная) и пространственную ориентировку векторов анизотропии проницаемости; - включение в 3D фильтрационно-емкостную модель резервуара плоскостей возможных гидродинамических

		<p>в разрезах и по площади границ фациальной неоднородности коллектора и связанных с ними пород-экранов (пропластки аргиллитов и карбонатных песчаников) способных разобщать коллектор на самостоятельные гидродинамические системы, <i>анализ возможного развития внутри резервуарных экранов</i> в соответствии с установленной фациальной моделью</p>	<p>разделов (разломы, внутрирезервуарные покрывки), внутри литолого-фациальной модели</p>
<p>II этап – Построение петрофизической модели</p>	<p>Основой петрофизической модели продуктивного коллектора является выделение в разрезе пласта индикатора гидравлической единицы (FZI) и гидравлической единицы потока (HFU), как основных базовых петрофизических ячеек расчёта при формировании фильтрационной модели.</p> <p>Расчёт индикатора гидравлической единицы (FZI) для отдельного продуктивного резервуара проводится по имеющейся совокупности измерений пористости и проницаемости определённых по данным кернового материала и ГИС в соответствии с существующей формулой.</p> <p>Выделение гидравлической единицы потока (HFU) осуществляется по графику накопленной функции распределения FZI, построенной на базе анализа кернового материала</p>	<p>Последовательность формирования петрофизической модели предусматривает:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>расчёт индикаторов гидравлических единиц потока</i> по совокупности определений пористости и проницаемости керна; - <i>построение функции распределения FZI и выделение гидравлических единиц потока (HFU)</i>, участвующих в формировании фильтрационно-ёмкостной матрицы резервуара; - <i>определение для выделенной последовательности HFU средних параметров пористости, проницаемости и FZI</i>; - <i>изучение корреляционной связи</i> между открытой пористостью и проницаемостью песчаников; - <i>поточечную интерпретацию</i> пористости, проницаемости, водонасыщенности (нефтенасыщенности) коллектора в разрезах скважин по данным ГИС с последующим расчётом индикатора гидравлической единицы (FZI); - <i>формирование матрицы геологической модели резервуара</i>, предусматривающей разделение коллектора на литогенетические типы отложений, представленные в модели в виде отдельного седиментационного слоя на ячейки; - <i>осреднение индикаторов гидравли-</i> 	<p>*В рамках построения петрофизической модели предлагается за основу принимать:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) фациальное расчленение разреза и приуроченность выделенных фациальных зон к области распространения исследуемого природного резервуара; 2) выявление по керну корреляционной связи между пористостью и проницаемостью в каждой выделенной фациальной зоне; 3) выявление индивидуальных зависимостей для каждой фации или ее составной части (субфации); 4) расчет гидродинамических единиц потока по данным керна (типизация по керну скважин для каждого литогенетического типа, выделенного и описанного по керну скважин), затем расчет их по данным ГИС, в скважинах, пробуренных без отбора керна; 5) систематизация данных FZI, позволяющая построить зависимость пористости и проницаемости от класса коллектора (HFU для каждой фациальной зоны); 6) формирование стохастической модели распределения FZI в межскважинном пространстве с учётом данных по скважинам и сейсморазведке;

		ских единиц (FZI) в пределах выделенных слоёв по фонду анализируемых скважин; - <i>формирование гистограмм распределения индикаторов гидравлических единиц (FZI) по каждому слою в пределах выделенных литолого-фациальных зон для стохастического моделирования распределения FZI в ячейках межскважинного пространства</i>	7) пересчёт средних значений FZI по ячейкам в гидравлические единицы потока (HFU) в соответствии с рассчитанными диапазонами FZI для каждого HFU;
III этап - Построение сейсмогеологической модели - сеймофациальная детализация построенной литолого-фациальной модели, с позиций уточнений наличия тектонических нарушений, контролирующих области развития нефтяных полей	<i>Сейсмогеологическая модель предполагает</i> сеймоатрибутный анализ для получения статистических зависимостей (установление признаков фациальной неоднородности резервуара в волновом поле)	- <i>одномерное и двумерное сейсмогеологическое моделирование</i> , позволяющее рассмотреть характеристику объекта картирования в сейсмической записи, определить критерии его прогноза в волновом поле и оконтурить зону его развития	С учётом полученных данных при формировании сейсмогеологической модели проводится уточнение ранее построенной петрофизической модели в межскважинном пространстве на принципах детерминистического и стохастического подходов
IV Этап – Построение флюидостатической модели с анализом результатов гидродинамических исследований в скважинах (Well Test), позволяющим уточнить фильтрационную характеристику пласта и геометрию его развития	<i>Флюидостатическая модель – опирается на построенную петрофизическую модель, в рамках которой проводятся:</i>	- <i>расчёт уровней зеркала свободной воды по скважинам</i> и по их значениям выделяются самостоятельные, гидродинамически изолированные залежи; - <i>выделение гидродинамических барьеров</i> , объясняющих наличие самостоятельных залежей нефти в соответствии с построенной фациально-седиментационной и петрофизической моделью; - <i>расчёт нефтенасыщенности построенной фильтрационно-емкостной матрицы коллектора</i> , и сравнение полученных данных с интерпретации нефтенасыщенности по ГИС в скважинах; - <i>расчёт балансовых запасов нефти</i> по залежам, как в целом, так и по отдельным классам коллекторов (HFU)	В рамках флюидостатической модели проводится анализ гидродинамических исследований в скважинах, позволяющий уточнить местоположения зон литологического замещения и выклинивания коллектора (Well-test)

Глава 2. Методика литолого-фациальных исследований

На современном этапе развития нефтегазовой геологии классические литолого-фациальные исследования вещественного состава, особенностей строения и условий формирования терригенных пород-коллекторов базируются на обширном комплексе полевых и лабораторных методов их изучения. Высокая степень разработанности методик, позволяющих получить всесторонние характеристики осадочных комплексов, нашла отражение в многочисленных научных и справочных изданиях, а также в учебных пособиях: Петрографический анализ..., 1947; Методы изучения..., 1957; Справочное руководство..., 1958; Методическое руководство..., 1965; Песчаные породы и методы..., 1969; Научные методы..., 1971; Методика составления..., 1973; Конкреции..., 1977; Методы палеогеографических ..., 1979; Литология и литолого-фациальный..., 1981; Методологические и теоретические..., 1981; Методы палеогеографической реконструкции, 1982; Петрография..., 1984; Петрография песчаных пород..., 1987; Методическое руководство..., 1992; Структурно-вещественный анализ..., 1992; Стадиальный анализ..., 1994; Литология, 1995; Систематика и классификация..., 1998; Литолого-фациальный анализ..., 2002; Осадочные формации..., 2003; Основы фациального анализа..., 2004 и многих других трудах.

В данных изданиях наиболее полно охарактеризованы методические приемы изучения осадочного вещества: 1) разнообразные аналитические методики, реализуемые на минеральном уровне организации осадочной горной породы (*лабораторные методы минералого-петрографического изучения*), 2) методы визуального изучения осадочного разреза (*макроотписание керна, обнажений*), 3) методики, обобщающие результаты исследований по вышеперечисленным группам методов (*графические построения*).

Современные комплексные литолого-фациальные методы исследования, имеющие первостепенное практическое значение для успешного прогнозирования размеров и форм природных резервуаров нефти и газа, содержащих значительные запасы углеводородного сырья в разнофациальных терригенных коллекторах, базируются главным образом на генетических представлениях, главенствующих в нефтегазовой литологии

уже более 150 лет. Основным ключевым элементом методики литолого-фациальных исследований является понятие «фации» (от позднелат. *facies* – лицо, облик), фиксирующее облик осадочной горной породы.

В настоящее время насчитывается более 100 различных трактовок данного термина. Определению его объема и содержания посвящены работы У.Х. Твенхофела (1936); Ю.А. Жемчужникова и др. (1948, 1956, 1959 г.); Л. Слосса, В. Крумбейна, Э.В. Дэпла (1953); Л.Н. Ботвинкиной (1956 г.); Д.В. Наливкина (1956); Р.Ф. Геккера (1957); Г.Ф. Крашенинникова (1957); Н.М. Страхова (1960); Н.Б. Вассоевича (1966); Е.В. Шанцера (1966); Г.А. Иванова (1967), Л. Б. Рухина (1969); П.П. Тимофеева (1970); Г.Ф. Крашенинникова (1971); С.И. Романовского (1988); Х.Г. Рединга, Дж.Д. Коллинсона, Ф.А. Аллена (1990); В.Т. Фролова (1995); П.П. Тимофеева (2006); И.А. Вылцана (2002), В.Г. Кузнецова (2012) и многих других авторов.

В классических фациальных исследованиях обычно используют два пути реализации фациальных экстраполяций при актуалистических построениях. Первый путь основывается на построение теоретической фациальной модели методом прямой экстраполяции исследований современных процессов на объекты прошлых геологических эпох. Второй путь предусматривает построение модели теоретической, отражающей ход протекания геологических процессов в прошлом и ее последующую проверку путем сопоставления с эмпирическими данными, что подразумевает наличие некоторого эмерджентного свойства, неотделимого от существования системы (Чернова, Алексеев, 2015).

Понятие «фация», впервые использованное в XIX веке А. Грессли (Gressly, 1838), является одним из самых наиболее известных, часто употребляемых и одновременно наиболее неоднозначных в осадочной геологии. В классических работах А. Грессли (Gressly, 1838, 1840, 1841) термин имеет совершенно отчетливый стратиграфический смысл, что вытекает из определения, изначально данного А. Грессли: «*фация есть ...совокупность модификаций стратиграфического горизонта*» (А. Gressly, 1838, с.11). По своей сути именно стратиграфическая компонента лежит в основе сравнительно-исторического метода Н.М. Страхова, базирующегося на актуалистическом подходе (Страхов, 1960). Соответственно такой подход предусматривает оценку

эволюции геологических процессов, и с системных позиций фация представляет собой эмерджентную характеристику, определяемую условиями осадконакопления (Алексеев, Чернова, 2009).

Для самого понятия «фация» в настоящий момент доминируют два достаточно различных по смыслу толкования. Согласно первому из них, фация представляет собой комплекс характерных признаков отложений, заложенных ее генезисом. Согласно второму толкованию, фация – это условия формирования отложений. Не вдаваясь в детальное обсуждение этого вопроса, автор, вслед за Л.Б. Рухиным, Ю.А. Жемчужниковым, Н.В. Логвиненко, Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеевым и многими другими считает возможным объединить эти подходы в один, понимая под *фацией – породы, сформированные в определенных условиях, в определенное геологическое время и на определенной территории*. Следует отметить, что в зарубежной литературе сложился иной подход, достаточно четко разделяющий именно породы с комплексом признаков (вещественная реализация древних процессов осадконакопления) или литофации (*Lithofacies*) и отдельно условия или обстановки осадконакопления (*Sedimentary Environments*).

Под *физико-географическими условиями* (обстановкой осадконакопления) понимаются условия и характер среды осадкообразования: 1) субаэральная или субаквальная среда; 2) приуроченность к тем или иным геоморфологическим элементам суши; 3) характер бассейна (озеро, лагуна, море) и вероятная его глубина; 4) положение в определенной части бассейна (прибрежной, на открытом шельфе, батимальной, в застойной зоне и т.п.); 5) удаленность от береговой линии; 6) динамика среды; 7) условия жизни и сохранения организмов. Общим для всех определений этого понятия является положение о палеоландшафтах, как о некоторой категории территориального деления географической оболочки Земли, сложная структура которой, определяется, с одной стороны, взаимодействием слагающих его компонентов (единообразным климатом, сочетанием гидродинамических условий, почв, биоценозов и т.д.), с другой - закономерным набором соподчиненных морфологических форм (Наливкин, 1956).

Вещественным выражением обстановок седиментации и палеоландшафтов являются осадки и осадочные породы, сохраняющие информацию о процессах (физиче-

ских, химических, биологических), которые имели место на конкретной территории в определенный отрезок времени и привели к образованию искомым осадочных отложений. Осадочные породы, сохранившие специфические черты обстановки, в которой они сформировались, тем не менее, представляют собой некоторую усредненную фациальную картину, являющуюся результатом последовательного воздействия разнообразных геологических процессов, действующих на протяжении многих миллионов лет.

Учитывая вышесказанное, при выделении литогенетических типов отложений различных фаций в качестве основного принимался ведущий тип динамики среды, резко доминирующий на фоне какого-либо полидинамического ландшафта (речной поток, волновая деятельность, временный поток и т.п.). Учитывая, что многие ландшафты сопряжены друг с другом и находятся в тесных парагенезах, быстро развиваются во времени и многократно сменяются, для характеристики древних ландшафтов использовано понятие «*макроландшафт*», соответствующее в вещественном выражении понятию «*макрофация*» или «*обстановка осадконакопления*».

Согласно характеристике, данной понятию «*фация*», каждая из них выражена в одном или нескольких литогенетических типах пород. Под литогенетическим типом подразумевается тип первичного осадка, превращенный в осадочную породу и обладающий едиными или близкими первичными генетическими признакам.

Таким образом, в качестве основных седиментологических объектов рассмотрены: «*гранулометрический тип породы*», «*литологический тип породы*», «*литогенетический тип породы*», «*парагенез литогенетических типов*», «*фация*», «*парагенез фаций*», «*макрофация*», «*парагенез макрофаций*». Согласно сложившимся традициям различных геологических школ содержание данных понятий трактуется различными авторами неоднозначно, как для современных, так и для ископаемых осадочных образований. Поэтому во избежание терминологического недопонимания и путаницы смысл и объем терминов, использованных автором при литолого-фациальном изучении юрско-меловых отложений Западной Сибири, приведен в Таблице 2.1.

Следует отметить, что на текущем этапе развития исследований в осадочной геологии известно несколько методов генетической интерпретации осадочных терригенных толщ:

Таблица 2.1 – Основные терминологические понятия, использованные в ходе литолого-фациальных исследований юрско-меловых отложений (О.С. Чернова, 2017)

Уровень	Термин	Определение	Примечание
IX	Система осадконакопления / <i>Sedimentary System</i>	Интерпретационная геодинамическая модель, в которой заданы взаимосвязи фиксированных характеристик циклически построенных разрезов осадочных толщ с режимом циклогенеза, и типами литогенеза, с одной стороны и тектоническими обстановками – с другой (Романовский, 1988)	Описание глобальной модели седиментосферы, учитывающей тектоническую обстановку образования циклически построенных осадочных толщ, климатические факторы и режимы циклогенеза
VIII	Бассейн осадконакопления / <i>Sedimentary Basin</i>	Определенное геоморфологическое пространство аккумуляции, с набором присущих осадочных процессов, протекающих под знаком определенного тектонического режима, с закономерной сменой обстановок осадконакопления, с определенным набором ископаемых организмов, с фиксированными источниками сноса осадочного материала, с конкретным тектоническим режимом (Казанский, 1983)	Описание крупного участка земной коры, находящегося длительное геологическое время в условиях устойчивого прогибания с накоплением мощных толщ осадочных пород
VII	Парагенез макрофаций / <i>Paragenesis of Macrofacies</i>	Генетическая связанная последовательность трехмерных однотипных или близких по условиям образования макрофаций, генетически связанная с процессами седиментации и пространством аккумуляции, свойственными определенной части территории (Walker, 1976)	Описание естественного парагенетически-связанного местом и условиями образования крупного осадочного комплекса отложений, сформированного на определенной стадии тектонического развития конкретной территории
VI	Макрофация / <i>Macrofacies</i> или обстановка осадконакопления / <i>Sedimentary Environment</i>	Устойчивый во времени и на площади комплекс условий накопления осадков, определяющий древний ландшафт, включающий в себя физико-географические, динамические и геохимические условия формирования осадочного материала, характеризующие область сноса, область седиментации и область отложения, выраженный в признаках отложениях (Рухин, 1969; С.И. Романовский 1988)	Описание трехмерной ассоциации фаций, генетически связанной с комплексом осадочных процессов и условий седиментации, представляющей собой некий упорядоченный в пространстве ряд геологических тел (фаций), объединенных общностью генетических, тектонических и климатических условий
V	Парагенез фаций / <i>Paragenesis of facies</i>	Группа близких по генезису отложений, залегающих в разрезах в определенном порядке, с закономерными вертикальными переходами, образующих парагенетическую ассоциацию, характеризующую закономерные фа-	Описание генетически связанных ассоциаций фаций, образованных в устойчивых физико-географических условиях определенных палеоландшафтов

		циальные изменения в процессе слоеобразования (<i>Walker, 1976</i>)	
IV	Фация / <i>Facies</i>	Геологическое тело, определенного литологического состава, сформированное в определенных физико-географических условиях, выраженных в признаках этих отложений, накапливающихся в пределах одной фациальной зоны с характерным набором литологических, морфологических и палеонтологических характеристик (<i>Walker, 1976</i>)	Описание геометрических характеристик (форма, границы, размеры) для понимания взаимосвязи тела с вмещающей средой и представления его в качестве пространственной модели, имеющей определенную ориентировку в геологическом пространстве, геометрию формы и переходы
III	Парагенез литогенетических типов отложений / <i>Paragenesis of Lithofacies ore Lithotypes</i>	Определенное чередование по разрезу литологических типов пород, с характерными только ему литологическими особенностями, неоднократно повторяющиеся сочетания пород в разрезе, обладающих близкими генетическими признаками, отражающими специфические особенности их формирования (<i>Ботвинкина, 1965</i>)	Описание разнообразных форм переслаивания литогенетических типов или литофаций, создающих различные структурно-текстурные композиции
II	Литогенетический тип отложений / <i>Lithofacies ore Lithotypes</i>	Осадочная единица, выделяется в разрезе по первичным литологическим признакам и отвечает устойчивым и достаточно узким по значениям физико-химическим параметрам среды; характеризуется структурно-текстурными особенностями, вещественным составом и другими генетическими признаками (<i>Ботвинкина, 1965</i>)	Описание литологических особенностей внутреннего строения, уточнением связи элементов структуры породы (петрография), направления упорядоченности осадочных компонентов (осадочных трендов), градиентов структурной анизотропии
I	Гранулометрический тип породы / <i>Grain type</i>	Порода с определенной размерностью преобладающих частиц и их соотношение друг с другом (<i>Алексеев, 2007</i>)	Описание породы, однотипной по вещественному составу и размерности зерен, отвечающей определенному гранулометрическому классу

1. **Путем моделирования геологических процессов** и их результатов – конкретных геологических тел на основе создания априорной геологической модели (Методические указания..., 2002; Закревский, 2008, 2009; Клейтон, Дойч, 2011; Геологическое моделирование..., 2017).

2. **Посредством сейсмофациального анализа** с использованием приемов сиквенс-стратиграфии (Vail, Mitchum, 1977; Хромова, 2006; Позаментьер, Аллен, 2014).

3. *На основе параметра гранулометрии* (размерности частиц, слагающих породу). Основой для генетических построений является гранулометрическая классификация обломочных пород (генетические, динамические и динамогенетические диаграммы Л.Б. Рухина (1947), К. Мейсана и Р. Фолка (1958), Р. Пассега (1957, 1964), Г. Фридмана (1967, 1979), К.К. Гостинцева (1969), Г.Ф. Рожкова (1970));

4. *Генетическая интерпретация* осадочных пород *по геолого-геофизическим данным* (электрометрический анализ): F.F.Sabins (1963); G.S.Visher (1965); J.W.Shelton (1972); S.J. Pirson (1970); В.С. Муромцев (1981, 1982, 1984); Ю.Н. Карогодин, Е.А. Гайдебурова (1989); Ю.Н. Карогодин (1990); Г.Я. Шилов, И.С. Джафаров (2001).

5. Классический подход, предусматривающий *применение литолого-фациального анализа*, включающий различные комплексные методики изучения осадочных толщ: У.Х. Твенхофел (1936); Л.А.Слосс, В.К. Крумбейн, Э.В. Дэйплз (1953); Д.В. Наливкин (1956); Ю.А. Жемчужников, В.С. Яблоков (1956); Л.Н. Ботвинкина (1957, 1962, 1965); Э.И. Кутырев (1968); Ю.П. Казанский (1976, 1987, 1983); А.В. Македонов, 1985; И.А. Вылцан (1977, 2000, 2002); Р.Ч. Селли (1980, 1981, 1989); Г.–Э. Рейнек, И.Б. Сингх (1981); В.А. Гроссгейм, О.В. Бескровная, И.Л. Геращенко (1984); А.В. Македонов (1985); М.Р. Лидер (1986); Ю.С. Долотов (1989, 2010); Х.Г. Рединг, Дж.Д. Коллинсон, Ф.А. Аллен (1990); В.П. Алексеев (1991); Шарданова, Соловьева (1992); В.Т. Фролов (1995); А.В. Маслов, В.П. Алексеев (2002, 2007, 2014); В.М. Цейслер (2004); П.П. Тимофеев (2006); О.С. Чернова (2009) и других авторов.

Исследования юрско-меловых отложений Западной Сибири базируются на классической методике фациально-циклического анализа, разработанной Ю.А. Жемчужниковым во второй половине 1940-х гг. (Жемчужников, 1947) и успешно примененной коллективом литологов (Ю.А. Жемчужниковым, Л.Н. Ботвинкиной, В.С. Яблоковым и др.) при изучении угленосных отложений Донецкого бассейна (Строение..., 1959). Методика подразумевает путь анализа и обобщения материалов исследования, с постоянной взаимной верификацией исходных данных и последующих построений и выводов: *«Детальное изучение и описание разреза в обнажении или по керну, составление литологической колонки, определение литогенетических типов*

пород и фаций, выделение циклов, составление литогенетических профилей по участкам и районам, составление межрайонных фациальных профилей и, наконец, построение фациальных и палеогеографических карт...» (Жемчужников, 1947). Более широкую известность данная методология получила под названием литолого-фациального анализа (ЛФА) (Тимофеев, 1970).

Начиная с 1990 года и по настоящее время, данная методика литолого-фациального анализа успешно реализуется автором при изучении терригенных угленосных юрских и меловых отложений Западной Сибири. Выполненные диссертационные исследования основаны на «классической» методологии литолого-фациального изучения нефтегазоносных отложений, предусматривающей определенную этапность и согласованность специальных методов. Генеральная последовательность основных методических приемов при проводимых исследованиях приведена на Рисунке 2.1.

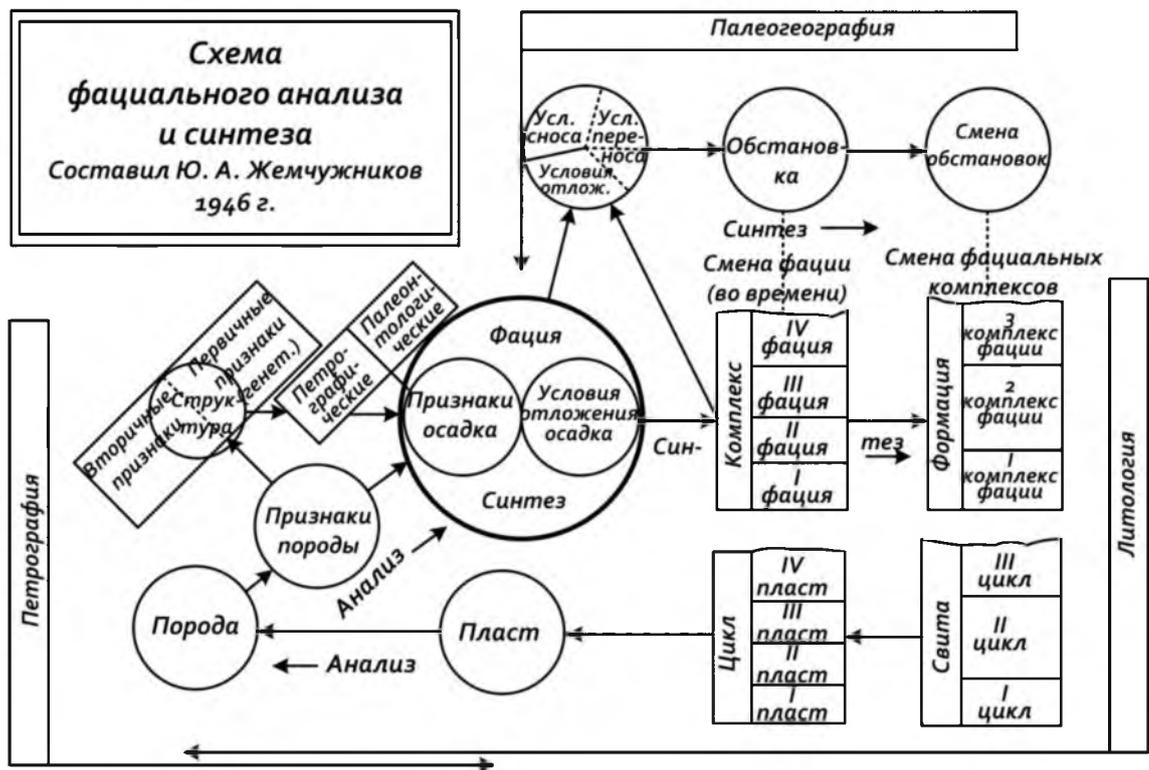


Рисунок 2.1 – Генеральная схема работ проводимых исследований (по Ю.А. Жемчужникову, 1946)

Нижняя цепочка взаимосвязей («анализ») определяет выбор объекта исследований, а процедуры, начинающиеся с определения признаков породы («синтез»), – собственно фациально-циклические исследования в их строгой последовательности.

При реализации проведенных литолого-фациальных исследований в качестве основных уровней организации геологических тел, рассмотрены литогенетические типы, фации, макрофации и их парагенезы, сформированные в различные геологические века юрской и меловой эпох осадконакопления, на территории крупнейшего осадочного мегабассейна. Соответствие этапов проводимых исследований основным уровням организации геологических тел, выбранных в качестве седиментологических объектов, приведено в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Уровни организации юрско-меловых седиментологических объектов Западной Сибири и методы их изучения

Ранговая шкала структур				
Группа	Ранг	Седиментологические объекты	Эмерджентное свойство	Метод изучения
Формационная	6	Формационный комплекс (парагенезы формаций)	Направленность смены макрофаций в разрезе и на территории исследования (<i>палеоландшафт или обстановка осадконакопления</i>)	Бассейновый анализ
	5	Геоформация	Единство палеогеографических условий и геотектонической обстановки при формировании макрофации	Формационный анализ
Породная	4	Парагенезы фаций	Сочетание	Фациально-циклический анализ
	3	Фации	Направленность смены литогенетических типов пород	
	2	Парагенезы литогенетических типов пород (литоциклы)	Сочетание ландшафтных факторов	Литолого-фациальный анализ
		Породы	Устойчивое сочетание минералов	
Минеральная	1	Минералы		Минералогический петрографический анализ

Основным источником информации для литолого-фациальных исследований послужил керн 293 скважин, пробуренных в пределах 99 нефтегазоносных площадей, расположенных на крупных надпорядковых тектонических элементах (мегавалах, сводах, мегасинеклизах и мегапрогибах) Западно-Сибирского осадочного бассейна. Типовые седиментологические характеристики изученных природных резервуаров отрабатывались на материале керна скважин, пробуренных в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (их положение показано на Рисунке 2.2.), полученные параметры верифицировались на керновом материале глубоких скважин, пробуренных в других нефтегазоносных районах Западной Сибири.

В качестве объектов диссертационного исследования выбраны разнофациальные природные резервуары юрско-мелового возраста, приуроченные к различным нефтегазоносным областям крупнейшего Западно-Сибирского осадочного бассейна, находившегося более 130 млн. лет под знаком терригенной седиментации. Стратиграфическая приуроченность, возраст и район дислокации природных резервуаров, выбранных в качестве исследуемых толщ, приведены в Таблице 2.3.

Элювиальные и пролювиальные базальные грубообломочные и глинистые горизонты зоны контакта (НГГЗК) палеозоя и различных стратиграфических уровней юры (калиновая, урманская, иланская, шеркалинская, тогурская свиты, радомская пачка), развитые в пределах депрессионных зон юго-восточной части плиты (Томская область) и бортовых частей Краснотенинского свода изучались в период 1989-1997 годов. Комплексные литолого-палеогеографические исследования проводились с целью изучения литолого-минералогических особенностей, восстановления особенностей палеогеографии раннеюрской эпохи седиментации на предмет выявления основных характеристик продуктивного комплекса нефтегазоносных горизонтов НГГЗК и пластов-коллекторов нижнеюрского нефтегазоносного комплекса.

В результате обобщения материалов, полученных в ходе проведения полевых и лабораторных исследований кернового материала, а также интерпретации промыслового-геофизических данных (материалы ГИС по 227 скв.) автором выделены и описаны литогенетические типы континентальных макрофаций, развитые преимущественно, в базальных горизонтах осадочного чехла Западной Сибири.

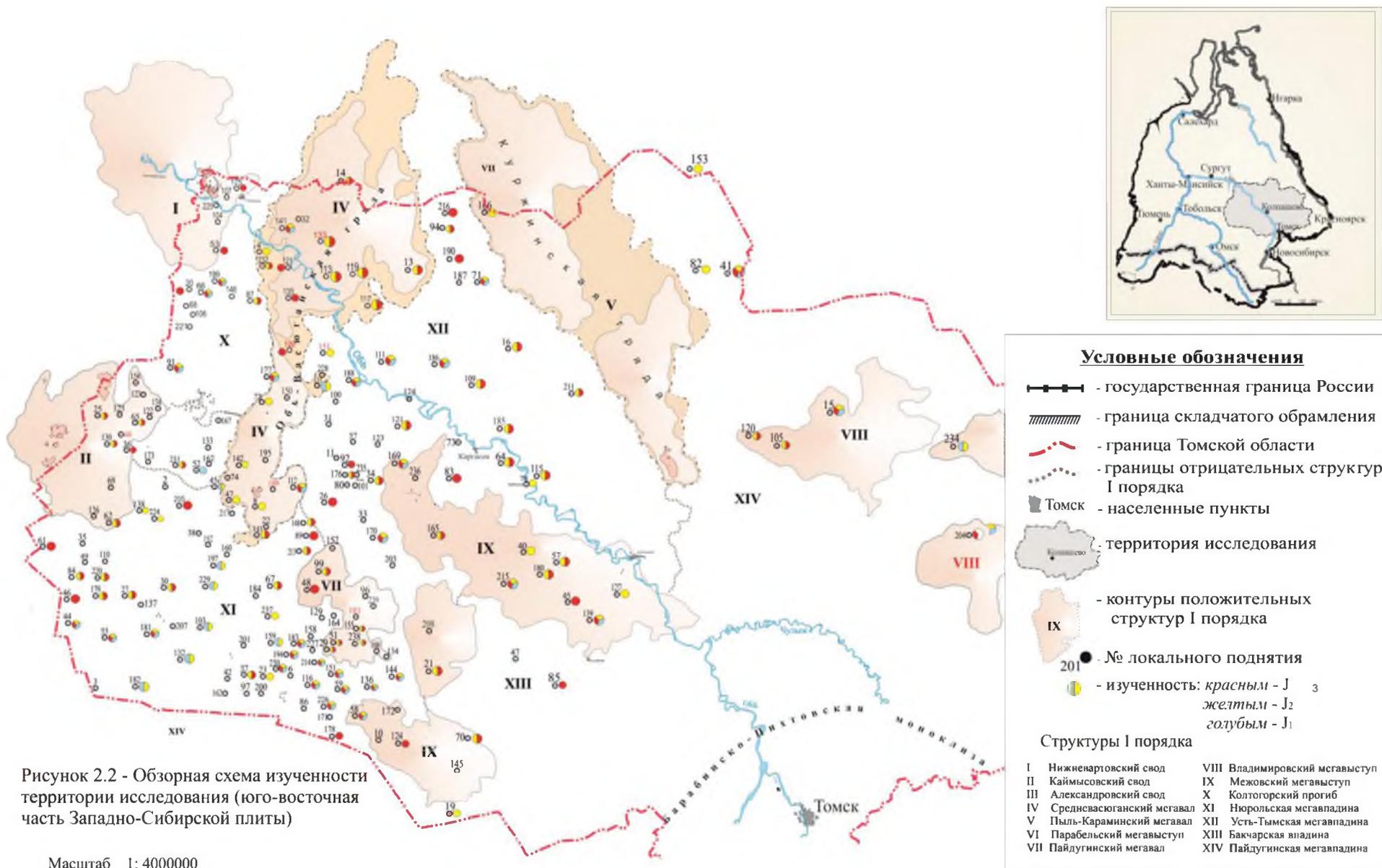


Рисунок 2.2 - Обзорная схема изученности территории исследования (юго-восточная часть Западно-Сибирской плиты)

Масштаб 1: 4000000

Условные обозначения к Рисунку 2.2.
Структуры локальных поднятий юго-восточной части
Западной Сибири (Томская область)

- | | | | |
|---------------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------------|
| 1. Ажарминское | 60. Карайское | 120. Нягинское | 182. Тальянское |
| 2. Айполовское | 61. Карандошовское | 121. Обское | 183. Тамбаевское |
| 3. Айсазское | 62. Карасевское | 122. Озерное | 184. Тамратское |
| 4. Александровское | 63. Карбинское | 123. Олень | 185. Тибинакское |
| 5. Амбарское | 64. Каргасокское | 124. Олимпийское | 186. Толпаровское |
| 6. Арчинское | 65. Катыльгинское | 125. Онтонигайское | 187. Траверское |
| 7. Аэросейсмическое | 66. Квартовое | 126. Павловское | 188. Трассовое |
| 8. Бабушкинское | 67. Квензерское | 127. Парабельское | 189. Тростниковое |
| 9. Басмасовское | 68. Кедровское | 128. Парбигское | 190. Тунгольское |
| 10. Болтное | 69. Кельватское | 129. Пельгинское | 191. Тымское |
| 11. Бурановское | 70. Кенгское | 130. Первомайское | 192. Угольное |
| 12. Ванжильское | 71. Кисв-Еганское | 131. Передовое | 193. Ураловское |
| 13. Вартовское | 72. Кильсинское | 132. Пешеходное | 194. Урманское |
| 14. Вахское | 73. Киндальское | 133. Пионерское | 195. Усть-Пуглалымское |
| 15. Вездеходное | 74. Ключевское | 134. Пинджинское | 196. Усть-Тымское |
| 16. Вертолетное | 75. Коленсальское | 135. Полуденое | 197. Фестивальное |
| 17. Верхнезаячь | 76. Колотушное | 136. Пономаревское | 198. Федюшкинское |
| 18. Верхнекарзинское | 77. Колпашевское | 137. Поньжевое | 199. Хвойное |
| 19. Верхнекенгское | 79. Колтогорское | 138. Поселковое | 200. Хылькинское |
| 20. Верхнеколтогорское | 80. Косальское | 139. Поскоевское | 201. Чагвинское |
| 21. Верхнекомбарское | 82. Корбыльское | 140. Приколтогорское | 202. Чапаевское |
| 22. Верхнесалатское | 83. Кочебилловское | 141. Проточное | 203. Чарусное |
| 23. Водораздельное | 84. Крапивинское | 142. Пуглалымское | 204. Чачанское |
| 24. Волковское | 85. Крыловское | 143. Речное | 205. Чворовое |
| 25. Весеннее | 86. Кулгинское | 144. Рогалевское | 206. Чебачье |
| 26. Воскресенское | 87. Куль-Еганское | 145. Русиновское | 207. Черталинское |
| 27. Восточно-Моисеевское | 88. Куржинское | 146. Саймовское | 208. Чинжарское |
| 28. Восточно-Ледяное | 89. Кыкинское | 147. Салатское | 209. Чкаловское |
| 29. Герасимовское | 90. Ларломкинское | 148. Самлатское | 210. Чомбульское |
| 30. Глуховское | 91. Ледовое | 149. Северо-Айсазское | 211. Чунжельское |
| 31. Головное | 92. Лесное | 150. Северо-Васюганское | 212. Шахматное |
| 32. Горстовое | 93. Летнее | 151. Северо-Калиновое | 213. Шингинское |
| 33. Грушевое | 94. Линейное | 152. Северо-Лугинецкое | 214. Широтное |
| 33. Гураринское | 95. Ломовое | 153. Северо-Лымбельское | 215. Шудельское |
| 34. Двойное | 96. Лосино-Ярское | 154. Северо-Олень | 216. Эмторское |
| 35. Двуреченское | 97. Лосинское | 155. Северо-Останинское | 217. Южно-Колотушное |
| 36. Дуклинское | 98. Лоньтыняхское | 156. Северо-Сутыгинское | 218. Южно-Колтогорское |
| 37. Еллей-Игайское | 95. Ломовое | 157. Северо-Табаганское | 219. Южно-Майское |
| 38. Елле-Кагальское | 96. Лосино-Ярское | 158. Северо-Тамбаевское | 220. Южно-Моисеевское |
| 39. Еллейское | 97. Лосинское | 159. Северо-Урманское | 221. Южно-Матюшкинское |
| 40. Ельцовская | 98. Лоньтыняхское | 160. Северо-Фестивальное | 222. Южно-Мыльджинское |
| 41. Западное | 99. Лугинецкое | 161. Северо-Черталинское | 223. Южно-Пионерское |
| 42. Западно-Еллейское | 100. Лымжинское | 162. Северо-Юлжавское | 224. Южно-Поселковое |
| 43. Западно-Кагальское | 101. Лысогорское | 163. Северо-Ютымское | 225. Южно-Соснинское |
| 44. Западно-Карайское | 102. Львовское | 164. Сельвейкинское | 226. Южно-Табаганское |
| 44. Западно-Катыльгинское | 103. Майское | 165. Сенькинское | 227. Южно-Тамбаевское |
| 45. Западно-Ключевское | 104. Малореченское | 166. Сибкраевское | 228. Южно-Чкаловское |
| 45. Западно-Колпашевское | 105. Мартовское | 167. Склоновое | 229. Южно-Фестивальное |
| 46. Западно-Крапивинское | 106. Матюшкинское | 168. Смоляное | 230. Южно-Урманское |
| 47. Западно-Крыловское | 107. Медведевское | 169. Снежное | 231. Южно-Черемшанское |
| 48. Западно-Лугинецкое | 108. Мирное | 170. Соболиное | 232. Южно-Александровское |
| 49. Западно-Моисеевское | 109. Можанское | 171. Солоновское | |
| 50. Западно-Олимпийское | 110. Моисеевское | 172. Сомовское | |
| 51. Западно-Останинское | 111. Мурасовское | 173. Сосновское | |
| 52. Заячь | 112. Мыльджинское | 174. Столбовое | |
| 53. Захарютинское | 113. Назинское | 175. Стрежевское | |
| 54. Зимнее | 114. Налимье | 176. Ступенчатое | |
| 55. Игольское | 115. Нарымское | 177. Сутыгинское | |
| 56. Игольско-Таловое | 116. Нижнетабаганское | 178. Таволгинское | |
| 57. Инкинское | 117. Никольское | 179. Тагайское | |
| 58. Казанское | 118. Новоникольское | 180. Тайжинское | |
| 59. Калиновое | 119. Ноябрьское | 181. Таловое | |

Таблица 2.3 – Объекты геолого-геофизического исследования

п/п	Разнофациальные объекты исследования	Возраст	Стратиграфическая приуроченность (свита)	Район исследования
	Элювиальные и пролювиальные базальные горизонты основания осадочного чехла	T-J₁₋₂	шеркалинская, урманская, тогурская, иланская, макаровская, тюменская	Широтное Приобье, Бакчарская, Усть-Тымская, Нюрольская, Пайдугинская впадины, Колтогорский прогиб, Красноленинский свод
	Аллювиальные отложения пластов Ю₁₆₋₁₃	J₁₋₂	урманская, шеркалинская, тюменская, салатская, радомская	Бакчарская, Усть-Тымская, Нюрольская, Пайдугинская впадины, Колтогорский прогиб
	Озерно-болотные отложения Ю₁₂₋₃	J₁₋₂₋₃	салатская, тюменская	Широтное Приобье, Бакчарская, Усть-Тымская, Нюрольская, Пайдугинская впадины, Колтогорский прогиб, Пудинский мегавал, Александровский, Сургутский своды; Парабельский мегавал
	Дельтовые и эстуариевые отложения пластов горизонтов Ю-2 и Ю-1	J₂₋₃	тюменская, васюганская, наунакская	
	Прибрежно-морские отложения горизонта Ю-1	J₂₋₃	васюганская, наунакская	Каймысовский, Нижневартовский, Александровский, Средневасюганский, Ажарминский, Пыль-Караминский, Пудинский, Парабельский, Вартовский, Сургутский мегавалы и своды
	Относительно глубоко-водно-морские отложения	J₃-K₁	тяжинская, марьяновская, баженовская, куломзинская	Ханты-Мансийская впадин, Ляминский прогиб
	Неокомские мелководно-морские пласты группы АС₁₀-АС₁₁-АС₁₂	K₁	черкашинская	Красноленинский свод
	Пласты вагтовой и прибрежно-морской зон. Пласты группы ВК	K₁	викуловская	Мессояхская наклонная гряда, Большехетская впадина
	Пласты ПК₁₋₃ приливно-отливного и дельтового генезиса	K₂	покурская	

На основе уточненной и детализированной стратиграфии нижнеюрской осадочной толщи, проведена детальная корреляция, и выделены основные типы разрезов урманской свиты ($J_{1h-s-pl}$) (*Сенькинский, Широтный, Толпаровский, Южно-Фестивальный, Северо-Тамбаевский*) и тогурской свиты (J_{1t_1}) (*Крыловский, Нижне-Табаканский, Урманский*). Установлена тесная взаимосвязь вещественного состава описываемых отложений, их толщин и пространственного размещения с местными источниками сноса. Впервые для юго-востока Западной Сибири составлены детальные палеогеографические карты, характеризующие основные компоненты палеоландшафтов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского веков. Выделены и охарактеризованы генетические типы коллекторов пролювиально-аллювиального генезиса. Дано описание факторов, контролирующего формирование ловушек УВ (Литолого-физические характеристики..., 1992; Литология и условия формирования..., 1993-1994; Литология и палеогеография..., 1995; Обобщение результатов исследования..., 1996; Атлас литогенетических типов..., 1997; Чернова, 2002).

Среднеюрские отложения изучены при проведении полевых работ в Каргасокской и Среднеवासюганской НГР. Детальное макроописание керн и последующие литолого-фациальные исследования позволили выделить 26 литогенетических типов, характеризующих 10 фаций преимущественно континентального генезиса (макрофации: пролювиальные, флювиальные, озерные, болотные) (Обобщение результатов исследования..., 1996; Атлас литогенетических типов..., 1997; Чернова, 2010; Мищенко, Чернова, 2012)

Алеврито-песчаные пласты горизонтов Ю-2 и Ю-1 (пахомовской пачки, васюганской и наунакской свит) изучены при проведении биостратиграфических, литолого-фациальных и петрофизических исследований с целью выявления условий формирования, особенностей строения и установления степени влияния сульфидных образований на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири и Широтного Приобья (Влияние сульфидных образований..., 1990; Обобщение результатов исследования..., 1996; Литолого-физические характеристики..., 1996; Атлас литогенетических типов..., 1997; Атлас литотипов и фаций..., 1999; Литолого-фациальные предпосылки..., 2001; Разработка и внедрение

...2002; Чернова, 2003; Анализ разработки ..., 2004; Чернова, 2006, 2008, 2009, 2010, Условия формирования верхнеюрской ..., 1999; Чернова, Жуковская, 2010; Чернова, Жилина, 2011; Алексеев, Чернова, Амон и др., 2014).

Систематизация результатов многолетних комплексных литолого-фациальных исследований юрского комплекса отложений, изученных по керну глубоких скважин нефтяных и газовых месторождений, с подробной характеристикой генетических признаков, изученных отложений, приведена в «Атласе литогенетических типов терригенных отложений юры томской области» (Ежова, Чернова..., 1997).

Нижнемеловые отложения изучались при описании керн скважин, пробуренных в пределах Приобской зоны нефтегазонакопления и Красноленинского свода. Фациальный состав, строение и условия формирования тонкослоистых коллекторов верхней (продуктивной) части викуловской свиты (группы ВК₁₋₃) описаны при выполнении комплексного литолого-фациального изучения нижнемеловых отложений, развитых в пределах Красноленинского свода. В ходе исследований установлены закономерности в строении, подробно охарактеризованы фации зоны перехода континентальных отложений в прибрежно-морские. Выполнены палеогеографические реконструкции и построена сводная модель для группы коллекторов ВК₁₋₃. Определено, что их формирование происходило в условиях приливно-отливного побережья, с попеременно выдвигающимися лопастями песчаных конусов выноса (дельтовых потоков) и формированием вдольбереговых песчаных гряд – баров (Алексеев, Амон, Федоров, Глебов, Залевский, Качкин, Лебедев, Чернова, 2009-2011).

Низкопроницаемые коллекторы черкашинской свиты (пласты гр. АС-4, АС₁₀-АС₁₁-АС₁₂), изучены при седиментологическом исследовании нижнемеловых отложений Приобского и Приразломного нефтяных месторождений, а также при исследовании продуктивных пластов группы АВ₁₋₃ нижнемеловых отложений Широкого Приобья (Алексеев, Амон, Валеев, Лац, Чернова и др., 2014).

Верхнемеловые массивные слабосцементированные отложения верхов покурской свиты (группа пластов ПК₁₋₃), распространенной в пределах северных

арктических территорий Гыданского полуострова изучены при описании литолого-фациальных особенностей строения по керну скважин, пробуренных в пределах Мессояхской наклонной гряды и Большехетской впадины (Чухланцева, Чернова, 2014, 2015).

Обширный комплекс разноплановых исследований включал приемы системного генетического, стратиграфического, литолого-фациального, палеогеографического, биостратиграфического, формационного, петрофизического анализов, а также интерпретацию данных геофизических исследований (ГИС) по всем скважинам, изученным в ходе проводимых работ. С позиций электрометрического анализа рассмотрены **10 170** кривых ПС и ГК, позволившие выделить типовые электрометрические модели для каждого типа природного резервуара.

Объем фактического материала, изученного автором, и виды аналитических исследований приведены в Таблицах 2.4. и 2.5. Керновый материал детально описан в региональном базовом кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» (1999-2017 гг.), в кернохранилище ТННЦ НК «Роснефть» (2009 г.) и в кернохранилище ЗАО «Нефтеком» (2009; 2014 гг.) г. Тюмени. Всего описано **13 123,7** погонных метра керна, изучено **17 780** образцов керна (Таблица 2.5.).

Таблица 2.4 – Объем фактического материала

№ п/п	Площади и скважины, по которым изучен керн	Кол-во образцов / погонные метры	Возраст	Структурный элемент, в пределах которого находится скважина	
1.	Арчинская	40	19/33	J ₁₋	Нюрольская впадина
2.		41	22/28	J ₁₋	
3.		43	18/24	J ₁₋	
4.		44	44/67	PZ-J ₁₋	
5.		45	39/69	PZ-J ₁₋	
6.		46	15/38	J ₁₋	
7.	Болтная	1	23/54,7	J ₃	Александровский мегавал
8.		2	16/22		
9.		3	28/34,4	J ₃	
10.	Бурановская	2	59/82	J ₂₋₃	
11.	Вахская	76	52/24,4	J ₂₋₃	
12.		77	19/27,4		
13.		79	24/15,4		
14.		85	38/19,1	J ₃	
15.		86	62/19		

16.		88	21/28		
17.		89	141/68,9		
18.		90	96/35,3	J ₂₋₃	
19.		92	218/117,3	J ₁₋₂₋₃	
20.		95	71/28	J ₃	
21.		97	174/156,3		
22.		98	199/49,9	J ₂₋₃	
23.		99	72/37,2		
24.		108	149/66	J ₃	
25.		600	28/29	J ₃	
26.		780	69/38	J ₃	
27.		941	51/73	J ₃	
28.		1225	40/30,5		
29.		1230	30/24,7	J ₃	
30.		2525	67/25,8	J ₃	
31.	Вездеходная	1	90/117	J ₁₋₂₋₃	Ажарминский свод
32.		2	118/180	J ₁₋₂₋₃	
33.	Водораздельная	3	120/75	J ₁₋₂₋₃	Приколтогорский прогиб
34.	Воскресенская	1	43/68,2	J ₁₋₂₋₃	Усть-Тымская впадина
35.		2	28/39,5	J ₁	
36.	Восток	1	266/280	J ₁₋₂₋₃	Ажарминский мегавал
37.		3	176/239		
38.	Герасимовская	8	43/107,9	J ₂₋₃	Нюрольская впадина
39.		16	83/116,9	J ₁₋₂₋₃	
40.	Глуховская	5	114/159	J ₁₋₂₋₃ - K ₁	Приколтогорский прогиб
41.	Головная	353	155/99	J ₂₋₃ - K ₁	
42.	Двойная	1	37/32	J ₁₋₂	Зона сочленения Усть-Тымской впадины и Парабельского мегавала
43.		3	70/38	J ₁₋₂₋₃	
44.	Двуреченская	11	33/24,7	J ₂₋₃	Каймысовский свод
45.		13	85/25,8	J ₃	
46.		15	112/25,9	J ₃	
47.		29	44/78,1	J ₃	Каймысовский свод
48.		204	81/26,3	J ₂₋₃	
49.		430	69/29,7	J ₃	
50.		521	110/32,2	J ₂₋₃	
51.	Еллейская	1	65/66,9	J ₁₋₂	Нюрольская впадина
52.		2	29/26,3	J ₁₋₂	
53.	Западно-Катыльгинская	13-Р	42/15,9	J ₃	Каймысовский свод
54.	Западно-Карасевская	70	34/43	J ₂₋₃	
55.		72	69/67		
56.		73	78/54		
57.		74	114/59,87		
58.	Западно-Ключевская	68	98/48,9	J ₂₋₃	Средневасюганский мегавал
59.	Западно-	220	32/41,2	J ₃	Каймысовский свод

60.	Крапивинская	223	41/16,9		
61.		342	36/19		
62.		387	42/16		
63.		412	50/27		
64.		472	37/26		
65.	Западно-Крыловская	1	97/112,6	J ₁₋₂	Бакчарская впадина
66.		2	165/88,5	J ₁₋₂	
67.	Западно- Лугинецкая	184	180/125,1	J ₂₋₃	Пудинский мегавал
68.		187	189/33,25	J ₃	
69.		188	132/68	J ₂₋₃	
70.		189	91/49	J ₂₋₃	
71.		191	153/88	J ₂₋₃	
72.		580	197/167	J ₂₋₃	
73.	Западно- Малобалыкская	31	64/86	K ₁	Сургутский свод
74.	Западно-Мессояхская	202	180/67	K ₂ ПК _{1,3}	Мессояхская наклонная гряда
75.	Западно-Моисеевская	20	24/25,7	J ₃	Каймысовский свод
76.		21	42/20,8	J ₃	
77.		22	119/69,5	J ₂₋₃	
78.		24	48/57	J ₃	
79.		25	69/46	J ₂₋₃	
80.		30	154/99	J ₂₋₃	
81.		589	65/32,9	J ₃	
82.		637	72/26,8	J ₃	
83.	Западно-Полуденная	22	54/34	K ₁	Нижневартовский свод
84.	Западно-Сомовская	10	45/62,8	J ₂₋₃	Нюрольская впадина
85.		11	32/82,8	J ₂₋₃	
86.	Игольская	140	28/22	J ₃	
87.		155	25/32		
88.		181	28/26		
89.		213	22/20		
90.		226	18/31		
91.		817	47/46,1		
92.		1032	31/29		
93.		1124	30/20		
94.	Игольско-Таловая	2602	45/36	J ₃	
95.		1302	73/28		
96.		506	62/45		
97.	Казанская	14	85/37,8	J ₃	Нюрольская впадина
98.		15	59/99	J ₂₋₃	
99.		16	60/71,6	J ₂₋₃	
100.		17	25/39	J ₂₋₃	
101.		122	28/30	J ₃	
102.	Калиновая	11	26/38	PZ-J ₁	
103.		14	40/69	PZ-J ₁	
104.	Каменная		35/15,6	K ₁ ВК _{1,3}	Красноленинский свод
105.	Карайская	1007	58/54	J ₃	Нюрольская впадина

106		1306	69/42			
107	Карасевская	61	122/78	J ₂₋₃	Каймысовский свод	
108		62	112/75			
109	Катыльгинская	105	38/18,3	J ₂₋₃		
110		207	39/21,9	J ₃		
111		287	42/18,2			
112		420	16/23			
113		431	22/24,4			
114		481	54/21,4			
115	Киев-Еганская	361	112/41,93	J ₃		Усть-Тымская впадина (северо-восточная часть)
116		362	312/99,42	J ₃ -K ₁		
117		364	137/40,22	J ₃		
118		366	351/109,4	J ₂₋₃		
119		367	300/145,7	J ₂₋₃ -K ₁		
120		370	155/48,18	J ₃ -K ₁		
121		371	210/59	J ₂₋₃		
122		372	186/114	J ₂₋₃		
123	Киньяминская	1057	56/13,87	J ₃	Киньяминский структурный нос (южная часть)	
124		697	34/14,7	J ₃		
125		801	17/37	J ₃		
126		841	26/27,24	J ₂		
127		842	37/19,42	J ₂₋₃		
128	Ключевская	214	59/34	J ₂₋₃	Средневасюганский мегавал	
129	Колотушная		32/29,8			
130	Кошильская	358	27/27,7	J ₃	Александровский мегавал	
131	Крапивинская	59	29/42,9	J ₃	Каймысовский свод	
132		102	24/35,6	J ₃		
133		104	37/44,8	J ₃		
134		156	54/32	J ₃		
135		190	32/27,5	J ₃		
136		191	23/23,4	J ₃		
137		195	22/17,9	J ₃		
138		205	30/15,1	J ₃		
139		208	26/25,2	J ₃		
140		212	27/15,7	J ₃		
141		224	41/28,9	J ₃		
142		314	17/58,2	J ₃		
143		374	50/28,1	J ₃		
144		494	54/24,9	J ₃		
145	Крыловская	1	69/118	J ₁₋₂	Бакчарская впадина	
146		2	54/95	J ₁₋₂		
147	Кыкинская	2	39/41,3	J ₂₋₃	Усть-Тымская впадина	
148	Линейная	6	15/22,5	J ₃		
149		7	20/25,9			
150	Ломовая	348	16/21,2	J ₃	Каймысовский свод	
151		351	60/19			

152	Лугинецкая	177	117/98	J ₂₋₃	Пудинский свод (Томская область)
153		190	18/112,7		
154		276	145/59,2		
155		521	195/44,4		
156		727	48/34,7		
157		734	57/34,4		
158		761	32/25,6		
159		778	124/76,4		
160		780	78/52,5		
161		804	111/47,9		
162		807	58/43,7		
163		850	132/71,9		
164		1166	80/25,7		
165		1178	70/48		
166		1221	48/28		
167	1313	196/31,4	J ₂₋₃		
168	Лымжинская	1	73/103,5	J ₁₋₂	Усть-Тымская впадина
169	Лысогорская	10	77/60,8	J ₁₋₂	
170		11	27/75,5	J ₁₋₂	
171	Майская	392	200/78,9	J ₃	Нюрольская впадина (Томская область)
172		393	167/167	J ₁₋₂₋₃ K ₁	
173		397	75/46,5	J ₃	
174		568	252/83,1	J ₁₋₂₋₃	
175		569	312/104,6	J ₁₋₂	
176		572	170/87	J ₁₋₂	
177		633	138/118	J ₁₋₂	
178		698	156/147	J ₁₋₂₋₃	
179	Матюшкинская	8	56/34	J ₂₋₃	Приколтогорский прогиб
180	Мыльджинская	62	59/77,4	J ₂₋₃	Васюганский мегавал
181	Нижне-Лугинецкая	200	149/39	J ₂₋₃	Пудинский мегавал
182		201	138/44	J ₂₋₃	
183		203	97/39	J ₃	
184		204	129/67	J ₃	
185		205	221/132	J ₂₋₃	
186		206	79/80	J ₃	
187	Нижне-Табаганская	4	30/69	J ₁₋₂	Нюрольская впадина
188		16	25/44		
189		20	18/38		
190	Нюльгинская	1	19/68,4	J ₁₋₂	Приколтогорский прогиб
191	Онтонигайская	6	45/47,54	J ₃	Каймысовский свод
192		13	40/38,8		
193		14	38/38,4		
194		15	59/44,5		
195		18	49/32,3		
196		31	64/14,85		
197	Передовая	192	68/112	J ₁₋₂₋₃	Усть-Тымская впадина
198	Первомайская	895	13/24	J ₃	Каймысовский свод

199		914	26/4		
200		1105	17/11,3		
201		2281	182/27,9	J ₂₋₃	
202		2286	40/10,7		
203	Приобская	72	36/25,7	K ₁	Зона сочленения Тундринской котловины, Фроловско-Тундринской деп-рессии и Салымского куполовидного поднятия
204		236	45/57		
205	Приразломная	6080	38/26,8		
206	Проточная	3	18/54,8	J ₃	Александровский мегавал
207		4	38/39,5		
208		6	27/48,3		
209	Салатская	1	118/84,2	J ₁₋₂₋₃	Усть-Тымская впадина
210	Северо-Вахская	1038	44/39,2	J ₂₋₃	Александровский мегавал
211		1230	42/52		
212	Северо-Калиновая	26	49/78,4	J ₁₋₂₋₃	Нюрольская впадина
213		28	76/134,5	J ₁₋₂₋₃	
214		29	47/39,5	J ₁₋₂₋₃	
215		31	120/97,5	J ₁₋₂₋₃	
216	Северо-Карасевская	66	58/44	J ₁₋₂₋₃	Каймысовский свод
217		67	56/52		
218	Северо-Лугинецкая	191	74/83,7	J ₃	Пудинский мегавал
219	Северо-Пионерская	1	144/42,8	J ₁₋₂	Колтогорский мегапрогиб
220	Северо-Тамбасовская	1	92/72	J ₁₋₂₋₃	Нюрольская впадина
221		2	67/48,4		
222	Северо-Урманская	11	45/52	J ₁	
223	Северо-Черталинская	400	27/45,2	J ₁₋₂	
224	Северо-Фестивальная	1	62/88,8	J ₁	
225		2	63/80,7	J ₁₋₂	
226		3	318/158	J ₁₋₂₋₃ K ₁	
227	Сельвейкинская	1	65/80,9	J ₃	Парабельский мегавал
228	Сенькинская	37	60/98,2	J ₁₋₂	
229		38	54/77,2		
230	Склоновая	21	59/67,4	J ₁₋₂	
231	Снежная	133	115/59,5	J ₃	Парабельский мегавал
232		135	195/47,31		
233		446	128/41,52		
234		170	157/58		
235	Соболиная	175	41/75,8	J ₂₋₃	Парабельский мегавал
236		178	69/88	J ₁₋₂	
237	Средне-Соболиная (Гуралинская)	181	24/46,6	J ₂₋₃ – K ₁	
238	Среднеугутская	92	35/38,9	J ₂	Нижневартовский свод
239	Стрежевская	29	14/46,4	J ₃	Нижневартовский свод
240		43	58/39,4	J ₃	
241		164	47/50,2		
242		175	10/26	K ₁	
243	Ступенчатая	5	38/48,8	J ₃	Зона сочленения Парабельского мегавала и Усть-Тымской впадины
244		6	42/52	J ₃	

245		7	28/44,2	J ₃	
246	Таловая	1106	87/27	J ₃	Нюрольская впадина
247		1306	69/17,3		
248		2202	148/46		
249		3002	73/39,9		
250	Тамбаевская	1	54/38,6	PZ-J ₁₋₂₋₃	
251		2	39/44,7	PZ-J ₁₋₂	
252	Тамратская	1	42/37,9	J ₁₋₂	
253	Толпаровская	1	215/197,9	J ₁₋₂	Усть-Тымская впадина
254		2	117/98	J ₁₋₂₋₃	
255		3	86/116,7		
256	Трассовая	316	78/116	J ₁₋₂₋₃	
257		318	54/72		
258	Ураловская	302	75/99	J ₁₋₂₋₃	
259		303	112/98,2	J ₁₋₂	
260		304	58/77,4	J ₁	
261		Урманская	3	51/83	
262	6		69/61,6	J ₁₋₂₋₃	
263	9		76/64,8	J ₁₋₂	
264	10		22/28	J ₁	
265	Фестивальная	256	330/228,5	J ₁₋₂₋₃ - K ₁	Нюрольская впадина
266		257	268/168,5		
267		259	170/148,8		
268	Хылькинская	1	46/71	J ₁₋₂	
269		2	76/18		
270	Чагвинская	4	162/187	J ₁₋₂₋₃ K ₁	
271	Чкаловская	26-Р	24/32,6	PZ- J ₁	Александровский мегавал
272	Шингинская	299	80/130,2	J ₂₋₃	Усть-Тымская впадина
273		300	24/60		
274	Широтная	50	78/119	J ₁₋₂₋₃	Нюрольская впадина
275		51	85/76	J ₁₋₂₋₃	
276		53	54/69	J ₁₋₂₋₃	
277	Южно-Карасевская	75	62/21,6	J ₂₋₃	Каймысовский свод
278	Южно-Пыжнинская	1	459/369	J ₁₋₂₋₃ K ₁₋₂	Нюрольская впадина
279	Южно-Табаганская	132	38/22,8	J ₁	
280		133	24/30,2		
281		134	18/26,89		
282		136	43/30,6		
283	Южно-Тамбаевская	76	48/64,8	PZ-J ₁₋₂	
284		77	52/38,9	PZ-J ₁₋₂	
285		78	68/46,8	J ₁₋₂	
286	Южно-Урманская	2	40/36,9	J ₁₋₂	
287	Южно-Черемшанская	335	44/30	K ₁	Колтогорский мегапрогиб
288		554	65/28,9	K ₁	
289	Южно-Фестивальная	1	59/118	J ₁₋₂₋₃	Нюрольская впадина
290		2	57/49		
291		5	158/189		
292	Ясная	20	325/252,1	J ₁₋₂₋₃	Усть-Тымская впадина
293		21	314/216,7		

Таблица 2.5 – Объем аналитических исследований

п/п	Виды исследований	Количество
1	Детальное послойное макроописание керновых разрезов скважин	293 скважин, пробуренных в пределах 99 разведочных и эксплуатационных площадей; описано 13 123,7 погонных метров керна
2	Текстурный анализ	13 200 образцов
4	Гранулометрический анализ	355 образцов
5	Построение гранулометрических (седиментологических) колонок	416
6	Минералого-петрографический анализ (описание и фотографирование шлифов)	5 400 шлифов
7	Палинологический анализ	277 образцов
8	Ихнологический анализ	356 образцов
9	Макрофаунистический анализ	59 образцов
10	Микрофаунистический анализ	80 образцов
11	Анализ малых геохимических элементов в разнофациальных глинистых толщах: (B, Ga, Sr, Ba %) и отношений B/Ga, Sr/Ba (спектральный количественный анализ)	125 проб
12	Электрометрический анализ	10 170 кривых ПС и ГК
13	Литолого-фациальный анализ (выделение литогенетических типов, фаций и обстановок седиментации)	17 780 образцов
14	Фациально-циклический анализ	140 разрезов скважин
15	Построение гранулометрических (седиментологических) колонок	416
16	Построение разрезов, литолого-фациальных карт по изучаемым объектам	
17	Фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость, карбонатность)	около 8 000 определений
18	Расчет петрофизических алгоритмов (RQI, FZI, HFU)	3 800 образцов
Примечание: цветом выделены виды анализа, проведенные лично автором		

2.1. Вещественно-петрографические методы

Как известно, лабораторные методы исследования осадочных горных пород представляют собой достаточно обширный комплекс, позволяющий всесторонне исследовать вещественный состав пород-коллекторов. Согласно традиционным основам петрографических исследований, широко освещенных в научной литературе (Логвиненко, 1974; Романовский, 1977; Петтиджон, 1981; Черников, 1981, Методы..., 1984; Шванов, 1987; ...), для алеврито-песчаных пород подсчитывался петрографический и гранулометрический составы. Частично вещественно-петрографическая характеристика пород выполнена автором, большей частью заимствована из фондовых материалов производственных нефтегазовых организаций и научно-исследовательских отчетов по изучаемым нефтегазоносным объектам Западной Сибири. В ходе аналитических исследований анализировались количественные подсчеты вещественного, гранулометрического состава, цементы, структурные параметры, наличие акцессорных и аутигенных (пирит, сидерит, глауконит и др.) минералов, включения органического вещества, постседиментационные преобразования, а также характер пустотного пространства. Типы контактов между обломочными компонентами описаны с использованием классификации, описанной Г.Н. Перозио (Постседиментационные..., 1987).

При анализе морфологии различных типов цемента применялась классификация В.Н. Шванова (1987). Для диагностики основных породообразующих минералов глинистых пород тонкие фракции ($<0,002$ мм) алеврито-глинистых пород исследовались рентгеноструктурным и количественным спектральным методами. В ходе исследования кернового материала было проанализировано детальное описание около 5 400 шлифов, а также результаты рентгеноструктурного анализа 100 проб алеврито-глинистых пород и выделенных из них фракций $<0,002$ мм, количественный спектральный анализ на В, Ga, Sr, Ba – 125 проб.

Изучение гранулометрического состава алевритовых и песчаных пород определялось путем подсчета размерности осадочных зерен в шлифах при анализе сочетаний песчаной, алевритовой и глинистой фракций. При определении гранулометрического типа породы использована принятая в отечественной практике десятичная классифи-

кация гранулометрического состава пород, ранее принятая в Московском нефтяном институте (Систематика..., 1998). При исследовании учитывались структурные компоненты пород, слагающих объекты исследования, анализировались их гранулометрические коэффициенты. Количественная оценка параметров и гранулометрических распределений (средний и медианный диаметр, коэффициент сортировки и др.) проводились с использованием корреляционного, кластерного и факторного анализов с применением стандартной программы «Statistica». Коэффициент отсортированности (S_o) определялся по П. Траску: $S_o = \sqrt{(Q_3/Q_1)}$:

- 1) хорошо отсортированные ($S_o = 1,0 \div 1,58$);
- 2) средне сортированные ($S_o = 1,58 \div 2,12$);
- 3) плохо сортированные осадки ($S_o > 2,12$) (Шванов, 1969).

2.2. Седиментологические методы исследования (визуальное макрописание керновых последовательностей)

Успешный анализ особенностей строения ископаемых осадочных толщ является в большей степени синергетическим процессом, который предполагает использование всех известных седиментологических, палеонтологических, геохимических, геофизических, ихнологических сведений. Только при комплексной постановке вопроса данный подход является достаточно действенным инструментом анализа фаций и последующих палеоландшафтных реконструкций.

В основе проведенных детальных литолого-фациальных исследований кернового материала, характеризующего особенности геологического строения юрско-меловых природных резервуаров лежит методика изучения характерных черт строения осадочных горных пород, обусловленных физико-химическими условиями среды седиментации в древнем осадочном бассейне. Выделение литогенетических типов и описание фациальных последовательностей проводилось на основании анализа и синтеза генетических признаков осадочной породы. Для этого во всех выделенных подразделениях юры и мела, характеризующих типовые природные резервуары, производился отбор

керна с детальным послойным описанием разрезов, с выделением и описанием первичных генетических признаков, в качестве которых рассмотрены: *цвет породы, минеральный состав, структура, текстура, цемент, характер границ между слоями, ритмичность, остатки флоры и фауны, форма залегания, контакты и переходы*. При описании кернового материала автор придерживался следующей последовательности описания признаков:

Тип и название породы даны в соответствии с классами общепринятой классификации терригенных осадочных пород, с указанием типа осадочного материала (терригенный, биогенный, хемогенный, вулканогенный и т.д.) (Систематика..., 1998). Согласно общепринятым принципам номенклатуры при классификации описываемых осадочных комплексов название породы дано по преобладанию (свыше 50%) какого либо ее компонента (фракции или минерала), т.е. порода рассматривалась в качестве монолитной. Среди группы монолитных пород, при описании были выделены аргиллиты, алевролиты, песчаники, карбонаты (преимущественно известняки), силициты. Карбонатные и обломочные породы с карбонатным цементом определены с опробованием 10% HCl. Нижний предел содержания минерала (фракции), рассматриваемого в качестве породообразующего, название которого входит в название породы, принимался равным 5%. Компоненты породы, содержащиеся в количестве более 5%, входят в название породы в качестве прилагательного. Если содержание ни одного компонента породы не превышало 50%, порода рассматривалась в качестве смешанной, ее название определялось всеми компонентами, содержащимися в интервале 5-50%, как прилагательными. Группа смешанных пород представлена классами: кремнеземисто-глинистых, глинисто-кремнеземистых, глинисто-карбонатных пород. При определении пород в качестве монолитных или смешанных, их состав приведен по убыванию содержания слагающих эти породы компонентов. При наличии 3-х компонентов (песчаник м/з – 60%, кальцит – 25%, глина – 15%) порода называлась *«песчаник мелкозернистый глинисто-известковистый»*. Примесь в количестве до 10% обозначалась предлогом «с» - *«песчаник с прослойками алевролита»*. При возрастании количества примеси от 10 до 25% название основного компонента дано в форме существительного, название дополнительного компонента – в форме прилагательного, с окончанием

«ый» («песчаник алевритистый»). При содержании примеси в количестве от 25 – 50% название основного компонента дано в форме существительного, название дополнительного компонента выделялось наречием «сильно» («песчаник сильно глинистый»).

Цвет (окраска породы) фиксировалась в сухом образце и образце смоченном водой, определялась его первичная седиментогенная или вторичная приобретенная природа.

Структура породы определялась по величине и форме обломочных частиц, слагающих породу (гранулометрический состав), с указанием их количественного соотношения, минерального состава, направленности изменения крупности зерен, с определением степени сортировки и окатанности осадочных зерен, количества примесей. При визуальном изучении керна, название структуры данное в первом приближении, уточнялось изучением образцов пород в шлифах.

Минеральный состав охарактеризован в соответствии с минералами, слагающими породу, с указанием моно-, олиго- или полимиктовости породы.

Текстура породы определялась в соответствии с пространственным расположением и соотношением составных частей породы. При названии текстур использованы методические рекомендации М.В. Викуловой, А.В. Хабакова (1962), Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), P.J. Pettijohn, P.E. Potter (1964), В.П. Алексеева (2002, 2007), Р. Шрока (1950), R.G. Walker, P.J. Noel (1992), R.Ch. Selley (2000), опубликованные Атласы текстур, а также авторские наработки (Чернова О.С., 2007, 2009, 2011).

Растительные остатки охарактеризованы по степени сохранности (хорошая, плохая, обрывки, корни, детрит), с указанием количества и характера распределения в керне (обильное, малое, послойное, рассеянное, беспорядочно-ориентированное), характера захоронения (аллохтонное, автохтонное), типа (водные или континентальные), в шлифах определялись наличие органического вещества, его тип и характер распределения.

Фаунистические остатки (макро- и микрофауна), найденные в керне скважин, были задокументированы и направлены на определение специалистам, с указанием точного места взятия образца. При макроописании фиксировалось: 1) количество фауны (отпечатки, отражающие внешнее строение животного, выраженное в структуре ра-

ковин и панцирей, ядра раковин, части скелетных форм); 2) ее распределение по разрезу (послойное, вертикальное, единичные образцы); 3) степень сохранности (хорошая, плохая, обломок, детрит); 4) родовой и видовой состав (после определения специалистов); 5) наличие следов жизнедеятельности организмов (ихнофоссилий) и характер их проявления (топонимия, количество). Ихнофоссилии, показывающие степень нарушенности осадка, фиксировались и определялись по методическим разработкам А. Зеллахера, Дж. Пембертона и Р. Фрея, А. Ухмана (Pemberton, Frey, 1982; Seilacher, 1964, 1967; Uchman, 1995).

Минеральные включения и конкреции, представляющие собой стяжения минералов, образовавшиеся во вмещающем осадке и конкреционные гальки, и валуны, вымытые из первоначального осадка и перенесенные, либо отложенные в новом месте (*аллохтонные гальки*) часто присутствуют в кернах скважин. При детальном послойном описании горизонта, содержащего какие-либо конкреции, отмечались: 1) состав; 2) количество, размеры, частота встречаемости; 3) форма конкреционных тел (лепешковидная, округлая, сфероидная, радиально-лучистая, ветвистая, линзовидная и т.п.), а также характер залегания в разрезе (прослой, одиночные стяжения, цепочечные); 4) положение в разрезе всех прослоев, содержащих конкреционные тела, с указанием их мощности. Признаками конкреций, сингенетичных породе, являлись: 1) сохранность формы и отдельных деталей скульптуры на поверхности конкреций; 2) отсутствие следов какой-либо механической обработки; 3) иногда постепенный переход тела конкреции к вмещающей породе (особенно в горизонтальном направлении); 4) согласное со слоистостью вмещающих пород залегания подавляющего большинства конкреций, огибание их тела слоями породы или продолжение слоистости вмещающих пород; 5) сходство обломочного материала конкреций и вмещающей породы; 6) сходство состава органических остатков в породе и в конкреции; 7) единство основных признаков, морфологии и строения конкреций в пределах данного конкреционного горизонта (Македонов, Зарицкий, 1968).

За признаки аллохтонного (остаточного) залегания конкреций приняты: 1) совместное нахождение в породе цельных экземпляров и обломков тел конкреций; 2) следы механической переработки; 3) совместное нахождение галек-конкреций различного

цвета и состава; 4) резкое различие гранулометрии обломочного материала и галек-конкреций; 5) следы частичного окисления закисно-железистых минералов.

Контакты и переходы, наиболее четко указывающие на смену условий седиментации, фиксировались в разрезах с указанием характера верхних и нижних поверхностей раздела между различными литологическими типами пород (постепенные, резкие, отчетливые, через переслаивание, эрозионные, размыва, срезания), фиксируя тем самым фациальные переходы, обусловленные сложным сочетанием комплексов отложений, закономерно сменяющих друг друга по латерали. Как известно, любая осадочная последовательность содержит множество свидетельств изменения условий седиментации или ее прекращения, выраженных в поверхностях раздела литологических слоевых единиц. Поэтому при послойном описании разреза особое внимание уделялось детальному описанию межслоевых контактов пород (резкие, четкие, расплывчатые, эрозионные), указывающих, на перерыв в осадконакоплении или изменении фациальных условий, вызванных возможным обмелением или углублением бассейна или же появлением в нем подводных течений. Показателем относительно непрерывного седиментогенеза при медленном чередовании фациальных условий во времени и пространстве являлся плавный постепенный переход одного слоя в другой (постепенное изменение размера зерен породы).

Значение перечисленных признаков достаточно полно отражено в различных атласах, справочниках, научных трудах по литологии и седиментологии (Твенхофел, 1936; Шрок, 1950; Слосс, Крумбейн, Дэплз, 1953; Атлас..., 1956; Жемчужников, Яблоков, 1956; Наливкин, 1956; Ботвинкина, 1957, 1962, 1965; Строение и условия..., 1959; Pettijohn and Potter, 1964; Македонов, Зарицкий, 1968; Рухин, 1969; Атлас..., 1970; Тимофеев, 1970, Градзиньский, Костецкая, Радомский и др., 1980; Селли, 1980, 1981; Прошляков, Кузнецов, 1981; Рейнек, Сингх, 1981; Справочник..., 1983; Македонов, 1985; Лидер, 1986; Логвиненко, Сергеева, 1986; Казанский, 1987; Шванов, 1987; Реддинг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker and Noel, 1992; Фролов, 1995; Вылцан, 2000; Алексеев, 2002; Маслов, Алексеев, 2003; Цейслер, 2004; Тимофеев, 2006; Чернова, 2007, 2009, 2011) и других авторов.

Генетическая принадлежность отложений устанавливалась на основе изучения суммы вышеперечисленных признаков, каждый из которых имел разное весовое значение. Как известно, главными признаками, определяющими осадочную горную породу, являлся вещественный состав, структура и текстура. Именно этим трем важнейшим свойствам осадочных горных пород было уделено наибольшее внимание при проведении литолого-фациального изучения юрско-меловых комплексов.

Рассмотренные генетические признаки были объединены в три крупные группы: 1) – минералого-петрографический состав пород; 2) – остатки древних организмов и следы их жизнедеятельности; 3) – форма залегания осадочных тел. На основании полученных характеристик выделялись литологические, а затем и фациальные типы и подтипы отложений и выяснялись закономерности их формирования и распространения по территории исследования.

В процессе описания каждой скважины составлялись детальные литологические и седиментологические (гранулометрические) колонки с фиксацией выделенных генетических признаков. Построенные колонки привязывались к кривым ПС и ГК.

2.2.1. Тектурный анализ

Ведущим методом исследований являлся тектурный анализ, представляющий собой самостоятельный метод изучения осадочных последовательностей при решении ряда задач нефтегазовой литологии. Основным источником информации для выявления и описания черт строения осадочных горных пород, определяемых способом выполнения пространства, расположением составных частей и их ориентировкой относительно друг друга являлся керн глубоких разведочных и эксплуатационных скважин. Всего для целей тектурного анализа послужили 13 200 образцов керна, изученных в период 1989-2016 гг. (Таблица 2.5., с. 69.).

При изучении текстур, описываемых осадочных пород, автор руководствовался методическими разработками Л.Н. Ботвинкиной (1956, 1962) (Рисунки 2.3. – 2.6.), В.П.

Алексеева (1990) (Рисунок 2.7.) и собственными методическими приёмами (2007, 2009, 2011).

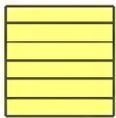
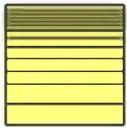
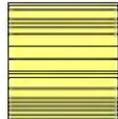
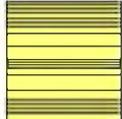
Виды по равномерности распределения в слое	Простая слоистость	Ритмичная слоистость	Серийная слоистость 
Равномерная (однородная)			
Направленно-изменяющаяся (маятниковая)			
Неравномерная (неоднородная)			

Рисунок 2.3 – Морфологическая классификация типов горизонтальной слоистости (по Л.Н. Ботвинкиной, 1965)

Примечание: подтипы, выделялись по величине серий слойков; если серий нет – подтипы не выделялись

Разносторонняя текстурная характеристика и определение морфологических разновидностей видов текстур позволили уточнить генетическую интерпретацию изученных литогенетических типов отложений. Окончательный вывод о генезисе отложений был сделан на основании изучения комплекса генетических признаков, описания и интерпретации текстурных вариаций и проведении ряда установленных графических построений: седиментологические (гранулометрические) колонки, литологические палеопродольные профили, карты изопакит с элементами электрометрии и т.п.

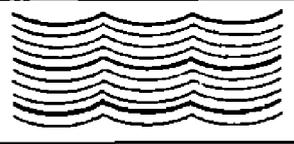
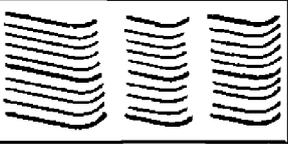
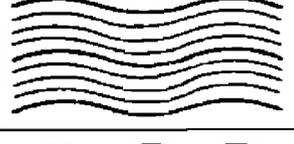
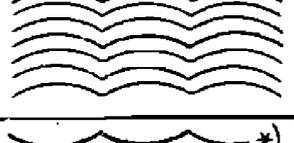
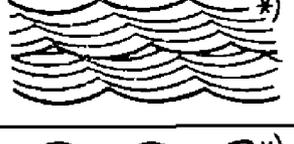
Виды по соотношению серий	Разновидности		
	По форме серийных швов и слоев	По симметричности волн	
		Симметричная	Несимметричная
Параллельная	Вогнутая		
	Вогнуто-выпуклая		
	Выпуклая		
Непараллельная слабо срезанная (смещенная)	Вогнутая		
	Вогнуто-выпуклая		
	Выпуклая		
Непараллельная сильно срезанная (перекрестная)	Вогнутая		
	Вогнуто-выпуклая		
	Выпуклая		

Рисунок 2.4 – Морфологическая классификация типов волнистой слоистости
(по Л.Н. Ботвинкиной, 1965):

*) подтипы, выделенные по характеру рисунка

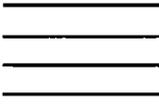
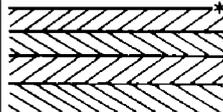
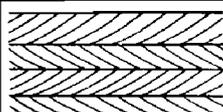
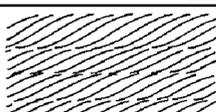
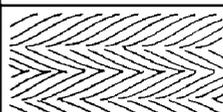
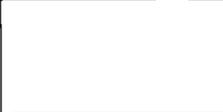
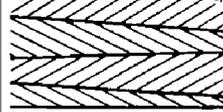
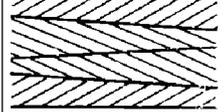
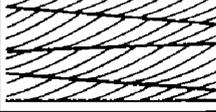
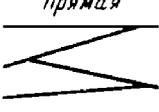
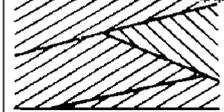
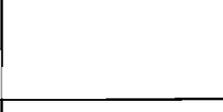
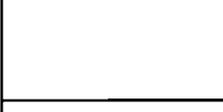
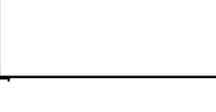
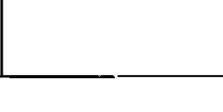
Виды (по соотношению серий) и подвиды (по форме серийных швов)	Разновидности				
	а) по форме слоев		б) по направленности слоев в смежных сериях		
			Однонаправленная	Попеременно	Беспорядочно и разнообразно
Параллельная: 	Прямолинейная				
	Вогнутая (подстилаящая)				
	S-образная (вогнута-выпуклая)				
	Выпуклая				
Непараллельная слабо срезанная: Прямая (клиновидная)  Изогнутая 	Прямолинейная				
	Вогнутая				
	S-образная				
	Выпуклая				
Непараллельная сильно срезанная (в т. ч. перекрестная): Прямая  Изогнутая: 	Прямолинейная				
	Вогнутая				
	S-образная				
	Выпуклая				

Рисунок 2.5 – Морфологическая классификация типов косой слоистости (по Л.Н. Ботвинкиной, 1965):
 (подтипы выделяются по величине серий слоев)

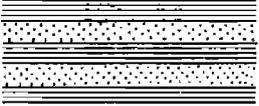
Основной простой тип, с которым связан слож- ный тип	Сложный тип	Схематическая зарисовка
Косая с горизонтальной (чередование типов)	Диагональная	
Косая (группы серий)	а) Наползающая	
	б) Пучковидная в) Елочкой	
Волнистая а) Чередование серий и групп серий разных видов или типов б) и в) Чередование сло- нов с бериями слойков	а) Волнистая многостепенная: 1. Полого-волнистая с мутьдообразной	
		2. Полого-волнистая с косоволнистой
	б) Линзовидно-волнистая в) Линзовидно-полосчатая	
Горизонтальная а) Чередование слойков и серий б) и в) Чередование сло- нов разных масштабов г) Чередование пачек вну- три серий	а) Полосчатая	
	б) Неправильная полосовидная* (биогенная)	
	в) Неправильная линзовидная* (биогенная)	
	г) Серийно-ритмическая	

Рисунок 2.6 – Морфологическая классификация сложных типов слоистости
(по Л.Н. Ботвинкиной, 1965)

*) – типы слоистости чаще всего неясно выраженные

Текстура			Слоистость			
Тип	Вид	Схем. изображение	Тип	Вид	Схем. изображение	
Неслоистая	однородная (массивная)		Косая	параллельная		
	беспорядочная			слабосрезанная		
	пятнистая			сильносрезанная (в т. ч. перекрестная)		
	узловатая		Косо-волнистая	слабосрезанная		
	комковатая			сильносрезанная (мульдообразная)		
	гранулированная			флазерная		
Неяснослоистая	градационная		Линзовидная (линзовидно-волнистая)	слабосмещенная		
	слоеватость	редкими включениями			сильносмещенная	
		слойками			лингоидная	
		сплошная (наслоение)		Полого-волнистая	параллельная	
	скрытая (микрослоистость)		непараллельная слабосмещенная			
Нарушенная	оползанием		Горизонтальная	непараллельная сильносмещенная		
	взмучиванием, в т.ч. фьямме			равномерная		
	следами жизнедеятельности (иллоеды, корневые и пр.)	частичное			направленно изменяющаяся (в т.ч. ритмичная)	
полное			неравномерная (неоднородная)			

Рисунок 2.7 – Общая схема ранжирования текстур (по В.П. Алексееву, 2007)

Следуя классификациям типов слоистости, разработанным Л.Н. Ботвинкиной (1965), особое внимание было уделено изучению морфологических особенностей текстурных форм: мощности серий, соотношению и характеру их границ, форме слойков, их соотношению внутри серий, углам наклона, выделению различных типов слоистых

текстур (горизонтальной, косой, волнистой и их переходным разновидностям), отмечался характер смены слоистости по разрезу, указывались факторы, обусловившие тип каждой текстурной композиции. Для описания литологических последовательностей использовалась седиментологическая терминология, представленная на Рисунке 2.8.

Особенности слоистости	Границы пластов / слоев	Типы групп пластов	Тип слоистости
пласты		простой	простое пластовое залегание
границы пластов		простой	горизонтальнослоистый песчаник
эрозионные граничные поверхности		простой	косая слоистость
серии косых слойков		сложный	переслаивание песчаника / алевролита / глины
седиментационные граничные поверхности		сложный	полосчатый
			с уменьшением зернистости вверх по разрезу
пропласток		простой	тонкослоистый
			с увеличением зернистости вверх по разрезу

Рисунок 2.8 – Схема, иллюстрирующая седиментологическую терминологию, использованную в литолого-фациальных исследованиях

Объективную документацию объектов исследования дало фотографирование образцов керна, исключая субъективные представления о строении изучаемых фациальных комплексов. Создание фотоколлекции проведено лично автором. Полученные цифровые образы фотографий текстур были использованы для составления эталонных коллекций макрофаций, выделенных в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирского осадочного бассейна. Наиболее типовые особенности макрофаций рассмотрены в главе 6. Заключительной важной процедурой текстурного анализа являлось составление типовых Атласов фотографий текстур и литогенетических типов пород изучаемых юрско-меловых отложений. Принципиальная схема текстурного анализа, выполненного автором, приведена на Рисунке 2.9.

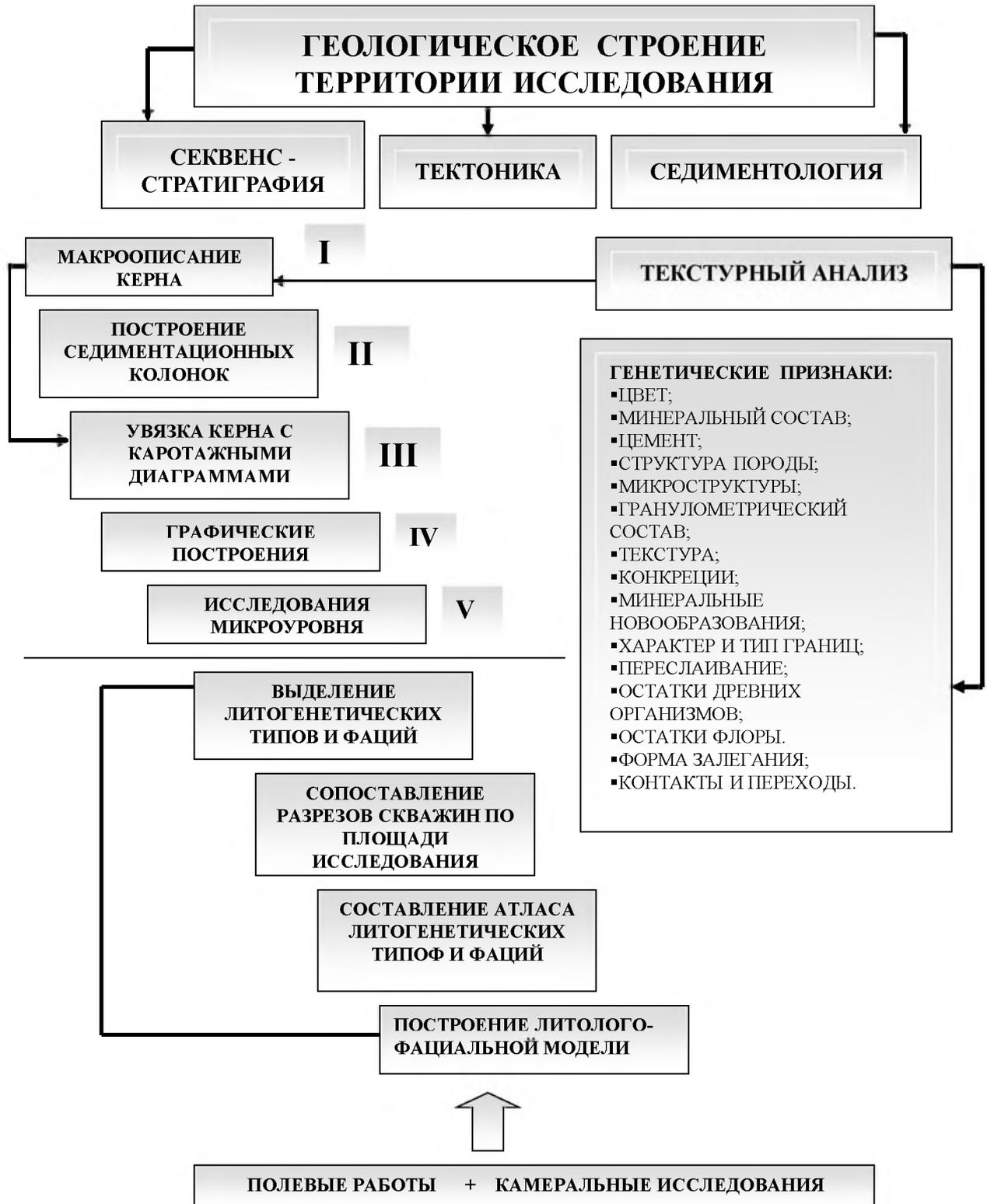


Рисунок 2.9 – Принципиальная схема проведения текстурного анализа

2.2.2. 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. Ихнологический анализ, как метод палеонтологии, получил широкое развитие преимущественно в англоязычных седиментологических школах с появлением обширного количества публикаций, посвященных изучению ихнотекстур, обнаруженных преимущественно в морских осадочных толщах (Seilacher, 1953, 1964, 1967, 1970, 1980; Martinsson, 1970; Frey, 1975; Pemberton and Frey, 1982; Ekdale et al., 1984; Bromley, 1990, 1996; Pemberton, 1992; Uchman, 1995; Bann, Fielding, Mac-Eachern, Tye, 2004; Pemberton and MacEachern, 2006) и многие другие авторы.

Методика проведения ихнологического анализа характерных сообществ ихнофоссилий, свидетельствующих о наличии в бассейне седиментации определенных фациальных зон, разработана западногерманским профессором А. Зейлахером (Seilacher, 1953, 1964, 1967), впоследствии уточнена и дополнена канадским профессором Дж. Пембертоном (Pemberton at all, 1982, 1992, 2001, 2006). Согласно исследованиям А. Зейлахера, морфологическое строение ископаемых следов жизнедеятельности донных животных отвечает реакции организма или его приспособляемости к конкретной среде обитания (Seilacher, 1964, 1967, 1970, 1980).

Соответственно, каждая группа ихнофоссилий может дать определенную информацию об экологических условиях, преобладающих во время или вскоре после осадения осадка. Устойчивые и общие для большинства бентосных животных реакции на среду обитания позволили А. Зейлахеру создать ихнофациальную модель батиметрической зональности следов (Рисунок 2.10.), подтвержденную данными об экологии и поведении современной фауны и подводным фотографированием. Данная методика была использована автором для уточнения фациальных условий формирования пластов-коллекторов Западной Сибири.

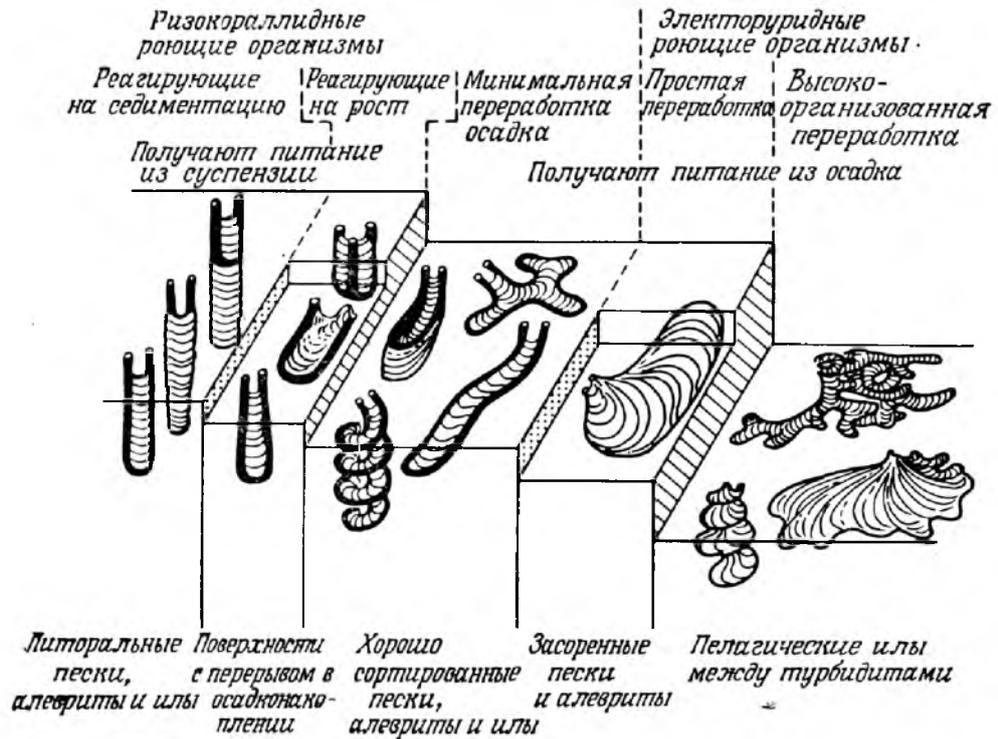


Рисунок 2.10 – Глубинная зональность ископаемых следов роющих животных (по А. Зеелахеру, с уточнениями по П. Петтиджону, 1980)

Согласно результатам проводимых исследований, все найденные в керне скважин юрско-меловые ихнофоссилии были отнесены к шести комплексам, отвечающим определенным зонам глубины морей: *Scoyenia* (преимущественно континентальные); *Glossifungites* (более глубоководные части литоральной зоны); *Skolithos* (мелководная литораль); *Cruziana* (следы между линией отлива и базисом действия волнения); *Zoophycos* (следы, расположенные от базиса действия волнения до зоны осадков суспензионных потоков); *Nereites* (следы на больших глубинах, в зоне отложения суспензионных потоков). Следует отметить, что по свидетельству многих авторитетных ихнологов модель батиметрической зональности следов, приведенную на Рисунке 2.10., следует осторожно использовать для установления глубины древнего бассейна в конкретной данной точке, что напрямую связано с неоднозначной интерпретацией ассоциаций рассматриваемых ихнофоссилий (Seilacher, 1964, 1967; Martinsson, 1970; Frey, 1975; Pemberton and Frey, 1982; Ekdale et al., 1984; Bromley, 1990, 1996; Pemberton, 1992; Bann, Fielding, Mac-Eachern, Tye, 2004; Pemberton and Mac-Eachern, 2006)

Краткая характеристика выявленных в юрско-меловых отложениях следов жизнедеятельности определенных групп животных, которые однотипно реагируют на определенные экологические факторы (прочность субстрата, поставка осадка (ила или песка), температура, гидродинамическая энергия, соленость и кислородные уровни и др.) приведена в Таблице 2.6. Их подробное описание дано в главе 6.

Таблица 2.6 – Сводная характеристика архетипичных ихнофаций, составленная для юрско-меловых фациальных комплексов отложений Западной Сибири (по *Ekdale, 1984, Frey and Pemberton, 1987, с изменениями автора*)

Ихнофация	Главные характерные особенности	Фациальные зоны
<i>Ихнофация Scoyenia</i>	Маленькие горизонтальные, или вертикальные, цилиндрические, выровненные, либо слабоизогнутые заполненные норы, являющиеся следами ползания. Оптимальной для их формирования является сырая до влажной, поверхность, от глинистых до песчаных отложений на участках с низкой энергией водной среды или мелководная песчано-глинистая литораль, реже пойма рек.	Отчетливые типы неопознанных следов жизнедеятельности преимущественно не водных организмов встречены в аален-байосс-батских отложениях, характеризующих речные отмели, палеопочвы и озерные илы Согласно исследованиям Ekdale (1984), Frey and Pemberton (1987) тип Scoyenia промежуточным звеном между водной не морской и морской окружающей средой
<i>Ихнофация Glossifungites</i>	Ходы представляют собой вертикальные, цилиндрические, U-образные или каплеобразные норы обитания (туннели со смещением стенок, вследствие роста животного), питающегося пелагической пищей, или выходящего из обиталищ на прокорм. Наблюдается малое разнообразие форм, но отдельные структуры могут быть широко распространены. На стенках ходов могут присутствовать следы царапания. Ихнороды обычно: прочные (большой диаметр), с острыми стенками не имеют покрытия, вертикальные или близкие к вертикальным обитаемые структуры, некоторые – горизонтальные и/или разветвлённые, пассивно заполненные. Следы имеют царапины по краям, пересекают исходные (резидентные) слои мягкого грунта. Встречаются большими популяциями	Встречаются на прочных, но не литифицированных морских прибрежных и сублиторальных поверхностях опускания. Особенно развиты в полуконсолидированных илистых карбонатизированных плотных нижнемеловых отложениях, характеризующих приливные илистые отмелях, частично осушенных, в защищенных областях с умеренной гидродинамикой среды
<i>Ихнофация Pylonichnus:</i>	Характеризуется малым разнообразием и распространённостью. Преобладают J-, Y- и	Встречены в отложениях келловей-оксфордского возраста,

<p><i>Aulichnites (Au),</i> <i>Lockeia (Lo),</i> <i>Macanopsis (M),</i> <i>Planolites (P),</i> <i>Protovirgularia (Pr),</i> <i>Psilonichmus (Ps),</i> <i>ризолиты (R).</i></p>	<p>U-образные обитаемые ходы, прорытые мелкими крабообразными (<i>Psilonichmus</i>), нестойкие следы и фекальные комочки многочисленных животных с широким распространением проникающих корешков растений</p>	<p>сформированных в условиях супралиторали, верхней литорали, в районах с уменьшением морской энергии, изменяющихся вследствие обильных дождей или штормовых волн. Чаще всего приурочены к хорошо сортированным, слоистым, плохо сортированным песчаникам. Характеризуют отложения прибрежья, приливно-отливные равнины, пляжевые комплексы)</p>
<p>Ихнофация <i>Skolithos</i>: - <i>Diplocraterion</i>, - <i>Monocraterion</i> - <i>Ophiomorpha</i></p>	<p>Следы характеризуются: а) преобладающе вертикальными, цилиндрическими или U-образными формами нор, б) немного горизонтальными структурами, в) немногочисленными структурами, произведенными подвижными организмами. Характерно малое разнообразие форм, хотя отдельные из них могут встречаться в изобилии. Главным образом это обитаемые норы, построенные глотальщиками мутьевых потоков или пассивными плотоядными животными</p>	<p>Самое многочисленное проявление данной ихнофации в отложениях бат-келловей, оксфорда связаны с высокоэнергетическими, песчаными, мелководно морскими средами. Обычны для береговых склонов и высокоэнергетических мелководных и периферийных сред с высокой насыщенностью кислородом и дисперсными, несвязанными (подвижными) песчаными субстратами. Соответствует многочисленным обстановкам сопоставимых уровней энергии, представленных эстуариевыми баррами, приливно-отливными дельтами, проксимальными авандельтами, темпеститами, подводными конусами выноса</p>
<p>Ихнофация <i>Cruziana</i>: - <i>Rhizocorallium</i>, - <i>Ophiomorpha</i>, - <i>Thalassinoides</i></p>	<p>Представляет смешанную ассоциацию вертикальных, наклонных, и горизонтальных структур, выполненных подвижными организмами, характерно большое разнообразие и изобилие следов, являющихся главным образом отпечатками кормления и царапания, построенных мобильными плотоядными глотальщиками: следы ползаний, внутрипластовые наклонные U-образные норы, хаотичные вертикальные цилиндрические норы пассивных плотоядных животных, питающихся взвесью</p>	<p>Характерны для средне-верхнеюрских и меловых осадочных комплексов. Связаны с морскими субстратами, лежащими ниже базиса волн. В шельфовых обстановках последовательности включают от инфралиторальных до близь литоральных субстратов к более тихим условиям на расстоянии от берега. Встречаются в хорошо сортированных алевропелитах и песчаниках, в переслаивающихся толщах: от литоральных до sublиторальных частей устьевых зон рек, эстуа-</p>

		риев, заливов, лагун и приливно-отливных равнин
Ихнофация <i>Nereites</i>: <i>Chondrites (Ch)</i> , <i>Cosmorhapse (Cr)</i> , <i>Fustiglyphus (Fg)</i> , <i>Helminthoidea (He)</i> , <i>Nereites (Ne)</i> , <i>Paleodictyon (Pd)</i> , <i>Planolites (P)</i> , <i>Scolicia (Sc)</i> , <i>Spirodesmos (Sd)</i> , <i>Spirophycus (Sh)</i> , <i>Spirophyton (Sp)</i> , <i>Spirorhapse (Sr)</i> , <i>Thalassinoides (Th)</i> , <i>Urohelminthoidea (Ur)</i> , <i>Zoophycos (Z)</i>	Следы донных организмов, характеризующиеся большим разнообразием, но малой распространённостью. Сложные горизонтальные следы поверхностного питания и упорядоченные структуры подземного питания и обитания, отражающие высокоорганизованное и эффективное поведение. Ходы обычно плоские, за исключением формы <i>Zoophycos</i> (спиральные, многолепестковые сложнопостроенные). Внутрипластовые следы ползания и/или пастьбы, извилистые следы помёта (<i>Helminthoidea</i>) созданы организмами, питающимися донными отложениями (иллодами) и падалью; структуры, связанные с захватом и разведением микробов на постоянных открытых местах обитания (<i>Paleodictyon</i>)	Встречены в отложениях киммериджа, волги-берриаса, связаны с батальной / абиссальной, низкоэнергетичной, окисленной морской средой, подверженной воздействию периодических мутьевых потоков. Согласно исследованиям Пембертона, ихнофация <i>Nereites</i> ограничена зоной формирования флишевых и турбидитовых последовательностей.
Ихнофация <i>Zoophycos</i>: <i>Chondrites (Ch)</i> , <i>Cosmorhapse (Cr)</i> , <i>Phycosiphon (Ph)</i> , <i>Planolites (P)</i> , <i>Spirophyton (Sp)</i> , <i>Thalassinoides (Th)</i> , <i>Zoophycos (Z)</i>	Следы характеризуются: (1) низким разнообразием, хотя отдельные следы могли быть в изобилии, (2) структурами кормления и заедания, произведенными глотальщиками отложений. Представлены в основном горизонтальными, немного наклонными ходами, отмечено преобладание структур поверхностного питания (пастьбы)	Встречены в областях относительного морского глубоководья. Характеризует отложения, обедненные кислородом в обстановках от шельфа до батии, в тиховодных морских илах или илистых песках, лежащих ниже максимального базиса волн, в пределах областей, свободных от мутьевых потоков и страдающих дефицитом кислорода

В изученных отложениях, согласно методике А. Зеелахером (Seilacher, 1964, 1967) определены ихнофации: *Scoyenia*, *Teredolites*, *Trypanites*, *Glossifungites*, *Psilonichmus*, *Skolithos*, *Cruziana*, *Zoophycos*, и *Nereites*. Среди них ихноген *Scoyenia* выявлен в не морских ниже-среднеюрских отложениях. Морские ихнофагии, предпочитающие мягкие субстраты (ихнофагии *Psilonichmus*, *Skolithos*, *Cruziana*, *Zoophycos*, и *Nereites*) распределены во многих юрско-меловых осадочных последовательностях. Следы на суше (ихнофагия *Glossifungites* и ихнофагия *Teredolites*) встречаются крайне редко. Представители ихнофагии *Trypanites*, предпочитавшие скалистые основания, практически отсутствуют в изученных осадочных последовательностях.

Все изученные ихнофоссилии различались согласно пяти этологическим группам, каждая из которых обладает характерными морфологическими особенностями ходов и отражает поведенческие характеристики древних организмов (Рисунок 2.11.).

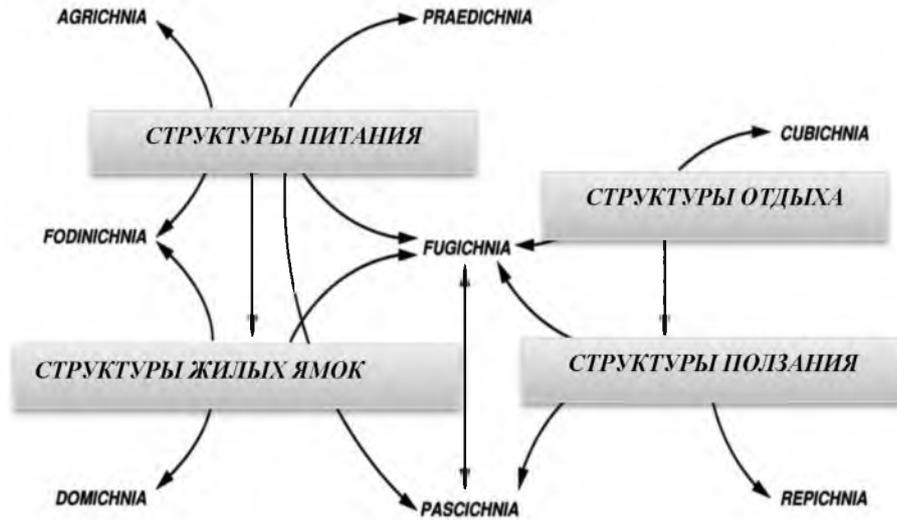


Рисунок 2.11 – Этологическая классификационная схема ихнофоссилий (Seilacher, 1967)

Описанные в керне скважин следы жизнедеятельности отнесены к следующим типам: - **домихнии** (*Domichnia*) – небольшие ямки-убежища для животного, собирающего корм с поверхности осадка или из суспензии в воде, являющиеся более или менее постоянными жилищами для большинства фильтратов, ведущих полусидящий образ жизни; представлены простыми, разветвленными или U-образными норками, перпендикулярными или наклонными к поверхности напластования, а также системами нор с горизонтальными и вертикальными компонентами;

- **фодинихнии** (*Fodinichnia*) – ямки-кормушки, являющиеся следами поиска корма и одновременно служащие организму и убежищем, так как создают целую серию сложных неперекрещивающихся друг с другом туннелей. Следы данного типа не накладываются и не повторяются, так как для илоедов описываемого ихногена самый эффективный способ найти и поглотить максимально возможное количество пищи – не пересекать ту же самую область несколько раз (Ekdale, Bromley, Pemberton, 1994);

- *пасцихнии* (*Pascichnia*) – следы питания, имеющие вид ложбинок или туннелей, образующих меандровые, спиральные, и другие геометрические узоры, густо покрывающие пространство и не перекрещивающиеся друг с другом, созданными животными различных трофических группировок;

- *кубихнии* (*Cubichnia*) – следы отдыха, оставленные организмами, периодически отдыхавшими на дне; группа представлена изолированными впадинками, иногда расположенными параллельно друг другу;

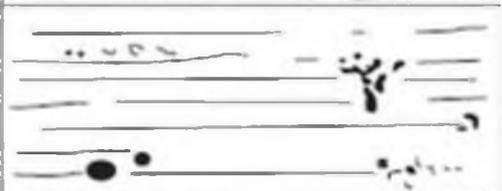
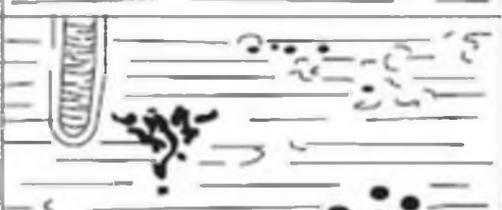
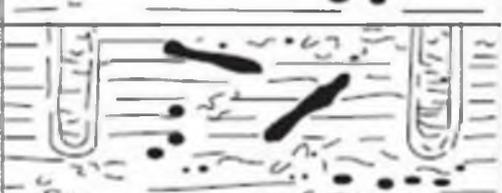
- *репихнии* (*Repichnia*) – перекрещивающиеся друг с другом следы ползания в виде ложбинок, канавок, образованные перемещающимся животным и имеющими вид линейно удлиненных ложбинок, валиков или туннелей, идущих в различные стороны и без определенного плана; подобные следы часто интерпретируются как свидетельство прямого движения организма от одного пункта до другого в пределах мягкого осадка (Seilacher 1964);

- *фугихнии* (*Fugichnia*) или «следы спасения» (*escape traces*) – наиболее часто встречаются в керне изученных скважин и представляют собой норы, круто-идущие вверх вместо более пологого направления, с более значительной биотурбацией осадка, обусловленной безумными движениями животного, являясь откликом реакции организма на быстрое захоронение плотностным потоком (Simpson, 1975).

Этология следов жизнедеятельности (*ихнофоссилий*) позволила определить модели поведения древних животных, но следует отметить, что с практической точки зрения в керне легко различимы только четыре основных модели: структуры наземного питания – *Pascichnia*, структуры подземного питания – *Fodinichnia*, структуры обитания – *Domichnia*, структуры убежища – *Fugichnia*.

В керне скважин при детальном макроописании обнаружено значительное количество следов жизнедеятельности, оставленных существовавшими мягкотелыми организмами, являющихся главными свидетелями условий формирования вмещающих их пород. Керн содержит различные биотурбации, плотность которых в отдельных фациях весьма существенная. Качественная (полуколичественная) оценка интенсивности биотурбаций при описании керна основывалась на визуальной оценке наличия доли определенных популяций ихнофоссилий в процентном соотношении (Таблица 2.7.).

Таблица 2.7 – Схематическое представления плотности и индекса биотурбаций для изученных ихнофоссилий
(no *Bann, Fielding, Mac-Eachern, Tye и др., 2004 с изменениями*)

Группа	Классификация	Вид в керне
0	Биотурбации отсутствуют	
1	Слабая биотурбация, слой породы отчётливый, отдельные следы немногочисленны	
2	Малораспространённая биотурбация, слой породы отчётливый, плотность следов низкая	
3	Умеренная биотурбация, границы слоя породы резко выраженные, следы чётко различимы, наслоения редки	
4	Распространённая биотурбация, границы слоя породы неразличимы, высокая плотность следов с многочисленными наслоениями	
5	Распространённая биотурбация, границы слоя породы неразличимы, высокая плотность следов с многочисленными наслоениями	
6	Полная биотурбация: тотальная биогенная гомогенизация отложений	

Модели поведения древних беспозвоночных трактовались с позиций относительной батиметрии согласно этологической классификации следов жизнедеятельно-

сти ископаемых организмов. Большинство обнаруженных следов жизнедеятельности принадлежит роющим и ползающим, как правило, бесскелетным животным (кольчатым червям, нематодам), не имеющим жесткого скелета. Многочисленные норки, ходы передвижения, питания и отдыха отражают их главные поведенческие характеристики. По изученным ихнокомплексам, согласно методическим разработкам А. Зеелачера (Seilacher, 1964, 1967) и Дж. Пембертона (Pemberton at all., 2006) уточнялась фациальная интерпретация изучаемых отложений, были сделаны выводы о количестве и разнообразии животных в зависимости от условий и особенностей накопления осадочного материала (Рисунок 2.12.).

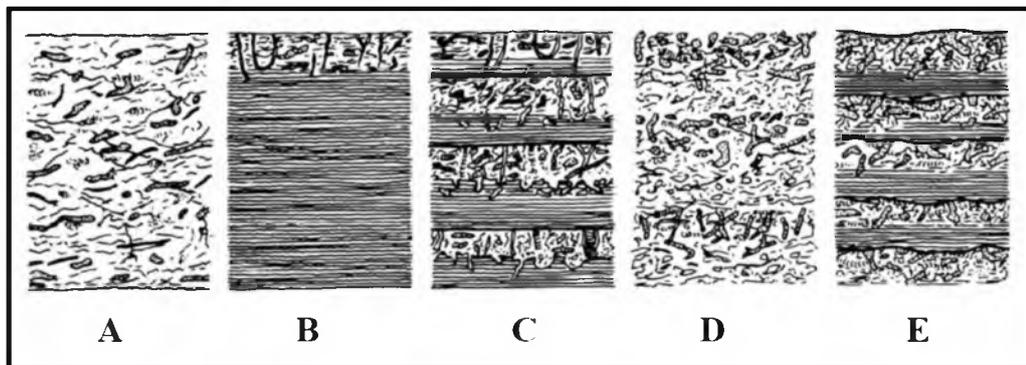


Рисунок 2.12 – Результат множественных биотурбаций в различных обстановках седиментации (по Ekdale et al., 1984): (А) – медленное непрерывное осадконакопление, где скорость биотурбации равна или превышает уровень осаждения; (В) – быстрое осадконакопление или осаждение осадочного материала (в анаэробных условиях, где животная деятельность исключена), возобновление биотурбации после перерыва седиментации; (С) – чередование быстрого и замедленного осаждения осадочного материала с эрозией поверхности напластования; (D) – медленное непрерывное осаждение осадочных зерен без подводных размывов и перемылов, слабозаметное расслоение подчеркнуто послонными ходами ихнофоссилий; (Е) – ритмическое отложение, перемежающееся с моментами подводной рецессии (эрозии подводной поверхности)

Оценка фациальных условий проводилась на основании анализа: 1) комплекса следов жизнедеятельности ископаемых организмов; 2) относительных пропорций элементов комплекса; 3) этологической оценки повторяющихся элементов; 4) интенсивности биотурбации; 5) единообразия биотурбации; 6) разнообразия и размера ихнородов относительно первичных проявлений. Путем последующей интеграции выполненных описаний с седиментологическими характеристиками фаций.

2.3.3. Анализ цикличности

Следующим важным этапом проводимых исследований являлось установление цикличности угленосных полифациальных юрских толщ, указывающей на закономерную смену рассматриваемых седиментологических объектов во временном и пространственном контексте. В настоящее время изучение цикличности осадконакопления является неперенным условием объективного решения многих вопросов нефтегазовой геологии. Цикличность указывает на закономерную повторяемость определяемых элементов, этапов и стадий во времени и пространстве и наиболее отчетливо может быть прослежена в седиментационных процессах.

История изучения цикличности осадочных толщ насчитывает более чем столетний временной период. Изучению упорядоченности пород в осадочных последовательностях посвящены исследования многих отечественных и зарубежных специалистов в области осадочной геологии. Наибольший вклад в познание природы осадочных циклов и их места в осадочных толщах внесли работы Дж. Ньюберри (Newberry, 1872); П. Прюво (Pruvost P., 1930); Дж.М. Уэллера (Weller J.M., 1930); Х. Уонлесса и Ф. Шепарда (Wanless H.R., Shepard F.P., 1936); Ю.А. Жемчужникова (1947, 1954); Н.М. Страхова (1949); Л.Н. Ботвинкиной (1952б, 1956б); Дж.М. Уэллера (Weller J.M., 1956); Г.Ф. Крашенинникова (1957); Д. Мура (Moore D., 1958, 1960); Дж.Р. Бирбауэра, Д.Г. Свана (Beerbower J.R., Swan D.H., 1964); Г.Ф. Лунгерсгаузена (1963); А.В. Македонова, 1965); Н.Б. Вассоевича (1966); Дж.М. Уэллера (Weller J.M., 1970); П. Даффа, Э. Уолтона (Duff P.Mc.L.D., Walton E.K., 1971); Ботневой Т.А. (1972); В.Т. Фролова (1972); Ю.Н. Карогодина (1974); Г.А. Иванова, А.В. Македонова (1975), В.Д. Наливкина, Г.Б. Аристовой, Г.П. Евсеева (1975); Н.В. Логвиненко, А.И. Айнемера, М.И. Ритенберг (1976); Н.Б. Вассоевича (1977); И.А. Вылцана (1977); С.П. Максимова, Н.Я. Кунина, Н.М. Сардонникова (1977); В.И. Попова (1977); С.И. Романовского (1977); Н.Б. Вассоевича, В.В. Меннера (1978); В.П. Алексеева, В.А. Князева (1983); Ю.Н. Карогодина, Е.А. Гайдебуровой (1985); С.И. Романовского (1985, 1988); А.А. Трофимука (1985-1989, 1991), Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеева (1991); И.А. Вылцана (2000, 2002) и многих других авторов.

Ведущее значение при исследовании циклически построенных толщ, отдано определению основных понятий: «периодичность», «ритм», «ритмичность», «цикл», «цикличность», правильность применения которых на протяжении многих десятилетий обсуждалась ведущими литологами многих организаций: А.И. Айнемером, Н.Ф. Балуховским, Л.Н. Ботвинкиной, Н.Б. Вассовичем, Ю.А. Жемчужниковым, Г.А. Ивановым, Г.П. Леоновым, Н.В. Логвиненко, А.В. Македоновым, С.П. Максимовым, В.И. Поповым, С.И. Романовским, Л.Б. Рухиным, В.Е. Хаиным, В.С. Яблоковым и многими другими. Однако работы в области упорядочивания базовой терминологии по цикличности осадочных толщ до сих пор являются весьма актуальными. Исходные понятия и соответствующие им термины зачастую не имеют однозначного ясного толкования, и употребляются исключительно в многочисленных «авторских» вариациях.

Вопросам слоеобразования посвящены многолетние исследования Н.Б. Вассовича (1966), С.И. Романовского (1985), которые охарактеризовали ряд процессов, ведущих к формированию слоистой структуры разрезов осадочных толщ и определившего три основных режима слоеобразования: *миграционный*, *мутационный* и *миграционно-мутационный*. В случае действия первого режима формирование слоев пород происходит в результате смещения фациальных зон вследствие подъема или опускания уровня моря. Действие второго режима слоенакопление происходит в условиях фиксированной береговой линии. Значение этих терминов понимается всеми достаточно однозначно, поэтому в данном диссертационном исследовании автор вслед за Н.Б. Вассовичем и С.И. Романовским также придерживается этой терминологии.

Обычно исследования, связанные с выделением, описанием и последующей интерпретацией седиментационных циклов, характеризующих разнофациальные типы осадочных толщ, главным образом осуществляются эмпирическим путем, который позволяет использовать материал по цикличности при расчленении и корреляции разрезов. Резкая фациальная изменчивость циклов в бассейне седиментации определяется, как правило, местными физико-географическими условиями. При построении моделей циклически построенных юрских толщ автор исходил из предположения, что процесс формирования литоциклов регулировался тектонической позицией бассейна осадкона-

копления, набором палеофациальных обстановок и сменами механизмов их формирования.

Седиментационный цикл (далее в работе литоцикл) является вещественной реализацией сложного комплекса геологических процессов: тектогенеза, климатических изменений, изменений уровня Мирового океана, протекающих во времени и пространстве. Условия проявления процессов определяют основные характерные черты их строения: направленность изменения и повторяемость, протяженность, пространственные количественные и качественные характеристики. Индикаторами крупнейших перестроек структурно-фациального плана в пределах бассейна седиментации являются крупные «циклы» (циклокомплексы, ритмосвиты, мегациклотемы). Объединение циклов меньших порядков в более крупные циклические единицы в генетическом смысле характеризуют седиментационную цикличность в глобальном плане (Романовский, 1985; Ботвинкина, Алексеев, 1991;).

Задачей проводимых исследований являлось изучение элементарных циклов, привязанных к конкретным режимам циклогенеза с целью выявления конкретных морфологических различий осадочных тел, сформированных при различных режимах циклической седиментации. При выделении и последующей систематизации элементарных юрских седиментационных циклов описанная цикличность строения фиксировалась при детальном послойном макроописании разрезов скважин. Методом ее выделения служил критерий «естественной упорядоченности» определенных наборов пород. Согласно изученному фактическому материалу, исходя из генетических схем циклического седиментогенеза, разработанных С.И. Романовским (1977, 1985), Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексеевым (1991), были описаны особенности строения седиментационных циклов для юрских осадочных последовательностей.

Выделенные литоциклы различных порядков, рассмотрены в условиях седиментационных режимов повторяемости элементарных циклов в разрезе (миграционные, мутационные и миграционно-мутационные), имеющие характерные закономерности морфологической изменчивости, нашедшей свое отражение в облике сформированных осадочных толщ (Рисунок 2.13.).

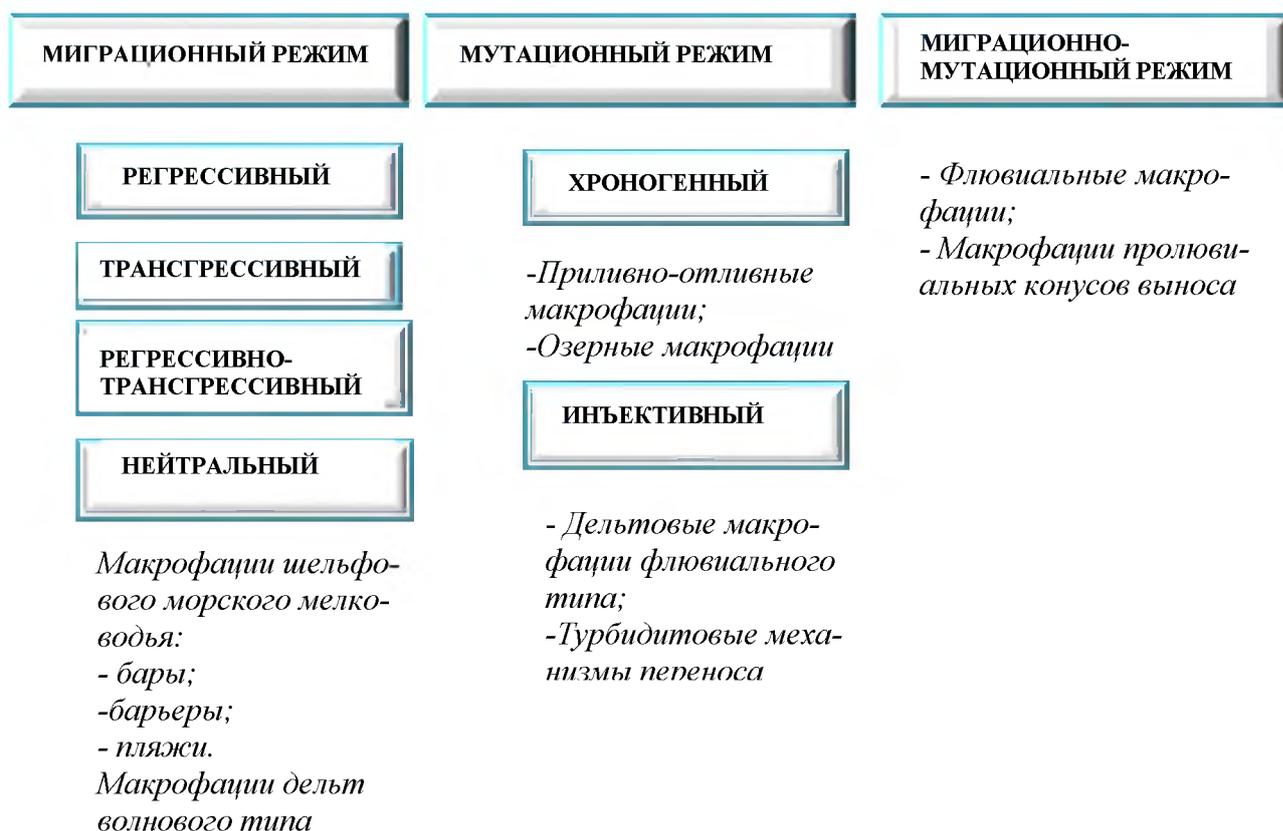


Рисунок 2.13 – Классификация динамических типов элементарных седиментационных циклов юрско-меловых отложений Западной Сибири (по С.И. Романовскому, 1988, с добавлениями автора)

Индикатором гидродинамической активности среды седиментации является гранулометрический состав пород, определяющий структурно-морфологическую характеристику терригенных природных резервуаров. Распределение зерен по фракциям тесно связано с особенностями их перемещения при различных динамических условиях, существующих в пространстве аккумуляции. Гранулоседиментогенез, обуславливающий перемещение осадочных зерен, отвечает за вещественный состав последовательно накапливающихся осадочных слоев создавая литоритмы определенного сочетания гранулометрических типов пород. Парагенезы слоев, образующие элементарные седиментационные циклы, обязаны своим появлением определенной генетической ориентации условий формирования в каждом конкретном генетическом типе рассматриваемых отложений. Различные механизмы седиментогенеза, работающие под действием опреде-

ленного комплекса факторов, формируют разные по составу и порядку типы динамических циклов.

В настоящее время в области цикличности осадочных толщ накоплен значительный фактический материал. Разработаны методики по выделению и прослеживанию циклов разных порядков, масштабов и типов. Существуют различные методики и подходы к выделению границ циклов разных порядков. Представители многочисленных научных школ по-разному подходят к определению границ элементарного угленосного цикла, используют различные способы графического изображения цикличности. Единообразия в данном вопросе не наблюдается.

В качестве факторов, обуславливающих появление циклически построенных толщ, большинство авторов называют тектонические, климатические и палеогеографические условия формирования, тесно взаимосвязанные между собой и действующие, как правило, в совокупности в пределах определенной территории. Наиболее важная роль при этом отводится характеру тектонических движений разного ранга, определяющих основные особенности строения литоциклов. За последовательность отложений внутри каждого литоцикла отвечают факторы палеогеографические, также объясняющие и латеральные взаимоотношения литоциклов в пространстве и во времени. При этом, фациальная обстановка определяет состав литоциклов, тектонические движения отвечают за их строение и типы границ (Ботвинкина, Алексеев, 1991).

Большинством авторов под цикличностью понимается определенный и неоднократный порядок следования этапов, стадий, фаз какого-либо геологического процесса (Вассоевич, 1977; Вылцан, 1977). В проведенных исследованиях, автор под цикличностью, вслед за Л.Н. Ботвинкиной и В.П. Алексеевым, понимается повторяемость в геологических разрезах сходных фациальных комплексов разнообразного генезиса, отражающих эволюционную направленность процесса седиментации (Ботвинкина, Алексеев, 1990).

Под седиментационными циклами (*далее в работе литоциклами*) понимаются *«литофациальные комплексы генетически связанные между собой и закономерно сменяющие друг друга в пространстве»*, имеющие определенную направленность неоднократно повторяются в разрезах и характеризующие обособленный, последовательный,

непрерывный или прерывисто-непрерывный ряд, закономерно связанных между собой геологических явлений». За начало литоцикла принята его регрессивная часть, наиболее четко фиксируемая в керновых последовательностях. Угольный пласт занимает среднюю (центральную) или близкую к ней часть литоцикла (Ботвинкина, 1957; Методы..., 1957; Ботвинкина, Алексеев, 1990; Алексеев, 2007).

Задача выделения элементарных, и последующих более крупных циклов решалась посредством системного анализа слоевых ассоциаций, характера их наложения, изменения по разрезу и в пространстве наборов литогенетических типов отложений, позволившего подтвердить принадлежность различных элементарных совокупностей слоев к единицам одного и того же порядка, в рамках одного уровня структурной организации, в данном случае надпородного (Вылцан, 2002).

Рассматриваемые юрские отложения, обладают четко выраженным циклическим строением, выраженным в относительной повторяемости литоциклов и их направленности во всех выделенных структурно-фациальных зонах. Детальная характеристика выделенных литоциклов с подробным описанием дана автором в опубликованных и фондовых работах (Литоология и условия формирования..., 1994; Литолого-физические характеристики..., 1994; Условия формирования..., 1999; Литолого-фациальные предпосылки..., 2001; седиментологические особенности..., 2009; Фациально-циклический анализ..., 2010; Состав, строение и условия формирования..., 2011).

Главными корреляционными синхронными признаками, установленными при литолого-палеонтологическом изучении разрезов, являлись: петрографический состав пород, спорово-пыльцевые комплексы, остатки крупномерной фауны и растительности, септариевые горизонты, карбонатные и сульфидные конкреции, пласты углей. Перечисленные руководящие, характерные или фоновые коррелятивы позволили по степени изменчивости их в разрезах скважин и устойчивости на площади исследования выделить подразделения разного ранга, сформированные в условиях различных ландшафтных зон (обстановках седиментации).

По набору слагающих литоциклы разнофациальных слоев определенной мощности и по характеру их строения в отложениях юры отчетливо выделяется четырех-порядковая цикличность, отражающая периодичность процессов осадконакопления.

При исследовании выделены *литоциклы I порядка*, соответствующие объему пласта (толщи), *литоциклы II порядка* (свита, подсвита), *литоциклы III порядка* (подсвиты, горизонты) и три *литоцикла IV порядка* (ранг отдела), появление которых обусловлено в первую очередь, пульсационным геотектоническим режимом различных частей бассейна седиментации.

За наименьшую единицу низшего ранга при проводимых фациально-циклических построениях принят элементарный маломощный (первые единицы – реже десятки метров) *литоцикл I порядка*, представляющий собой определенный набор фаций, представленный сменой нескольких литогенетических типов пород. Типизация литоциклов проведена по парагенезу фаций, в соответствии с физико-географическими условиями их формирования в определенных обстановках седиментации.

Литоциклы I порядка представлены парагенетическими фациальными ассоциациями, мощностью 15-30 м, которые по полноте набора слоев делятся на полные, неполные и срезанные. *Полные литоциклы* встречаются в отложениях верхней юры морского генезиса. Все они имеют четко выраженные основные части: регрессивную подугольную (пласты Ю₁⁴ и Ю₁³), с появлением нейтральной части (межугольная толща и пласт Ю₁²), завершающей регрессивный этап развития территории и трансгрессивную надугольную часть (верхняя часть пласта Ю₁², пласт Ю₁¹ и Ю₁⁰), перекрытыми морскими относительно глубоководными образованиями георгиевской и баженовской свит.

Неполные литоциклы свойственны древним аллювиальным толщам и типичны для большинства плинсбахских и ааленских осадочных последовательностей (пласты Ю₁₆, Ю₁₅, Ю₁₄). *Срезанные литоциклы*, характеризующиеся более грубозернистым составом осадков в верхних частях, присущи средне- и верхнеюрским отложениям дельтового генезиса (*пласты горизонта Ю-2*), широко распространенным в пределах Западной Сибири.

Литоциклы II порядка прослеживаются в разрезах скважин на площади исследования от единиц до десятков километров, и характеризует смену ландшафтов во времени и пространстве (ландшафты ранней юры – среднеюрскими и позднеюрскими).

Выделенные *литоциклы III порядка* представляют собой крупные двучленные комплексы, состоящие из регрессивной и трансгрессивной части. Крупнейшие *лито-*

циклы IV порядка состоят из литоциклов меньших порядков, и, как правило, сформированы за счет периодических тектонических внутриплитных движений и тектонических подвижек структур обрамления.

На основании литологических (парагенетические) и генетических (условия осадконакопления) критериев весь комплекс полифациальных юрских угленосных отложений рассматривался в качестве семи крупных тектоно-седиментационных литоциклов III порядка:

- китербютско-зимнего (урманская и тогурская свиты),
- надояхско-вымского (салатская свита и нижнетюменская подсвита),
- леонтьевского (среднетюменская подсвита),
- малышевского (верхнетюменская подсвита),
- васюганского (васюганская свита),
- георгиевского (георгиевская свита),
- баженовского (баженовская свиты).

Выделенные литоциклы входят в состав трех крупных тектоно-седиментационных литоциклов IV порядка: нижнесреднеюрского, среднеюрского и верхнеюрского-нижнемелового (келловей-берриасского), составляющих в свою очередь, крупнейший надпорядковый юрско-среднеальбский литологический цикл. Его граница многими исследователями проводится по предверхнеальбскому перерыву, прослеживающемуся на сотни километров в восточной части Западно-Сибирской плиты (Рудкевич, 1969). В основании нижнеюрского литоцикла IV порядка залегают элювиальные бокситоподобные толщи и бокситы, встречающиеся только в трансгрессивных комплексах, что позволяет отнести данный крупнейший цикл к трансгрессивному типу. На основании выявленной 4-х порядковой цикличности построен сводный фациально-циклический разрез юрской угленосной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) (Рисунки 2.14., 2.15.). Анализ цикличности, проведенный для разрезов 140 скважин, со 100% отбором керна, ставших базовыми для интерпретации остальных скважин с неполным выносом керна, позволил уточнить и установить границы выделенных подразделений.

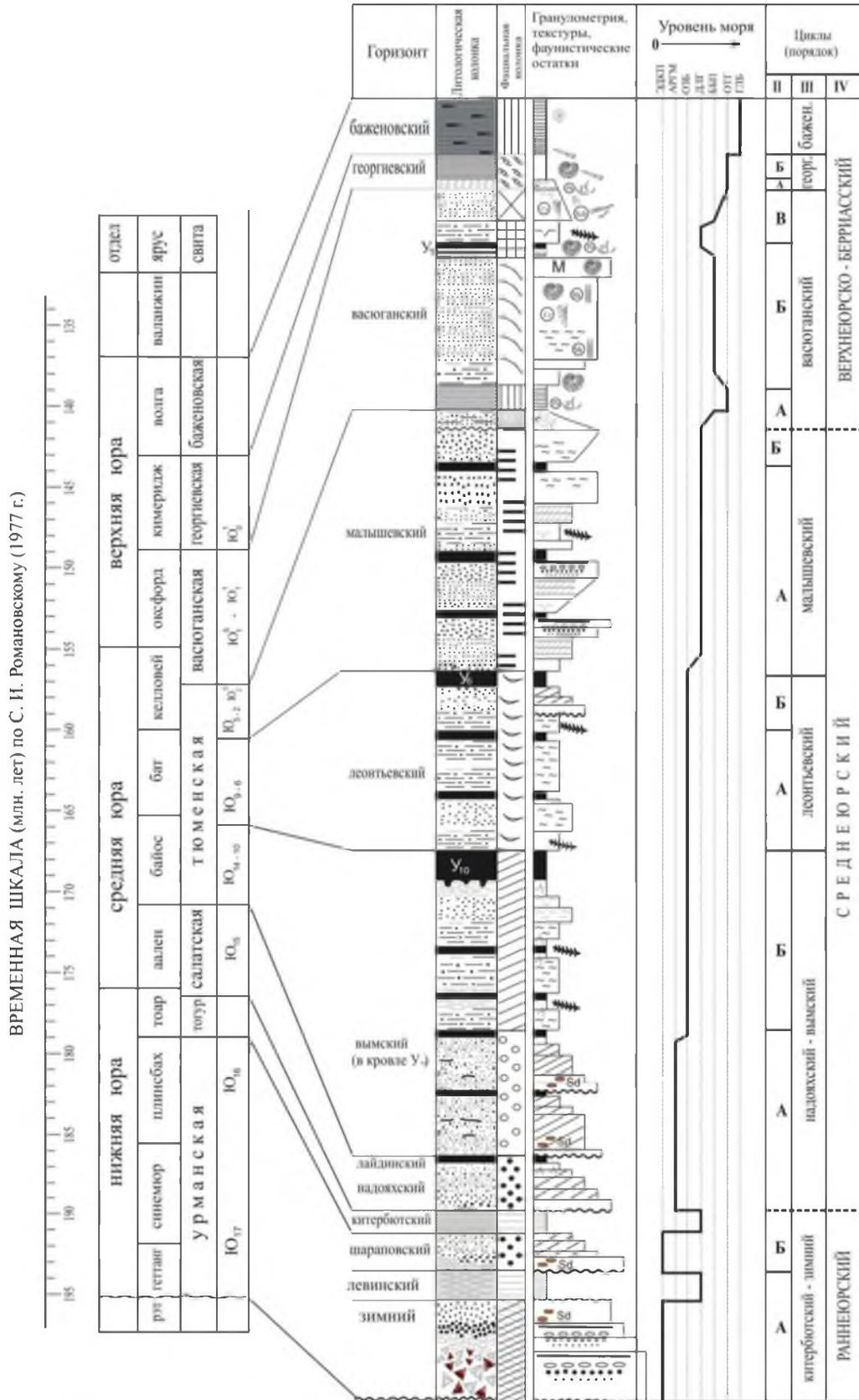


Рисунок 2.14 – Сводный фациально-циклический разрез юрской угленосной толщи Западно-Сибирской плиты (Чернова О.С., 2009)

Основные условные обозначения приведены на рисунке 2.15. Положение литоциклов II порядка обозначено на рисунке 2.14. буквами – А, Б и В

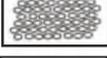
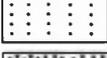
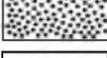
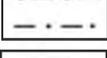
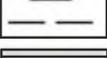
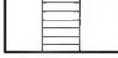
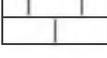
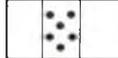
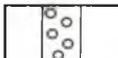
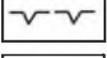
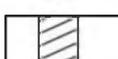
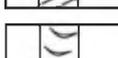
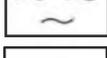
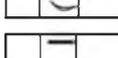
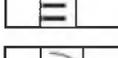
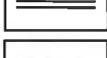
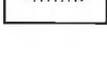
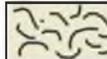
<u>Породы</u>		<u>Ихнофации</u>	
	Брекчии красные ожезненные		(Cy) Cylindrichnus
	Брекчии каолининовые		(Ph) Phycosiphon
	Конгломерат		(Sch) Schaubcylindrichnus
	Прослой конгломерата в песчанике		(Sk) Skolithos
	Гравелит	<u>Остатки фауны</u>	
	Песчаник крупнозернистый		Гастроподы
	Песчаник среднезернистый		Аммониты
	Песчаник мелкозернистый		Белемниты
	Алевролит		Фораминиферы
	Глина	<u>Фациальные комплексы</u>	
	Аргиллит		Коллювиально-делювиальные, пролювиальные
	Уголь		Озерные - бассейновые
	Известняк		Аллювиальные (горных рек)
<u>Текстуры</u>			Аллювиальные (меандрирующих рек)
	Трещины усыхания		Озерно-болотные
	Диагональная (косая с горизонтальной)		Крупные озерные водоемы
	Прерывистая волнистая слоистость		Дельтовые - лагунные
	Массивная слоистость		Барово-барьерные-пляжевые
	Горизонтальная слоистость		Лагунно-маршевые
	Градационная нормальная слоистость		Баровые трансгрессивные
	Градационная обратная слоистость		Трансгрессивные дельтово-лагунные
<u>Включения</u>			Корешки растений
	Корешки растений		Грядовые трансгрессивные
	Обломки раковин		Относительно глубоководные бассейновые
	Гальки сидерита		

Рисунок 2.15 – Условные обозначения к рисунку 2.14.

Однако следует отметить, что в связи с фрагментарным выносом керна не удалось в полной мере провести исследования, направленные на выявление цикличности строения изучаемых отложений и определить их порядок и ранг.

2.2.4. Электрометрический анализ

Необходимость широкого привлечения данных промысловой геофизики при проводимых седиментологических реконструкциях была продиктована неполным и не повсеместным выносом керна по скважинами и определена возможностью получения непрерывной характеристики изменения литофизических свойств по всему разрезу изучаемого комплекса пород. При анализе многочисленных каротажных диаграмм, характеризующих геофизические разрезы изученных скважин, для уточнения палеогеографических построений в качестве дополняющего метода, использованы основные приемы электрометрического анализа, направленные на интерпретацию условий осадконакопления по данным комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

В основу методики электрометрического анализа положен седиментологический фактор - изменение палеогидродинамических уровней и связанных с ними литофизических пород по разрезу, фиксируемых на кривых ГК и ПС. Последние отражают характер изменения палеодинамической активности среды осадконакопления и поэтому использованы для создания электрометрических моделей фаций (Муромцев, 1979, 1981, 1984).

Идея соотнесения формы кривых самопроизвольной поляризации ПС (SP) или гамма-активности ГК (GR) с определенными фациями высказывалась с середины прошлого века многими зарубежными и отечественными учеными, установившими определенные аналогии различных видов кривых с морфологией конкретных природных резервуаров и доказавшими своими исследованиями, что форма кривой ПС меняется в зависимости от характера изменения гранулометрического состава пород (Kuenen, 1950; Нанц, 1954; Д.А. Буш, 1959-1977; F.F.Sabins, 1963; G.S. Visher, 1965; J.C. Harms, 1966; Кеннон, 1966; J.W.Shelton, 1967-1972, P.E.Potter & R.F.Blakely, 1968; S.J. Pirson,

1970; Н.И. Чернышев, 1972; Ч.Э.–Б. Конибир, 1979; Б.Ю. Вендельштейн, 1966; В.Н. Дахнов, 1982; С.С. Итенберг, 1982; В.М. Муромцев, 1982, 1984) и другие авторы.

Суть такой зависимости базируется на наличии корреляционных связей между относительной амплитудой α ПС и относительной глинистостью терригенных пород, что в свою очередь отражает характер фильтрационных свойств и пород-коллекторов. 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. Следовательно, кривая α ПС характеризует содержание глинистой компоненты в осадочной горной породе, являясь одновременно индикатором изменения литологического состава, и соответственно косвенно свидетельствует о фациальных особенностях разреза.

При изучении юрско-меловых разрезов с привлечением данных ГИС, эквивалентом седиментологической модели фации являлось понятие «*электрометрической модели фации*» или «*электрофации*», представляющей собой отрезок кривой α ПС, образованной одной или несколькими аномалиями, увязанными с граничными значениями α ПС и отражающими изменения литофизических свойств пород, обусловленных характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени (Муромцев, 1984).

Смена уровней динамической активности среды осадконакопления, зафиксированная в памяти Земли в виде конкретного геологического разреза, с определенным изменением литологического состава, гранулометрии, текстурных признаков, характера контактов позволила установить характерную последовательность изменений для каждой фации, выделенной по керну скважин. Условия осадконакопления ассоциировались с формой аномалии кривой α ПС, а боковая, подошвенная и кровельная линии аномалии α ПС, служили показателем скорости протекания процессов трансгрессивной или регрессивной направленности. Данный способ был использован в качестве быстрого синтетического метода анализа для выделения типов разрезов, интерпретации данных седиментологии и построения фациальных карт по изученным комплексам (Рисунки 2.16. – 2.17.).

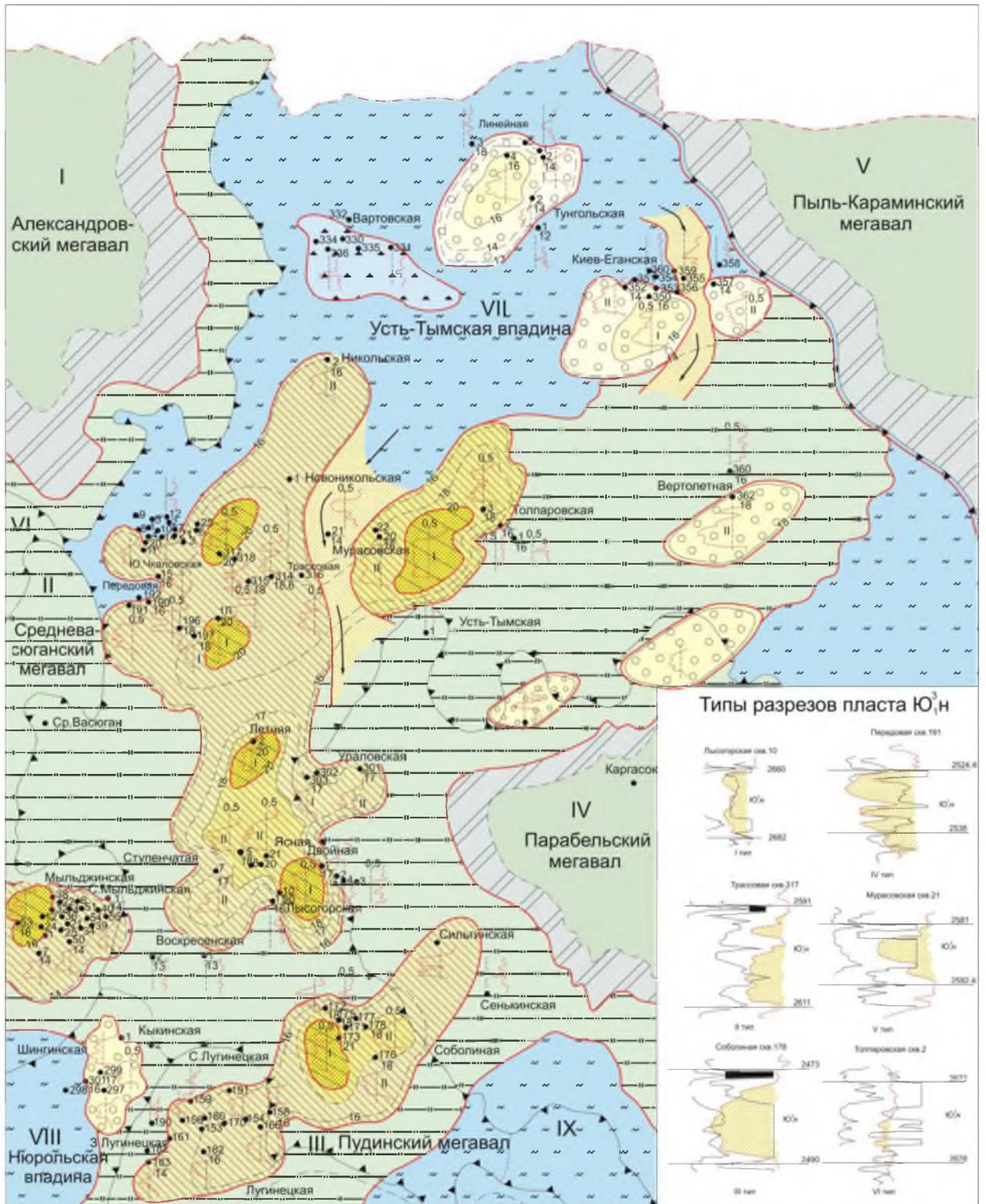
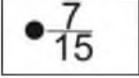
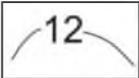
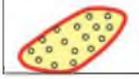
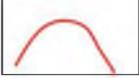


Рисунок 2.16 – Схематическая литолого-фациальная карта Усть-Тымской впадины с элементами электрметрии на время накопления пласта Ю₁³ (Составила О.С. Чернова, 2001)

	№ скважины мощность циклита;		крупнозернистых песчаных осадков гребней барьеров;
	изопахиты мощности песчано-алевролитовых тел циклита Ю ₁ н;		средне-мелкозернистых песчаных осадков склонов барьеров;
	предполагаемые изопахиты мощности песчано-алевролитовых тел Ю ₁ н;		средне-мелкозернистых песчаных осадков баров;
	электрометрическая характеристика типа разреза;		песчано-алевритовых осадков промоин разрывных течений;
	граница различных фациальных обстановок;		песчано-алевритовых осадков зоны волнений;

Фац и и :

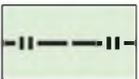
	песчано-алевритовых осадков гребней штормовых волн и приливных течений;		алеврито-глинистых осадков приморских болот (маршей, лайд);
	алеврито-глинистых осадков заболоченных лагун;		область накопления отложений наунакской свиты (по Н.А.Брылиной и др., 1996)

Рисунок 2.17 – Условные обозначения к Рисунку 2.16.

Геометрия и морфологические особенности рассматриваемых природных резервуаров определялись в результате анализа истинной (общей) мощности пластов и в ходе построения седиментологических (гранулометрических) колонок разрезов скважин. Протяженность осадочных тел по латерали отслеживалась путем корреляции (зональной и региональной) (Рисунок 2.18.) с последующим выделением на разрезах областей распространения различных литогенетических типов по территории исследования (Рисунок 2.19.) и последующим картированием (карты изопахит на основе общих мощностей) (Рисунок 2.20.).

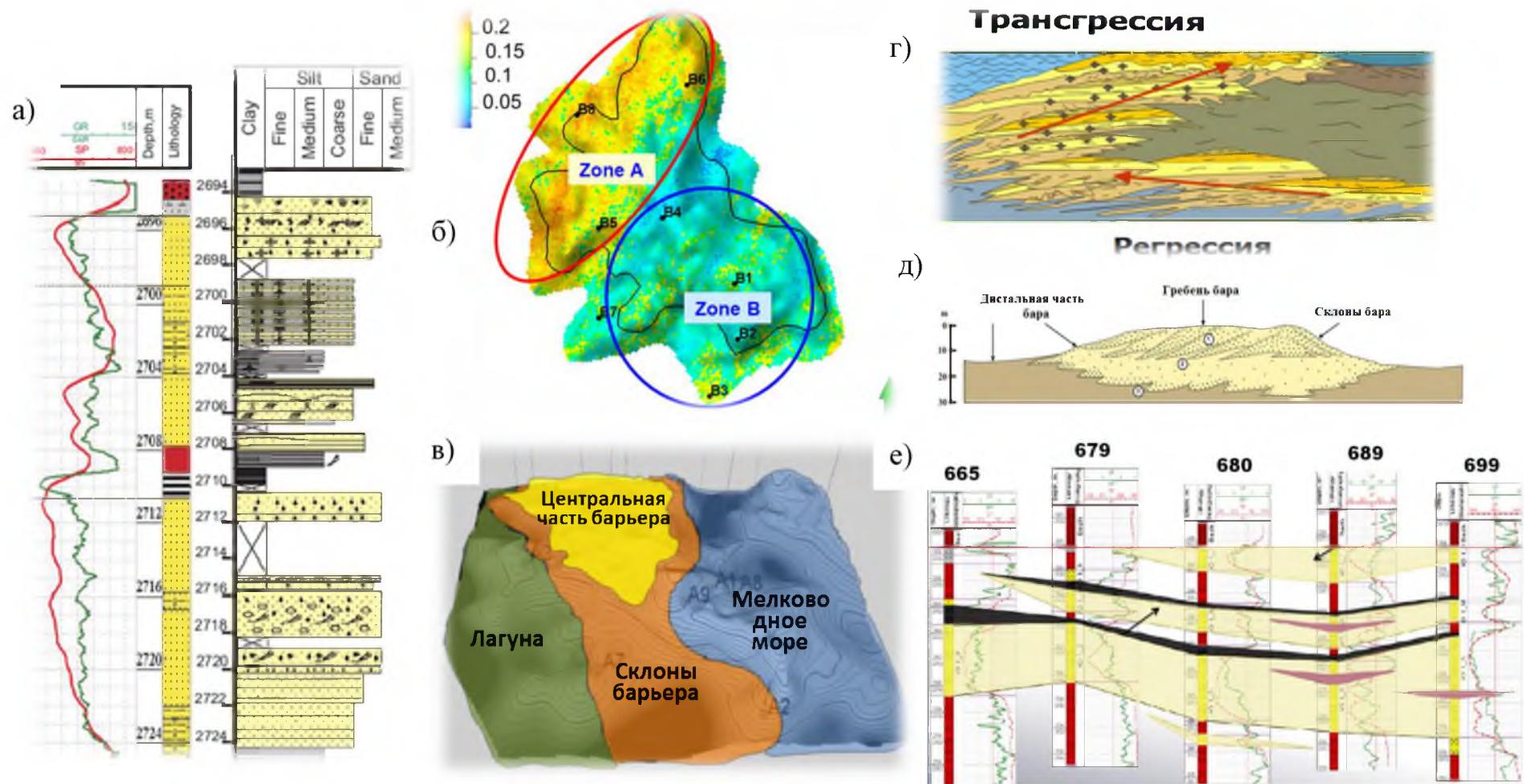
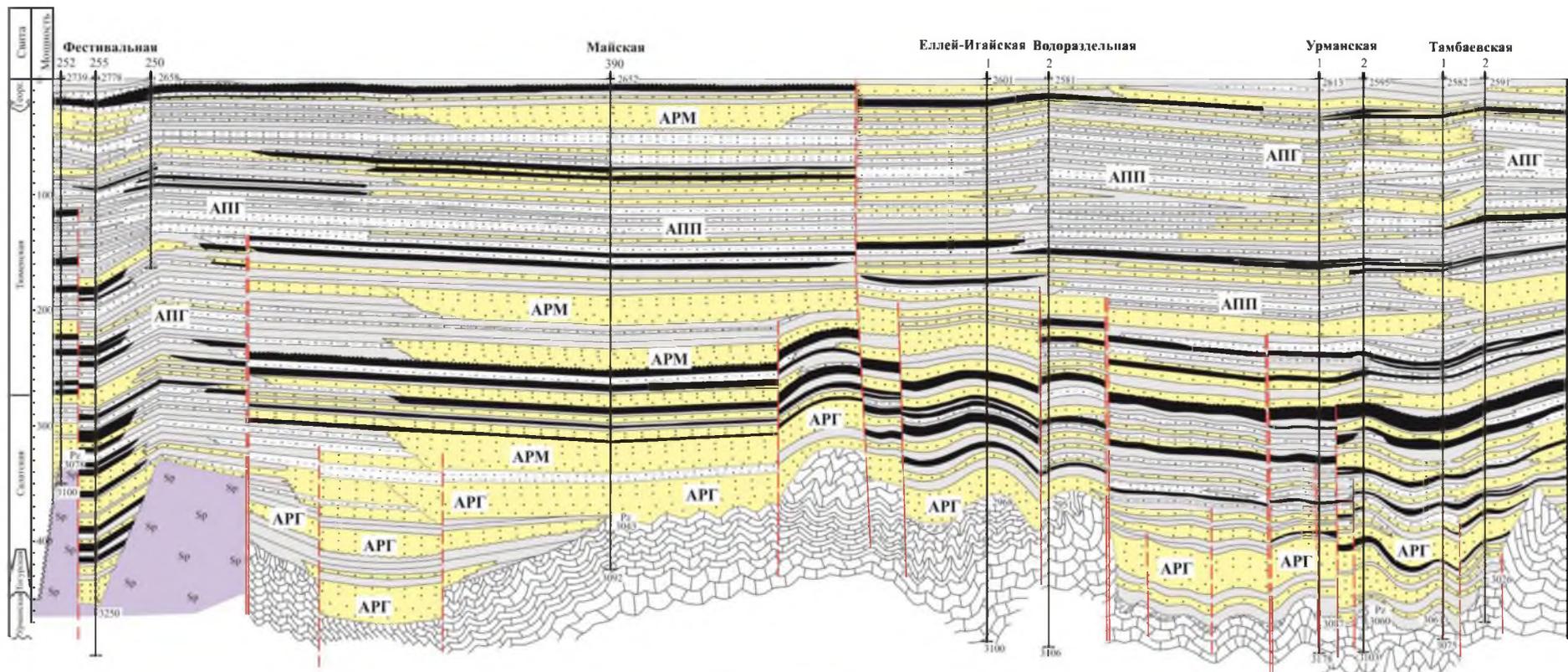


Рисунок 2.18 – Последовательность комплексных литолого-фациальных исследований: а) седиментологическая (гранулометрическая) колонка; б) модель фильтрационных свойств барового тела; в) блок-модель фациальной обстановки формирования горизонта Ю-І; г) концептуальная модель седиментации; д) геометризация барового тела; е) схема корреляции на примере Двуреченского нефтяного месторождения (Составила О.С. Чернова, 2016)



Условные обозначения

- | | | | | | |
|-----------------------------------|--|--|-----------------------|--|--------------|
| аргиллиты | алевролиты | песок крупнозернистый | песок среднезернистый | конгломераты | серпентиниты |
| размывы | фациальные замещения | глубинные разломы фундамента, ограничивающие молодые мезозойские грабены | | разломы фундамента, ограничивающие локальные блоки | |
| PZ 3060 глубина вскрытия палеозоя | 2652 глубина подошвы баженовской свиты | | | | |

Литогенетические типы русловых фаций

- | | | | |
|---------------------------------|--|--|---|
| АРГ аллювий русловой горных рек | АРМ аллювий русловой меандрирующих рек | АПП пойменные отложения (песчаная часть) | АПГ пойменные отложения (глинистая часть) |
|---------------------------------|--|--|---|

Рисунок 2.19 – Палеогеологический разрез юрских отложений центральной части Нюрольской впадины (Составила О.С. Чернова, 2002, с учетом материалов Г.М. Таруц, Е.А. Гайдебуровой, с дополнениями)

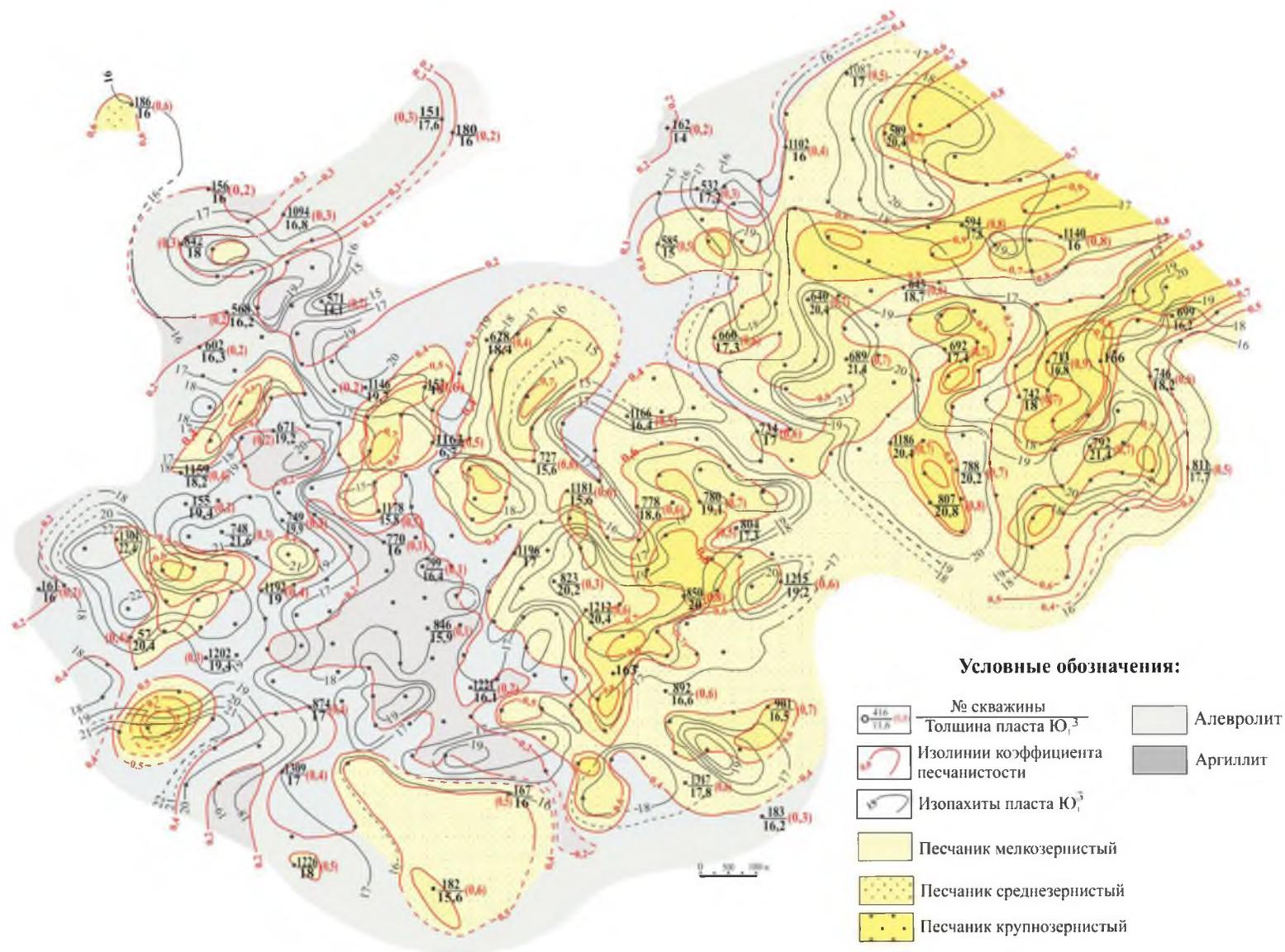


Рисунок 2.20 – Карта изопачит верхнеюрских отложений Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Составила О.С. Чернова, 1999)

2.2.5. Палеоландшафтные реконструкции

Детальная палеогеографическая характеристика юрско-меловых палеоландшафтов, имевших место на территории Западной Сибири в рассматриваемые геологические эпохи, дана автором во многих публикациях и отчетах (Литолого-физические характеристики..., 1992; Литология и условия формирования нижнеюрских..., 1994; Литолого-физические характеристики..., 1996; Обобщение результатов..., 1996; Атлас литогенетических типов и фаций..., 1999; Условия формирования верхнеюрской..., 1999; Литолого-фациальные предпосылки..., 2001; Палеофаунистические остатки..., 2002; Седиментологические особенности..., 2009; Палеогеографические условия..., 2002, 2010; Обстановки формирования..., 2011; Фациальные условия..., 2011; Строение и условия формирования..., 2011; Закономерности изменения состава..., 2014; Сеноманские дельтовые природные резервуары..., 2014).

Палеоландшафтные условия, существовавшие на протяжении рассмотренных мезозойских эпох осадконакопления, обусловили тот или иной тип седиментации. Поэтому воссоздание озерно-аллювиальных, озерно-дельтовых, аллювиально-дельтовых, лагунно-дельтовых, прибрежно-морских и типично морских палеоландшафтов юрского и мелового возраста, с сетью речных долин, с растительными сообществами, с палеобассейнами, имеющими определённую солёность, глубину, проводилось на основании обширного комплекса данных: литологического состава осадков, растительного покрова, биоценозов растений и животных, составляющих основные фаунистические и флористические сообщества.

Все элементы древних ландшафтов обусловлены, в первую очередь, климатообразующими факторами: температурным фоном и годовым количеством атмосферных осадков (Ясаманов, 1975, 1976). Проведенные реконструкции верифицировались посредством геохимических показателей.

Первые попытки распознавания генезиса разнофациальных толщ с помощью геохимических элементов, были сделаны Г. Бишофом еще в конце XIX века (Bischof, 1847 – 1851), рассмотревшим отдельные химические элементы и соединения, типичные для определенных сред седиментации. Впоследствии первоначальные представления о

различной геохимии элементов в разных фациальных зонах были существенно дополнены Ю. Ротом (Roth, 1879–1890) и Ф.У. Кларком (Clarke, 1924). Однако полномасштабное развитие фациально-геохимические исследования получили только после 50-х годов прошлого столетия.

Фундаментальными работами советских геохимиков и литологов (В.И. Вернадского, А.Е. Ферсмана, А.П. Виноградова, Н.М. Страхова, Л.В. Пустовалова, А.Б. Ронова и многих других) разработаны основы теории формирования и перемещения природных вод (В.И. Вернадский), причины и способы миграции геохимических элементов на Земле (А.Е. Ферсман), эволюция химического состава Земли (А.П. Виноградов), создана фундаментальная теория литогенеза (Н.М. Страхов), исследованы способы протекания и условия геохимии осадочного процесса (Л.В. Пустовалов, А.Б. Ронов).

Обычно типизация древних фациальных комплексов на основе геохимических критериев базируется на знаниях особенностей современного седиментогенеза, протекающего в различных фациальных средах и на индикаторах фаций, в качестве которых обычно выступают остатки биоты, дающие экологическую информацию. Однако комплексы различных организмов иногда являются космополитами, что значительно затрудняет идентификацию пресноводных, солоноватоводных и мелководных древних условий. Поэтому для уточнения и сравнения условий накопления разнофациальных осадочных комплексов в работе использованы наиболее часто используемые геохимические элементы, являющиеся с определенной степенью условности «точными» индикаторами солёности: бор (**B**), галлий (**Ga**), стронций (**Sr**) и барий (**Ba**).

Для уточнения условий формирования юрских глинистых толщ (среднеурманской подсвиты (J_{1h-s}), тогурской свиты (J_{1t_1}), аргиллитов тюменской свиты (J_{2b-bt}), алевроаргиллитов / аргиллитов нижневасюганской подсвиты (J_{2kl}), аргиллитов георгиевской свиты (J_{3km})) использовался количественный спектральный анализ, выполненный в лаборатории СНИИГГиМС (г. Новосибирск). Попутно изучались содержание и спектр распределения целого комплекса малых химических элементов (Sr, Ba, B, Ga, Pb, Ag, Gr, Ge, Ni, V, Be, Nb, Mo, Sn, Cu, Zn, Sc, Co, As), а также соединений (CaO, MgO, Fe₂O₃, SiO₂, Al₂O₃, P₂O₅, Li₂O, Na₂O, K₂O, Ti₂O, MnO). Всего изучено 125 проб на 22 элемента и 11 соединений. Известно, что абсолютные концентрации малых элемен-

тов изменяются от многих факторов: от физико-химических свойств элемента, от характера среды бассейна седиментации, от степени выветрелости пород области сноса, от их содержания в разрушаемых породах и т.п. Поэтому при суждении об условиях осадконакопления использовались отношения пар близких химических элементов В/Ga и Sr/Ba (Таблица 2.8.). Поскольку содержание бора (В) и галлия (Ga) в морских и континентальных толщах значительно отличаются, величина отношения содержания этих элементов в глинах является показателем морского или континентального генезиса этих осадков:

- 4,2 – 7,8 - в морских глубоководных глинах георгиевской свиты;
- 1.94 – 3.4 - в глинах прибрежно-морского генезиса (васюганская свита);
- 0,6 – 3.1. - в аргиллитах тогурской свиты;
- 0,3 – 0,7 - в глинах континентального генезиса (тюменская свита);
- 0,11 – 0,6 - в пролювиальных глинистых породах среднеурманской подсвиты.

Исследованию концентрации бора (В) в осадочных породах различного генезиса посвящено немало зарубежных и отечественных научных публикаций, авторами которых показана возможность использования количественного содержания бора для реконструкций палеосолёности древних водных бассейнов (Гольдшмидт, Петерс, 1932; Ежова, 1979; Кейт, Дегенс, 1961; Мазур 1985; Эрнст, 1976 и многие др.). По данным названных авторов большая часть бора связана с иллитами, как в морских, так и в озерных глинах. Примесь каолинита в глинистых породах снижает содержание бора на массу породы. Кроме исходного материала, на концентрацию бора влияют солёность водного бассейна, диагенез и количество Сорг. Исследованиями М.Л. Кейта и Э.Т. Дегенса (1961), Николлса (Nicholls, 1963); В. Эрнста (1970) установлено, что количественное содержание бора в осадочном материале зависит в первую очередь от его концентрации в растворе, от объема глинистой фракции, скорости седиментации, температурных показателей воды. В зависимости от перечисленных индикаторов наблюдается возрастание содержания бора в пресноводных осадках, к солоноватоводным и далее к нормально морским.

Таблица 2.8 – Геохимические показатели разнофациальных глинистых юрских отложений юго-востока Западной Сибири (Чернова, 1995)

Площадь	№ скв.	Глубина отбора	Свита, возраст	Фации по литолого-стратиграфическим данным	Геохимические показатели					
					Содержание, %				Отношение	
					B	Ga	Sr	Ba	B/Ga	Sr/Ba
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сельвейкинская	1	2550,0	Георгиевская свита J ₃ km	Морские относительно глубоководные отложения	0,0080	0,0017	0,0350	0,0300	4,7	1,17
Северо-Сильгинская	5	2351,0			0,0080	0,0019	0,0320	0,0250	4,2	1,2
Сенькинская	37	2586,0			0,0130	0,0024	0,0340	0,0250	5,4	1,2
	38				0,0126	0,0022	0,0360	0,0280	5,7	1,2
Фобосская	18	2570,0			0,0130	0,0023	0,0300	0,0300	5,7	1,0
Вахская	94	2761,0			0,0130	0,0020	0,0300	0,0266	6,5	1,15
Западно-Останинская	444	2535,0			0,0080	0,0015	0,0420	0,0350	5,3	1,2
Малореченская	124	2591			0,0092	0,0023	0,0280	0,0350	4,6	0,71
Толпаровская	1				0,0090	0,0020	0,0320	0,0228	4,5	1,14
	2				0,0096	0,0022	0,0330	0,0230	4,3	1,43
Лымжинская	1				0,0094	0,0020	0,0340	0,0250	4,7	1,36
Ступенчатая	1				0,0085	0,0018	0,0330	0,0300	4,7	1,1
	5				0,0080	0,0019	0,0320	0,0280	4,2	1,14
Лугинецкая	778				0,0098	0,0016	0,0320	0,0290	6,1	1,1
	804				0,0117	0,0018	0,0330	0,0230	6,6	1,43
Широтная	50				0,0116	0,0022	0,0340	0,0250	5,2	1,36
	51		0,0112	0,0020	0,0330	0,0300	5,6	1,1		
Крыловская	1		0,0117	0,0021	0,0380	0,0250	5,6	1,52		
	2		0,0113	0,0019	0,0360	0,0280	5,9	1,2		
Северо-Калиновая	29		0,0133	0,0017	0,0360	0,0260	7,8	1,4		

Южно-Урманская	2				0,0147	0,0019	0,0380	0,0240	7,7	1,6
Елейская	1				0,0130	0,0020	0,0350	0,0265	6,5	1,3
Салатская	1				0,0100	0,0016	0,0360	0,0280	6,2	1,28
Вахская	88	2251,0	Васюганская свита J ₃ ox	Морские мелковод- ные отложения (биотурбированные алевропелиты)	0,0062	0,0020	0,0200	0,0320	3,1	0,63
	94	2745,0			0,0056	0,0022	0,0180	0,0290	2,5	0,59
Лугинецкая	778	2378,9			0,0046	0,0020	0,0220	0,0300	2,3	0,61
		2389,0			0,0060	0,0022	0,0210	0,0310	2,7	0,59
Северо-Лугинецкая	190				0,0062	0,0020	0,0200	0,0300	3,1	0,60
Воскресенская	1				0,0050	0,0024	0,0220	0,0310	2,1	0,7
	2				0,0080	0,0026	0,0250	0,0300	3,3	0,8
Северо-Сильгинская	5				0,0084	0,0025	0,0240	0,0330	3,4	0,7
Сенькинская	37				0,0058	0,0022	0,0280	0,0290	2,6	0,9
Лымжинская	1				0,0054	0,0026	0,0260	0,0300	2,1	0,8
Лугинецкая	727	2371,5	Васюганская свита J ₃ ox	Морские прибрежные отложения	0,0058	0,0025	0,0250	0,0290	2,3	0,81
	804				0,0057	0,0027	0,0180	0,0350	2,1	0,43
	850				0,0056	0,0028	0,0170	0,0388	2,0	0,43
Вахская	89	2278,0			0,058	0,0026	0,0160	0,0300	2,2	0,5
	95	2332,0			0,0054	0,0028	0,0270	0,0380	1,9	0,96
Северо-Тамбаевская	2				0,0052	0,0026	0,0230	0,0300	2,0	0,77
						0,0054	0,0023	0,0220	0,0300	2,3
Южно-Табаганская	132				0,0057	0,0024	0,0240	0,0360	2,4	0,66
	133				0,0059	0,0022	0,0260	0,0348	2,7	0,74
	134				0,0062	0,0020	0,0250	0,0300	3,1	0,83
	136				0,0063	0,0022	0,0220	0,0366	2,9	0,6
Южно-Урманская	2				0,0069	0,0024	0,0230	0,0355	2,9	0,64
Северо-Фестивальная	1				0,0068	0,0024	0,0240	0,0300	2,8	0,8

	2				0,0071	0,0020	0,0220	0,0366	3,5	0,6
Арчинская	46				0,0069	0,0026	0,0200	0,0350	2,6	0,57
Елейская	1				0,068	0,0024	0,0190	0,0320	2,8	0,59
Урманская	3				0,0065	0,0023	0,0180	0,0320	2,8	0,56
Широтная	50				0,0060	0,0023	0,0190	0,0350	2,6	0,54
	51				0,0058	0,0022	0,0210	0,0330	2,6	0,63
Вахская	76		Нижневасюган- ская подсвита J ₃ kl	Морские мелковод- ные отложения (тонкое переслаива- ние алевропелитов и аргиллитов с биотур- бациями)	0,0054	0,0023	0,0220	0,0340	2,3	0,64
	85				0,0056	0,0024	0,0200	0,0360	2,3	0,55
	86	2599,0			0,0054	0,0024	0,0230	0,0320	2,2	0,72
	88	2286,5			0,0056	0,0025	0,0220	0,0350	2,2	0,8
Малореченская	124	2609,0			0,0054	0,0026	0,0200	0,0356	2,2	0,51
Вахская	76	2379,5	Тюменская свита J ₂ b-bt	Пойменные отложе- ния (заболоченные участки внутренней части поймы, с обильным раститель- ным детритом, отпе- чатками флоры, кор- невыми остатками, линзами угля)	0,0011	0,0029	0,0150	0,0500	0,4	0,36
		2391,0			0,0016	0,0030	0,0140	0,0400	0,5	0,33
	85	2749,0			0,0013	0,0027	0,0150	0,0400	0,5	0,38
	89	2843,7			0,0018	0,0034	0,0120	0,0380	0,5	0,32
	88	2342,0			0,0022	0,0036	0,0130	0,0350	0,6	0,37
	95	2375,0			0,0011	0,0034	0,0100	0,0390	0,3	0,26
Воскресенская	2				0,0017	0,0038	0,0140	0,0380	0,4	0,36
Широтная	50				0,0014	0,0034	0,0110	0,0360	0,4	0,30
	51	2886,2			0,0020	0,0030	0,0130	0,0370	0,7	0,35
Северо-Сильгинская	5				0,0016	0,0030	0,0120	0,0366	0,5	0,32
Сенькинская	38				0,0018	0,0036	0,0130	0,0380	0,5	0,34
Салатская	1				0,0017	0,0032	0,0140	0,0380	0,5	0,36
Лымжинская	1				0,0020	0,0034	0,0150	0,0360	0,6	0,41
Ступенчатая	1				0,0019	0,0036	0,0130	0,0380	0,5	0,34

	5				0,0018	0,0038	0,0140	0,0345	0,5	0,4
Толпаровская	1				0,0016	0,0035	0,0110	0,0355	0,4	0,3
	2				0,0019	0,0034	0,0120	0,0366	0,6	0,32
Северо-Калиновая	26				0,0020	0,0030	0,0140	0,0370	0,7	0,37
Северо-Тамбаевская	2				0,0016	0,0028	0,0120	0,0380	0,6	0,31
Северо-Фестивальная	1				0,0018	0,0029	0,0100	0,0360	0,6	0,27
	2				0,0018	0,0031	0,0110	0,0365	0,6	0,3
Толпаровская	2	3180,0	Тогурская свита J _{1t}	Морские мелководные отложения опресненных заливов	0,0052	0,0023	0,0130	0,0300	2,3	0,43
Крыловская	1	3016,7			0,0052	0,0026	0,0160	0,0300	2,0	0,53
Северо-Калиновая	29	3026,0			0,0060	0,0023	0,0130	0,0250	2,4	0,52
Южно-Урманская	2	3197,7			0,0060	0,0025	0,0160	0,0370	2,6	0,48
Елейская	1	3008,4			0,0069	0,0022	0,0140	0,0250	3,1	0,52
Сенькинская	38	3015,8			0,0038	0,0024	0,0130	0,0270	1,6	0,52
Калиновая	14	3005,0			0,0056	0,0026	0,0150	0,0310	2,1	1,0
Крыловская	2				0,0016	0,0028	0,0170	0,0255	0,6	0,66
Широтная	51				0,0014	0,0026	0,0170	0,0250	0,6	0,68
Южно-Табаганская	132	3018,0			0,0052	0,0025	0,0250	0,0310	1,9	0,76
	133	3053,2			0,0058	0,0024	0,0150	0,0250	2,4	0,6
	134	3045,5			0,0052	0,0027	0,0180	0,0250	1,9	0,72
	136	3112,5			0,0056	0,0028	0,0220	0,450	2,0	0,48
Салатская	1	2944,2			0,0052	0,0022	0,0200	0,0250	2,4	0,8
Лымжинская	1	2983,1			0,0042	0,0023	0,0195	0,0370	1,8	0,5
Ступенчатая	5	2900,3			0,0056	0,0025	0,0220	0,0450	2,2	0,48
Воскресенская	1	3042,5			0,0068	0,0023	0,0240	0,0250	2,9	1,0
Урманская	2	3054,7			0,0060	0,0021	0,0160	0,0250	2,6	0,7
	3	3090,1			0,0060	0,0022	0,0150	0,0280	2,8	0,5

	6	3105,6			0,0052	0,0028	0,0160	0,0260	1,8	0,61
Арчинская	46	3116,0			0,0052	0,0022	0,0160	0,0300	2,4	0,53
Северо-Тамбаевская	2	2967,7			0,0054	0,0023	0,0150	0,0270	2,3	0,54
Северо-Калиновая	26	3046,7			0,0068	0,0027	0,0160	0,0260	2,5	0,6
Северо-Калиновая	26	3068,0	Урманская сви- та J ₁ h-s	Временные водоемы дистальных частей пролювиального ко- нуса выноса (тонко- дисперсные глины, с отсутствием расти- тельного детрита)	0,0006	0,0034	0,0100	0,0250	0,2	0,44
Толпаровская	1	3226,4			0,0015	0,0045	0,0150	0,0450	0,3	0,35
		3223,5			0,0019	0,0038	0,0150	0,0270	0,5	0,55
	2	3212,1			0,0022	0,0042	0,0130	0,0250	0,5	0,52
Елейская	1	3072,3			0,0020	0,0040	0,0120	0,0270	0,5	0,92
	1	3070,8			0,0022	0,0037	0,0110	0,0250	0,5	0,72
	1	3064,3			0,0022	0,0042	0,0120	0,0230	0,5	0,84
Северо-Калиновая	29				0,0010	0,0038	0,0140	0,0340	0,3	0,41
Крыловская	1				0,0018	0,0038	0,0130	0,0250	0,5	0,52
	2				0,0018	0,0036	0,0140	0,0340	0,5	0,41
Салатская	1	2966,7			0,0016	0,0035	0,0160	0,0250	0,6	0,8
Ступенчатая	5	2907,4			0,0005	0,0043	0,0150	0,0250	0,11	0,55
Широтная	50	3070,6			0,0018	0,0036	0,0130	0,0310	0,5	0,41
	51	3065,6			0,0019	0,0035	0,0140	0,0340	0,5	0,41
Северо-Фестивальная	1	3238,4			0,0006	0,0034	0,0160	0,0310	0,2	0,51
	2	3277,7			0,0008	0,0036	0,0130	0,0300	0,2	0,43
Сенькинская	37	3045,1			0,0012	0,0035	0,0150	0,0270	0,3	0,5
		3039,1			0,0019	0,0040	0,0150	0,0250	0,5	0,51
Южно-Урманская	2				0,0020	0,0032	0,0120	0,0230	0,6	0,84
	2				0,0019	0,0033	0,0125	0,0230	0,6	0,54

Однако следует оговориться, что подобное утверждение справедливо для областей, долгое время, характеризующихся тектонической устойчивостью, скоростями седиментации, изменяющимися в небольших пределах и долгоживущими источниками сноса, расположенными длительное время в пределах одной и той местности.

В результате проведенного анализа содержания бора в юрских терригенных глинистых толщах установлено, что в морских, относительно глубоководных отложениях георгиевской свиты (J_3km) содержание бора колеблется от 0,0080 до 0,0147%. В морских мелководных осадках васюганской свиты (J_3ox) его содержание несколько ниже и колеблется в пределах 0,0046 до 0,0084%. В отложениях тюменской свиты ($J_2a-b-bt$), представленной преимущественно континентальными фациями, содержание бора значительно уменьшается и колеблется в пределах от 0,0011 до 0,0020%.

В нижнеюрских отложениях максимальные значения бора (0,0050–0,0068%) наблюдаются в отложениях тогурской свиты (J_{1t_1}), развитой в пределах Нюрольской впадины и в Колтогорском прогибе, что соответствует породам мелководно-морского генезиса. Породы тогурской свиты, развитые в пределах Бакчарской, Усть-Тымской и Пайдугинской впадин содержат меньшее количество бора (0,0038–0,0052%). Вероятно, эта часть юго-восточной окраины Западно-Сибирской плиты была более мелководной и значительно опресненной. Совсем малое количество бора (0,0006–0,0022%) обнаружено в породах среднеурманской подсвиты (J_{1h-s}) континентального генезиса. Графики процентного содержания бора в породах различного генезиса представлены на Рисунке 2.21.

Значительное количество *галлия (Ga)* содержится в пресноводных глинах. В породах морского генезиса его количество значительно уменьшается. В нижнеюрских континентальных осадках изученных разрезов по юго-востоку Западной Сибири содержание галлия составляет от 0,0028 до 0,0045%. В прибрежно-морских отложениях тогурской свиты это значение снижается до 0,0021–0,0028%. В континентальных отложениях тюменской свиты содержание галлия варьирует в пределах 0,0027–0,0038%. Для морских мелководных отложений васюганской свиты количество галлия изменяется в диапазоне от 0,0020 до 0,0028%.

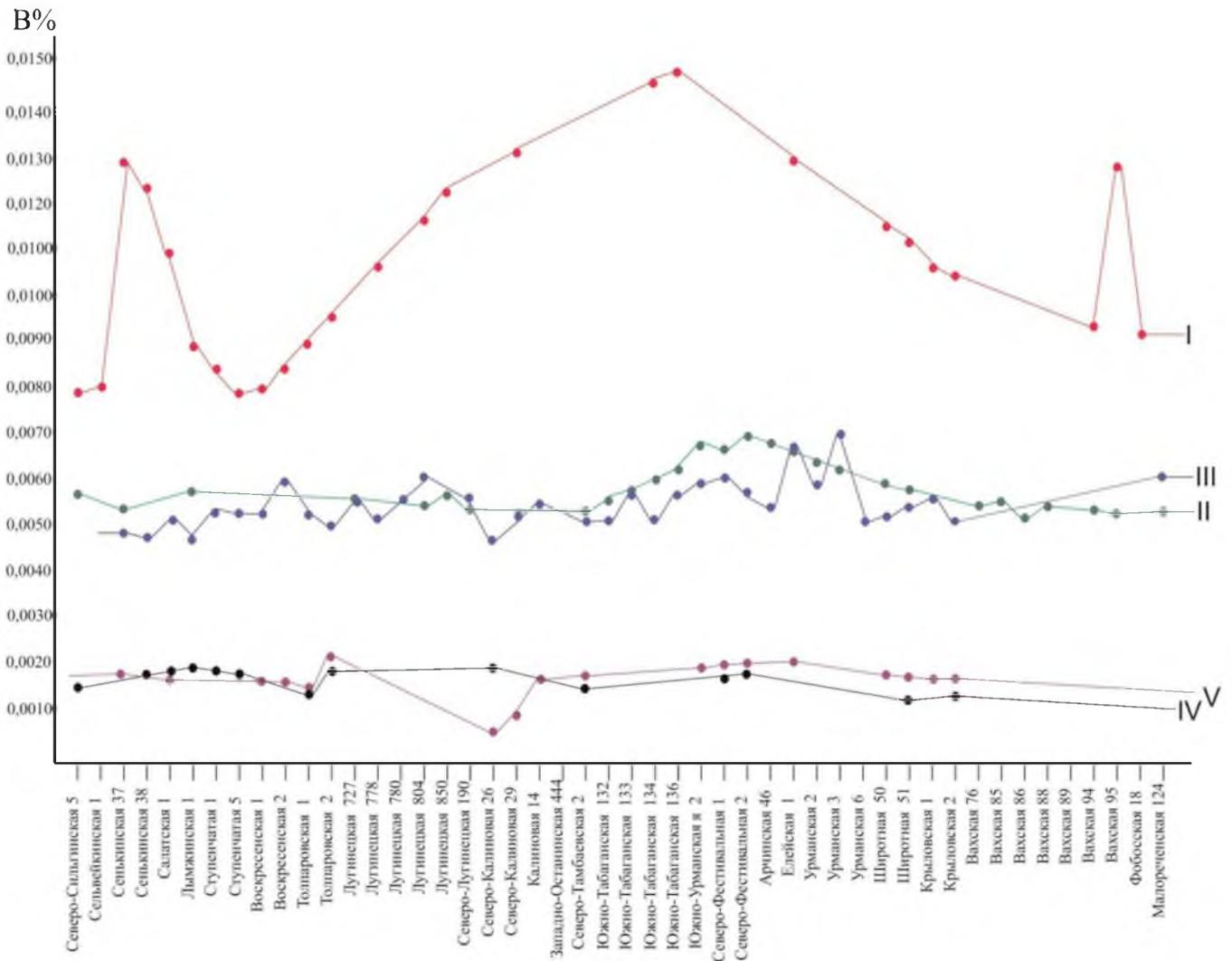


Рисунок 2.21 – Распределение бора в юрских аргиллитах и алевроаргиллитах юго-востока Западной Сибири, Томская область (Чернова, 1995)

I – аргиллиты георгиевской свиты (J_3km);

II – аргиллиты / алевроаргиллиты васюганской свиты ($J_{2,3kl-ox}$);

III – аргиллиты / алевроаргиллиты тогурской свиты (J_{1t_1});

IV – аргиллиты / алевроаргиллиты тюменской свиты (J_2b-bt);

V – аргиллиты среднеурманской подсвиты (J_{1h-sm}).

Самые низкие количественные показатели этого элемента характерны для морских относительно глубоководных пород георгиевской свиты (0,0015–0,0024%) (Рисунок 2.22.).

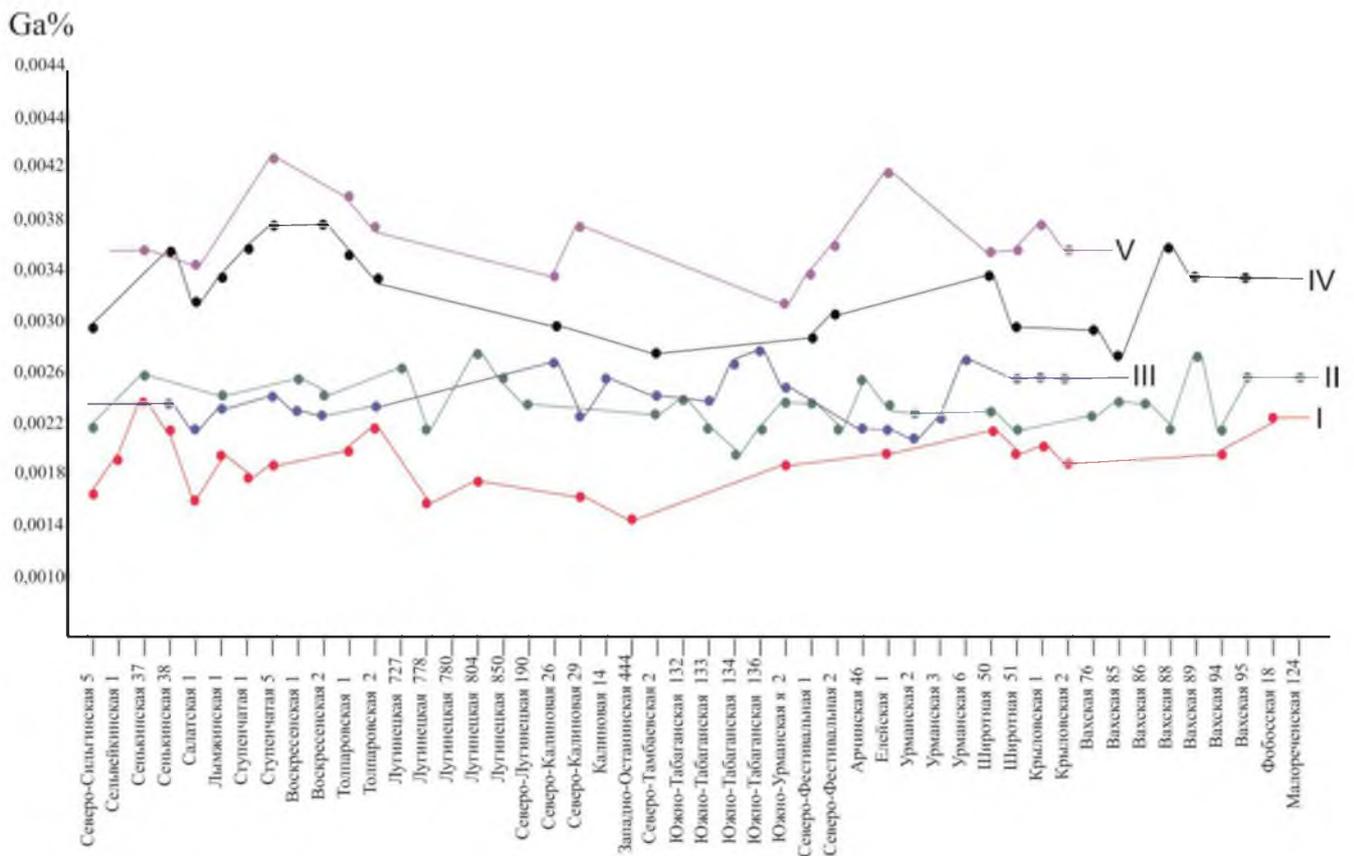


Рисунок 2.22 – Распределение галлия в юрских аргиллитах и алевроаргиллитах юго-востока Западной Сибири, Томская область (Чернова, 1995)

- I – аргиллиты георгиевской свиты (J_3km);
- II – аргиллиты / алевроаргиллиты васюганской свиты ($J_{2,3kl-ox}$);
- III – аргиллиты / алевроаргиллиты тогурской свиты (J_{1t_1});
- IV – аргиллиты / алевроаргиллиты тюменской свиты (J_2b-bt);
- V – аргиллиты среднеурманской подсвиты (J_{1h-sm}).

Стронций (Sr) накапливается в осадках, преимущественно, биогенным путем (при отсутствии химического осаждения), при этом наблюдается закономерное возрастание его концентраций от песчаников к глинам. Подобная закономерность в распределении установлена и для изучаемых юрских толщ. Наибольшая его концентрация отмечена в морских глубоководных глинах георгиевской свиты (J_3km) (0,030–0,042%). Меньшее содержание стронция отмечено в морских мелководных аргиллитах нижне-васюганской подсвиты (J_3kl) (0,016–0,028%) и тогурской свиты (J_{1t_1}) (0,013–0,024%). В континентальных песчаных и глинисто-алевритовых осадках байосс-батского возраста

концентрация стронция еще меньше (0,009–0,015%). Близкие к этим данным и результаты исследования пород среднеурманской подсвиты (0,010–0,016%) (Рисунок 2.23.).

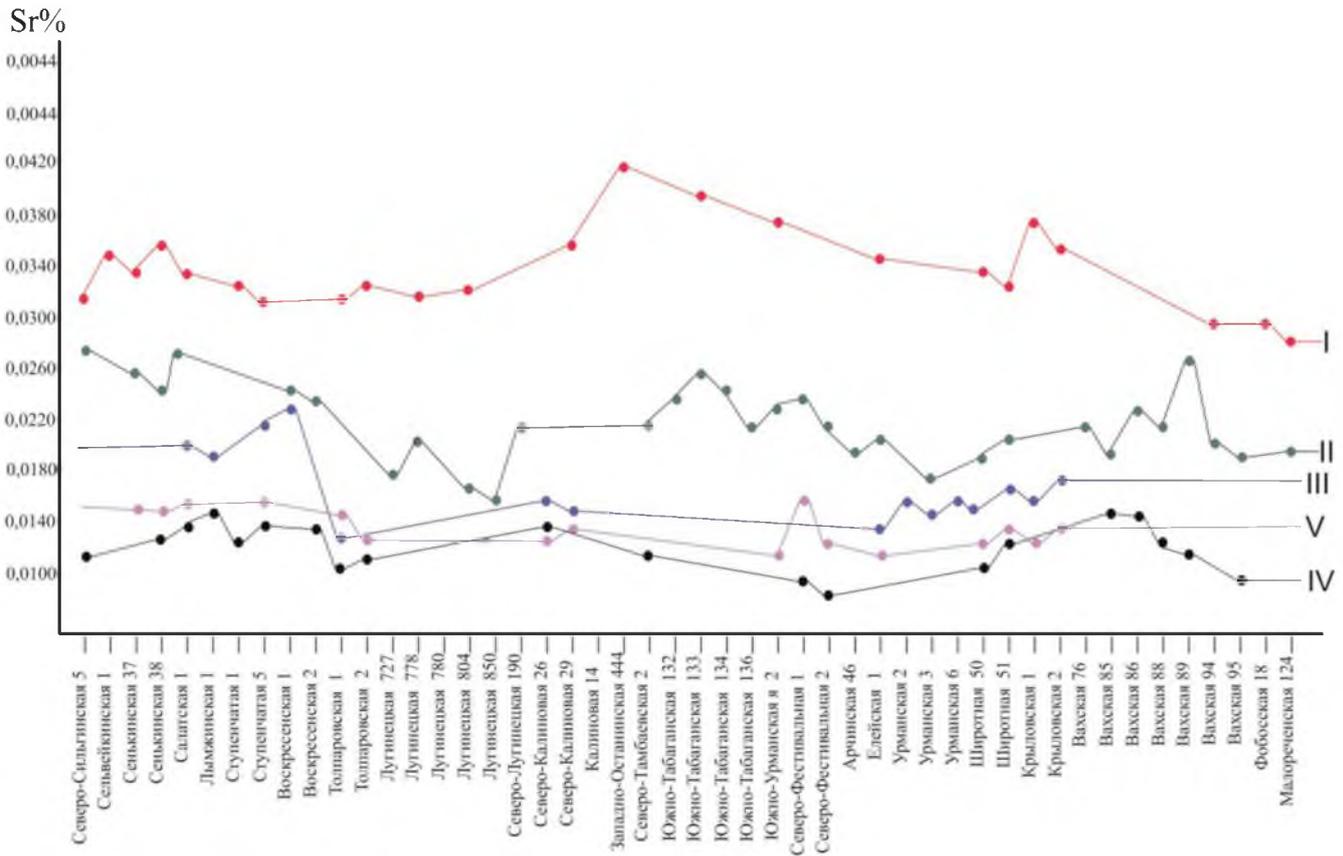


Рисунок 2.23 – Распределение стронция в юрских аргиллитах и алевроаргиллитах юго-востока Западной Сибири, Томская область (Чернова, 1995)

- I – аргиллиты георгиевской свиты (J_3km);
- II – аргиллиты / алевроаргиллиты васюганской свиты ($J_{2-3kl-ox}$);
- III – аргиллиты / алевроаргиллиты тогурской свиты (J_{1t_1});
- IV – аргиллиты / алевроаргиллиты тюменской свиты (J_{2b-bt});
- V – аргиллиты среднеурманской подсвиты (J_{1h-sm}).

Барий (Ba) характеризуется наибольшей растворимостью соединений в отличие от стронция. При смешении пресных и морских солёных вод образует труднорастворимое соединение $BaSO_4$, причем барий достаточно быстро выходит из раствора и обогащает прибрежные осадки (Ежова, 1979). Различные геохимические свойства стронция и бария позволили использовать отношение их содержания для выяснения условий осадконакопления. В пресноводных бассейнах их отношение меньше 1, в морских –

больше 1. В отложениях морского и прибрежно-морского генезиса (георгиевская, васьганская, тогурская свиты) отношение Sr/Ba колеблется в пределах 0,65-1,2. В континентальных породах тюменской и урманской свит оно значительно меньше 0,06-0,48.

Описанная методология литолого-фациальных исследований, апробированная в рамках диссертационного исследования, показала высокую эффективность при изучении терригенных осадочных комплексов юрского и мелового возраста. Построенные седиментологические модели базируются на дистанционных методах исследования глубокопогруженных нефтегазоносных толщ и достоверном керновом материале.

Глава 3. Методика палеоседиментологического моделирования

Важнейшей задачей при построении трехмерных геолого-геофизических моделей является успешное прогнозирование и корректное отображение размеров и геометрических параметров природных резервуаров, вмещающих залежи нефти, газа и газового конденсата. Поэтому в современную практику изучения нефтегазоносных осадочных толщ давно и прочно внедрены исследования генетической и историко-геологической направленности, позволяющие определять условия накопления древних толщ и закономерности распространения осадочных комплексов, способных генерировать и удерживать углеводороды (Чернова, 2010).

Основой палеоседиментологического моделирования в названном аспекте служат представления о том, что морфология и фильтрационно-емкостные свойства природных резервуаров в значительной степени predeterminedены физико-географическими обстановками древних сред седиментации, тесно связанными с тектоническим планом территории в ту или иную геологическую эпоху, а также направленностью и интенсивностью вторичных преобразований пород.

Специалисты нефтяного инжиниринга имеют дело с продуктами древних седиментационных систем – с конкретными геологическими телами, представляющими собой геометрически объемные, пространственно-временные системы, главными характеристиками которых являются ориентация в пространстве, стратиграфическая приуроченность и морфологическая форма (морфоформа).

Все пространственно-временные системы существуют в природе в строгой иерархической взаимосвязи друг с другом. Зная эти взаимосвязи и закономерности их развития можно предсказывать появление тех или иных фациальных последовательностей (*парагенезов фаций*) и распознавать древние условия седиментации, овеществленные в породе, т.е. решать обратную задачу геологии. Крайне важным моментом для палеоседиментологического моделирования является вопрос определения главных седиментационных трендов движения осадочного материала, находящихся в тесной зависимости от геоморфологической обстановки и обуславливающих зоны распростране-

ния коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (Чернова, 2010).

В настоящей работе типовые для Западно-Сибирского осадочного мегабассейна природные резервуары рассмотрены в качестве ископаемых палеоморфоструктурных форм, обладающих определенными размерами, мощностью, морфологией внутреннего строения и имеющих характерные контакты с вмещающими толщами. Все эти параметры заложены средой седиментации и соответственно напрямую связаны с геоморфологическими и динамическими условиями, существующими в бассейне седиментации в определенное геологическое время.

В рамках разработанного подхода предлагается различать два понятия: *седиментационное* и *палеоседиментологическое моделирование*. Наиболее часто встречаемый термин в современных публикациях «*седиментационное моделирование*» или «*седиментационная модель*» по глубокому убеждению автора подразумевает описание типов не литифицированного осадка, обладающего определенными физико-химическими характеристиками и сформированного в определенной водной и/или воздушной среде седиментации, характеризуя тем самым лишь процесс оседания осадочных зёрен в жидкости или газе под действием сил гравитации. *Палеоседиментологическое моделирование* работает в рамках древних осадочных систем и предполагает основным объектом исследования керновый материал, генетические признаки которого позволяют логически решить обратную геологическую задачу – по диагностическим признакам восстанавливать условия формирования конкретной осадочной породы.

По методам и средствам палеоседиментологический подход делится на теоретическую и экспериментальную составляющие. Как известно, экспериментальная база седиментологических исследований современных осадков, отлагающихся на поверхности Земли в многочисленных водных и воздушных средах, постоянно совершенствуется и развивается, позволяя преумножать знания о механизмах и условиях протекания современных осадочных процессов.

Эксперименты по воссозданию условий древних сред седиментации и моделированию непосредственно в них процессов осадконакопления и конечных продуктов – ископаемых тел, с учетом литификации последних, невозможны в принципе. Поэтому

для палеоседиментологического моделирования явным остается только один традиционный путь – разработка теоретических моделей систем осадконакопления и их производных – природных резервуаров, на основе детального изучения известных ископаемых осадочных комплексов (по геологическим обнажениям и керну скважин) с опорой на комплекс диагностических признаков, выявленных многовековыми исследованиями великолепной плеяды зарубежных седиментологов и отечественных литологов.

3.1. Системный подход к моделированию терригенных природных резервуаров по керну скважин

Излагаемая концепция системного подхода к палеоседиментологическому моделированию путем создания и практического использования в качестве его основы систематики разномасштабных седиментологических объектов сложилась у автора в результате изучения многочисленных опубликованных работ отечественных и зарубежных авторов и авторских коллективов, среди которых следует назвать имена таких естествоиспытателей, как А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская (1983); З.К. Борисенко (1980); Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябина (1959, 1970); В.А. Букринский (1985); Д.А. Буш (1977); Н.Б. Вассоевич, В.В. Меннер (1966, 1978); В.В. Воинов (1966); О.А. Вотях, В.А. Соловьев (1970); И.А. Вылцан (2000, 2002); М.А. Гусейн-Заде (1961); Л.Ф. Дементьев (1966, 1988); А.И. Демина (2006); А.Н. Дмитриевский (1982); К. Данбар, Роджерс (К. Dunbar, Rodgers, 1975); В.И. Драгунов, А.И. Айнемер, В.И. Васильев (1974); М.А. Жданов (1962); М.М. Иванова, И.П. Чоловский, Ю.И. Брагин (2000, 2006); Ю.Н. Карогодин (1971, 1990); Ч.Э.-Б. Конибир (Ch.E.V. Conybeare, 1979); Л. Косентино (2006); Ю.А. Косыгин, В.А. Кулындыщев, В.А. Соловьев (1986); И.В. Круть (1973); Е.Г. Панова, С.Б. Шишлов (2013); В.И. Попов (1959); М.В. Проницева (1973); Х.Г. Рединг, Дж.Д. Коллинсон, Ф.А. Аллен (J.R.L. Allen, 1990); Г.-Э. Рейнек, И.Б. Сингх (1981); С.И. Романовский (1977; 1985); Р.Ч. Селли (R.Ch. Selley, 1980, 1981, 1989, 2000); Е.И. Сёмин (1961); С.В. Сидоров, Р.Х. Низаев (2006); Л.А. Слосс, В.К. Крумбейн, Э.В. Дэллз (L.A. Sloss,

W.K. Krumbein, E.V. Dapples, 1953); В.В. Стасенков, Н.М. Климушин, В.Л. Бреев (1972); И.В. Хворова (1963); Н.П. Херасков (1952); И.П. Чоловский (1966); Е.В. Шанцер (1966); В.Н. Шванов (1992); С.Б. Шишлов (2010).

Исследования вышеперечисленных авторов посвящены как проблеме идентификации, ранжирования и определения основных морфологических особенностей осадочных тел, представляющих собой экзогенные формы палеорельефа, сформированные в различных фациальных условиях и содержащие залежи углеводородов, так и проблемам, возникающим при системном подходе к решению задач нефтегазопромысловой геологии, геометризации этих залежей и процессам последующей их разработки.

Многочисленная отечественная и зарубежная геологическая литература содержит обширный материал по разнообразным рабочим классификациям обстановок осадконакопления, фаций и типов пород в различных природных средах, построенным в зависимости от потребностей авторов. Однако единая система понятий, изображенная в виде иерархической структуры, увязывающей разномасштабные седиментологические объекты в строгую многоуровневую последовательность, на сегодняшний день не существует.

В представленных в публикациях классификационных схемах, деление обстановок осадконакопления проведено либо по способу накопления осадочного материала, либо по доминирующему процессу, либо по форме осадочной призмы, с достаточно произвольным использованием терминов, принятых в седиментологии. Несмотря на разногласия в способах ранжирования обстановок седиментации, большинством авторов практически единодушно установлен единый ряд условий, значительно влияющих на формирование и размещение залежей УВ в осадочном пространстве и требующих понимания:

- 1) морфологических особенностей конечного продукта седиментации – конкретного осадочного тела, обладающего определенной вертикальной и латеральной последовательностью осадочных слоев, имеющих определенный характер для каждой фациальной зоны при регрессивном и трансгрессивном характере развития территории;

- 2) закономерностей распределения потоков осадочного материала (седиментационных трендов) и появления, связанных с эти структурно-текстурных особенностей осадка;
- 3) геометрических параметров (длина, ширина, мощность), формирующихся осадочных образований - будущих природных резервуаров;
- 4) механизмов отложения осадочных зерен в соответствии с определенными зонами аккумуляции.

При этом большинство авторов сходятся во мнении, что наиболее важная роль при формировании природного резервуара принадлежит факторам геоморфологическому, литолого-стратиграфическому и палеогеографическому, определяющим все базовые характеристики конечного продукта системы осадконакопления. Соответственно основой палеоседиментологического моделирования в названном аспекте являются исследования седиментологические, позволяющие выявлять и изучать разноранговые осадочные элементы природных терригенных систем, формирующиеся в результате определенных природных процессов.

Проблема идентификации, объединения в различные группы и прослеживания, разномасштабных седиментационных данных, участвующих в комплексной характеристике природных резервуаров, возникает уже на первых стадиях исследования - при описании и выделении литогенетических типов пород. Впоследствии, при определении фациальных комплексов, слагающих, в свою очередь, крупные седиментационные циклы, отражающие древние ландшафтные характеристики эта проблема только усугубляется.

Основной причиной подобного явления является изначальная геологическая неоднородность, рассматриваемых объектов, выраженная в значительной литологической изменчивости, обусловленной условиями формирования и последующими диагенетическими превращениями. Разнофациальные терригенные природные резервуары обладают различными видами геологической неоднородности, которые проявляются на каждом внутреннем уровне их организации. Связано это, прежде всего исследованиями разномасштабных явлений в пласте-коллекторе, касающихся вещественного состава пород, характера распределения в разрезе продуктивного пласта ряда пропластков, об-

ладающих различными литологическими характеристиками, емкостными и фильтрационными свойствами, различными петрофизическими параметрами и соответственно разными добывными возможностями.

Таким образом геологическая неоднородность, характеризующая изменчивость природных качественных характеристик нефте-, и газонасыщенных пород, обеспечивает расслаивание единого эксплуатационного объекта, в качестве которого выступает природный резервуар, на части, и тем самым оказывает огромное влияние на положение флюидов в залежи и отвечает за вовлечения полноты объема залежи в процесс дренирования, являясь решающим фактором выбора систем разработки.

Изучению этого важного явления посвящены исследования Ю.П. Борисова (1959); М.А. Гусейн-Заде, (1961); Е.И. Сёмина (1961); М.А. Жданова (1962); В.В. Воинова (1966); Л.Ф. Дементьева (1966, 1988); И.П. Чоловского (1966); Ю.П. Борисова, В.В. Воинова, З.К. Рябининой (1970); В.В. Стасенкова, Н.М. Климушина, В.Л. Бреева (1972); Ш.К. Гиматудинова, А.И. Ширковского (1982); В.П. Меркулова, Ю.В. Уткина, М.Я. Бетхера (1998); М.М. Ивановой, И.П. Чоловского, Ю.И. Брагина (2000), В.П. Меркулова, О.С. Черновой (2002); М.М. Ивановой, И.П. Чоловского, Ю.И. Брагина (2006); А.И. Дёминой (2006); Г.М. Золоевой, С.Б. Денисова, С.И. Билибина (2008) и многих других авторов.

Традиционно под геологической неоднородностью понимают изменение значений геолого-физических свойств пород на каждом выделенном иерархическом структурном уровне, на множестве всех элементов геологической системы, как по площади, так и по разрезу. В качестве различных типов неоднородности обычно называют:

- литолого-фациальную неоднородность (*минералогическую, гранулометрическую, неоднородность по мощности пластов /горизонтов или пропластков;*
- неоднородность по емкостным и фильтрационным свойствам (*по проницаемости, по пористости, по распределению остаточной водонасыщенности и т.д.);*
- неоднородность по параметрам разработки залежи (*по проводимости, по гидропроводности, по коэффициенту продуктивности пласта);*

- неоднородность по масштабам проявления (*послойную, зональную или площадную, пространственную или объемную*)

Универсальным критерием сравнения степени разноплановых видов неоднородности продуктивных пластов, слагающих различные по генезису терригенные системы, является: показатель *послойной неоднородности* $V_{\text{посл.}}$, оказывающий наибольшее влияние на величину коэффициентов заводнения и нефтеотдачи пластов и объектов (В.Д. Лысенко, 1999).

Степень сложности разработки месторождения изначально обуславливается геологическими и технологическими факторами. Геологические факторы определяют размеры залежи, глубину залегания продуктивного горизонта, пластовые давление и температуру, геологические запасы углеводородов (*нефть, газ, газовый конденсат*), особенности геологического строения (*литолого-фациальные характеристики коллекторов, обуславливающие неоднородность строения и емкостных и фильтрационных свойств*), количество продуктивных пластов, структурные нарушения, тип залежи, физико-химические свойства пластовых флюидов, особенности водонапорного горизонта и т.п.

С позиций разработки - гидродинамически связанный природный резервуар (пласт-коллектор) состоит из сложного сочетания песчано-алевритовых пропластков, сливающихся между собой, расчленяющихся и выклинивающихся, как по толщинам, так и по площади своего развития. Наличие гидродинамической связи между отдельными пропластками, слагающими продуктивный пласт, характеризует прерывистость и послойная неоднородность пласта, позволяющие сравнивать различные в фациальном плане продуктивные пласты в целях обоснованного подхода к решению вопросов анализа текущего состояния разработки нефтяных и газовых месторождений. Но самое важное значение для осреднения ряда важнейших технологических показателей разработки имеет характер и степень изменчивости коллекторских свойств продуктивных пластов.

Внутреннее строение разнофациальных терригенных коллекторов, являющееся важнейшим фактором при разработке, заключенной в них залежи УВ, проявляется в закономерных изменениях гранулометрической структуры пласта по разрезу (*ультра-*

микронеоднородность), в направленной ориентировке зерновой массы, в наличие количества цемента и его распределения в каждом отдельном прослое.

Микронеоднородность определяется изменением текстурных особенностей на уровне наличия плотных непроницаемых глинистых или карбонатных прослоев, упорядоченных или хаотичных типов слоистости, отвечающих за направления линий тока флюида в поровом пространстве коллектора, представляющем собой набор конических и извилистых трубок тока, ориентированных вдоль основного направления фильтрации и пересекающихся рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Размеры трубок тока (их длина и поперечное сечение) и их природный порядок размещения в разрезе каждого типа природного резервуара значительно влияют на нефтеотдачу продуктивного пласта (Белозеров и др., 2006).

Мезонеоднородность отвечает сложной мозаичной картине размещения в пределах пласта пропластков и линз пород не коллекторов, а также высоко-, и низкопродуктивных пород-коллекторов, с различными пористостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью.

Макронеоднородность природного резервуара характеризует с помощью коэффициентов песчаности, расчленённости, прерывистости и литологической связанности его геологическую разобщенность, которая может быть установлена в площадном (зональная макронеоднородность) и пространственном (объемная макронеоднородность) выражении.

Совершенствование и повышение качества создаваемых в различных программных продуктах трехмерных моделей реальных геологических объектов требует понимания внутреннего строения терригенных резервуаров на элементно-петрографическом и структурно-геологическом уровнях, что обуславливает существенное расширение исследований фундаментального плана, связанных в первую очередь с изучением палеофациальных обстановок формирования и размещения пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. На добывные характеристики природного резервуара наиболее сильное влияние оказывает как вертикальная, так и латеральная литологическая неоднородность, обусловленные условиями его формирования.

В ходе исследования, при анализе древних условий седиментации, обусловивших появление рассматриваемых юрско-меловых природных резервуаров, возникла неизбежная необходимость увязки многомерных деталей внутренней архитектуры этих природных пространственно-временных систем в единый структурный каркас.

Согласно традиционной многолетней узконаправленной аналитической методологии изучение сложных многокомпонентных и многосвязных систем, каковыми являются природные резервуары, их моделирование обычно производится путем прослеживания геолого-геофизических характеристик, в пределах каждой отдельно взятой части системы:

- *шлифы* описывают характеристику совокупности структурных элементов породы (размер, форма, сортировка, упаковка минеральных зерен) в случайных срезах, которые не отображают полную детальную литологическую характеристику коллектора, что приводит к расхождению результатов моделирования, промысловых данных и гидродинамических исследований продуктивного пласта (горизонта);
- *отдельные образцы горных пород*, распределенные по классам-коллекторам, согласно классификация А.А. Ханина (1969) без учета их положения в геологическом пространстве и вне взаимодействия с другими образцами осадочных горных пород не дают понимания целостности геологической структуры, так как изначально изучаются только лучшие представители классов-коллекторов;
- определение *фильтрационно-емкостных свойств*, отражающих геологическую неоднородность эксплуатационных объектов, производится на отдельных образцах пород в лабораторных условиях (обычно осуществляется без понимания, какое место каждый образец занимал в залежи) в результате, полученные усредненные параметры, не соответствуют реальному положению в залежи зон, по которым фактически происходит фильтрация УВ, и проницаемость по которым определена по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС));
- *недоучет характера распределения различных видов неоднородностей*, свойственных любому терригенному коллектору (сильно прерывистый пласт или

представленный проницаемыми линзами), сильно скажется на конечной нефтеотдаче за счет снижения коэффициента охвата пласта, на текущей добыче или перепаде давлений, вследствие снижения коэффициента воздействия на пласт;

- *нефтегазоносные пласты*, в целях моделирования довольно условно расчленяются на ячейки «коллектор» и «неколлектор», представляющие собой прослои различной мощности, выполненными песчано-алевритовыми и глинистыми разностями, слагающие природный резервуар и характеризующиеся различными геолого-геофизическими свойствами и петрофизическими параметрами; фактически условно выделенные тела образуют в модели слоистую структуру осадочной толщи и выделяются в качестве высоко-, средне- и низкопродуктивных участков залежи;
- *технологические показатели разработки* (порядка 150 показателей, отвечающих за определенные технические решения промысловых систем, сооружений и учитывающих разное динамическое состояние залежи, приуроченной к определенному типу природного резервуара) при их комплексной характеристике не дают целостной картины состояния залежи, так как отвечают за разные аспекты эксплуатации залежи.

Таким образом, аналитический подход, главенствующий в нефтегазовой геологии на протяжении многих лет, способствует изучению отдельных частей природного резервуара, содержащего залежи УВ-сырья. Полученные некие качественные и количественные интегральные характеристики каждой отдельно взятой части, рассматриваются «сами по себе», что не способствует отображению структуры целостного объекта, выступающего как совокупность взаимосвязей и взаимодействий слагающих его элементов (Дементьев, 1988).

Многолетняя авторская практика моделирования сложно построенных природных резервуаров показывает, что для корректного прогноза поведения разнофациальных коллекторов в процессе разработки требуются комплексные седиментологические исследования, касающиеся в первую очередь выявления особенностей строения всех слагающих природный резервуар разноуровневых элементов, изученных с различных научных позиций.

В ископаемом состоянии черты строения былой обстановки седиментации, ове- щественные в каменном материале (керне скважин), не видны в полном объеме и зна- чительно затусшеваны многомиллионной историей вторичных преобразований осадоч- ного материала, кардинально изменивших первоначальный облик пород. Поэтому важ- ным моментом при восстановлении древних условий осадконакопления по керну изу- ченных скважин являлось изучение и интерпретация:

- 1) вещественного состава пород и геохимических условий протекания, основных диагенетических процессов, обусловивших неизбежные видоизменения пород- коллекторов на микро и макроуровне;
- 2) динамики и механизмов действия процессов седиментогенеза, задавших парамет- ры древних обстановок седиментации – будущих макрофаций (*тип осадка, сфор- мированный при действии определенного осадочного процесса*);
- 3) параметров структурно-текстурных композиций отложений (*интерпретация тек- стур литифицированных толщ с целью выявления идентификационных критери- ев обстановок осадконакопления*);
- 4) типовых фациальных последовательностей, сформированных при трансгрессив- ном и регрессивном развитии территории для каждого выделенного типа природ- ного резервуара;

Прогнозирование изменения параметров залежи в процессе разработки с выявле- нием, особенно, количественных характеристик пород-коллекторов эксплуатируемого объекта, может быть научно-обосновано, с определенной степенью достоверности лишь при комплексном изучении всех основных факторов, обусловивших главные ха- рактерные черты строения природного резервуара и его петрофизические свойства. В первую очередь с позиций воссоздания трехмерного седиментационного каркаса, отоб- ражающего аспекты формирования осадочных тел различного генезиса и закономер- сти размещения, последних в осадочном пространстве и в геологическом времени.

Эффективное комплексное использование различных методик для повышения достоверности и научной обоснованности седиментологического моделирования, предопределяет системный анализ – как основной метод их изучения. Геологические теоретические основы и принципиальные положения методологии системного позна-

ния закономерностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в осадочных комплексах литосферы заложены академиками И.М. Губкиным и В.И. Вернадским, обосновавшими своими исследованиями целостность, структурную иерархию по принципу соподчиненности, генетическую взаимосвязанность во временном и пространственном аспекте природных динамических систем, содержащих залежи УВ и развивающихся в тесной связи с процессами литогенеза и тектогенеза.

Разработке основных принципов и приемов системных исследований в различных аспектах геологии, начиная с середины прошлого столетия, посвящены работы О.А. Вотеха, В.А. Соловьева (1970); И.В. Круть (1973); И.М. Губкина (1975); Н.Б. Вассоевича, В.В. Меннера (1978); А.А. Бакирова, Э.А. Бакирова, Л.П. Мстиславской (1982, 1986); А.Н. Дмитриевского (1982, 2008); А.А. Трофимука, Ю.Н. Карогодина, Э.Б. Мовшовича (1983); Ю.А. Косыгина, В.А. Кулындыщева, В.А. Соловьева (1986); Л.Ф. Дементьева (1988); Ю.Н. Карогодина, Е.А. Гайдебуровой (1989); Л. Косентино (2006), С.Б. Шишлова (2010) и многих других авторов и авторских коллективов.

Принимая во внимание, что природные терригенные резервуары являются уникальными и неповторимыми целостными геологическими системно-организованными объектами, функционировавшими в геологическом пространстве в определенном геологическом временном интервале, имеют предпосылки быть емкостями для углеводородов различного фазового состава. Соответственно, такие динамические системы в данной диссертационной работе рассмотрены с позиций системно-структурных, системно-исторических и системно-функциональных исследований.

Системный подход, положенный в основу седиментологического моделирования базируется на анализе комплексных количественных и качественных методов исследования, призванных выявить основные закономерные причинно-следственные связи изучаемых объектов, рассматриваемых в качестве различных уровней организации геологической материи в их естественноисторическом развитии в пространстве и во времени (Системные исследования..., 1986).

Юрско-меловые природные резервуары Западной Сибири характеризуются множеством свойств, имеющих специфику с точки зрения распределения их значений на каждом иерархическом уровне, имеют определенные размеры, четкую простран-

ственно-временную организацию, специфический состав и определенную внутреннюю архитектуру. Для целей анализа многомерных данных, осадочные резервуары юры и мела разбиты на ряд элементов, классифицированных по иерархическому принципу, в соответствии со структурными соотношениями и внутрисистемными генетическими, пространственными и функциональными связями.

Под *природным резервуаром*, согласно И.О. Броду (Залежи ..., 1951), понимается природное геологическое тело определенной морфологической формы, являющееся естественнымместилищем для сложной постоянно циркулирующей смеси водонефтегазовых флюидов, ограниченное со всех сторон плохо проницаемыми (флюидоупорными) породами. В качестве основных его характеристик рассмотрены: тип коллектора (*по литологическому составу*), генетический тип (*принадлежность к макрофазии*), морфология (*пластовый, покровный, линзовидный, рукавообразный, массивный, литологически-ограниченный*), условия залегания (*структурные*), площадь распространности (*локальные, зональные, региональные*).

С позиций системных исследований свойства природного резервуара, как целостной трехмерной системы, определяются не столько суммированием свойств их отдельных элементов, сколько внутренней структурой самой системы, определяемой путем реализации структурно-генетического анализа иерархической взаимосвязи естественных геологических тел слоевого, парагенерационного, геотформационного и геогенерационного уровней организации (Драгунов, Айнемер, Васильев, 1974; Панова, Шишлов, 2013; Шишлов, 2010).

Основополагающими принципами системного подхода в обозначенном аспекте являются:

- генетически-обусловленные структурные взаимосвязи образующих систему седиментологических объектов во времени и пространстве;
- иерархическая соподчиненность системообразующих объектов;
- варьированность объектов в связи с закономерностью их возникновения и развития в пределах определенной территории;
- эмерджентность системы.

Исходными понятиями в рамках решаемой проблемы являются: «*систематизация*», «*система*», «*структура*», «*иерархия*», «*парагенез*».

Под научной *систематизацией* седиментологических объектов (элементов) понимается группирование, выделенных в качестве членов иерархии, иерархизированных естественных геологических тел по их принадлежности к тому или иному уровню организации вещества в виду их структурных соотношений.

Понятие «*системы*» включает в себя представление автора об объединении разноранговых седиментологических элементов, взаимодействующих друг с другом и связанных между собой закономерными парагенетическими отношениями. Построенная система имеет определенную внутреннюю организацию составляющих её элементов, объединенных совокупностью отношений и связей между ними.

Под «*структурой*» системы в рассматриваемой схеме понимается совокупность связей ее элементов. Соответственно седиментологические объекты, связанные соподчинением друг другу, закономерно группируются в разноранговые объекты «*иерархии*».

Под «*иерархическим*» или структурным уровнем понимается совокупность одноранговых элементов, принадлежащих одному горизонтальному ряду. Совместное нахождение определенных объектов, объединенных генетической связью между ними – т.е. естественное сообщество природных тел рассмотрено в качестве «*парагенеза*» или «*парагенетической ассоциации*».

Объектами низшего I-го уровня (элементарными ячейками структурного типа), в рамках рассмотренной иерархической схемы, являются совокупности структурно-связанных цементом минеральных зерен, образующие устойчивые литологические сочетания единых одноуровневых компонентов структуры – гранулометрических типов пород.

Объектами II-го уровня являются литогенетические типы отложений, представляющие собой совокупность структурных элементов (уровня организации минерального парагенеза), как правило, монопородного литологического состава, неоднократно повторяющиеся в разрезе в определенной последовательности, с набором первичных генетических признаков, объединенных единством геологического пространства и гео-

логического времени. Отличаются от соседних элементарных осадочных тел комплексом признаков и их сочетанием, а также сочетанием и соотношением литологических типов пород.

Объекты III-го уровня представлены унаследовано-развивающимися парагенезами литогенетических типов отложений, образующих литологический слой либо пропласток, характеризующийся ритмичными типами структурных взаимоотношений, объединенных единством пространства, времени и условий аккумуляции.

Объектами IV-го уровня являются *фации*, представляющие собой геологические тела, состоящие из совокупности парагенезов литогенетических типов, сформированные на определенной территории, в определенное геологическое время и в определенных физико-географических условиях. Парагенезы литогенетических типов пород образуют парагенетические ряды с характерными геометрическими свойствами: формой, размером, ориентировкой в определенной части пространства осадочного бассейна. В нефтепромысловой геологии фации выделены в объеме пласта, либо толщи, реже горизонта.

Объектами V-го уровня являются *парагенезы фаций*, представляющие природные резервуары различного генезиса, содержащие однотипные или близкие по флюиду залежи УВ, входящие в единую зону нефтегазонакопления.

Объектами VI-го уровня выступают *макрофации*, представленные крупными осадочными комплексами, отвечающими условиям древнего ландшафта, выраженного в признаках этих отложений.

Разнообразие и количество свойств объектов исследований закономерно возрастает от уровня к уровню, обуславливая появление эмерджентных свойств у элементов каждого вышележащего уровня, не присущих нижестоящим уровням. Рассматриваемые объекты в контексте системных исследований требуют специальных подходов к решению задач определения их свойств и связей на каждом выделенном иерархическом уровне. Каждому иерархическому уровню соответствует свой тип неоднородности, соответственно, свои методы ее изучения и обособленный комплекс решаемых нефтепромысловых задач (Таблица 3.1.).

Таблица 3.1 – Свойства и краткая характеристика разноуровневых объектов систематики юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири в свете системных представлений (О.С. Чернова, 2017)

Уровень иерархии / нефте-промысловый объект	Седиментологический объект (элемент)	Эмерджентное свойство	Уровень проявления определенного вида неоднородности
<i>VI уровень</i> – в качестве объекта рассмотрены трехмерные ассоциации фаций, сформированных в близких генетических, климатических и тектонических условиях	Макрофации	Направленность изменения фациального состава в пространственном выполнении (по латерали) и в вертикальной организации морфоформ палеоландшафтов, слагающих макрофацию	МАКРОНЕОДНОРОДНОСТЬ
<i>V уровень</i> , на котором в качестве объекта рассмотрены однотипные залежи УВ, входящие в единую зону нефтегазоаккумуляции	Парагенезы фаций	Зона нефтегазоаккумуляции, включающие одну или несколько однотипных залежей УВ. Коэффициенты: песчаности, расчлененности, прерывистости, литологической связанности и т.п.	
<i>IV уровень</i> , на котором в качестве объекта выступает пласт, толща, (горизонт), как часть природного резервуара, содержащего залежь УВ	Фации	Нефтегазонасыщенность; - водонасыщенность; - характер границ залежи; - природный режим залежи; - средние значения параметров (размеры, тип ловушки, параметры флюида и т.п.)	МЕЗОНЕОДНОРОДНОСТЬ

				целях решения нефтепромысловых задач (контроль за продвижением ВНК, оценка и повышения охвата пласта воздействием, выделение работающих и неработающих частей разреза и т.п.)
<i>III уровень</i> , на котором в качестве объекта выступают пропластки (слои) различного литологического состава	Парагенезы литогенетических типов отложений	Геофизические характеристики (электрометрия по данным ГИС). Содержание глинистого цемента, прослоев глинистых или плотных карбонатизированных песчаников	МИКРОНЕОДНОРОДНОСТЬ	<i>Послойная микронеоднородность</i> (последовательность или парагенетическая ассоциация литогенетических типов, характеризующая субфацию, как часть фации), отражающая сложное сочетание пропластков различного литологического состава, имеющих гидродинамическую связь и отличающихся по продуктивности; фиксирует изменение параметров каждого отдельного пропластка (слоя) литологически однотипной породы
<i>II уровень</i> – уровень, на котором в качестве объекта выступает литогенетический тип породы	Литогенетический тип отложений (образец породы)	Коллекторские свойства пород: 1) пористость; 2) проницаемость; 3) структура порового пространства; 4) характер смачиваемости; 5) статистические распределения значений этих признаков		<i>Микронеоднородность (в образцах породы)</i> – типы породы, по которым устанавливаются граничные значения свойств пород, определяющие кондиционные пределы «коллектор» - «неколлектор»; оценка охвата пластов воздействием; определение участков пласта, на которых происходит замещение коллекторов плотными непроницаемыми разностями
<i>I уровень</i> элементарных составляющих осадочной горной породы	Минеральные зерна породы, связанные цементирующим веществом, образуют гранулометрические типы пород	Литологические качественные характеристики: форма, размер зерен, особенности структурно-текстурных композиций	УЛЬТРАМИКРОНЕОДНОРОДНОСТЬ	В шлифах: уровень совокупности минеральных зерен, с их взаиморасположением и взаимосвязями, определяющий изменчивость минерального состава скелета породы изменчивость коэффициентов: сортировки, упаковки зерен, оценка глинистости, количества цемента. Значения ультрамикронеоднородности используются при исследовании процессов вытеснения нефти водой или другими агентами

При выделении и описании объектов различных иерархических уровней систематики использованы структурно-вещественные методы, разработанные в разных вариациях Н.П. Херасковым (1952), В.И. Поповым (1955), В.С. Яблоковым (1956), Л.Н.

Ботвинкиной (1957, 1962, 1965), Н.М. Страховым (1960), И.В. Хворовой (1963), Н.С. Шацким (1965), Ю.А. Жемчужниковым, Г.А. Ивановым (1967), В.И. Драгуновым (1965), В.Н. Швановым (1969), В.И. Драгуновым, А.И. Айнемером, В.И. Васильевым (1974), И.А. Вылцаном (1977), Р. Градзиньским, А. Костецкой, А. Радомским и др. (1980), Р.Ч. Селли (1981), Н.В. Логвиненко (1984), А.В. Македоновым (1985), В.Н. Швановым (1987, 1992), В.Т. Фроловым (1995), В.Н. Швановым, В.Т. Фроловым, Э.И. Сергеевой (1998), И.А. Вылцаном (2000), В.П. Алексеевым (2002), А.В. Масловым, В.П. Алексеевым (2003), В.М. Цейслером (2004), В.П. Алексеевым (2007, 2014), А.Н. Дмитриевским (2008), О.С. Черновой (2008, 2009), С.Б. Шишловым (2010), О.В. Япаскуртом (2008), Е.Г. Пановой, С.Б. Шишловым (2013).

Практика изучения терригенных природных резервуаров, содержащих залежи УВ, как разноуровневых динамических систем, показывает возможность выделения 3 крупных структурных уровней, объединяющих определенные группы геологических объектов, задачами и комплексом исследований, рассматриваемых в настоящей работе в качестве рангов: *породного* (I), *породно-слоевого* (II) и *литмитного* (III) (Херасков, 1952; Попов, 1955; Вассоевич, 1966; Дементьев, 1966; Драгунов и др., 1974; Бакиров и др., 1983; Косыгин и др., 1986; Карогодин, Гайдебурова, 1989; Карогодин, 1990; Вылцан, 2000; Алексеев, 2002; Косентино, 2006; Дмитриевский, 2008; Шишлов, 2010). Каждому ранговому уровню соответствуют определенные виды исследований: системно-структурные, системно-исторические и системно-функциональные (Рисунок 3.1.).

Проведенные системно-структурные исследования были направлены на получение представления о внутренней структуре природных резервуаров путем изучения лабораторными методами вещественно-петрографических особенностей минеральных зерен и образцов горных пород.

Системно-исторические исследования, базирующиеся на физико-географической основе, позволили восстановить историю развития и эволюционные преобразования мезозойских природных резервуаров в пространственно-временном каркасе на фоне действующих физико-химических процессов седиментации с учетом тектонических и климатических особенностей. На породно-слоевом уровне исследовались литогенетические типы отложений. Путем пространственной корреляции прослеживались

по территории исследования их парагенезы. Согласно литолого-фациальным особенностям разрабатывались седиментологические модели природных резервуаров.



Рисунок 3.1 – Ранги, уровни и элементы организации иерархии седиментологических объектов исследований при различных аспектах системного анализа

Группирование седиментологических объектов на описанной основе дало возможность в соответствии с разработанной схемой иерархии выявить парагенетические связи между объектами разных уровней и тем самым восстановить условия формирования рассматриваемых природных резервуаров в рамках геологического развития Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрской и меловой эпохе осадконакопления.

При системно-функциональных исследованиях природные резервуары рассматривались как динамические системы, прошедшие определенный эволюционный путь развития в геологическом пространстве и времени. Системно-функциональный анализ позволил описать совокупности элементов иерархии в качестве множеств, описывающих

индивидуальные аспекты геологической системы, в ракурсе воздействия на нее технического процесса эксплуатации залежей УВ (Таблица 3.2).

На породном уровне изучались преобразования первичных седиментационных параметров пород-коллекторов и пород-флюидоупоров в диа- и катагенетическую стадию их развития. Изменения терригенных мезозойских пород Западной Сибири и других регионов под влиянием процессов диа- и катагенеза, начиная с 40-годов прошлого века глубоко исследованы специалистами-литологами ЗапСибНИГНИ, ВСЕГЕИ, ИНГГ СО РАН, НИИГА, ВНИГРИ, ИГИРГИ, Академии наук СССР, ее Западно-Сибирского и Уральского филиалов и многих других организаций. Наиболее значимыми, обобщающими работами в области вторичных изменений осадочных толщ, являются научные труды Г.И. Теодоровича (1958); Г.Н. Перозио (1961, 1966, 1971, 1982), А.В. Копелиовича (1965); В.Д. Шутова (1962); А.И. Перельмана (1965); Н.В. Логвиненко (1968); О.А. Черникова (1969); А.Г. Коссовской, В.Д. Шутова (1971); Б.К. Прошлякова (1974); Б.А. Лебедева, Г.Б. Аристова, Е.Г. Бро (1976); И.Н. Ушатинского, О.Г. Зарипова (1978); Е.Г. Бро (1980); Е.А. Предтеченской (1982); Г.Н. Перозио, Е.А. Предтеченской, И.Г. Косухиной (1982); Р.С. Сахибгареева (1989); Б.А. Лебедева (1992); Е.А. Предтеченской (2002, 2010); Э.И. Сергеевой (2004); О.В. Япаскурта (2008) и многих других авторов.

Как известно, постседиментационные изменения осадочных пород, в целом, выражаются через совокупность структурно-текстурных преобразований и характер перераспределения составных частей - породообразующих компонентов породы (кварца, кальцита, полевых шпатов и глинистых минералов).

.....

Таблица 3.2 – Системно-функциональные исследования при изучении разноуровневых седиментологических объектов (по А.А. Бакирову и др., 1989, с изменениями О.С. Черновой, 2017)

ТЕРРИГЕННЫЕ ОСАДОЧНЫЕ СИСТЕМЫ			
Исходные седиментационные параметры	I-II-ой иерархические уровни (минеральные зерна породы - литогенетический тип отложений)		
	Характеристика преобразований первичных параметров осадочного материала		Виды исследований и результаты
	Обломочные породы-коллекторы	Породы флюидоупоры	<i>Литолого-петрографическое изучение керн скважин и его увязка с геофизическими материалами.</i>
Обломочные зерна	Глинистые частицы и минералы		
Минеральный состав	<p><i>Возрастающая доля обломочной части увеличивает параметры ФЕС.</i></p> <p><i>Незначительные изменения при внутрислойном растворении; минимальная степень изменения полевых шпатов характерна для водонасыщенных песчаников, средняя – для нефтенасыщенных; максимальная – для песчаников зон стабилизации древних водонефтяных контактов (ВНК), за счет разрушения УВ залежи. Чем меньше относительное содержание регенерированных зерен кварца, тем больше в коллекторе остаточная водонасыщенность. Существует прямая связь проницаемости с относительным содержанием регенерированных зерен кварца (у породы с высокими ФЕС больше сквозных пор и большее количе-</i></p>	<p><i>Цементирующая часть, представленная глинистыми минералами, снижает величину параметров ФЕС.</i></p> <p><i>Глинистые минералы, входящие в состав глинистого цемента, обладают адсорбционной способностью, набухаемостью и т.д. Это приводит к снижению ФЕС.</i></p> <p><i>Аутигенное минералообразование, связанное с развитием карбонатного и глинистого цемента: аутигенная каолинизация синтетическим путем из поровых растворов и метасоматическим путем под воздействием растворов за счет других минералов. К увеличению содержания каолинитового цемента приводят минеральные преобразования, вызванные растворением на контактах зерен под давлением.</i></p> <p><i>Зональность катагенеза вызывает увеличе-</i></p>	<p><i>- Детальное послойное микроописание с определением вещественного состава и структурных характеристик осадочной горной породы (гранулометрии, цементации, формы зерен, сортировки, окатанности, упаковки и т.п.).</i></p> <p><i>- Детальное изучение стадийности постседиментационных изменений вещественного состава пород-коллекторов.</i></p> <p><i>- Выделение и характеристика гранулометрических и литологических типов пород;</i></p> <p><i>- Изучение диагенетических изменений, выраженных в развитии разнообразных цементах, появлении конкре-</i></p>

	<p>ство зерен омывается растворами, насыщенными кремнеземом).</p> <p><i>Содержание зерен плагиоклаза</i> в породе зависит от условий седиментации и от интенсивности вторичных преобразований. Чем больше плагиоклаза сохраняется среди обломочных зерен, тем меньше порода изменена катагенезом и обладает лучшими ФЕС.</p> <p><i>Стадиальный катагенез:</i> механическая деформация осадочных зерен; катагенетическое минералообразование наиболее интенсивно происходит в на границе песчаных разностей с алевритоглинистыми. <i>Одновременно</i> в алевритопесчаных породах на стыках зерен, в зависимости от химической устойчивости минералов идет интенсивное растворение, а в порах и трещинах идет накопление вещества.</p>	<p>ние содержания в глинистом цементе гидрослюды, уменьшение содержания каолинита и монтмориллонита вместе со смешаннослойными минералами; гидрослюдизация каолинита, монтмориллонита.</p> <p><i>Вторичная каолинизация</i> наблюдается в верхних зонах катагенеза, в нижних (РОВ на газовой стадии углефикации) этот процесс заменяется гидрослюдизацией.</p>	<p>ций, кристаллизации и перекристаллизации, особенно проявляющихся в мелкозернистых и глинистых разностях, формирование аутигенных минералов.</p> <p>- <i>Изучение катагенетических преобразований</i>, выраженных в изменении минерального состава, структуры, физико-химических свойств (устойчивости, пластичности, пористости, проницаемости и т.п.) в результате уплотнения, отжатия поровых вод, растворения неустойчивых соединений, появления минеральных новообразований и перекристаллизации вещества.</p>
Размер обломков	Размер обломков определяет размер поровых каналов. С увеличением диаметра поровых каналов, соответственно, увеличивается проницаемость. Существенное изменение размера обломочных зерен в сторону их уменьшения происходит в течение диагенеза: истирание, дробление, разрастание при регенерации	Укрупнение глинистых частиц и минералов в результате перекристаллизации	<i>Графическое изображение гранулометрического состава осадочной горной породы:</i> столбиковые диаграммы (гистограммы) в двух-координатной системе, кумулятивные (нарастающие) кривые для определения петрографических коэффициентов (S_o , S_k) и средний диаметр зерен (M_d), при исследовании песчано-алевритовых пород)

Форма	Изменение формы обломочных зерен происходит при переносе в активном потоке, с неизбежной деформацией зерен. Зависимость ФЕС от формы зерен: при прочих равных условиях наиболее высокие значения характерны для песчано-алевритовых пород, сложенных изометричными зернами.	Приобретение более совершенной формы при регенерации	<i>Анализ морфометрии зерен</i> – установление динамики переноса и отложения кластического материала на основе параметра формы осадочного зерна. Описание параметров угловатости, сферичности, округлости, изометричности зерен согласно присутствию зерен определенного габитуса.
Окатанность	Чем сильнее окатана порода, тем выше ФЕС. Значения пористости и проницаемости ухудшаются в присутствии зерен кварца и полевых шпатов полуугловатой, полуокатанной формы.	Не меняется	<i>Анализ окатанности и степени сортировки зерен</i> – оценка дальности переноса и динамики среды седиментации, что не касается мелких песчаных и алевритовых частиц, имеющих угловатую форму, не зависящую от степени их обработки.
Сортировка	Существует прямая связь ФЕС от коэффициента сортировки. Чем однороднее частицы, слагающие коллектор, тем более пориста и проницаема порода (при прочих равных условиях). <i>Увеличение глинистого (как правило, каолинитового) цемента</i> и количества контактов у обломочных зерен обуславливает худшую сортировку частиц породы и соответственно меньше проницаемость. <i>Увеличение сортировки</i> связано с уменьшением медианного диаметра зерен, обладающих меньшей прочностью и большей растворимостью.	Не меняется	
Количество и состав рассеянного органического вещества	Большое количество органических остатков содействует более медленному	В породах, катагенетическое преобразование которых измеряется газовой стадией	- <i>Изучение органического вещества</i> химическими и физическими методами

щества (РОВ)	уплотнению пород.	углефикации РОВ, монтмориллонит в монтмориллонитовом виде практически отсутствует	(рентгенографии, электронографии, масс-спектрографии и т.п.).
Пористость, проницаемость и структура порового пространства	<p>Пористость и проницаемость находятся в прямой зависимости от медианного размера зерен и в обратной – от содержания алевритоглинистого материала, коэффициента сортировки и содержания карбонатно-глинистого цемента.</p> <p>При <i>диагенезе</i>: ухудшение ФЕС в связи с цементацией пространства пор кальцитом, сульфатами и др. минералами; улучшение ФЕС связано с появлением вторичной пористости за счет выщелачивания полевых шпатов.</p> <p>При <i>катагенезе</i>: усложнение порового пространства, за счет повышения извилистости, пережатия поровых каналов, увеличение минерального новообразования, развитие глинистого цемента. Увеличение доли изолированных пор, происходящее при перекристаллизации отдельных компонентов терригенной породы и их цементирующей части, с понижением проницаемости</p>	<p>Глинистые минералы, обладающие различными физико-химическими свойствами, присутствуя в разрезе, оказывают различное влияние на проницаемость. Пополнение массы глинистого цемента за счет обломков глинистых пород ухудшает ФЕС.</p> <p><i>Связь пористости</i> с минеральным составом глинистого материала косвенная, слабее, чем с соотношением глинистых минералов.</p> <p>Первичный каолинит накапливается в период седиментации и не имеет ничего общего с поровым пространством.</p> <p>Вторичный каолинит образуется в наиболее крупнозернистых породах под влиянием внутрискладчатого катагенеза и одновременно начинает замещаться гидрослюдой под влиянием межскладчатого катагенеза</p>	<p><i>Изучение структуры порового пространства в шлифах</i> оптическими методами с помощью пропитки их окрашенными или флуоресцирующими смолами (микрофотографии шлифов); электронной микроскопией, высокоразрешающей рентгеновской томографией; капиллярными методами (полупроницаемой мембраны, ртутной порометрии, капиллярной пропитки).</p> <p>- <i>Подсчет в шлифах</i> открытой и эффективной пористости, количества и параметров открытых трещин.</p> <p><i>Определение морфологии порового пространства</i> с помощью описательных характеристик и генетических критериев. Рассматривалась первично-осадочная пористость, возникающая при выпадении осадка и вторичная или постседиментационная пористость, сформированная на этапе литификации породы</p>
Уплотнение (упаковка зерен)	<i>Наличие различных по интенсивности зон уплотнения</i> влияет на соотношение поровой и трещиной проницаемости пород, и как следствие, на масштабы латеральной	<i>Уплотнение выражено</i> в отжатии воды, оставшейся от диагенеза, при этом монтмориллонитовые глины обладают более высокими значениями открытой пористости, по	Параметр упаковки зерен рассматривался на основе изучения порового пространства в шлифах. Более компактная упаковка в результате уплотне-

	<p>и вертикальной миграции флюидов.</p> <p><i>В зонах слабого уплотнения</i> алеврито-песчаные породы, в силу прочного минерального каркаса имеют высокую поровую проницаемость. Трещины пород возникают при тектонических напряжениях, при погружении пород на значительную глубину быстро залечиваются в результате вторичного минералообразования, поэтому вертикальная миграция флюидов возможна только в случае отсутствия глинистого флюидоупора значительной мощности.</p> <p><i>В зонах умеренного уплотнения</i> поровая проницаемость сохраняется на больших расстояниях. Относительно непрерывная проницаемость по порам остается только у протяженных тел. Эта зона характеризуется самыми высокими удельными плотностями запасов УВ.</p> <p><i>В зонах сильного уплотнения</i> крайне слабая латеральная миграция флюидов осуществляется по песчаным телам, развитым в пределах положительных структур I-го порядка и обладающих свободной сообщаемостью пор.</p>	<p>сравнению с гидрослюдистыми или каолинитовыми разностями. Постепенное уменьшение пористости сопровождается увеличением способности к растрескиванию.</p> <p>На стадии <i>слабого уплотнения</i> пакеты глинистых минералов, набухающие и пластинчатые, субвертикальные микротрещины отсутствуют; при <i>умеренном уплотнении</i> – пакеты в основном пластинчатые с единичными трещинами; <i>сильное уплотнение</i> приводит к появлению уплотненных аргиллитоподобных разностей; микротрещины в основном открытые, реже залеченные вторичными минералами; <i>очень сильное уплотнение</i> обуславливает почти полную потерю воды и утрату пластичности в аргиллитах, большая часть микротрещин залечена. Карбонатно-глинистые и алеврито-глинистые пакеты флюидоупоров чаще растрескиваются, что сказывается на сокращении латеральной и увеличении вертикальной миграции.</p>	<p>ния приводит к сближению, деформации и инкорпорации зерен с последующим сокращением порового пространства.</p>
Образцы керна	<p><i>Детальное послойное макроописание</i> керна с проведением комплексного текстурного анализа, основанного на изучении генетических признаков пород с целью выделения литогенетических типов отложений в разрезе.</p>		<p>Составление: - <i>литологических колонок</i> по скважинам с керном;</p>

	<p><i>Проведение лабораторных исследований</i> карбонатных, глинистых, кремнистых пород; конкреционных прослоев, желваковых образований, включений органики и т.п.</p> <p><i>Проведение лабораторных определений петрофизических свойств:</i> измерения комплекса физических свойств осадочных горных пород на образцах керна с использованием статистических методов определения физических свойств</p>	<p>- литологических профилей;</p> <p>- определение фильтрационно-емкостных параметров пород лабораторными методами и по методам ГИС;</p> <p>- определение петрофизических параметров коллектора (водонасыщенность, глинистость и т.д.);</p>
Биогенные остатки (животные, следы их жизнедеятельности и растительность), растительные остатки	<p><i>Количество фауны</i> (отпечатки, отражающие внешнее строение животного, выраженное в структуре раковин и панцирей, ядра раковин, части скелетных форм); ее распределение по разрезу (послойное, вертикальное, единичные образцы); степень сохранности (хорошая, плохая, обломок, детрит); родовой и видовой состав (после определения специалистов); наличие следов жизнедеятельности организмов (ихнофоссилий) и характер их проявления (топонимия, количество).</p> <p><i>Остатки растений</i> охарактеризованы по степени сохранности (хорошая, плохая, обрывки, корни, детрит), с указанием количества и характера распределения в керне (обильное, малое, послойное, рассеянное, беспорядочно-ориентированное), характера захоронения (аллохтонное, автохтонное), типа (водные или континентальные), в шлифах определялись наличие органического вещества, его тип и характер распределения</p>	<p><i>Комплексный биостратиграфический анализ кенового материала:</i> - макро- и микрофаунистические, палинологические, палеофлористические, палеоэкологические, биофациальные исследования для определения возрастной принадлежности вмещающих пород, восстановления палеоэкологических условий (взаимоотношений организмов и остатков растений восстановление условий седиментации</p>
Конкреции	<p><i>Количество, размер, форма и состав конкреционных образований</i> зависят в первую очередь от гранулометрического состава пород. Конкреции с карбонатным цементом в песчаниках крупнее и проще по морфологии, чем в алеврито-глинистых разностях. Карбонатные конкреции более характерны для алеврито-песчаных пород, конкреции пирита и сидерита – для алеврито-глинистых разностей. Процессы карбонатного конкрецииобразования выражаются в проявлении локальной литификации пород и значительно снижают их свойства</p>	<p><i>Анализ конкреций:</i> заключается в детальном послойном описании горизонта, содержащего конкреции. С описанием: 1) состава; 2) количества, размеров, частоты встречаемости; 3) формы конкреционных тел (лепешковидная, округлая, сфероидная, радиально-лучистая, ветвистая, линзовидная и т.п.), а также характер залегания в разрезе (прослой, одиночные стяжения, цепочечные);</p>

		4) положение в разрезе всех прослоев, содержащих конкреционные тела, с указанием мощности горизонта
Свойства пород	<i>Измерения на образцах керна литолого-петрофизических характеристик породы:</i> измерение физических параметров осадочных горных пород, слагающих продуктивный пласт; получение петрофизических характеристик для каждого компонента породы, являющихся коэффициентами системы уравнений «кern-кern», связывающих геофизические характеристики породы с содержанием составляющих породу компонент	<i>Выявление особенностей изменения свойств пород по латерали и по разрезу,</i> характеризующие различные типы геологической неоднородности природных резервуаров. <i>Решение геолого-промысловых задач</i> посредством комплекса ГИС в целях построения литолого-петрофизической модели
III-ий иерархический уровень (парагенезы литогенетических типов отложений)		
Парагенезы литогенетических типов отложений	<i>Выделение парагенетических ассоциаций литогенетических типов отложений</i> и прослеживание основных слоевых композиций, образованных под влиянием определенных способов переноса и отложения осадочных зерен, имеющих характерные контакты с выше- и нижележащими слоями и характерные текстурно-структурные особенности	<i>Выявление сложного сочетания пропластков разного литологического состава,</i> имеющих гидродинамическую связь и отличающихся по продуктивности; - <i>выделение гидравлических единиц потока согласно литогенетической типизации разрезов, характеризующих природные резервуары;</i> - <i>уточнение изменения петрофизических параметров</i> каждой выделенной единицы потока (слоя), представленной литологически однотипной породы
	Предшествующее пространственному картированию <i>изучение внутренней архитектуры природных резервуаров</i> на основе последовательного расчленения разреза на отдельные, составляющие его части, согласно выявленным стратиграфическим характери-	<i>Построение стратиграфического каркаса</i> с использованием региональной стратиграфической схемы, показы-

	стикам. Исследования с применением методов биостратиграфии: определение возрастных привязок по образцам содержащим остатки древней флоры и фауны (микро- и макрофаунистический анализы, палинологический метод и т.п.)	важнейшую детальную корреляцию литостратиграфических подразделений, принятую для изучаемой территории
IV-ый иерархический уровень (фации)		
Фации	<i>Изучение электрометрических характеристик</i> разрезов скважин по данным ГИС (методы ПС, ГК) по методике электрофациального анализа В.С. Муромцева (1984)	<i>Корреляция продуктивных пластов по зональным пачкам:</i> - расчленение и прослеживание разрезов скважин с учетом хроностратиграфического подхода; - возрастная привязка отражающих сейсмогоризонтов (сейсмика 2D), выявление стратиграфических перерывов
	<i>Сейсмофациальное моделирование</i> , с целью интерпретации сейсмических отображений отдельных геологических комплексов отложений, сформировавшихся в определенные этапы развития бассейна седиментации. Построение: 1) <i>концептуальной седиментологической модели</i> ; 2) <i>построение электрометрических моделей фаций</i> ; 3) <i>составление схемы фаций территории</i>	
Зоны фациальных замещений, зоны выклинивания пластов	<i>Комплексный палеогеографический анализ</i> , позволяющий наметить источники сноса обломочного материала, основные седиментационные тренды (направления изменения гранулометрического состава отложений); тип текстур, ориентировка включений (при ориентированном керне); положение зон выклинивания определенных фациальных комплексов	<i>Уточнение расчлененности объекта и толщин пластов</i> - уточнение толщины глинистых прослоев (разделов) между проницаемыми разностями
	Геолого-промысловые исследования на предмет различных видов неоднородности в изучаемых пластах-коллекторах: стандартный комплекс ГИС; данные о характере обводненности скважин; данные об интервалах перфорации; выделение реперов; данные гидродинамического прослушивания скважин; карты эффективных толщин	
V-ый иерархический уровень (парагенезы фаций)		
Парагенезы фаций во времени и пространстве	<i>Выделение парагенетических ассоциаций фаций</i> , связанных друг с другом единством времени и пространством аккумуляции	<i>Установление парагенетических связей</i> в целях картирования для определенного геологического интервала различных палеоландшафтных зон
	<i>Выяснение закономерностей распределения в пространстве и времени разноранговых осадочных тел</i> , характеризующихся: различной литологией, набором генетических признаков, различными коллекторскими свойствами, базирующееся на керновых данных, полученных при бурении глубоких скважин	<i>Построение литолого-фациальных карт</i> с целью отображения пространственного изменения литологии и мощностей осадочных комплексов

		определенного геологического возраста в зависимости от тектонического режима и физико-географических условий их седиментации
VI-VII-VIII-ой иерархические уровни (макрофации, их парагенезы, бассейн седиментации)		
Макрофации и их парагенезы	<i>Изучение осадочных систем</i> с целью реконструкции физико-географических палеоландшафтов, базирующееся на данных литолого-фациального, палеотектонического, палеоэкологического анализов, дополненных специальными видами исследований керна	<i>Палеогеографические карты</i> для анализа пространственного изменения условий седиментации в пределах различных частей осадочного бассейна на момент завершения накопления какого-либо пласта (циклита), горизонта и т.п.
Бассейн осадочный	<i>Трехмерное бассейновое моделирование</i> (геохимическое, седиментологическое, нефтегазовое) на предмет прогноза нефте- и газоносности регионального, зонального и локального уровня; построение моделей месторождений УВ. Решение фундаментальных проблем осадочной геологии, выяснение эволюции обстановок осадконакопления в геологической истории, моделирование эволюции бассейна с позиций процессов нефтидогенеза (выявление особенностей процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов разного фазового состава). <i>Прогноз развития ловушек УВ различных типов</i> (структурных, неантиклинальных, структурно-литологических и т.п.) на основе материалов сейсморазведки	<i>Магнитостратиграфические исследования</i> (создание местных и региональных магнитостратиграфических схем; определение элементов залегания пород, ориентировка трещиноватости по керну; установление магнитной зональности) <i>Проведение палеотектонического анализа:</i> метод изопакит, позволяющий реконструировать мощности древних толщ, их приуроченность к определенным тектоническим элементам, с выделением областей конседиментационных поднятий; изучение разломной тектоники и тектонических движений, определивших пространственное размещение областей сноса, береговых зон и внутренних частей бассейна седиментации

Большинство исследователей в качестве основных причин постседиментационных преобразований называют:

1) первоначальное отсутствие или нарушенное состояние физико-химического равновесия между составными частями пород, между самой породой и окружающей ее средой, или же между породой и флюидами, циркулирующими в ее поровом пространстве;

2) уплотнение породы и связанные с этим видоизменения ее структуры, такие как уплотнение обломочных зерен, образующих каркас породы, с формированием межзерновых контактов;

3) характерную для алеврито-песчаных пород 4-порядковую зональность эпигенетических изменений, с установленными наборами аутигенных минералов и вариациями значений петрофизических параметров;

4) полистадийность формирования минералов цементов (различных генераций кальцита, сидерита и т.п.), связанную с растворами, циркулирующими по поровому пространству и системам трещин;

5) избирательность процессов постседиментационных преобразований;

6) проявление вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей УВ (растворение минералов продуктами окисления нефтей в переходных частях древних водонефтяных контактов (ВНК), пелитизация полевых шпатов и т.п.) при усилении тектонического фактора;

7) явления наложенного эпигенеза (каолинитизация и хлоритизация, сопровождаемая растворением и выносом исходных компонентов породы с формированием вторичной пористости и карбонатизация, регенерация кварцевых зерен, цеолитообразование, обусловленные привносом веществ и заполнением пор хемогенными цемен- тами), которые приводят к возникновению горизонтальной минералогической зональности, не зависящей от фациальных параметров среды осадконакопления. В природных условиях структурно-текстурные компоненты пород под действующими факторами диагенеза могут изменяться в широких пределах и в различных направлениях. Это и определяет многообразие и интенсивность форм проявления вторичных процессов при диа- и катагенетических преобразованиях. Познание механизма, особенно-

стей, условий протекания и последствий, обуславливающих емкостные и фильтрационные свойства, динамически активной системы природного резервуара является одной из основных задач в комплексе системно-функциональных исследований.

3.2. Уровни геологической организации вещества в седиментационном аспекте

Разработке подхода к изучению осадочных формационных комплексов и разработке концепции уровней организации осадочного вещества на основе выделения равноранговых элементарных ячеек и их последующего ранжирования посвящены многолетние фундаментальные исследования отечественных геологов: А.И. Айнемера, А.А. Бакирова, Э.А. Бакирова, А.Ф. Белоусова, А.М. Боровикова, В.И. Васильева, Н.Б. Вассоевича, В.И. Вернадского, О.А. Вотях, И.А. Вылцана, Л.Ф. Дементьева, А.Н. Дмитриевского, В.И. Драгунова, Ю.А. Жемчужникова, Г.А. Иванова, А. Косыгина, Г.Ф. Крашенинникова, И.В. Круть, В.А. Кулындыцева, Э.И. Кутырева, Л.П. Мстиславской, Д.В. Наливкина, В.И. Попова, Л.Б. Рухина, В.А. Соловьева, Н.М. Страхова, П.П. Тимофеева, В.Т. Фролова, И.В. Хворовой, Н.П. Хераскова, В.М. Цейслера, Н.С. Шацкого, В.Н. Шванова, С.Б. Шишлова и других ученых, предложивших различные принципы группирования разномасштабных геологических объектов, слагающих осадочные формации.

Многолетняя история становления системных мировоззрений в геологии показывает, что традиционно большинство исследователей принимают за «геологические уровни» организации на интуитивной основе – минералы, горные породы, геологические формации, тектонические ярусы, тектонические этажи, тектонокомплексы и т.д. В качестве элементарных ячеек геотформаций многие исследователи рассматривают «геогенерации» (Вассоевич, 1966); «парагенезы пород», (Херасков, 1952); «субфации» (Рухин, 1953); «элементарные породные ассоциации», «градации» (Хворова, 1961, 1963), «парагенерации» (Драгунов и др., 1974); «элементарные ячейки

Под номологическим законом в природе, согласно И.П. Шарапову, понимается «...взаимная связь двух объектов или процессов или свойств одного объекта (процесса), причем связь, выявляющая сущность, объективная, общая для некоторой области действительности, необходимая при наличии определенных условий и инвариабильная» (Шарапов, 1989). Проведенные в области систематизации геологических данных исследования выявили интересную закономерность. Для изучаемых седиментологических объектов свойственны основные геологические законы:

Закон осадочной (механической и химической) дифференциации вещества (Л.В. Пустовалов (1940), Н.М. Страхов (1960 – 1962), гласящий об обязательном разделении (дифференциации) и последующей сортировке по размеру частиц, плотности, химическим свойствам рыхлого осадочного материала, образованного при разрушении материнских горных пород, при последующем его переносе и отложении в конечных бассейнах стока. Поступая в зону осадкообразования из различных источников сноса, осадочные зерна интенсивно смешиваются и образуют породы смешанного состава.

Принцип объективной реальности и неповторимости стратиграфических подразделений, сформулированный Д.Л. Степановым (Степанов, Месежников, 1979, с.48) на основе предположений, сделанных Л.Л. Халфиным: «...стратиграфические подразделения (стратоны), в данном случае парагенезы литологических типов, слагающие уникальные природные объекты - фации, являются результатом геологических событий прошлых эпох, объективно отражают суть этих событий и не повторяются во времени и пространстве»;

Согласно *принципу фациальной дифференцированности одновозрастных отложений* А. Грессли (1836–1840) – Э. Реневье (1836): «...одновозрастные отложения претерпевают в горизонтальном направлении фациальные изменения, обуславливающие существенные различия их литологического состава и палеонтологические характеристики...». Фации формируют закономерные ассоциации, характерные для определенных систем седиментации, которые согласно *принципу возрастной миграции граничных поверхностей супракрустальных геологических тел* (закон Н.А. Головкинского (1868) – А.А. Иностранцева (1872) – И. Вальтера (1894) образу-

ют закономерно чередующиеся в пределах осадочного бассейна макрофации, являющиеся результатом определенных условий осадконакопления.

Для установленных парагенезов характерны основные законы цикличности, сформулированные Л.Н. Ботвинкиной и В.П. Алексеевым (1991):

➤ *Закон сохранения общей направленности изменения во времени каждого элементарного литоцикла* «...несмотря на латеральные изменения состава литоциклов на породном и фациальном уровнях выдерживается общая направленность изменения разреза внутри каждого данного литоцикла...»;

➤ *Закон унаследованности пространственной характеристики литоциклов*: «...палеогеографические карты, построенные для частей литоциклов выявляют сохранение одного и того же палеогеографического плана для парагенеза...»;

➤ *Закон перестройки общего палеогеографического плана на границе литоциклов разных порядков*: «...во времени происходит изменение палеогеографического плана от цикла к циклу и перестройка его на определенном этапе определяет границы литоциклов более высоких порядков, характеризуя тем самым смену обстановок седиментации...»

Основные инструменты палеоседиментологического моделирования, объемы и объекты с описанием задач и целей исследования на каждом выделенном иерархическом уровне приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Основные инструменты палеоседиментологического моделирования: объемы, объекты моделирования, инструменты, назначение, задачи и цели (Чернова, 2017)

Номологические законы		Определение	Уровни организации осадочного вещества	Модель	Дисциплина	Объекты, размеры, объемы	Инструменты, задачи, цели исследования
1	2	3	4	5	6	8	9
<p>Глобальная модель седиментосферы: геотектонический режим обуславливает пространство аккумуляции (тип осадочного бассейна), в пределах которого процессы осадконакопления зависят от энергии осадочных процессов, режима циклогенеза и геометрии вмещающего пространства, обусловленных тектоникой, положением поверхности осадконакопления по отношению к уровню моря, климатом и особенностями литогенеза (С.И. Романовский, 1988)</p>		<p>Система осадконакопления – интерпретационная геодинамическая модель, в которой заданы взаимосвязи фиксированных характеристик циклически построенных разрезов осадочных толщ с режимом циклогенеза, и типами литогенеза, с одной стороны и тектоническими обстановками – с другой (С.И. Романовский, 1988)</p>	<p>СИСТЕМА СЕДИМЕНТОСФЕРЫ Ассоциация парагенезов систем седиментации (<i>Association of paragenesis of Sedimentary Systems</i>)</p>	<p>МОДЕЛЬ ПОНЯТИЙНАЯ СЕДИМЕНТОСФЕРЫ</p>	<p>Палеогеография, седиментология, бассейновый анализ</p>	<p>Осадочный бассейн или его часть, зона нефтегазонакопления – Мера (10⁶)</p>	<p>Модель седиментации в пределах определенного осадочного бассейна сквозь призму тектонического развития территории с учетом литолого-фациальных и тектоно-палеогеографических особенностей.</p> <p>История развития осадочного бассейна, описание региональной геологии, построение серии карт (структурных, изопахит, палеогеографических, литолого-фациальных и т.п.) регионально-го плана</p>
		<p>Бассейн осадконакопления определенное пространство аккумуляции, с набором ему присущих осадочных процессов, протекающих под знаком определенного тектонического режима с закономерной последовательной</p>	<p>БАСЕЙН ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ Парагенез систем седиментации (<i>Paragenesis of Sedimentary Systems</i>)</p>				

		сменой обстановок осадконакопления, с определенным набором ископаемых организмов, с фиксированными источниками сноса осадочного материала, с конкретным тектоническим режимом (Ю.П. Казанский, 1976; 1983)				
<p>Закон перестройки общего палеогеографического плана на границе литоциклов разных порядков:</p> <p>«...во времени происходит изменение палеогеографического плана от цикла к циклу и перестройка его на определенном этапе определяет границы литоциклов более высоких порядков, характеризуя тем самым смену обстановок седиментации...» (Л.Н. Ботвинкина, В.П. Алексеев, 1991)</p>		Генетическая связанная последовательность трехмерных однотипных или близких по условиям образования макрофаций, генетически связанная с процессами седиментации и пространством аккумуляции, свойственными определенной части территории (R.G. Walker, 1976)	<p>ПАРАГЕНЕЗ МАКРОФАЦИЙ <i>Paragenesis of Macrofacies</i></p>	<p>МОДЕЛЬ КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ</p>	<p>Седиментология</p>	Изучение изменений ландшафтов в пространстве и во времени. Использование сейсмики 3D, объемное моделирование, интерпретация материалов ГИС

<p>Согласно <i>принципу фациальной дифференцированности одновозрастных отложений А. Грессли – Э. Реневье</i>, фации формируют закономерные ассоциации, характерные для определенных систем седиментации, которые согласно принципу возрастной миграции граничных поверхностей (<i>закон Головкинского – Вальтера</i>) образуют закономерно чередующиеся в пределах осадочного бассейна макрофации, являющиеся результатом определенных условий или обстановок осадконакопления</p>	<p>Устойчивый во времени и на площади комплекс условий накопления осадков, определяющий древний ландшафт, включающий в себя физико-географические, динамические и геохимические условия формирования осадочного материала, характеризующие область сноса, область седиментации и область отложения, выраженный в признаках отложениях (<i>Л.Б. Рухин, 1969; С.И. Романовский, 1988</i>)</p>	<p>МАКРОФАЦИЯ <i>Macrofacies</i></p> <p>В англоязычной геологии соответствует понятию «<i>Sedimentary Environment</i>»</p>	<p>МОДЕЛЬ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ</p>	<p>Седиментология</p>	<p>Месторождение Кило (10³)</p>	<p>Региональный фациальный анализ. Распределение и форма осадочных тел. Исследование пространственной анизотропии петрофизических параметров пород-коллекторов. Составление литолого-фациальных карт, использование 3D сеймики, анализ трендов изопакит, данные ГИС</p>
<p>Закон унаследованности пространственной характеристики литоциклов: «...палеогеографические карты, построенные для частей литоциклов выявляют сохранение одного и того же палеогеографического плана для парагенеза...» (<i>Л.Н. Ботвинкина, В.П. Алексеев, 1991</i>)</p>	<p>Группа близких по генезису отложений, залегающих в разрезах в определенном порядке, с закономерными вертикальными переходами, образующих парагенетическую ассоциацию, характеризующую закономерные фациальные изменения в процессе слоеобразования в устойчивых физико-географических условиях определенного ландшафта</p>	<p>ПАРАГЕНЕЗ ФАЦИЙ <i>Paragenesis of facies</i></p>	<p>МОДЕЛЬ ФАЦИАЛЬНАЯ</p>	<p>Учение о фациях, литология</p>	<p>Образцы керн разрезом скважин Дека (10¹)</p>	<p>Фациально-циклический анализ: изучение внутренней архитектуры природных резервуаров. Литологическое описание керновых последовательностей на основе анализа электрометрических моделей фаций</p>

<p>Согласно <i>принципу объективной реальности и неповторимости Л.П. Халфина и Д.Л. Степанова</i> парагенезы литологических типов слагают уникальные природные объекты – фации, являющиеся результатом геологических событий прошлых эпох, и объективно отражают суть этих событий.</p>	ЛИТОЦИКЛ	<p><i>Геологическое тело</i>, выполненное осадочными горными породами определенного литологического состава, сформированное в определенных физико-географических условиях, выраженных в признаках этих отложений, накапливающихся в пределах одной фациальной зоны с характерным набором литологических, морфологических и палеонтологических характеристик</p>	ФАЦИЯ (условия + осадок) <i>Facies</i>			<p>Литологическое описание образцов керна в разрезе скважины. Фотографирование и составление атласа литогенетических типов пород конкретного района с привязкой к каротажным диаграммам. Анализ вариаций петрофизических параметров; исследования анизотропии свойств на микроуровне.</p>
<p>Закон сохранения общей направленности изменения во времени каждого элементарного литоцикла: «...несмотря на латеральные изменения состава литоциклов на породном и фациальном уровнях выдерживается общая направленность изменения разреза внутри каждого данного литоцикла...» (Л.Н. Ботвинкина, В.П. Алексеев, 1991)</p>		<p>Определенное чередование по разрезу литологических типов пород, с характерными только ему литолого-петрографическими особенностями, неоднократно повторяющиеся сочетания пород в разрезе, обладающих близкими генетическими признаками, отражающими специфические особенности их формирования</p>	ПАРАГЕНЕЗ ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ <i>Paragenesis of Lithofacies / Lithotypes</i>		Литология, ихнология	<p>Литологическое описание, фотографирование, бинокуляр, изучение генетических признаков, проведение минералогического, петрографического, текстурного, ихнологического, литолого-фациального анализов, определение возраста (микро-, макрофауна, палинология)</p>

<p>Циклические процессы, работающие в пределах одной фациальной зоны (фации или группы смежных фаций) при одной неизменной общей обстановке седиментации вызывают смену структуры осадочного материала и обуславливают образование периодически повторяющихся элементов разреза - литологических типов пород (ЛТП), несущих на себе определенные генетические черты. Соответственно, появление элементарных парагенезов ЛТП предопределено законом осадочной дифференциации вещества (<i>Л.В. Пустовалов, 1940</i>), гласящем о закономерном разделении осадочного материала по размерности зерен в процессе его переноса под влиянием физико-механических условий. Каждой обстановке седиментации присуща своя направленность изменения размерности зерен, сохраняющаяся во времени и для парагенеза ЛТП, что обусловлено 1-м законом цикличности.</p>	ЛИТОРИТМ	<p>Литогенетический тип породы (литогентип) - осадочная единица, выделяется в разрезе по первичным литологическим признакам и отвечает устойчивым и достаточно узким по значениям физико-химическим параметрам среды; характеризуется структурно-текстурными особенностями, вещественным составом и другими генетическими признаками (<i>Л.Н. Ботвинкина, 1956</i>)</p>	<p>ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЙ ТИП ПОРОДЫ Lithogenetic ore Lithotype</p>	МОДЕЛЬ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ	Минералогия, петрография		Шлифы Микро- и Милли (10^{-3}) (10^{-6}) Образцы кернa скважин Деци (10^{-1})	<p>Изучение вещественного состава, структуры осадочной породы, геометрии первичного и вторичного порового пространства, диа- и катагенетических преобразований пород коллекторов посредством микроскопии (электронного, сканирующего и т.п.)</p> <p>Петрографические исследования шлифов, геометрии порового пространства; исследования диагенетических изменений осадочных зерен, анализ структурных особенностей породы посредством сканирующего электронного микроскопа, химические анализы</p>
		<p>Гранулометрический тип породы - порода однотипного вещественного состава, с определенной размерностью и соотношением частиц (<i>Алексеев, 2007</i>)</p>	<p>ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ ТИП ПОРОДЫ Lithogenetic ore Lithotype</p>					

3.3. Иерархическая система структурной организации юрско-меловых терригенных природных резервуаров

Систематика седиментологических объектов Западной Сибири, в качестве которых рассмотрены мезозойские (без триаса) природные резервуары, разработана в целях решения проблемы систематизации разномасштабных осадочных геологических тел: макрофаций, фаций и слагающих их литогенетических типов, содержащих многочисленные залежи углеводородного сырья.

Рассматриваемая иерархия разработана в результате обобщения отечественного и мирового опыта изучения древних осадочных последовательностей (Твенхофел, 1936; Shrock, 1948; Атлас литогенетических типов..., 1956; Наливкин, 1956; Крашениников, 1957; Жемчужников, Яблоков, Боголюбова и др., 1959; Fisk, 1961; Pettijohn, Potter, 1964; Ботвинкина, 1965; Иванов, 1967; Conybeare, Crook, 1968; Атлас литогенетических типов..., 1970; Тимофеев, 1970; Picard, High, 1973; Казанский, 1976; Селли, 1981, 1989; Хэллем, 1983; Фролов, 1984; Градзиньский, Костецкая, Радомский и др., 1989; Рейнек, Сингх, 1981; Harms, Southard, Walker, 1982; Рединг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000; Вылцан, 2000, Позаментьер, Аллен, 2014), на базе предварительной работы в области систематизации англо- и русскоязычной седиментологической номенклатуры, проведенной совместно с зарубежными коллегами профессором, доктором (DSc.) нефтяного института, университета Heriot-Watt Патриком Вильямом Корбеттом (P.W.M. Corbett) и ведущим седиментологом нефтяного института, университета Heriot-Watt доктором (DSc.) Эндрю Ричардом Гардинером (A.R. Gardiner) (UK, Edinburgh) и многолетних литолого-фациальных и палеогеографических исследований автора терригенных отложений юры и мела Западной Сибири (Литология и условия формирования..., 1994; Литолого-физические характеристики..., 1992, 1996; Обобщение результатов..., 1996; Атлас литогенетических типов..., 1997, 1999; Условия формирования..., 1999; Литолого-фациальные предпосылки..., 2001; Состав, строение и условия..., 2011; Чернова, 2002, 2003, 2005, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, Чернова, Захарова, 2006; Алексеев, Чернова, Амон, 2014).

Систематика, как любая иерархическая система потребовала использования определенной терминологической номенклатуры. История становления основных терминов и понятий осадочной геологии, характеризующих основные объекты исследования (терригенные природные резервуары), и как следствие, возникновения их классификаций насчитывает несколько сотен лет. Такой длительный период научных исследований подразумевает наличие унифицированной номенклатуры. Именно от правильности употребляемого термина зависит и интерпретация полученных результатов, имеющая тесную связь со смысловой нагрузкой, вкладываемой в его определение (Романовский, 1977).

Терминологический произвол в употреблении ключевых понятий фациальных исследований в отношении объектов разного седиментационного уровня неизбежно приводит к отсутствию взаимопонимания между специалистами, работающими в области осадочной геологии, и вызывает разногласия в трактовке генезиса отложений. Главными трудностями, на сегодняшний день, по мнению автора, является неоправданно увеличенное количество понятий, неопределенности смыслового значения терминов, давно и часто или же редко используемых в осадочной геологии, произвольная и часто неоднозначная трактовка тех или иных понятий, которые часто используются без вкладывания в них какого либо определенного смысла. Поэтому одной из основных задач, при типизации седиментологических объектов была задача нострификации зарубежной и отечественной седиментологической терминологии.

Проведенные автором исследования по уточнению терминологической базы основных седиментологических понятий были направлены на достижения единообразия, в способах передачи результатов систематизации данных. Анализ довольно многочисленных работ, посвященных терминологии и номенклатуре в области осадочной геологии, позволил обнаружить достаточно часто встречающуюся неопределенность в понимании значения и содержания каждого специфического термина, отображающего суть рассматриваемого седиментологического понятия. Причем наибольшие проблемы терминологического хаоса связаны с употреблением понятийной базы, обычно используемой для описания современных геологических процессов и их реконструкций в

условиях прошлых геологических эпох, а также ретроспективных умозаключений, логически вытекающих из описаний древних динамических систем.

В настоящей диссертационной работе автор не ставил основной целью разработку кодекса унифицированной седиментологической терминологии. Инвентаризация и упорядочивание терминологии проводилось в целях разграничения понятий и терминов, отнесенных к разным объектам иерархии.

В качестве наиболее действенного инструмента ранжирования литогенетических типов отложений, фаций и макрофаций, описываемых большим количеством характеристик), использовано определение генезиса отложений по обширному комплексу диагностических признаков, выявленных для каждой фации и детально описанных в Главе «Методика литолого-фациальных исследований».

Систематика седиментологических объектов, отображающая сложную иерархию литогенетических типов, фаций и макрофаций, характерных для юрских и меловых эпох осадконакопления, построена по иерархическому принципу, на параметрах, взаимноисключающих друг друга в разных классах. Каждая из классификационных групп описана на основе комплексного анализа фактического материала - керна скважин, пробуренных на основных нефтегазоносных объектах Западно-Сибирской плиты (Таблица 2.4., глава 2, с.62.). Укрупненная макрофация (обстановка осадконакопления) представлена в виде группы фаций, состоящей, в свою очередь, из закономерно чередующихся литогенетических типов пород, обладающих характерными генетическими признаками, определенными для каждой фации.

В качестве критериев разработанной иерархической структуры приняты: пространство аккумуляции или место осаждения терригенного материала, формы его накопления (*геоморфологический признак*) и позиция литифицированного осадка в типовом профиле обстановки седиментации. За элементарную единицу принят *литогенетический тип породы (lithofacies)* (Чернова, 2010).

Литогенетические типы определены на основании камерального изучения разрезов глубоких скважин и сопоставления, описываемых отложений с ниже- и вышелегающими породами. В названии литогенетических типов пород в качестве основного признака принят вещественный состав отложений. Согласно традициям классических

литолого-фациальных исследований, наследуя принципы, использованные Л.Б. Ботвинкиной, Ю.А. Жемчужниковым, П.П. Тимофеевым и др. (1956), А.В. Александровым, В.М. Желинским, В.М. Коробицыной и др. (1970), П.П. Тимофеевым (1970), В.П. Алексеевым (2007, 2014), при индексации фаций и выделении литогенетических типов терригенных отложений автором использована трехбуквенная аббревиатура (пример: **КВД-1 – конус выноса дистальный**), **обозначающая генетическую приуроченность сформированных динамических форм аккумуляции**. Первые две буквы показывают макрофацию. Последняя буква отражает место накопления литогенетического типа в профиле седиментации. Цифра отображает порядковый номер литогенетического типа.

Следует отметить, что все деление проведено на единой основе (*нет смешения признаков параметра динамики среды седиментации и вещественного выражения*)

Расшифровка аббревиатур литогенетических типов приведена в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Аббревиатуры литогенетических типов юрско-меловых отложений (Чернова, 2016)

Фациальные комплексы	Субфация	Аббревиатура	Расшифровка
1	2	3	4
I. Проллювиальный конус выноса (<i>Alluvial fan</i>)	Отложения осыпей привершинной части (<i>Debris alluvial fan</i>)	КВО	Конус выноса осыпной
	Отложения проксимальной части конуса выноса (<i>Proximal alluvial fan</i>)	КВП	Конус выноса проксимальный
	Отложения срединной части конуса выноса (<i>Medial alluvial fan</i>)	КВС	Конус выноса срединный
	Отложения дистальной части конуса выноса (<i>Distal alluvial fan</i>)	КВД	Конус выноса дистальный
II. Элювиальная макрофация (коры выветривания) (<i>Eluvium or weathering crust</i>)	Отложения линейной коры выветривания (<i>Linear weathering crust or bauxites</i>)	ЭЛБ	Элювий бокситы
	Отложения латеритной коры выветривания (<i>Lateritic weathering crust or palaeosoils</i>)	ЭЛП	Элювий палеопочвы
III. Реки горные с разветвленным типом русла (<i>Braided rivers</i>)	Отложения русловых гравийно-песчаных баров (<i>Braided gravely / sandy bars</i>)	РГБ	Реки горные бары
IV. Реки равнинные с мандрирующим типом русла (<i>Meandering rivers</i>)	Отложения стречневой части русла (<i>Channel lag deposits</i>)	РРС	Реки равнинные стречень
	Отложения внутри русловых отмелей-осередков	РРО	Реки равнинные осередки

	<i>(Channel bars)</i>		
	Отложения меандровых отмелей (<i>Point bars</i>)	РМО	Реки меандрирующие отмели
	Отложения прирусловых валов (<i>Natural levee</i>)	ПРВ	Прирусловые валы
	Отложения пойменных песков разлива (кревассовые глифы) (<i>Crevasse splay</i>)	ППР	Пойменные пески разлива
	Отложения пойменных старичных озер (стариц) (<i>Oxbow lakes</i>)	ПСО	Пойменные старичные озера
	Отложения пойменно-старичных болот (<i>Backswamp</i>)	ПСБ	Пойменно-старичное болото
V. Озера крупные открытые (<i>Open lakes</i>)	Отложения песчано-алевритовых покровов периферии (<i>Sand sheet proximal</i>)	ОЗП	Озеро периферийная (прибереговая) часть
	Отложения дистальных алевритовых покровов литорали (<i>Silt sheet distal</i>)	ОЗД	Озеро дистальная часть
	Отложения центральной части озер (профундиаль) (<i>Mud sheet distal</i>)	ОЗЦ	Озеро центральная часть
VI. Озера мелкие проточные с привнесом осадка мелкими водотоками (<i>Small lakes with foreign</i>)	Отложения мелководных проточных озер	ОЗП	Озеро проточное
VII. Озера мелкие, застойные, периодически заливающиеся и переходящие в застойные (<i>Small stagnant lakes</i>)	Отложения мелководных озер застойного характера (<i>Mud sheet distal</i>)	ОЗЗ	Озеро застойное
VIII. Болота торфяные с подпочвой угольного пласта (<i>Peat bogs with subsoil coal bed</i>)	Отложения торфяных болот (<i>Mud sheet distal</i>)	БТП	Болото торфяное с подпочвой
IX. Пляж верхний (<i>Beach backshore</i>)	Отложения тыловой части пляжа (<i>Backshore</i>)	ПЛТ	Пляж тыловой
	Отложения пляжевого волноприбойного вала (<i>Beach ridge</i>)	ПЛВ	Пляжевый вал
XI. Пляж нижний (<i>Fore-shore</i>)	Отложения предфронтальной зоны пляжа (<i>Shoreface</i>)	ПЛП	Пляж предфронтальный
XII. Подводный береговой склон (<i>Offshore</i>)	Отложения верхней части подводного берегового склона (<i>Upper-offshore</i>)	ПСВ	Подводный склон верхний
	Отложения нижней части подводного берегового склона (<i>Lower-offshore</i>)	ПСН	Подводный склон нижний
XIII. Дельтовая равнина (<i>Delta plain</i>)	Отложения равнинных болот дельтовой равнины (<i>Back swamps</i>)	ДРБ	Дельтовое равнинное болото

	Отложения озер дельтовых на приморских равнинах (<i>Coastal lacustrine / pond</i>)	ДПО	Дельтовое приморское озеро
	Отложения болот приморских паралического типа (<i>Marsh</i>)	ДПБ	Дельтовое паралическое болото
	Отложения дельтовых распределительных каналов (<i>Distributary channels</i>)	ДРК	Дельтовый распределительный канал
	Отложения дельтовых песков разлива (кревассовых глифов) (<i>Crevasse splay</i>)	ДПР	Дельтовые пески разлива
	Отложения дельтовых намывных валов (<i>Subaqueous natural levee</i>)	ДНВ	Дельтовые намывные валы
	Отложения межрусловых заливов (<i>Interdistributary bays</i>)	ЗМР	Заливы межрусловые
XIV. Фронт речной дельты (<i>Delta front</i>)	Отложения гребневой части устьевого бара (<i>Crest of mouth bar</i>)	ГУБ	Гребень устьевого бара
	Отложения центральной части бара устьевого (<i>Central part of mouth bar</i>)	ЦБУ	Центральная часть бара устьевого
	Отложения склоновой части бара устьевого (<i>Slope of mouth bar</i>)	СБУ	Склон бара устьевого
	Отложения основания бара устьевого (<i>Base of mouth bar</i>)	ОБУ	Основание бара устьевого
XV. Продельта (Prodelta)	Отложения продельтового относительного глубоководья (<i>Prodelta deep marine</i>)	ПРД	Продельта
XVI. Грядово-ложбинная прибрежная равнина (<i>Chenier plain</i>)	Отложения шеньерных баров (<i>Cheniers</i>) (<i>Supra-Tidal Flat</i>)	ШБ	Шеньерные бары
XVII. Ватты приливно-отливные (осушки) песчаные	Отложения супралиторали (<i>Supralittoral</i>)	ВОП	Ваттовые песчаные отмели
XVIII. Ватты приливно-отливные (осушки) смешанного состава	Отложения сублиторали (<i>Sublittoral</i>)	ВСО	Ваттовые смешанные отмели
XIX. Ватты (осушки) илистые	Отложения литорали (<i>Littoral</i>)	ВИО	Ваттовые илистые отмели
	Отложения приливных протоков (<i>Tidal Channel</i>)	ПРП	Приливные протоки
XX. - Шельфовые подводных гряды (<i>Shallow-Marine Sand Ridges</i>)	Отложения трансгрессивных шельфовых гряд (покровов)	ШПГ	Шельфовые гряды
XXI. Заливы лиманного типа и опресненные бухты (<i>Bays and desalinated bays</i>)	Отложения илистые	ЗОб	Заливы и бухты

Полный перечень, выделенных и описанных по керну скважин литогенетических типов и фаций, которые слагают крупнейшие макрофации юрской и меловой эпох осадконакопления приведен в Таблице 3.6., их описание дано в главе 6. Генетические признаки отложений, выделенные автором и использованные при идентификации различных по условиям формирования осадочных толщ, приводятся в Таблице 3.7.

Полная детальная характеристика генетических признаков отложений, на основании которых проведено выделение 125 литогенетических типов, отнесенных автором к 13 крупнейшим макрофациям, представлена в фондовых и опубликованных научных работах (Литология и условия формирования..., 1994; Обобщение результатов работ..., 1996; Атлас литогенетических типов терригенных отложений..., 1997; Условия формирования..., 1999; Атлас литогенетических типов..., 1999; Литолого-фациальный..., 2009) и в настоящей работе не приводится.

Построенная иерархия сочетается с большей или меньшей степенью автономности членов иерархии меньших рангов по отношению к членам высших рангов. Каждый уровень иерархической упорядоченности формируется на основе принципа самоорганизации, имеет сложные взаимоотношения с вышележащими уровнями. Объекты каждого уровня могут рассматриваться в качестве автономной системы, характеризуются качественными изменениями свойств компонентов и отображают систему, функционирующую в сложной, динамической природной среде. В соответствие с законом иерархичности нижние уровни систематики (I-III) охарактеризованы детальной и конкретной описательной информацией, охватывающей качественные характеристики объектов (керна скважин). Более высокие уровни (IV-VI) построены на обобщающей информации, описывающей пространственные характеристики объектов.

Таблица 3.6 – Классификационная схема литогенетических типов, фаций и макрофаций мезозойской формации Западной Сибири (Чернова, 2016)

Группы макрофаций	КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ (Continental Environments)			
	1	2	3	4
Макрофации (обстановки)				Литогенетические типы
ЭЛ – Элювиальная макрофация (коры выветривания) (<i>Eluvium or Weathering crust Environment</i>)	Линейная кора выветривания			ЭЛБ-1. Глины красновато-коричневые, тонкоотмученные бокситоносных толщ (<i>Рисунок 6.4.</i>) ЭЛБ-2. Бокситы переотложенные (<i>Глава 6., Рисунок 6.5.</i>)
	Латеритная кора выветривания			ЭЛП-1. Почвы красноцветные (а), обогащенные окислами железа, с пятнами оглеения голубоватого и сизого цветов (<i>Глава 6., Рисунок 6.6.</i>)
КВ - Аллювиальный конус выноса (<i>Alluvial Fan</i>)	Осыпи конуса выноса (<i>Debris alluvial Fan</i>)	Склоновые осадки		КВО-1. Брекчии пестроцветные, чаще красноцветные, интенсивно ожелезненные, сцементированные глинисто-железистым цементом (<i>Глава 6., Рисунок 6.1.</i>)
				КВО-2. Брекчии полимиктовые, светлые, крепкосцементированные глинисто-кремнистым цементом, с остроугольными и полуокатанными обломками кремнистых пород (<i>Глава 6., Рисунок 6.2.</i>)
	КВО-3. Брекчии темно-серые, почти черные, битуминозные, со значительной примесью гравийного материала (<i>Глава 6., Рисунок 6.3.</i>)			
Проксимальная часть конуса выноса (<i>Proximal alluvial Fan</i>)	КВП-1. Валунные нестратифицированные параконгломераты с базальным цементом, лишенные внутренней текстуры			
	КВП-2. Фангломераты неслоистые с базальным цементом, с черепитчатым расположением плотно упакованных обломков, с маломощными прослоями песчаников разнозернистых, образующих параллельную или слабонаклонную слоистость проксимальной части конуса выноса			
Срединная часть конуса выноса (<i>Medial alluvial Fan</i>)				

	<p>Дистальная часть конуса выноса (<i>Distal alluvial Fan</i>)</p>		<p>КВД-1. Песчаники грубо-крупнозернистые, плохо сортированные, кварцевые, слабоокатанные, с включениями обломков пород, с прослоями алевролитов и глин, с градационной слоистостью (<i>Глава 6., Рисунок 6.8.</i>)</p>
			<p>КВД-2. Песчаники разнозернистые, с прослоями гравелитов и песчаников глинистых, мелкозернистых, иногда среднесортированные, с градационной слоистостью (<i>Глава 6., Рисунок 6.9.</i>)</p>
			<p>КВД-3. Песчаники глинистые, с включениями горизонтально ориентированных галек, с неправильными размывами, с прослоями алевролитов тонкослоистых; алевролиты глинистые, аргиллиты алевролитистые с включениями редких угловатых и окатанных обломков пород, полуокатанных зерен кварца, со следами усыхания временных водоемов пролювиального генезиса (<i>Глава 6., Рисунок 6.10.</i>)</p>
<p>Реки горные с разветвленным типом русла (<i>Braided Rivers</i>)</p>	<p>Русловые гравийно-песчаные бары (<i>Braided Gravely / Sandy Bars</i>)</p>	<p>Русловые осадки стрежневой части (<i>Channel Deposits</i>)</p>	<p>РГБ-1. Конгломераты мелкогалечниковые, плохо сортированные с прослоями гравелитов и песчаников грубозернистых с горизонтальной слоистостью или черепитчатой укладкой стрежневой части русла (основания аллювиального цикла) (<i>Глава 6., Рисунок 6.11.</i>)</p>
			<p>РГБ-2. Гравелиты с прослоями мелкогалечниковых конгломератов, плохо сортированных, со слабо выраженной косою однонаправленной слоистостью, подчеркнутую включениями галек и редких обломков древесины (<i>Глава 6., Рисунок 6.12.</i>)</p>
			<p>РГБ-3. Песчаники разнозернистые, с прослоями гравелитов, с обильными включениями крупных и мелких галек, углей, обломков пород, с неявно выраженной крупной косою, в отдельных прослоях косою крупной однонаправленной слоистостью (<i>Глава 6., Рисунок 6.13.</i>)</p>
			<p>РГБ-4. Алевролиты и глины заиления (<i>Глава 6., Рисунок 6.14.</i>)</p>
<p>Реки равнинные с меандрирующим типом русла (<i>Meandering Rivers</i>)</p>	<p>Стрежневая часть русла (<i>Channel Lag Deposits</i>)</p>	<p>русловые осадки (<i>Channel Deposits</i>)</p>	<p>РРС-1. Песчаники гравийные, с обилием галечникового материала, сосредоточенного по косо наклонным плоскостям, в отдельных пачках грубозернистые, с включениями углей, углистого растительного</p>

		<p>детрита, с неясной косо́й слоистостью, подчеркнутой ориентировкой галек и крупных углистых включений; серии с резко выраженным эрозионным основанием, с мелкими эрозионными текстурами типами водоворотных ямок и котлов (<i>Глава 6., Рисунок 6.15.</i>)</p>
	<p>Внутрирусловые отмели-осередки (<i>Channel Bars</i>)</p>	<p>РРС-2. Песчаники крупно-среднезернистые, плохо сортированные, реже с крупной косо́й однонаправленной слоистостью, чаще массивные, с рассеянными по породе крупными гальками и обильными включениями крупных углефицированных обломков древесины, подчеркивающих косо́ую слоистость (<i>Глава 6., Рисунок 6.16.</i>)</p> <p>РРС-3. Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, с включениями остроугольных неокатанных уплощенных обломков алевролитов (а, б, в, г) и галек сидеритового состава (а), сформированных в условиях ближнего переноса, за счет подмыва берега (пудинговая текстура) (<i>Глава 6., Рисунок 6.17.</i>)</p>
	<p>Меандровая отмель (<i>Point Bar</i>)</p>	<p>РРО-1. Песчаники гравийные, с прослоями галечникового материала, с прослоями мелкогалечникового материала, гравелитов, в отдельных пачках грубозернистые, с включениями углей, углистого растительного детрита, с неясной косо́й слоистостью, подчеркнутой ориентировкой галек и крупных углистых включений (<i>Глава 6., Рисунок 6.18.</i>)</p> <p>РМО-1. Песчаники крупно-среднезернистые, средне сортированные, с крупной косо́й однонаправленной или крупномасштабной диагональной слоистостью, с редкими включениями крупных галек, обугленных остатков, с крупномасштабной мутьдообразной слоистостью, в основании серий с включениями редких угловатых неокатанных обломков глинистого состава, мелких галек сидерита (<i>Глава 6., Рисунок 6.19.</i>)</p> <p>РМО-2. Песчаники мелкозернистые, в отдельных пачках среднезернистые, средне сортированные с намывами углистого детрита, подчеркивающими косо́ую однонаправленную слоистость (а, б, в), часто таблитчатого типа, реже с массивной слоистостью, с единичными включениями галек, отложенные в условиях верхнего режима течения (<i>Глава 6., Рисунок 6.20.</i>)</p>

	<p align="center">Приусловой (береговой) вал <i>(Natural Levee)</i></p>	<p align="center">Внерусловые осадки <i>(Overbank deposits)</i></p>	<p>ПРВ-1. Песчаники в основании серий средне-мелкозернистые, средне сортированные, с включениями галек пород и крупных обугленных остатков. Характерна косая однонаправленная мелкомасштабная слоистость с четко выраженными серийными швами, иногда пологонаклонная с восходящими знаками ряби, подчеркнутая намывами растительного детрита (<i>Глава 6., Рисунок 6.21.</i>)</p>
<p align="center">Пески пойменные разлива (кревассовые глифы) <i>(Crevasse Splay)</i></p>	<p>ПРВ-2. Песчаники тонкозернистые, мелкозернистые, с хорошей сортировкой материала, с мелкомасштабной косой однонаправленной, иногда волнистой ассиметричной мультислойной (а), клиновидной, сходящейся слоистостью (в), подчеркнутой намывами тонкодисперсного растительного детрита, с восходящими знаками ряби, с разнообразными слоистыми текстурами, срезаемыми косыми сериями (б), часто чередование тонкой косой, волнистой и горизонтальной слоистости (<i>Глава 6., Рисунок 6.22.</i>)</p>		
	<p>ПРВ-3. Алеволиты разнозернистые (в основании серий более крупнозернистые), с неправильной горизонтальной, пологоволнистой, часто штриховатой или мелкой косой слоистостью, с прослоями заиливания. В отдельных сериях наблюдается мелкомасштабная сложная косая слоистость с небольшими углами падения слойков, с редкими корневыми остатками растений (<i>Глава 6., Рисунок 6.23.</i>)</p>		
	<p>ППР-1. Песчаники мелкозернистые и крупнозернистые алеволиты с тонкой горизонтальной слоистостью, с диагональной мелкомасштабной слоистостью, с бимодальными прослоями и резкими параллельными, реже выпуклыми эрозийными контактами в основании серий, с подошвенными знаками внедрения (текстурами нагрузки) (<i>Глава 6., Рисунок 6.24.</i>)</p> <p>ППР-2. Алеволиты глинистые, тонкогоризонтальнослоистые, иногда линзовидные, реже волнистослоистые, переходящие через переслаивание в алевритистые глины. В кровельных участках глины часто имеют комковатую текстуру, обусловленную корневой системой. Слоистость подчеркнута углестым материалом. Отмечаются своеобразные включения алеволита в глине</p>		

			(карманы внедрения); частыми текстурами деформаций, обусловленными мелким оползанием осадка и размывами (<i>Глава 6, Рисунок 6.25.</i>)
	Пойменные старичные озера (старицы) (<i>Oxbow Lakes</i>)		ПСО-1. Песчаники мелкозернистые с прослоями и линзами разнозернистых алевролитов, среднесортированные (в основании материал более крупнозернистый). Слоистость тонкая неравномерная горизонтальная, пологоволнистая, линзовидная прерывистая, мелкомасштабная, образованная послойным отложением растительного детрита (<i>Глава 6, Рисунок 6.26.</i>)
			ПСО-2. Алевролиты разнозернистые с прослоями заиливания и линзами тонкозернистого песчаника, с тонкой горизонтальной слоистостью, с большим количеством корней растений, растительных остатков и растительного детрита на плоскостях наслоения, со следами периодических высыханий, с пологоволнистой, и пачечной (ленточной слоистостью) и глинисто-алевритовые отложения с многочисленными остатками флоры, с конкрециями пирита, комковатой текстурой, с тонкими прослойками и линзами углей (<i>Глава 6, Рисунок 6.27.</i>)
			ПСО-3. Глины и аргиллиты, часто углистые, с деформационными текстурами, с обилием обугленного растительного детрита, с линзами и прослойками углей, часто обогащенные железистыми минералами, иногда неясно тонкогоризонтальнослоистые (<i>Глава 6, Рисунок 6.28.</i>)
	Пойменно-старичное болото (<i>Backswamp</i>)		ПСБ-1. Глинисто-алевритовые отложения с многочисленными остатками флоры, с конкрециями пирита, комковатой текстурой, с тонкими прослойками и линзами углей (<i>Глава 6, Рисунок 6.29.</i>)
ОЗ - Озерная макрофагия (<i>Lacustrine Environment</i>)			
ОЗК - Озера крупные открытые (<i>Open Lakes</i>)	Проксимальные песчаные покровы (<i>Sand Sheet Proximal</i>)	Периферийная часть	ОЗП-1. Песчаники средне-, мелкозернистые, реже конгломераты мелкогалечниковые зоны прибоя (д); со средней сортировкой (хуже, чем у морских осадков), с симметричными запечатанными знаками ряби, волнистой асимметричной слоистостью, с прослоями косой мелкомасштабной слоистости (<i>Глава 6, Рисунок 6.30.</i>)

			<p>ОЗП-2. Песчаники мелко- и тонкозернистые, алевролиты разномзернистые, зоны волнений (до глубины 3-4 м), с разнообразной волнистой, реже косо-волнистой слоистостью (<i>Глава 6., Рисунок 6.31.</i>)</p>
			<p>ОЗП-3. Песчаники разномзернистые с отчетливо выраженной приуроченностью самых грубых разностей к нижним частям слоев, с косою крупной однонаправленной, косою слабосрезанной или неясно выраженной слоистостью, с включениями галек дальнего следования, с пудинговыми (конгломератовидными) текстурами (<i>Глава 6., Рисунок 32.</i>)</p>
	<p>Дистальные алевритовые покровы (<i>Silt Sheet Distal</i>)</p>		<p>ОЗД-1. Алевролиты глинистые и глины тонко горизонтально-слоистые, массивные или ритмично слоистые, с небольшой примесью детрита и (или) наличием обрывков растительности на плоскостях наложения, иногда со следами жизнедеятельности донных илюидных организмов (<i>Глава 6., Рисунок 6.33.</i>)</p>
	<p>Удаленные зоны профундиали (центральной части озер) (<i>Mud Sheet Distal</i>)</p>	<p>Профундиаль (<i>Supralittoral</i>)</p>	<p>ОЗЦ-1. Алевропелиты, тонкослоистые ритмиты (за счет сезонной градации осадочного материала), с устойчивой правильной горизонтальной, линзовидной, реже с диагональной слоистостью; иногда неясно слоистые; характерно - ритмичное мелкомасштабное переслаивание маломощных слойков (слойки 1-2 мм толщиной) (<i>Глава 6., Рисунок 6.34.</i>)</p>
			<p>ОЗЦ-2. Алевропелиты, обогащенные органическим веществом, часто битуминозные, с многочисленными деформационными текстурами смятия, оползания, подводного локального обрушения, с гофрированной мелкомасштабной, реже диагональной слоистостью; иногда неясно слоистые; характерно - ритмичное мелкомасштабное переслаивание маломощных слойков (слойки 1-2 мм толщиной) (<i>Глава 6., Рисунок 6.35.</i>)</p>
			<p>ОЗЦ-3. Глины тонкодисперсные, аргиллиты часто известковистые, обогащенные органическим веществом, часто битуминозные, светлого, темно-серого цвета, иногда с буроватым или с зеленоватым оттенком, с послойными конкрециями сидеритов, с редкими включениями угля, содержащие скопления и отдельные тонкостенные раковины моллюсков и ракообразных, ча-</p>

			сто с обильным ихтиодетритом (<i>Глава 6, Рисунок 6.36.</i>)
ОЗП - Озера мелкие проточные с привносом осадка мелкими водотоками (<i>Small Lakes with foreign</i>)			ОЗП-1. Песчаники мелко-, тонкозернистые, с неясной пологоволнистой прерывистой мелкомасштабной слоистостью, с прослоями, созданными рябью течений, с мелкомасштабной косой слоистостью, с включениями интракластов глинистых пород (<i>Глава 6, Рисунок 6.37.</i>)
			ОЗП-2. Алевролиты разнозернистые, чаще мелкозернистые, с тонкими прослоями песчаников тонко мелкозернистых, с горизонтальной, реже пологой волнистой слоистостью. Тонкая горизонтальная слоистость подчеркнута растительным детритом, намывами слюды; характерно присутствие крупных обрывков растений (листьев) (<i>Глава 6, Рисунок 6.38.</i>)
ОЗЗ - Озера мелкие, застойные, периодически заливающиеся и переходящие в застойные (<i>Small stagnant Lakes</i>)			ОЗЗ-1. Алевролиты разнозернистые, с прослоями (3-5 мм) аргиллитов и песчаников тонко-мелкозернистых, с горизонтальной, линзовидной, реже пологой волнистой слоистостью, подчеркнутой растительным детритом, с намывами слюды, с включениями мелких корневых остатков, с небольшими сферическими конкрециями сульфидов (<i>Глава 6, Рисунок 6.39.</i>)
			ОЗЗ-2. Глины светлого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, чаще неслоистые, пронизанные тонкими корешками растений, с пятнистой текстурой, реже неправильной горизонтальной слоистостью, с текстурами взмучивания и оползания осадка, с конкрециями сидерита, развитыми по корням растений (<i>Глава 6, Рисунок 6.40.</i>)
Болотная макрофагия (<i>Poludal Environments</i>)			
БТП - Болота торфяные с подпочвой и кровлей угольного пласта (<i>Peat bogs with subsoil coal bed</i>)			БТП-1. Аргиллиты, алевролиты глинистые обогащенные железом, с многочисленными конкрециями сидерита, развитыми по остаткам корешков или расположенные послойно, с неправильной горизонтальной слоистостью, с остатками тонких нитевидных обугленных корешков растений, с большим количеством остатков флоры (<i>Глава 6, Рисунок 6.41.</i>)
			БТП-2. Глинисто-алевритовые породы подпочвы угольного пласта, с неоднородной комковатой, неясной, часто облачной текстурой, с сетью тонких корешков (<i>Глава 6, Рисунок 6.42.</i>)

			БТП-3. Угли, некрепкие, часто тонколистоватые углистые породы с неправильной горизонтальной или пологоволнистой слоистостью, часто пloyчатого характера (мелкомасштабная гофрированная слоистость) с известковыми (кальцитовыми) прослоями (<i>Глава 6., Рисунок 6.43.</i>)
			БТП-4. Глинисто-алевритовые породы кровли угля, с резкими эрозийными размывами угольного пласта и внутрипластовыми размывами пласта угля (<i>Глава 6., Рисунок 6.44.</i>)
ПЕРЕХОДНЫЕ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОАККОПЛЕНИЯ (<i>Transitional Environments</i>)			
Макрофашия пляжа (морского) (<i>Beach Environment</i>)			
ПЛВ - Верхний пляж (<i>Backshore</i>)	ПЛТ – Пляж тыловой (<i>Backshore</i>)		ПЛТ-1 Песчаники мусорные, разнозернистые с включениями галек, плоско ориентированных, реже с прослоями эолового генезиса, с четкими клиновидными сериями (а), к основанию эоловых прослоев, как правило, приурочены россыпи тяжелых минералов (<i>Глава 7., Рисунок 7.2.</i>)
			ПЛТ-2. Песчаники преимущественно среднезернистые, с прослоями гравийного материала, битой ракушки, с включениями мелкой глинистой гальки, создающими градиционное переслаивание, с наклонной мелкомасштабной слоистостью
			ПЛТ-3. Песчаники мелкозернистые до тонкозернистых, с горизонтальной, в отдельных сериях с косой мелкомасштабной слоистостью, с тонкими прослоями песчаников крупнозернистых, хорошо сортированных эолового генезиса
	ПЛВ - Пляжевый волноприбойный вал (<i>Beach Ridge</i>)		ПЛВ-1. Песчаники средне-мелкозернистые, часто с включениями гравийных зерен, с редкими знаками ряби, биотурбированные, с прерывистой косой, фазерной слоистостью, с обилием битой и давленной ракушки, с ходами роющих животных (<i>Глава 7., Рисунок 7.3.</i>)
			ПЛВ-2. Известняк-ракушняк органогенно-детритовый, сцементированный

			пелитоморфным кальцитом (<i>Глава 7., Рисунок 7.4.</i>)
			ПЛВ-3 Песчаник мелкозернистый, карбонатизированный с многочисленными раковинами (<i>Глава 7., Рисунок 7.5.</i>)
ПЛН - Нижний пляж (<i>Foreshore</i>)	ПЛП - Предфронтальная зона пляжа (<i>Shoreface</i>)		ППЛ-1. Песчаник мелкозернистый, хорошо сортированный, с характерной тонкой горизонтальной слоистостью, со знаками ряби волнения по плоскостям наслоения; с сериями таблитчатыми, косослоистыми, часто клиновидно сходящимися, с включениями мелких галек, приуроченных к основанию серий (<i>Глава 7., Рисунок 7.6.</i>)
			ППЛ-2 Песчаник мелкозернистый, в отдельных прослоях сильно карбонатизированные, с крупными многочисленными ходами обитания ихнофагии Skolithos, с неявно выраженной слабонаклонной слоистостью (<i>Глава 7., Рисунок 7.7.</i>)
			ППЛ-3. Песчаники мелкозернистые, в отдельных прослоях до среднезернистых, чаще алевролиты раз-нозернистые, хорошо сортированные, часто биотурбированные, с ходами обитания донных илоедных роющих животных типа Skolithos, с включениями остатков тонкостенных раковин двустворчатых моллюсков, с включениями раковин скафопод (<i>Dentalium sp. indet</i>) (<i>Глава 7., Рисунки 7.8. - 7.9.</i>)
			ППЛ-4. Септариевые конкреционные прослои в песчано-алевритовых отложениях нижней части предфронтальной зоны пляжа, с крупными радиальными и тангенциальными трещинами, выполненными мелко-, средне- и крупнокристаллическими карбонатными минералами (<i>Глава 7., Рисунок 7.10.</i>)
ПС - Подводный береговой склон (<i>Offshore</i>)	ПСВ – Верхняя часть подводного берегового склона (<i>Upper-Offshore</i>)	Сублиттораль (<i>Sublittoral</i>)	ПСВ-1. Песчаники мелкозернистые, тонкозернистые, часто глинистые, с тонкими прослоями глин, с многочисленными нарушениями слоистости в виде «карманов внедрения», значительно биотурбированы, с ходами питания и обитания илоедных животных: (а) <i>Cylindrichmus</i> (<i>Глава 7., Рисунки 7.11. и 7.12.</i>)

	<p>ПСН – Нижняя часть подводного берегового склона <i>(Lower-Offshore)</i></p>	<p>ПСН-1. Песчаники тонкозернистые, алевритистые или алевролиты разнозернистые, хорошо сортированные и окатанные, в отдельных прослоях косо-слоистые, с редкими остатками сердцевидных морских ежей. Очень высокая степень биотурбированности. Присутствуют вертикальные ходы передвижения донных пассивных плотоядных илоедов <i>Terebellina</i> или <i>Schaubcylichnus freyi</i> (<i>Глава 7., Рисунок 7.13.</i>)</p> <p>ПСН-2. Глины алевритистые, биогенно-гомогенезированные с богатой фауной и высокой степенью биотурбирования с прослоями слоистых штормовых тонко-мелкозернистых песчаников. С тонкими прослоями параллельно-слоистых проксимальных штормовых песчаников (от 5 до 100 мм), характерными многочисленными вертикальными и горизонтальными ходами передвижения донных животных: <i>Cruziana</i> или первичных ихнофаций <i>Zoophycos</i></p>
Прибрежно-морские макрофазии (Neashore marine Environments)		
Макрофазия барьера (Barrier Coasts Environment)		
Барьерный остров (Barrier Ireland)	<p>БРЭ - Эоловые дюны гребней барьеров <i>(Barrier Eolic Dunes)</i></p>	<p>БРЭ-1. Песчаники крупнозернистые, с примесью алевритовых зерен, хорошо сортированные, с диагональной мелкомасштабной слоистостью; иногда со следами корней растений, с резкими прямыми эрозионными контактами</p>
	<p>БРГ - Гребень барьера <i>(Crest of Barrier)</i></p>	<p>БРГ-1. Песчаники мелко-среднезернистые, с намывами растительного детрита, иногда включениями углефицированных древесных остатков, при регрессии морского бассейна, замещающиеся в кровельной части алевритоглинистой породой, глиной углистой и углем (<i>Глава 7., Рисунок 7.14.</i>); при трансгрессии - замещающиеся известняками, глиной</p>
	<p>БРЦ - Центральная часть барьера <i>(Central part of Barrier)</i></p>	<p>БРЦ-1. Песчаники крупнозернистые, часто грубозернистые, хорошо сортированные, с характерной пологой, клиновидной или слабо наклонной неотчетливой слоистостью; в отдельных сериях мелкомасштабной горизонтальной; с характерной структурой «блинчиков», редкой биотурбацией (с ихногеном <i>Skolithos</i>) (<i>Глава 7., Рисунок 7.15.</i>)</p>
	<p>БРС – Склон барьера</p>	<p>БРС-1. Песчаники мелкозернистые, с тонкими глинистыми прослоями, или</p>

	<i>(Slope of Barrier)</i>		прослоями среднезернистые, образующими слабонаклонную косую слоистость, с характерными биотурбациями типа: <i>Thalassinoides</i> , <i>Asterosoma</i> и <i>Ophiomorpha</i> . (Глава 7., Рисунок 7.16.)
			БРС-2. Песчаники мелкозернистые песчаники с прослоями алевролитов, с частыми прослоями глинистого и кальцитового состава, образующими горизонтальную или пологоволнистую слоистость, с характерными биотурбациями типа <i>Thalassinoides</i> , <i>Asterosoma</i> и <i>Ophiomorpha</i>
	БПО – Основания или подножья барьера <i>(Base of Barrier)</i>		БРО-1. Песчаники тонкозернистые и алевролиты разнозернистые, с глинистыми прослоями, со сложным чередованием различных типов слоистости: мелкой волнистой, крупной и мелкой косой, перекрестной, в отдельных прослоях однонаправленной, с обильными включениями мелких окатышей глины или плоских галек алевролитового состава, с прерывистой флазерной слоистостью, образующей вилочкообразную форму, с углами срезания слоев до 40°, с небольшим количеством растительного детрита; с косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, S-образной косоволнистой типами слоистости, с характерными биотурбациями типа: <i>Thalassinoides</i> , <i>Asterosoma</i> и <i>Ophiomorpha</i> (Глава 7., Рисунок 7.17.)
	БРК – Канал намывной барьера <i>(Washover channel)</i>		БРК-1. Песчаники крупно-среднезернистые, с прослоями ракушняка (до 1 м), с градационно уменьшающейся последовательностью размерности зерен до песчаника тонкозернистого, с мелкомасштабной косой слоистостью
Макрофашия баров (Bar Coasts Environment)			
БВ - Бары вдольбереговые <i>(Longshore Bar)</i>	БВГ - Гребень бара <i>(Crest of Bar)</i>		БВГ-1. Песчаники мелко-среднезернистые, с намывами растительного детрита, иногда включениями углефицированных древесных остатков, при регрессии морского бассейна, замещающиеся в кровельной части алевроитоглинистой породой, глиной углистой и углем, при трансгрессии - замещающиеся известняками, глиной
	БВЦ - Центральная часть бара <i>(Central part of Bar)</i>		БВЦ-1. Песчаники крупнозернистые, часто грубозернистые, хорошо сортированные, с характерной пологой или слабонаклонной неотчетливой сло-

			стостью; в отдельных сериях слоистость мелкомасштабная горизонтальная; с характерной структурой «блинчиков», редкой биотурбацией. С ихногеном – <i>Skolithos</i>
	БВС – Склон подводного бара (<i>Slope of Bar</i>)		БВС-1. Песчаники средне-мелкозернистые, с тонкими глинистыми прослоями, образующими слабонаклонную косую слоистость, с характерными биотурбациями типа: <i>Thalassinoides</i> , <i>Asterosoma</i> и <i>Ophiomorpha</i>
			БВС-2. Песчаники мелкозернистые песчаники с прослоями алевролитов, с частыми прослоями глинистого и кальцитового состава, образующими горизонтальную или пологоволнистую слоистость, с характерными биотурбациями типа: <i>Thalassinoides</i> , <i>Asterosoma</i> и <i>Ophiomorpha</i>
	БВО – Основания или подножья бара (<i>Base of Bar</i>)		БВО-1. Песчаники мелко-тонкозернистые и алевролиты разнозернистые, с глинистыми прослоями, средне- и хорошо сортированные, со сложным чередованием различных типов слоистости: мелкой волнистой, крупной и мелкой косой, перекрестной, в отдельных прослоях однонаправленной, с обильными включениями мелких окатышей глины или плоских галек алевролитового состава, с прерывистой флазерной слоистостью, образующей вилочкообразную форму, с углами срезания слоек до 40°, с небольшим количеством растительного детрита; с косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, S-образной косоволнистой типами слоистости
	МБП - Межбаровые промоины (<i>Interbar swale</i>)		МБП-1. Песчаники хаотические глинистые, тонкозернистые и алевролиты с включениями обломков зерен кварцевого состава, глауконита и сидерита
			МБП-2. Переслаивание мелкозернистых песчаников и алевритистых глин, создающее линзовидную слоистость, с включениями глинистых интракластов, зернами кварца, глауконита и сидерита; характерны текстуры нагрузки, биотурбации типа <i>Chondrites</i> и <i>Terebellina</i>
			МБП-3. Глины темно-серые или зеленоватые, с прослоями известковистого состава, редкими биотурбациями – типа <i>Terebellina</i> и <i>Conichmus</i>
Макрофагия лагун (<i>Lagoon Environment</i>)			
ЛГ – Лагуна	ЛГК - Краевая (прибере-		ЛГК-1. Известняк мелкозернистый и известково-глинистые породы (мерге-

(Lagoon)	говая) зона лагуны (<i>Marginal zone of Lagoon</i>)		ли), плотные, тонкоотмученные, с углистыми включениями, прослоями, насыщенными растительной органикой и прослоями углей
			ЛПК-2. Алевропесчаник, алевролит с карбонатными септариевыми конкрециями, сложенными кальцитом разной генерации (<i>Глава 7., Рисунок 7.18.</i>)
			ЛПК-3. Песчано-алевритовые с глинисто-углистыми прослойками отложения: песчаники мелкозернистые до тонкозернистых, алевролиты разнозернистые с включениями конкреций пирита, с прерывистой мелкой волнистой, пологой косоволнистой, часто прерывистой отчетливой слоистостью, с текстурами взмучивания и оползания, ходами донных животных – илоедов. С отпечатками растительности, обильным углистым детритом (<i>Глава 7., Рисунки 7.19. 7.20.</i>)
	ЛГЦ - Центральная зона лагуны (<i>Central zone of Lagoon</i>)		ЛГЦ-1. Алеврито-глинистые с редкими растительными остатками и частыми послойными пиритовыми конкрециями плохо сортированные отложения центральных частей лагун. Алевролиты мелкозернистые, часто глинистые, глины алевритистые с неотчетливой горизонтальной и четкой линзовидной слоистостью, с текстурами оползания и смятия осадка. Слоистость пород подчеркнута параллельной ориентировкой глинистых частиц, с редкими фаунистическими остатками, с ходами аноксидных илоедов
		ЛГЦ-2. Переслаивание углистых аргиллитов, углистых сланцеватых глин, тонких прослоев углей, с ходами аноксидных илоедов (<i>Глава 7., Рисунок 7.20.</i>)	
Дельтовая макрофазия (<i>Deltaic Environment</i>)			
Дельта речного воздействия (<i>Fluvial-dominated Delta</i>)			
Дельтовая равнина (<i>Delta Plain</i>)	ДРБ – Дельтовое равнинное болото (<i>Back swamps</i>)		ДРБ-1. Аргиллиты, алевролиты глинистые обогащенные конкрециями сидерита, развитыми по остаткам корешков или расположенные послойно, с неправильной горизонтальной слоистостью, с остатками тонких нитевидных обугленных корешков растений, с большим количеством растительных остатков (<i>Глава 7., Рисунок 7.21.</i>)
			ДРБ-2. Глинисто-алевритовые породы с остатками растительности, с неодно-

		<p>родной комковатой, неясной, часто облачной текстурой, с сетью тонких корешков (<i>Глава 7., Рисунок 7.22.</i>)</p> <p>ДРБ-3. Тонколистоватые углистые породы с неправильной горизонтальной или пологоволнистой слоистостью, часто плейчатого характера (мелкомасштабная гофрированная слоистость) с известковыми (кальцитовыми) прослоями (<i>Глава 7., Рисунок 7.23.</i>)</p>
	<p>ДПО – Дельтовое приморское озеро (<i>Coastal Lacustrine / Pond</i>)</p>	<p>ДПО-1. Алевролиты, в прослоях с аргиллитами алевритистыми, с линзами алевритового материала, насыщенные органическим материалом, с фауной моллюсков, с включениями обугленного растительного детрита, с линзовидной слоистостью, текстурами смятия и оползания осадка, с конгломератовидными текстурами (<i>Глава 7., Рисунок 7.24.</i>)</p> <p>ДПО-2. Глинистые алевролиты, аргиллиты с массивной или неясной облачной текстурой, с органикой сапропелевого типа, со следами корневых остатков, часто пиритизированных по ходу илоедов (<i>Глава 7., Рисунок 7.25.</i>)</p>
	<p>ДПБ – Дельтовое приморское (параличское) болото (<i>Marsh</i>)</p>	<p>ДПБ-1. Глины углистые черные, массивные, насыщенные фитодетритом, с прослоями глинистых алевролитов, с остатками корневых систем, с крупными остатками растений, с неясной горизонтальной, либо массивной слоистостью</p>
	<p>ДРК – Дельтовые распределительные каналы (<i>Distributary Channels</i>)</p>	<p>ДРК-1. Песчаники мелко-тонкозернистые, в отдельных прослоях массивные, чаще с бимодальной косой слоистостью, с включением в основании серий глинистых и сидеритовых обломков «псевдоконгломераты, образованные не окатанными, «плавающими» обломками алевролита в песчаном матриксе (<i>Глава 7., Рисунок 7.26.</i>)</p>
	<p>ДПР - Дельтовые пески разлива (кревассовые глифы) (<i>Crevasse Splay</i>)</p>	<p>ДПР-1. Песчаники мелкозернистые и разнозернистые алевролиты с тонкой горизонтальной, диагональной мелкомасштабной слоистостью, с бимодальными прослоями и резкими параллельными, реже выпуклыми эрозийными контактами в основании серий, с подошвенными знаками внедрения (текстуры нагрузки) в основании серий (<i>Глава 7., Рисунок 7.27.</i>)</p>

			<p>ДПР-2. Алевролиты разнозернистые, часто глинистые, тонкогоризонтально-слоистые, иногда линзовидные, реже волнисто-слоистые, переходящие через переслаивание в алевритистые глины. В кровельных участках глины часто имеют комковатую текстуру, обусловленную корневой системой; присутствуют отдельные мелкие пиритизированные ходы илоедов</p>
	<p>ДНВ – Дельтовые намывные валы (<i>Subaqueous Natural Levee</i>)</p>		<p>ДНВ-1. Песчаники тонко / мелко, реже среднезернистые, с крупной диагональной, слабонаклонной слоистостью, с намывами растительного детрита, с тонкими глинистыми прослойками, включениями внутриформационной гальки, со знаками внедрения</p>
	<p>ЗМР - Залив междуслойной (<i>Interdistributary Bays</i>)</p>		<p>ЗМР-1. Глины алевритистые, аргиллиты тонкоотмученные, насыщенные органическим материалом, с фауной моллюсков, с включениями растительного детрита, с текстурами смятия и оползания осадочного материала</p>
<p>Фронт дельты (<i>Delta Front</i>)</p>	<p>ГУБ - Гребень бара устьевого (<i>Crest of Mouth Bar</i>)</p>	<p>Передовая часть дельты (<i>Avandelta</i>)</p>	<p>ГБУ-1. Песчаники средне-, мелкозернистые, крупнозернистые, плохо и среднесортированные, с косою слабонаклонной, чаще разнонаправленной слоистостью, с намывами растительного детрита, слюды и битой ракушки, с обратной градационной слоистостью, с включениями гальки алевритоглинистого состава (<i>Глава 7., Рисунок 7.28.</i>)</p> <p>ГБУ-2. Углисто-глинистые породы, комковатые, перемятые, с остатками корневых систем, реже с подпочвой угольного пласта. С ходами жизнедеятельности донных животных. С пиритовыми конкрециями</p>

	ЦБУ - Центральная часть бара устьевого <i>(Central part of Mouth Bar)</i>	ЦБУ-1. Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, слоистые, с прослоями крупнозернистых алевролитов, в редких прослоях с отдельностью типа «блинчик», с отчетливой серийной косой, слабо срезанной слоистостью, иногда веерной слоистостью, подчеркнутой намыва мелкого растительного детрита, с включениями обломков углей, с намывами растительного детрита, с градационной слоистостью. Редко присутствуют биотурбации типа <i>Skolithos</i> (<i>Глава 7., Рисунок 7.29.</i>)
	СБУ - Склон бара устьевого <i>(Slope of Mouth Bar)</i>	СБУ-1. Песчаники тонкозернистые алевролитистые, часто со следами заиливания, хорошо сортированные. Характерны текстуры деформации, ходы ихногена <i>Planolites</i>
	ОБУ - Основание бара устьевого <i>(Base of Mouth Bar)</i>	СБУ-2. Алевролиты, песчаники тонкозернистые алевролитистые, с многочисленными глинистыми прослоями, создающими различные типы слоистости, часто с текстурами деформаций и оползания осадка
Продельта <i>(Prodelta)</i>	ПРД - Продельтовое относительное глубоководье <i>(Prodelta deep marine)</i>	ОБУ-1. Алевролиты, песчаники тонкозернистые алевролитистые, с многочисленными глинистыми прослоями, создающими различные типы слоистости, часто с текстурами деформаций и оползания осадка в подводной части дельты (<i>Глава 7., Рисунок 7.30.</i>)
		ПРД-1. Переслаивание алевролитистых глин, алевролитов мелкозернистых, реже песчаников тонкозернистых со следами биотурбаций, образующее линзовидную, мелкомасштабную параллельную, почти горизонтальную слоистость, со следами жизнедеятельности ихногена <i>Techichnus</i> (<i>Глава 7., Рисунок 7.31.</i>)
		ПРД-2. Глины алевролитистые, аргиллиты тонкоотмученные, со следами биотурбаций, с фауной моллюсков, с текстурами смятия и оползания осадка, с тонкой линзовидной или горизонтальной слоистостью
Приливно-отливная макрофация (<i>Tidal Environments</i>)		
Грядово-ложбинная прибрежная равнина <i>(Chenier plain)</i>	Шеньерные бары <i>(Cheniers)</i> <i>(Supra-Tidal Flat)</i>	ШБ-1. Неравномерное переслаивание ракушняковых известняков, сложенных многочисленными битыми и целыми раковинами и аргиллитов, создающее неравномерную тонко-горизонтальную слоистость (<i>Глава 7., Рисунок</i>

			7.32.)
<p style="text-align: center;">ВОП - Ватты (осушки) песчаные</p>	<p style="text-align: center;">Приливо-отливная литоральная отмель</p>	<p><i>Супралитораль (Supralittoral)</i></p>	<p>ВОП-1. Песчаники мелкозернистые, в основном кварцевые, с примесью слюды, полевого шпата, с многочисленными обломками ракушек, с включениями глинистой мелкой плоскоокатанной галечки, среднесортированные, чаще слоистые (за счет тонких, 1-3 мм по размеру глинистых слойков): с горизонтальной слоистостью, специфической мелко-масштабной волнистой, линзовидной полосчатого облика, реже пологой мульдообразной, со сложной косой слоистостью типа «елочка», со следами биотурбаций (ихнокомплексы: (д) - <i>Skolithos</i>; (е) – <i>Cylindrichnus</i>), реже растительным детритом (<i>Глава 7., Рисунок 7.33.</i>)</p>
			<p>ВОП-2. Песчаники мелко-тонкозернистые, с очень хорошей сортировкой материала, с прослоями алевролитов глинистых, со следами редких биотурбаций, со слоистостью косой мелкомасштабной срезанной, характерной для штормовых прослоев (<i>Hummocky-cross-stratification</i>), в основании с мелкими деформационными текстурами, включениями мелкой окатанной глинистой гальки (<i>Глава 7., Рисунок 7.34.</i>)</p>
			<p>ВОП-3. Песчаники мелко-тонкозернистые, алевритистые и разнозернистые алевролиты с бимодальной слабонаклонной, чаще плоскопараллельной, реже с крупной неясно выраженной слоистостью, с характерными поверхностями переработки и глинистыми прослоями, с ихнокомплексами: <i>Arenicolites</i> (а) и U-образных ходов типа «<i>Diplocraterion-yo-yo</i>» (в); <i>Bergaueria</i> (г), <i>Diplocraterion</i> (б), <i>Conichnus</i> (ж), <i>Palaeophycus</i> (г) дистальных частей отмели (<i>Глава 7., Рисунок 7.35.</i>)</p>

ВСО - Ватты (осушки) смешанного состава	Приливо-отливная сублиторальная отмель <i>(Sub-Tidal Flat)</i>	Сублитораль <i>(Sublittoral)</i>	<p>ВСО-1. Переслаивание глин, алевролитов глинистых и песчаников тонко-, мелкозернистых, слабо окатанных, но хорошо сортированных, с преобладанием глинистого материала; с примесью слюды, полевого шпата, с тонкими прослоями углей (в), создающее мелкомасштабную (1-2 мм до 1 см) линзовидную, волнистую, горизонтальную слоистость, реже встречается сложная косая слоистость типа «ёлочки»; слойки параллельны, часто прерывисты, иногда вогнуты, параллельны или образуют клиновидные (сходящиеся) серии, часто с включениями глинистой мелкой плоско окатанной гальки; с признаками биотурбации типа <i>Cylindrichmus</i>, <i>Arenicolites</i> и следами мелких деформаций осадка (<i>Глава 7., Рисунок 7.36.</i>)</p> <p>ВСО-2. Переслаивание тонкослоистое беспорядочное линзовидно-волнистое интенсивно биотурбированных песчаников тонкозернистых и алевролитов, с крайне неравномерным распределением глинистого цемента в песчано-алевролитовых прослоях, с прослоями штормовых песчаников «фрябчиковый» тип коллектора (<i>Глава 7., Рисунок 7.37</i>)</p>
	Приливо-отливная литоральная отмель <i>(Tidal Flat)</i>	Литораль <i>(Littoral)</i>	<p>ВИО-1. Аргиллиты тонкоотмученные, с редкими тонкими линзочками алевролитового материала, алевролиты с линзовидно-слоистой текстурой, подчеркнутой тонкими линзами песчано-алевритового материала, с карбонатным цементом с текстурами деформаций, со следами углефицированных корней, с ходами илоедов <i>Cylindrichmus</i>, <i>Arenicolites</i> (<i>Глава 7., Рисунок 7.38.</i>)</p>
ВИО-1 Ватты (осушки) илистые	ПРП - Приливные протоки (каналы) <i>(Tidal Channel)</i>		<p>ПРП-1. Песчаники мелко-, тонкозернистые, хорошо сортированные, с плоскостями сбросов, с мелкой косой срезанной слоистостью с признаками ряби течения (восходящая, разнонаправленная), подчеркнутой углисто-слюди-стоглинистыми намывами, часто с известковистым цементом, с мелкими текстурами деформации в основании плоскости сбросов (<i>Глава 7., Рисунок 7.39.</i>)</p>

МОРСКИЕ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ <i>(Marine Environments)</i>			
Мелководно-морские макрофации <i>(Shallow-Marine Environments)</i>			
ШПГ - Шельфовые подводных гряды <i>(Shallow-Marine Sand Ridges)</i>	ШПГ – Центральная часть шельфовой подводной гряды <i>(Central part of Shallow-Marine Sand Ridges)</i>		ШПГ-1. Песчаники мелкозернистые, массивные, слабослюдистые, с хорошей сортировкой материала – «темпеститовые» прослои. Характерна флазерная слоистость, избегающие знаки ряби, косая срезанная слоистость, резкое эрозионное основание, двойные илистые налеты на передовых сериях. Биотурбация отсутствует
			ШПГ-2. Песчаники тонкозернистые, слюдистые, горизонтально-слоистые, плохо, реже среднесортированные, с характерной сложной косой слоистостью типа «елочки» и бимодальной ориентировкой передовых слойков
	ШПГ – Склоновая часть шельфовой подводной гряды <i>(Slope of Shallow-Marine Sand Ridges)</i>		ШПГ-3. Песчаники тонкозернистые, глинистые, известковистые, с прослоями известняков, с включениями интракластов и биокластического дебриса междугрядовых впадин
			ШПГ-4. Тонкослоистое переслаивание разнозернистых алевролитов, тонкозернистых песчаников и алевролитистых глин, с тонкими прослоями известняков; в песчаных прослоях с эрозионным основанием и наличием серийной мелкомасштабной косой слоистости, с характерными текстурами нагрузки, конволютной слоистостью, с включениями окатышей глин, с биотурбацией типа
	ШПГ – Междугрядовые впадины <i>(Interridges swale)</i>		ШПГ-5. Массивные темно-серые аргиллиты, переслаивающиеся с алевролитистыми глинами переходной (красвой) зоны гряды к шельфовым илам, переслаивание образует серии мощностью 2,5 – 10 см толщиной; в основании серий часто присутствуют послойные линзы, выполненные кальцитом
Относительно глубоководные морские макрофации <i>(Deep-marine Environments)</i>			

<p>Заливы лиманного типа и опресненные бухты (на примере раннегоарского (J_{1t}) и келловейского (J_{2kl}) времени) <i>(Bays and desalinated bays)</i></p>	<p>Застойные мелководья прибреговых зон</p>	<p>ЗОБ-1. Тонкое переслаивание алевролитов и алевроистых глин мелководных прибреговых отложений, создающих разнообразные виды слоистости, многочисленными ходами жизнедеятельности илоедных червеобразных и ракообразных организмов (а, б, г, е), с остатками нитевидных корней растений <i>(Глава 8, Рисунок 8.1.)</i></p>
	<p>Центральная часть залива <i>(Central part of Bay)</i></p>	<p>ЗОБ-2. Аргиллиты черные, горизонтально-слоистые, жирные на ощупь, тонкоотмученные, с известковистыми конкрециями неправильной формы, с нечетливой пятнистой текстурой, фауной филлопод, чешуей рыб, с остатками раковин тонкостенных пелеципод <i>(Глава 8, Рисунки 8.2. – 8.3.)</i></p>
		<p>ЗОБ-3. Аргиллиты, алевролиты глинистые, серые, известковистые, горизонтально-слоистые, с намывами растительного детрита, остроугольно-раковинистые, с редкой фауной, со «слитными» пластовыми конкрециями» сидерита, мергеля, с текстурами оползания и смятия <i>(Глава 8, Рисунок 8.4.)</i></p>
		<p>ЗОБ-4. Аргиллиты темно-коричневые, до черных, битуминозные, пелитоморфные, тонкоплитчатые, параллельно-слоистые, с многочисленными зеркалами скольжения под углом падения 40-45° по отношению к оси зерна, с включениями остатков ископаемой флоры на плоскостях напластования <i>(Глава 8, Рисунок 8.5.)</i></p>
<p>Трансгрессивные покровы бат-келловейского (J_{2bt-kl}) и оксфорд-кимериджского (J_{3ox-kt}) времени</p>	<p>Внутренний шельф <i>(Inner Shelf)</i></p>	<p>ШГТ-1. Песчаники мелко-среднезернистые, плохо сортированные, серые, с голубоватым или зеленоватым оттенком, крепкоцементированные, с карбонатно-глинистым цементом, со следами биотурбаций, с включениями ростров белемнитов, раковинами моллюсков, мелкой сыпью пирита, в отдельных прослоях с очень крупными зёрнами глауконита (0,2-1 мм) <i>(Глава 8, Рисунок 8.6.)</i></p>
<p>ЩДТ - Контуриты (отложения шельфовых донных течений) <i>(Counturites)</i></p>	<p>Внутренний шельф <i>(Inner Shelf)</i></p>	<p>ШГТ-2. Песчаники мелко-среднезернистые, алевролиты, глауконитовые, слабо сортированные, с крупными конкрециями пирита, с крупными зёрнами глауконита, с роcтрами белемнитов, с включениями кремнистых пород и фосфоритовых конкреций</p>
<p>Донные отложения</p>	<p>Внешний илистый шельф</p>	<p>Аргиллиты темно-серые до черных, тонкоотмученные, с неравномерным</p>

морского глубоководья	<i>(Outer Shelf)</i>		распределением глауконита, включениями ростров белемнитов и аммонитов, с ходами жизнедеятельности, замещенными пиритом, со стяжениями пирита (<i>Глава 8, Рисунок 6.75.</i>)
			Известняки органогенные, мелко-среднезернистые, горизонтально и гнездовидно-слоистые, с трещинами, заполненными кальцитом, с текстурами «конус в конус» (<i>Глава 8, Рисунок 6.75.</i>)
			Известняки глинисто-кремнистые, массивные с раковистым изломом, с прожилками кальцита, вкрапленниками пирита, с редкими фосфатными остатками костей и чешуи рыб (<i>Глава 8, Рисунок 6.75.</i>)
			ВИШ-4. Алевриты глинисто-глауконитовый, массивной текстуры, с рострами белемнитов, с зернами глауконита и пирита, с редкой биотурбацией, с текстурами деформаций (<i>Глава 8, Рисунок 8.7.</i>)
			Глауконититы глинисто-алевритовые, с включениями ростров белемнитов, пирита, с фосфатными конкрециями
Донные отложения морского глубоководья			МГБ-1. Аргиллиты темно-серые, почти черные, иногда алевритистые, слабо- и среднебитуминозные, битуминозные, плотные, крепкие, плитчатые, горизонтально-слоистые, с прослоями кремнистых и известковистых аргиллитов, с линзами карбонатного материала, с фосфатизированными обломками органики
			МГБ-2. Аргиллиты черные, с водорослевой органикой, ихтио-детритом, с микрослоистой текстурой
			МГБ-3. Аргиллиты кремнистые, битуминозные, с прослоями радиоляритовых силицитов, выполненных линзовидными раковинками радиолярий плохой сохранности, с обильной сыпью мелких глобулей пирита и редкими мелкими неправильной формы зернами кальцита (радиоляриевые илы)
			МГБ-4. Известняки пелитоморфные, мелкозернистые, кремнистые, битуминозные, с остатками фауны, с ихтиодетритом, микрослоистые
			МГБ-5. Глины алевритистые с прослоями известняков-ракушнякав, образованных моновидными популяциями пелеципод

В основе группирования низших элементов систематики положено понятие об элементарных породных ассоциациях, представляющих собой характерные сочетания литогенетических типов осадочных горных пород в условиях их неделимости как элементарного парагенеза пород. При этом «непрерывность» понимается как неизменность сохранения определенных литологических типов пород в разрезе и их взаимоотношений, а «прерывность», как изменения одних типов пород и их сочетаний на другие. Соответственно максимумы «прерывности» фиксируются на границе различных породных ассоциаций, отражая смену определенного уровня организации вещества (Драгунов, Айнемер, Васильев, 1974; Херасков, 1952).

Каждый парагенез литогенетических типов отложений характеризуется однородным способом сочетания и взаимосвязи низших элементов системы (слоев пород), создающих количественные изменения тех или иных свойств внутри одной породной ассоциации. Неоднородные сочетания (появление различного количества примесей, включений, слоев иного литологического состава) показывают, как правило, качественные изменения, характеризующие переход к иной породной ассоциации в случае латерального (фациального) замещения и предполагают существование элементарной ячейки более высокого уровня организации (Драгунов, 1965; Шацкий, 1965).

Однородная в стохастическом смысле геологическая совокупность элементов любого парагенеза литогенетических типов в генетическом смысле формировалась при едином стационарном режиме слоеобразования, проявление которого было обусловлено единством палеогеографических, климатических и тектонических условий, существовавших в конкретной области бассейна осадконакопления и, в конечном счете, предопределивших структуру и вещественный состав ассоциации. Соответственно главными методами изучения низших членов систематики – литогенетических типов отложений являются разнообразные литологические методы исследования и методы физической седиментологии. В соответствии с описанным подходом обстановки осадконакопления, сформировавшие природные резервуары углеводородов в течение юрской и меловой эпох осадконакопления в пределах Западной Сибири, традиционно разбиты на шесть крупнейших групп, включающих в себя большинство остальных групп

пировок (Рисунок 3.2.). В каждой группе выделен типовой ряд макрофаций, состоящий из следующих фациальных ассоциаций:

I. *Континентальные обстановки (Continental Environments)*

- элювиальных покровов (*Eluvium or Weathering crust Environment*)
- пролювиальных конусов выноса (*alluvial fans*);
- флювиальные (*fluvial*);
- озерные (*lacustrine*);
- болотные (*paludal*)

II. *Переходные (транзитные) обстановки (Transition Environments):*

- дельтовые (*deltaic*);
- эстуариевые (*estuarine*).

III. *Прибреговые обстановки (Nearshore Environments):*

- приливно-отливные (*tidal*);
- пляжевые (*beaches*).

IV. *Мелководно-морские обстановки (Shallow-marine Environments):*

- баровые (*bars*);
- барьеры и лагуны (*barrier islands and lagoons*).

V. *Морские (Marine):*

- шельфовые песчаные гряды (*shallow-marine sand ridges*).

VI. *Относительно глубоководно-морские илистого шельфа (Marine/Deep-marine Environments):*

- заливов (;
- донных отложений

Для облегчения понимания и ликвидации противоречий в представленной на Рисунке 3.2. схеме ранжирования выделенных объектов приведены русские термины и их англоязычные аналоги. Седиментологические объекты, имеющие близкие идентификационные критерии, выделенные одинаковым цветом. При их определении в керне скважин возможны определенные трудности, связанные с неоднозначностью выводов. В представленную схему не вошли обстановки осадконакопления (макрофации) глубо-

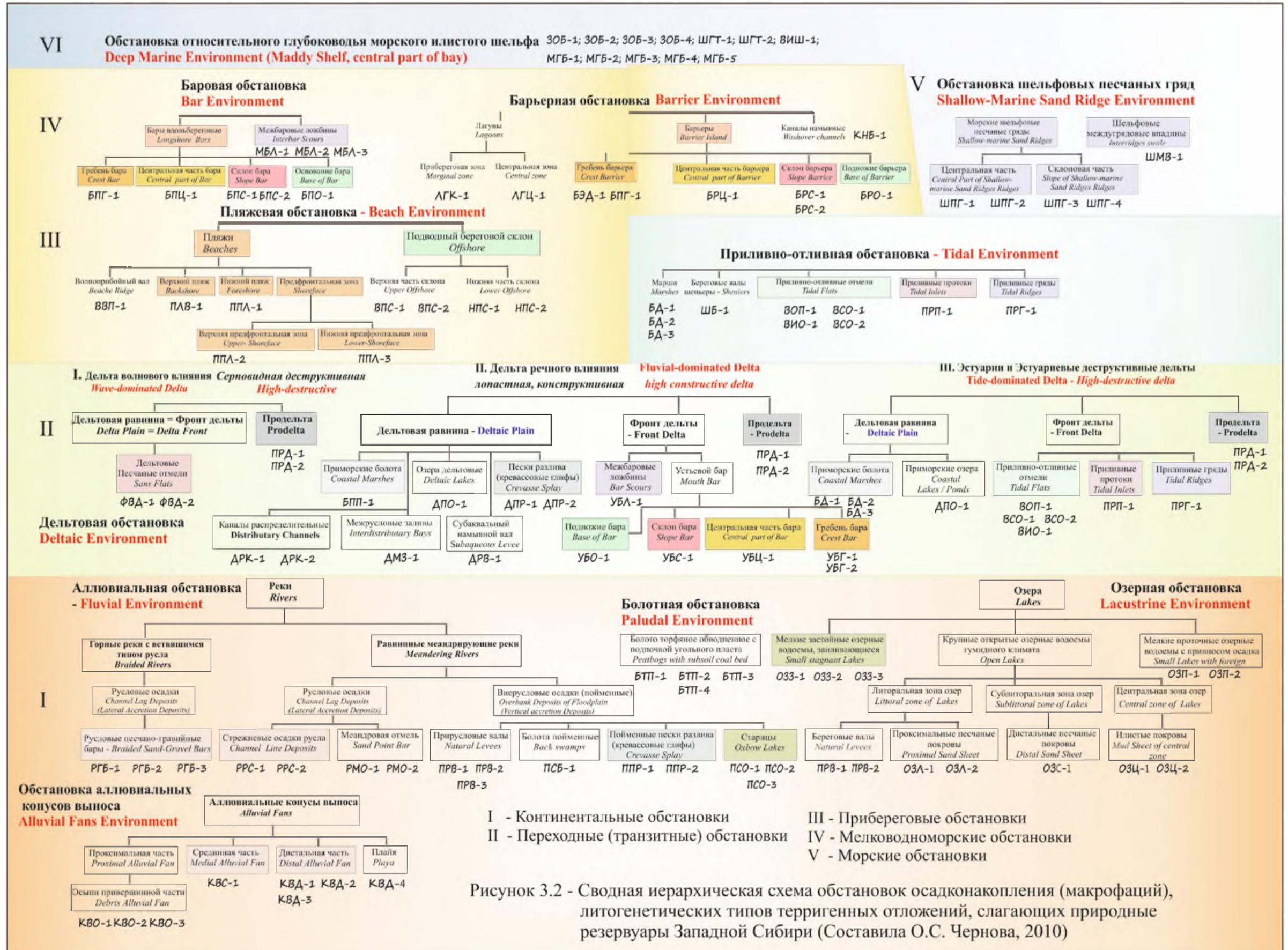


Рисунок 3.2 - Сводная иерархическая схема обстановок осадконакопления (макрофаций), литогенетических типов терригенных отложений, слагающих природные резервуары Западной Сибири (Составила О.С. Чернова, 2010)

ководных конусов выноса, по причине непредставительных седиментологических характеристик, а также эоловые, ледниковые и вулканогенные обстановки седиментации, как не характерные для рассматриваемой территории (Чернова, 2010).

Разработанная иерархическая система седиментологических объектов, слагающих природные резервуары областей гумидного климата Западно-Сибирского осадочного бассейна, отображает сложную иерархию закономерно чередующихся литогенетических типов пород, формирующих наборы фациальных ассоциаций определенных терригенных обстановок осадконакопления. Соответственно, предлагаемая иерархия позволяет проводить седиментологические реконструкции в рамках определенных осадочных систем, представленных типовыми наборами природных резервуаров. Каждый, из которых представляет собой циклически-построенную пространственно-временную систему, сформированную при определенном геотектоническом режиме и характеризующуюся набором определенных литогенетических типов пород, ограниченных рамками единого литоцикла и обладающих рядом первичных генетических признаков.

Для каждой описанной пространственно-временной системы, с учетом мирового опыта седиментологических исследований, на основе изученных характеристик выделенных литогенетических типов отложений, выявлены диагностические критерии, позволяющие осуществлять генетическую идентификацию древних осадочных комплексов терригенного седиментогенеза в соответствии с разработанной иерархической структурой.

В варьированности низших седиментологических объектов разработанной систематики в пределах различных их рангов отражено главное свойство природных систем – эмерджентность. Между разноуровневыми объектами исследования – фациями, фациальными ассоциациями и макрофациями (обстановками седиментации) не существует строгих однозначных границ. Всегда присутствует система переходов в пределах одного иерархического уровня, что и было определено работами Л.Н. Ботвинкиной (1956б, 1957, 1962, 1965, 1977), Ю.А. Жемчужникова (1948, 1958), Ю.А. Жемчужникова, В.С. Яблокова, Л.И. Боголюбовой, Л.Н. Ботвинкиной, А.П. Феофиловой, М.И. Ритенберг, П.П. Тимофеева, З.Ф. Тимофеевой (1959), Е.В. Шанцера (1966), Э.И. Кутырева

(1968), Г.-Э. Рейнека и И.Б. Сингха (1981), Р.Ч. Селли (1980, 1981, 1989), В.П. Алексеева (2002, 2007, 2014) и многих других исследователей.

Избранный подход позволяет в рамках разработанной модели системы терригенной седиментации, любые проводимые палеоседиментологические реконструкции контролировать установленными возможными взаимосвязями, существующими между разноуровневыми седиментологическими объектами.

Следует заметить, что обозначенные взаимосвязи между членами иерархии установлены только на первичном фактическом материале (керне скважин), характеризующем циклически построенные ископаемые толщи, связанные с конкретными типами литогенеза, в рамках единого геотектонического цикла. Соответственно модель системы седиментации допускает разработку типовых характерных осадочных последовательностей, типичных для всех областей Западно-Сибирского мегабассейна, с учетом возможности реализации конкретного режима циклогенеза.

В природном состоянии все объекты нефтегазогеологического районирования (залежи нефти, газа и газового конденсата, месторождения, зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные районы и области, субпровинции) Западной Сибири, отвечающие разномасштабным скоплениям УВ в недрах литосферы, имеют тесную взаимосвязь с рассматриваемыми объектами седиментологического плана и региональными тектоническими геоструктурами, с которыми показывают определенные структурные и генетические соотношения.

Соответственно для понимания закономерностей формирования, развития и функционирования в разрезе и пространстве перечисленных нефтегазогеологических объектов в целях выработки оптимальных решений по их разработке и эксплуатации необходимо рассматривать изучаемые седиментологические объекты в строгой структурной соподчиненности в аспекте нефтегазоносности в геологическом пространстве Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Данные представления учитывают тектонический и климатический факторы образования юрско-меловых осадочных толщ и режимы циклогенеза, что позволяет в свою очередь предсказывать типы залежи, ловушки, коллектора, природного резервуа-

ра, сложенных определенными осадочными последовательностями различных по генезису типов отложений.

Специфической особенностью разработанной автором систематики, является выявленная периодическая повторяемость элементарных ячеек низших рангов. Их формирование и распространение в геологическом пространстве обусловлено, в первую очередь, типом литогенеза и характером бассейна седиментации (пространством аккумуляции). Основными факторами, контролирующими морфологию бассейна седиментации и генезис выполняющих его осадочных толщ, являлись тектоника и положение поверхности осадконакопления по отношению к уровню моря и волновому базису (Губкин, 1975; Selley, 2010).

Глава 4. Методика прогноза фильтрационно-емкостных свойств природных резервуаров

Численное геологическое моделирование, как основной вид проектирования процессов разработки, давно и прочно внедрено в практику деятельности нефтегазодобывающих предприятий. Создание постоянно-действующих геолого-технологических моделей залежей УВ является одной из наиболее актуальных и важных задач текущего десятилетия, современным запросом нефтегазового инжиниринга. Построение детальных (3D) моделей природных резервуаров, подразумевает обобщение разнородных и разномасштабных геолого-геофизических данных, предоставляя тем самым возможность получить математическую модель, формирующую наши представления об объектах, находящихся на больших глубинах.

Широкомасштабное внедрение специального программного обеспечения в виде программных пакетов зарубежного и отечественного производства: Stratamodel (Landmark), IRAP RMS (Smedvig Technologist), 3D-Property, Eclipse/Petrel (Shlumberger) и многих прочих позволяет обеспечить полный цикл построения цифровой объемной модели природного объекта (залежи, месторождения УВ) и предоставляет возможность последующего мониторинга процесса разработки, на всех стадиях технологического процесса, с обязательной оценкой эффективности и планирования геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и методов воздействия на пласт.

С конца 90-х гг. прошлого столетия, согласно постановлению Центральной комиссии по разработке российских месторождений нефти и газа, разработавшей ряд отраслевых документов (Регламент по проектированию..., 1996; Регламент по созданию..., 2000; Методические указания ..., 2003; Методические рекомендации..., 2007), 3D геологическое моделирование является основной технологией, позволяющей расширить диапазон прогнозных вариантов и увеличить количество проектных решений. В последние два десятилетия, активно развивающиеся программные продукты пластового моделирования завоевали достаточно большую популярность среди специалистов-разработчиков. Однако вместе с тем многие модельеры-интерпретаторы единодушно

отмечают в качестве основных причин несоответствия компьютерных моделей реальным геологическим объектам, следующие факты:

- 1) *рамки создаваемых, как правило, секторных моделей* определяются границами лицензионных участков, которые обычно не совпадают с реальными геологическими границами моделируемого объекта;
- 2) *наличие геологических неопределенностей*, связанных с отсутствием методик точных подсчетов геометрических и объемных параметров залежи, приводит к невозможности определения ее истинных размеров;
- 3) *некорректная интерпретация данных ГИС* обусловлена особенностями, несовершенством и недостаточной разрешающей способностью интерпретационных систем различных программных продуктов;
- 4) *изначальное игнорирование данных региональной геологии и седиментационных особенностей пластов*, по причине сложности и трудоемкости специальных исследований керна скважин, приводит к недостоверному описанию геологического строения продуктивных пластов;
- 5) *проектные документы* не соответствуют геолого-геофизическим параметрам резервуаров, так как детальные двумерные (площадные) модели носят упрощенный характер, создаются на основе субъективных геологических представлений и плохо поддаются машинной обработке, а модели трехмерные, представленные в виде грида определенных параметров, характеризуются отсутствием детальности построений, т.к. отображают усредненные свойства пластов.

4.1. Существующие методологические подходы к моделированию пористости и проницаемости продуктивных пластов

Ключевым моментом 3D моделирования является детализация внутреннего строения природного резервуара, вмещающего залежь и предсказание его статических (*пористость*) и динамических (*проницаемость*) свойств. На сегодняшний момент раз-

работаны и внедрены в процесс моделирования различные подходы к изучению базовых характеристик пласта. Главным из них является тот факт, что все они базируются на объединении пород, слагающих продуктивный пласт-коллектор, в определенные группы, каждая из которых характеризуется различными свойствами (литологическими, петрофизическими, электрометрическими и т.п.), полученными из одномерных данных «керна – ГИС».

В практике построения цифровых 3D-моделей при достаточно хорошо разработанной и устоявшейся схеме работ самым слабым местом является моделирование структуры межскважинного пространства, а именно процесс ее насыщения главными параметрами пласта-коллектора – пористостью и проницаемостью.

Как известно традиционно проницаемость определяется тремя основными путями: 1) лабораторными исследованиями по образцам горных пород, 2) по результатам интерпретации материалов ГИС (путем пересчета пористости в проницаемость по различным зависимостям); 3) по данным гидродинамических исследований непосредственно в скважинах. Чаще всего проницаемость определяют по данным ГИС (пересчетные методики), что сопряжено с определенными проблемами в связи с большими статистическими разбросами данных. Данные измерения проницаемости в лабораторных условиях, как правило, недостаточно, для суждения о распределении данного параметра в межскважинном пространстве. Поэтому в этих целях приходится использовать методы геостатистики (Освоение и внедрение методов..., 2002).

Второе крупное направление моделирования фильтрационно-емкостных свойств природного резервуара получило развитие преимущественно в практике зарубежных исследований. В настоящее время при создании 3D геолого-геофизических моделей и последующем распределении в межскважинном пространстве лито- и петрофизических свойств нефтяных и газовых пластов давно и прочно внедрена интеграция статических и динамических параметров залежей углеводородов (R.R. Berg (1970); O. Dubrule, H.H. Haldorsen (1986); W.J. Ebanks (1987); J.O. Amaefule, D.K. Keelan (1989); E.D. Pittman (1992); J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan (1993); C.Y. Yao, S.A. Holditch (1993); F.X. Jian (1994); W.W. Johnson (1994); G.W. Gunter, J.M. Finneran, D.J.

Hartmann, J.D. Miller (1997); S. Saner, M. Kissami, S. Al Nufaili (1997); I. Barman, A.K. Sharma, R.F. Walker (1998); S.H. Lee, A. Datta-Gupta (1999); G. Maghsood A. Abbaszadeh at all (1999); J.C. Porras, R. Barbato, L. Khazen (1999); T. Babadağlı, F. Al-Ajmi, S.A. Holditch (2000); J.G. Rincones, R. Delgado, H. Ohen, P. Enwere, A. Guerini, P. Marquez (2000); R. Antelo, O. Aguirre (2001); J.W. Jennings, F.J. Lucia (2001); T. Mathisen, S.H. Lee, A. Datta-Gupta (2001); J.C. Porras (2001); R. Soto, F. Torres, S. Arango, G. Cobaleda (2001); S. Al-Salmi (2002); O. Jude, J.O. Amaefule at all (2002); P.W.M. Corbett, Y. Ellabad, K. Mohammed, A. Posysoev (2003); S.Jr. Kolodzie (2003); P.W.M. Corbett, D. Svirsky, A. Ryazanov, M. Pankov, A. Posysoev (2004); R.E. Basoi, N. Shahin, S.E. Dawood (2005); A.L. Kazeem, O.O. Mike (2005); J.G. Rincones (2008)).

Распределение пористости и проницаемости внутри гранулярного коллектора рассматривается с позиции существования в пласте-коллекторе прослоев пород с близкими характеристиками порового пространства и соответственно с одинаковыми линиями тока флюида. Именно вариация геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определяет существование различных типов гидравлических единиц потока, непосредственно обусловленных пористостью, абсолютной и фазовой проницаемостью, функцией капиллярного давления.

Для описания и моделирования нефтегазовых коллекторов, в целях максимизации извлечения углеводородов, чаще всего используют концепцию «*Глобальных Гидравлических Единиц*» (GHU) потока, представляющую собой статистический метод, связывающий методику литолого-фациального моделирования и методы, описывающие поведенческие гидродинамические характеристики природных резервуаров, постоянно изменяющиеся в течение эксплуатации залежей. Целью данной концепции является корректное отображение взаимосвязей между внутренним строением природных резервуаров, их петрофизическими свойствами, гидродинамическими параметрами и коэффициентом суммарной нефтеотдачи.

Подход с позиций GHU предусматривает построение модели коллектора посредством набора геостатистических методик, требующих калибровки данных путем динамических измерений в различных масштабах. Гетерогенные коллектора, слагающие

терригенные природные резервуары, представлены набором определенных литогенетических типов пород, порядок чередования которых предопределен палеогидродинамическими уровнями древней среды седиментации, чутко реагирующей на изменение фациальных условий.

Выделенные репрезентативные литогенетические типы, обладают одинаковыми петрографическими свойствами, регулируются структурой порового пространства и минералогической составляющей, которые, в свою очередь, определяют главные петрофизические свойства коллектора - пористость и проницаемость. Соответственно, они могут быть рассмотрены в качестве самостоятельных гидравлических единиц потока, имеющих связь как со статическими (пористость, распределение пор по размерам), так и динамическими (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления) параметрами резервуара (Corbett, Ellabad, Mohammed, Posysoev, 2003).

Теоретические основы данного направления заложены Дж.О. Амафулем, обосновавшим понятие «гидравлической единицы коллектора (потока)» как *«представительного элементарного объема породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других пород»* (Amaefule J.O. et al., 1993). Таким образом, под единицей потока понимается часть резервуара (пласта-коллектора) непрерывная по латерали и вертикали, обладающая близкими гранулометрическими параметрами и петрофизическими свойствами.

Проведенными исследованиями Дж.О. Амафулем было установлено, что главным образом на поток флюида в резервуаре влияют внутренние геометрические признаки, такие как минералогия и структура (размер зерна, его форма, упаковка, сортировка). Различные комбинации подобных геологических свойств могут привести к возникновению различных единиц потока с похожими свойствами транспортировки флюида. Выделять и оценивать гидравлические единицы потока, было предложено с помощью: 1) электрофаций (по данным ГИС); 2) с позиций петрофизических данных; 3) с позиций связи гидродинамических единиц потока с литолого-фациальными условиями.

Методику оценки проницаемости с позиций электрофациального анализа разрабатывали С.Н. Лии и А. Датта-Гупта (Lee, Datta-Gupta, 1999,2001), Р. Антело и О. Агуерэ (Antelo, Aguirre, 2001). Для изучения морфометрических характеристик, снятых с электрокаротажных кривых данные авторы применяли комплексный анализ и метод не параметрической регрессии. Для определения и классификации электрофаций они предложили использовать компонентный, кластерный и дискриминационный анализы. Для оценки проницаемости по данным каротажной характеристики каждой электрофации привлекались методы непараметрической регрессии. Полученные регрессионные модели анализировались с использованием переменного условного математического ожидания (ПМО) и нейронных сетей.

Т. Матисен с коллегами первыми предложили использовать статистические методы для классифицирования данных каротажей горных пород с различным минеральным составом с последующим выделением литофаций внутри продуктивных интервалов. Для оценки проницаемости они применили метод непараметрической регрессии с применением каротажных диаграмм (Mathisen, Lee, Datta-Gupta, 2001). Для более точной оценки проницаемости коллектора методику кластерного анализа электрофаций, выделенных на основе изучения поведения электрокаротажных диаграмм, использовали Р. Антело и О. Агуерэ (Antelo, Aguirre, 2001).

Возможность определение гидравлических единиц с позиций петрофизики установлена исследованиями С.Я. Яо и С.А. Холдрича (Yao, Holditch, 1993), В.В. Джонсона (Johnson, 1994); М. Абасадеха, Н. Фуджи, Ф. Фуджимото (Abbaszadeh., Fujii, Fujimoto, 1995); С. Санера, К. Киссами, Аль-Нуфайли (Saner, Kissami, Al Nufaili, 1997); Г.В. Гунтера, Дж.М. Финнерана, Д.Дж. Нарманна, Дж.Д. Миллера (Gunter, Finneran, Hartmann, Miller, 1997); И. Бармана, А.К. Шарма, Р.Ф. Уолкера, А. Датта-Гупта (Barman, Sharma, Walker, Datta-Gupta, 1998); Ф. Аль-Аджми, С.А. Холдича (Al-Ajmi, Holditch, 2000); Дж.Г. Ринконеса, Г. Делгадо, Х. Охена и др. (Rincones, Delgado, Ohen at all, 2000); Р. Сото, Ф. Торреса, С. Аранго, Г. Кобаледа (Soto, Torres, Arango, Cobaleda, 2001); Дж.В. Дженнингса, Ф.Дж. Лючии (Jennings, Lucia, 2001); Р. Агуилера, М. Агуилера (Aguilera, Aguilera, 2001).

С.Я. Яо и С.А. Холдич уделили большое внимание различным методам оценки проницаемости. Для получения ее значений предложили интеграцию анализа данных ГИС, значений по добыче флюида в совокупности с анализом керновых данных (Yao, Holditch, 1993).

В.В. Джонсон, изучив различные методики для точного определения проницаемости по каротажным диаграммам и образцам керна, выявил, что для каждой HFU характерен свой «индивидуальный» отклик на каротажных диаграммах. Значения пористости и проницаемости были получены по результатам лабораторных тестов, которые были проведены, для определения количества HFU's. В целях определения проницаемости в скважинах, пройденных без отбора керна, полученные данные были увязаны с каротажными диаграммами скважин, пройденных без отбора керна (Johnson, 1994).

М. Аббасадех с коллегами (1995), используя метод, разработанный Дж.О. Амафулем, на основании наличия взаимосвязи между размерами поровых каналов и FZI, RQI, взятых по керну скважин пытались подобным образом спрогнозировать значение проницаемости в интервалах, пройденных без отбора керна и выделить HFU. Затем на основании методов кластерного анализа (*анализ гистограммы, график вероятностей и использование аналитического алгоритма-Варда (Ward's method)*) определили оптимальное количество HFU. Совместное использование этих методов позволило выделить наилучшее количество гидравлических единиц потока для прибрежных отложений (Abbaszadeh, Fujii, Fujimoto, 1995).

С. Санер с коллегами провели ряд экспериментов, направленных, на выявление взаимного влияния между проницаемостью, водонасыщенностью и сопротивлением горных пород. Авторы руководствовались соображением, что течение флюидов в поровой среде зависит от таких параметров как: проницаемость и сопротивление горных пород, которые в свою очередь зависят от поровой геометрии и взаимосвязи поровых каналов между собой (Saner, Kissami, Al Nufaili, 1997).

Важность выделения HFU в коллекторе на начальной стадии изучения месторождения, т.к. от этого зависит успех дальнейшей разработки месторождения, подчеркнул своими исследованиями Г.В. Гунтер. Для выделения HFU в пределах любого типа

коллектора авторы предложили использовать графические методы: построение кросс-плота «пористость-проницаемость» Винланда, стратиграфического профиля потока, построение стратиграфически-модифицированного Лоренц-плота и модифицированного Лоренц-плота (Gunter, Finneran, Hartmann, Miller, 1997).

И. Барман с коллегами используя переменную условного математического ожидания (ПМО), для непараметрического преобразования и регрессии предложили применять данный итерационный метод для улучшения корреляции между проницаемостью и откликом, полученным по данным каротажных диаграмм (Barman, Sharma, Walker, Datta-Gupta, 1998).

Ф. Аль-Аджми и С.А. Холдич продолжили изучение методики выделения гидравлических единиц потока и расчета параметров RQI и FZI, расширив данный метод путем объединения в выборку исследуемых данных по скважинам, пройденным с керном и без его отбора. Авторы также использовали алгоритм на основе переменной условного математического ожидания (ПМО), для определения изменения отклика полученного по данным каротажа и выделения различных уровней тока флюида в пласте. Для определения оптимального количества HFU была создана компьютерная программа, включающая регрессионный анализ для оценки значения проницаемости (Al-Ajmi, Holditch, 2000).

Дж. Г. Ринконес с коллегами для определения характеристики эффективной петрофизической трещиноватости использовали каротажные данные для расчета отношения «пористость-проницаемость», FZI, RQI и на основании полученных данных выделили зоны с различными HFU (Rincones, Delgado, Ohen at all, 2000).

Р. Агуилера и М. Агуилера выделяли единицы потока, основываясь на различиях в минеральном составе горных пород. Они использовали кросс-плот эффективной пористости, от истинного сопротивления горных пород (Pickett-plot) для оценки скорости процессов, происходящих в коллекторе, которая оценивается отношением «проницаемость-пористость». При определении HFU также были учтены капиллярное давление и размеры поровых каналов (Aguilera, Aguilera, 2001).

Р. Сото с коллегами для оценки проницаемости использовали многопараметрический статистический анализ и метод нечеткой логики (*Fuzzy logic model*) чтобы определить тип горных пород с последующей привязкой к модели седиментологической. Для использования нейронных сетей с целью оценки параметра FZI по методу Дж.О. Амафуля (J.O. Amaefule et al., 1993) авторы использовали данные гамма-каротажа и значения пористости, определенные по керну. По полученным значениям впоследствии были спрогнозированы значения проницаемости (Soto, Torres, Arango, Cobaleda, 2001).

Дж.В. Дженнингс и Ф.Дж. Лючия для оценки проницаемости и последующего моделирования сфокусировали свое внимание на петрофизическом анализе горных пород. Используя экспоненциальный и степенной законы, авторам удалось получить зависимости «пористость-проницаемость», на основании которых были смоделированы значения проницаемости. Впоследствии, полученную модель сравнили с моделью Козени-Кармена (Cozeny-Karmen). Каротажные диаграммы были использованы для оценки проницаемости в скважинах без керна. Также Дж.В. Дженнингс ввел новое понятие «литологический индекс породы» (*rock-fabric number*), которое отражает корреляцию между пористостью, водонасыщенностью, капиллярным давлением, определенным при нагнетании ртути (Jennings, Lucia, 2001).

Связь гидродинамических единиц потока с литолого-фациальными условиями выявлена и описана Д.К. Девисом и Р.К. Весселем (Davies, Vessell, 1996), Дж. С. Поррасом, Р. Барбатто и Л. Хазеном (J.C. Porras, R. Barbato, L. Khazen, 1999), К. Акацука (Akatsuka, 2000). Д.К. Девис и Р.К. Вессел изучили выдержанность HFU, выделенных в отложениях, сформированных в мелководно-морской обстановке осадконакопления и создали модель, основанную на изучении геометрии поровых каналов мелководных барьерно-баровых построек. По данным каротажей были выделены зоны с различными радиусами и геометрией поровых каналов и оценена их проницаемость (Davies, Vessell, 1996).

Дж.С. Поррас с коллегами, попытались провести сравнительный анализ между тремя различными моделями единиц потока коллектора: модели HFU, петрографической и литолого-фациальной. Они выделили три зоны в коллекторе отличные друг от

друга. Каждая HFU была определена как протяженная зона, влияющая на характер течения флюида, внутри которой петрофизические свойства горной породы одинаковы. Авторы ввели понятие «*петрографической модели*», определенной как интервал с подобным средним радиусом поровых каналов и понятие «*литолого-фациальной модели*», определенной в объеме картируемой стратиграфической единицы, отличной от соседних интервалов минеральным составом, петрографией и палеонтологией (Porras, Barbato, Khazen, 1999). Исследования, основанные на лито-фациальном анализе, с последующим построением 3D геологической модели, включая прогноз проницаемости с выделением типа пород для гидродинамического моделирования, проводил К. Акацука (Akatsuka, 2000).

В Российской практике построения геологических моделей данный подход пока не нашел широкого применения. Его последователями являются: В.Б. Белозеров (2006; 2011), В.Б. Белозёров И.Н. Кошовкин, В.П. Мангазеев, А.В. Рязанов (2006), О.С. Чернова, А.В. Клименко (2009), В.П. Алексеев, А.И. Лебедев, А.В. Прядко, Ю.Н. Федоров, Г.Р. Хуснуллина (2011), К.А. Хасанова, М.Ю. Митяев (2014), О.С. Чернова, Е.Р. Чухланцева (2015) и другие авторы, предлагающие в целях построения геологических моделей использовать различные методики изучения фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора, с обоснованием геологических характеристик природного резервуара с позиции его разработки.

4.2. Методика определения гидравлических единиц потока (HFU)

Разработка концепции гидравлических единиц потока базируется на выявлении взаимосвязи между пористостью и проницаемостью пород коллекторов, сформированных в различных седиментационных условиях. Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы (HFU) имеют пространственное развитие и тем самым подчеркивают литологическую и фациальную разнородность пласта-коллектора. Учитывая, что типы коллекторов обычно формируются в различных фациальных обстанов-

ках, то в пределах одной фации одновременно могут присутствовать несколько гидравлических единиц потока. Возможность характеризовать анизотропию петрофизических параметров резервуара в пространстве с позиций концепции HFU позволяет выбрать ее в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора (Белозеров и др., 2006).

Исследованиями Дж.О. Амафуля с коллегами (Amaefule, 1989; Amaefule et al., 1993; Jude, Amaefule, Djebbar, David, Dare, 2002) установлено, что данные, полученные при анализе керна дают информацию о различных обстановках осадконакопления и диагенетических процессах, влияющих на геометрию поровых каналов. Изменения, происходящие в поровых каналах пород коллекторов, в результате многочисленных вторичных преобразований, позволяют выделить в коллекторах зоны с подобными свойствами (зоны HFU's), влияющие на течение флюидов в поровой среде.

Авторы предложили метод, в основе которого лежит уравнение Козени–Кармена (Cozeny-Karmen) и ввели понятие среднего гидравлического радиуса, в котором используются значения пористости и проницаемости определенные по керну. Данный параметр представляет собой гидравлическую характеристику поперечного сечения потока жидкости, выраженную отношением площади этого сечения к его периметру (той части периметра, по которой проходит соприкосновение флюида с твердыми стенками).

Средний гидравлический радиус характеризует эффективность порового пространства при прохождении флюида внутри него. В реальных природных условиях поровое пространство имеет сложную конфигурацию и представлено извилистыми каналами различного диаметра. Площадь потока флюида в лабиринте пор ограничена множеством факторов: развитием вторичных цементов, наличие матрикса и т.п. В случае, если поровое пространство рассматривается, как простая полая трубка, то движение флюида может быть описано при помощи закона Пуайзейля. Данное уравнение устанавливает зависимость между проницаемостью, пористостью и средним гидравлическим радиусом поровых каналов:

$$k = \frac{r^2}{8} \phi_e \quad (4.1), \text{ где}$$

k – проницаемость;
 r – радиус поровых каналов
 Φ_e – эффективная пористость

Для описания реальной пористой среды, в которой поровое пространство представлено сложной структурой сообщающихся каналов, обычно используют уравнение Козени–Кармена (2), позволяющее учесть извилистость поровых каналов и также средний гидравлический радиус:

$$k = \frac{\Phi_e^3}{(1-\Phi_e)^2} * \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (4.2), \text{ где:}$$

k – проницаемость;
 $F_s \tau^2$ – комплексный параметр
 Φ_e – эффективная пористость

В данном уравнении комплексный параметр $F_s \tau^2$ является константой и его значения варьируются в пределах от 5 до 100 и зависят от характеристики горных пород. Для идеальных однородных и не консолидированных пород значение равно 5, но в реальных горных породах данное значение обычно больше 5. Вариация данного параметра в зависимости от характеристики горной породы является главной проблемой, потому что в реальном случае не представляется возможным ее определение.

В общем случае соотношение $\left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right)$ характеризует поровое пространство более точно, чем обычный средний гидравлический радиус канала. Константа Козени варьируется между различными гидравлическими единицам потока, но остается постоянной в пределах одной гидравлической единицы потока. Вариативность данной константы может быть решена путем простых математических преобразований. Обе части уравнения Козени–Кармена должны быть разделены на значение эффективной пористости и извлекая квадратный корень, получается следующее уравнение:

$$\sqrt{\frac{k}{\Phi_e}} = \left(\frac{\Phi_e}{1-\Phi_e} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right) \quad (4.3), \text{ где:}$$

$\sqrt{F_s \tau}$ – безразмерная величина;
 S_{gv} – удельная поверхность поровых каналов, отнесенная к общему объему пор

Для выделения гидравлических единиц потока, характеризующихся единым характером течения флюида, и отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам от других единиц по данным ГИС в практике моделирования используют два параметра: 1) **индикатор гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator)** – комплексный параметр, имеющий связь, как с геометрией порового пространства, так и значениями пористости и проницаемости, полученными для конкретных образцов керна:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (4.4), \text{ где:}$$

S_{gv} – удельная поверхность поровых каналов, отнесенных к общему объему пор (параметр, связанный со степенью упаковки осадочных зерен)

F_s – параметр формы или отклонение поры от идеальной формы

2) **индекс качества коллектора RQI (Reservoir Quality Index)**, характеризующий средний радиус пор (5).

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (4.5), \text{ где:}$$

ϕ – пористость;

k – проницаемость;

0.0314 – коэффициент для промысловой системы единиц, позволяющий учитывать внесистемную единицу - (мД)

В сокращенном виде уравнение (5) выглядит как: $RQI = \phi_z \cdot FZI$ (4.6), где:

$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$ – нормализованная пористость.

Тогда из формулы (3)
$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} = \frac{0.0314 * \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\left(\frac{\phi}{1 - \phi}\right)} \quad (4.7), \text{ где:}$$

FZI- (Flow zone indicator) - индикатор гидравлической единицы

RQI- (Reservoir Quality Index) – индекс качества резервуара

ϕ_z – (Pore volume to grain ratio) – отношение объема пор к объему скелета.

ϕ – пористость; k – проницаемость

Впоследствии, на основании данных индекса качества коллектора (*RQI*) и индикатора гидравлической единицы потока (*FZI*) при совместном использовании петрофизических, геологических и статистических анализов и алгоритмов в коллекторе, оказалось возможным выделить несколько гидравлических единиц потока (HFU's). Полученные HFU затем были скоррелированы с данными, полученными по каротажам, для создания регрессионной модели в целях оценки проницаемости в скважинах, где керн отсутствует (Amaefule, Altunbay, Tiab, Kersey, Keelan, 1993).

Все образцы с одинаковыми значениями индикаторов HFU, как правило, формируют прямую единичного наклона и характеризуют определенную гидравлическую единицу потока (HFU). Пересечение данных прямых с осью $\phi_z = 1$ дает среднее значение FZI (Tiab, Donoldson, 1999). Одинаковые значения FZI характеризуют горную породу со схожими поровыми характеристиками и формируют единую гидравлическую единицу потока. Значительный разброс данных является следствием ошибок в измерениях, а также несовершенством отобранного керна.

Для всей совокупности терригенных резервуаров Северного моря в настоящее время исследованиями П.В.М. Корбетта (Corbett at all, 2003) выделено десять классов (HFU) имеющих определённые диапазоны FZI. Внутри каждого класса образцы имеют схожие формы зерен, пор, размеры зерен, извилистости каналов. Каждый класс коллектора в данной классификации может быть выражен следующей формулой:

$$FZI = \frac{1}{SVgr \sqrt{Kz}} \quad (8) \quad SVgr = \frac{Ksr}{dgr} \quad (4.8), \text{ где:}$$

- *Ksr* – фактор формы зерна, варьирует от 6 для хорошо отсортированных зерен до 4.27 для не отсортированных песчаников;

- *dgr* – средний диаметр зерен (в см);

- $KZ = \frac{1}{J^2}$ – литологический индекс, где *J* – определяется из данных капиллярного давления.

Систематизация распределений параметра FZI в зависимости от значений пористости и проницаемости резервуара с учетом неоднородности его порового пространства позволила выработать схему классификации терригенных коллекторов, составлен-

ную на основе выделения гидравлических единиц потока (GHU) (Рисунок 4.1). Соответственно параметр FZI способствует корректному переводу цифровой геологической модели в модель гидродинамическую. (Corbett, Ellabad, Mohammed, Posysoev, 2003).

Концепция GHU предполагает использование индикатора гидравлического типа коллектора (FZI) для группирования отдельных участков пласта в гидравлические единицы потока, характеризующиеся единым характером течения в самой единице потока, отличающимся от потока в других единицах (Corbett, Ellabad, Mohammed, Posysoev, 2003; Corbett, Svirsky, Ryazanov, Pankov, Posysoev, 2004).



Рисунок 4.1 – Глобальная классификация коллекторов, составленная на основе выделения гидравлических единиц потока (HFU) по данным группировки индикаторов гидравлической единицы (FZI) (P.W.M. Corbett at all, 2003)

В терригенных породах разный характер течения флюидов в поровом пространстве тесно связан со свойствами породы, такими как, пористость, проницаемость, глинистость, смачиваемость, минеральный состав, тип порового пространства, состав цемента, которые обуславливаются средой седиментации и последующими диа- и катагенетическими преобразованиями. В свою очередь, разные условия седиментации приводят к формированию разных фаций. Таким образом, гидравлические типы коллекторов (HFU) и условия седиментации тесно связаны.

Как правило, для расчета проницаемости требуется знание пористости и комплексного параметра FZI, рассчитываемого, в соответствии с методикой выделения

глобальных единиц потока по керновым данным, для каждого типа коллектора. Полученные значения группируются в гидравлические единицы потока отдельно для каждой выделенной фациальной зоны. Для этого используют графики функции накопленной вероятности натурального логарифма FZI, стратиграфические (модифицированные) графики Лоренца и гистограммы распределения натурального логарифма FZI.

Выделение классов коллекторов HFU проводится на основе графического анализа функции накопленной частоты комплексного параметра (FZI), построенного по значениям пористости и проницаемости, полученных в процессе лабораторных исследований керна (Рисунок 4.2.).

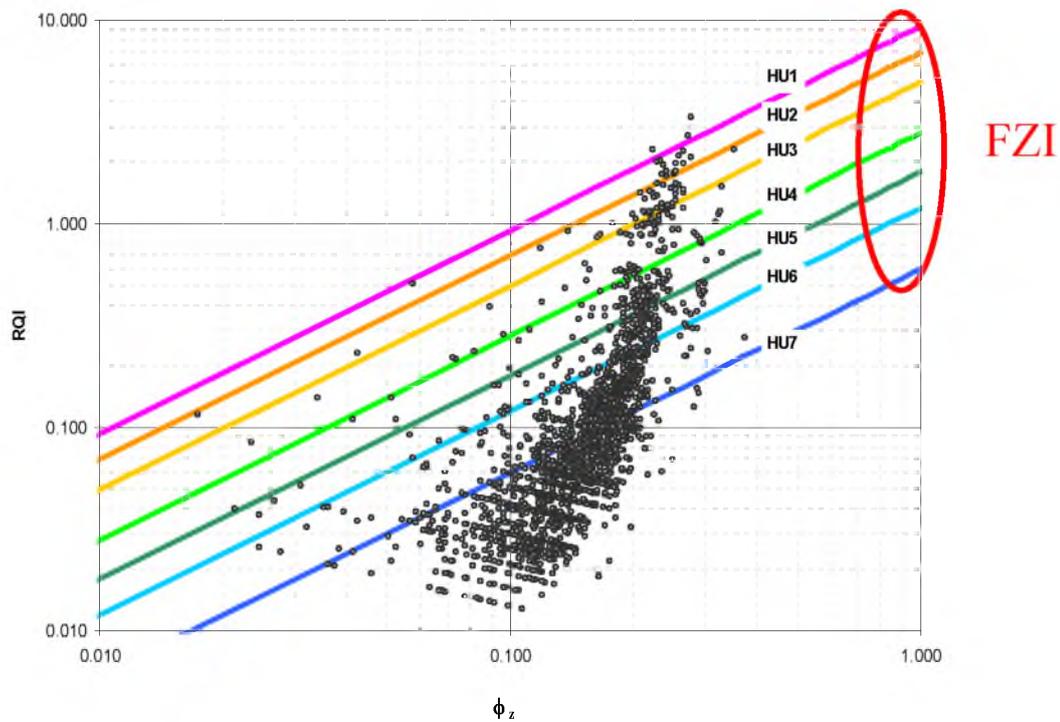


Рисунок 4.2 – Систематизация распределения параметра FZI в зависимости от значений пористости и проницаемости

Стратиграфический график Лоренца, отображающий соотношение гидропроводности (kh) и суммарного объема пор (ϕh) или накопленной емкости, показан на Рисунке 4.3.

Классы коллекторов выделяются по прямолинейным отрезкам построенного графика. Каждый из выделенных классов включает в себя определенный диапазон значений комплексного параметра FZI. Далее для более точного разграничения типов кол-

лектора необходимо провести кластеризацию данных, посредством которой можно определить оптимальное количество гидравлических типов коллектора для каждого выделенного фациального комплекса. Каждому типу коллектора соответствует среднее значение индикатора, через которое может быть осуществлен расчет проницаемости.

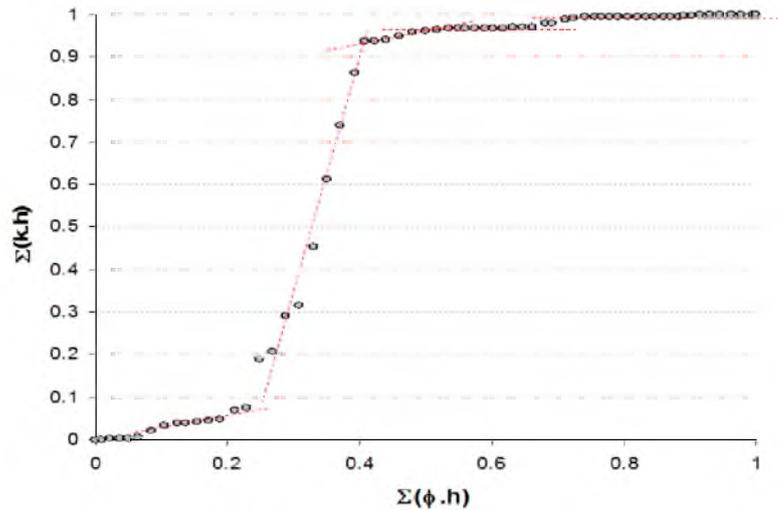


Рисунок 4.3. Не модифицированный (стратиграфический) график Лоренца

Проведенными исследованиями установлено, что каждый тип коллектора имеет очень узкий, отличимый разброс по проницаемости. Если средние и граничные значения индикатора FZI разных типов коллекторов у рассматриваемых продуктивных пластов достаточно близки, то их можно объединить в общую систему типов коллекторов. Для каждого месторождения необходимо увязать тип коллекторов с выделенными фациями, после чего, сформировать единую систему литологических типов пород для рассматриваемой зоны нефтегазонакопления. Это позволяет спрогнозировать значения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) в интервалах пласта, пройденных без отбора керна.

4.2.1. Графические методы определения гидравлических единиц потока (HFU)

Графические методы определения гидравлических единиц потока HFU обеспечивают визуальную информацию о распределении значений FZI для последующего определения оптимального количества HFU, позволяя определить среднее значение и тип их распределения. Основным недостатком этих методов являются необъективные ошибки и искажение полученных результатов. Решение описанной проблемы возможно при совместном использовании данных методов с регрессионным анализом, что улучшит картину при выделении HFU. Для определения среднего значения FZI и необходимого количества гидравлических единиц потока обычно используют следующие методы: 1) построения гистограмм распределения FZI; 2) построения интегральной функции распределения; 3) кластерного анализа.

Метод построения гистограмм распределения FZI. Обычно распределение значений FZI основано на суперпозиции и лог-нормальном распределении. N количество HFU's имеет n-ое количество лог-нормальных распределений. Используя данный метод с легкостью можно определить количество HFU по значениям FZI. Гистограмма состоит из значений FZI по оси x и количества измерений n по оси y. При разделении кластеров по построенной гистограмме с большой точностью можно определить граничные значения FZI (Рисунок 4.4.). Единственная проблема, которая может возникнуть при использовании данного метода, это определение переходной зоны между соседними единицами потока (HFU's). Метод гистограммного анализа может быть применен в случае явного разделения начальной группы данных. Не всегда представляется возможным точно выделить HFU из-за разброса данных. Также существуют зоны, где начальные данные накладываются друг на друга.

Метод построения интегральной функции распределения. Данный метод основан на использовании функции распределения и является более простым, чем предыдущий с точки зрения определения кластеров. Накопленная функция распределения является интегральной от функции, которая была использована при построении гисто-

грамм. Ее преимущество заключается в том, что определение гидравлических единиц потока осложнено, только лишь разбросом данных.

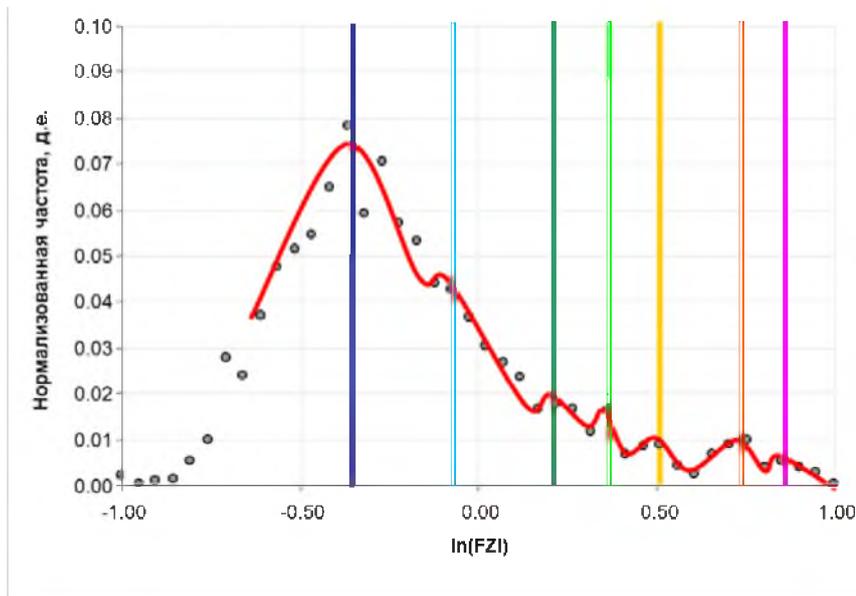


Рисунок 4.4 – Вариационная кривая распределения индикатора гидравлического типа коллектора (FZI) (P.W.M. Corbett at all, 2003)
(точками показаны фактические данные по гистограмме;
красным цветом – генерализованная кривая)

Изменение наклона полученной функции характеризует различные гидравлические единицы. Данный метод является наиболее простым ввиду легкости определения количества HFU. Нормальное распределение для этой системы координат может быть выражено прямолинейной зависимостью, так как данные рассчитаны по средним значениям FZI соответствующим граничным значениям HFU. В таком случае конечное значение FZI выглядит более точным. Данный метод может быть использован для визуального определения прямолинейной зависимости, однако следует отметить, что использование принципа суперпозиции может сместить «наклон» на 2-4 градуса, что приведет к большим неточностям при выделении HFU.

Методы кластерного анализа позволяют определить необходимое количество HFU из всех начальных данных. Среди большого количества методов выделяется два главных, которые имеют широкое распространение:

Алгоритм Варда (*Ward's method*);

Метод К-среднего (*k-means*)

Алгоритм или метод Варда (Ward's method) направлен на объединение близко расположенных кластеров и «стремится» создавать кластеры малого размера. Этот метод является полностью аналитическим, основной проблемой которого является определение расстояния между двумя точками значений FZI. Второй неточностью является слияние двух соседних кластеров и последующий расчет расстояния от недавно полученного кластера и до последующих кластеров. Этот процесс продолжается до тех пор, пока все точки данных объединятся. Количество кластеров, при использовании данного алгоритма, является входными данными.

Существует проблема определения числа кластеров. Иногда можно определить число априорно. Однако в большинстве случаев число кластеров определяется в процессе агломерации или разделения множества объектов. Процессу группировки объектов в иерархическом кластерном анализе соответствует постепенное возрастание коэффициента, называемого критерием E. Скачкообразное увеличение значения критерия E можно определить как характеристику числа кластеров, которые действительно существуют в исследуемом наборе данных. Таким образом, этот способ сводится к определению скачкообразного увеличения некоторого коэффициента, который характеризует переход от сильно связанного к слабо связанному состоянию объектов (Tiab, Donaldson, 1999).

Основным достоинством данного метода является специальная обработка различных кластеров. Каждый кластер характеризуется своим собственным минимальным значением, отличаясь от других кластеров, что и является необходимым условием выделения HFU. Обычно данный алгоритм используется тогда, когда неизвестно априорно количество кластеров и это количество в итоге выбирают субъективно («принцип каменистой осыпи»).

Метод K-среднего (k-means) или быстрый кластерный анализ основан на выделении так называемых центроидов среди всех исходных данных (Hartigan and Wong, 1978). Данный метод позволяет строить определенное количество k кластеров, расположенных на возможно больших расстояниях друг от друга. Выбор числа k обычно базируется на результатах предшествующих исследованию, либо на теоре-

тических выкладках. В основе идеи метода лежит определение некоего «главного» центроида для каждой гидравлической единицы (HFU), с последующим группированием данных, находящихся в ближайшем его радиусе, с определением некоего среднего значения, которое затем используется в качестве нового центроида.

После определения необходимого количества гидравлических единиц потока (HFU) и их средних значений FZI можно рассчитать проницаемость для каждой единицы. Наибольшие значения FZI характеризуют HFU с лучшими коллекторскими свойствами, в то время как меньшие значения FZI характеризуют породы, которые имеют худшие коллекторские свойства.

Расчет комплексного параметра FZI проводится в соответствии с методикой выделения глобальных единиц потока по керновым данным. Полученные значения группируются в гидравлические единицы потока отдельно для каждой выделенной фациальной зоны. Для этого используют графики функции накопленной вероятности натурального логарифма FZI, неупорядоченные графики Лоренца и гистограммы распределения натурального логарифма FZI. Для более точного разграничения типов коллектора проводят кластеризацию.

Для каждого типа коллектора есть свое среднее значение индикатора, через которое может быть осуществлен расчет проницаемости. Каждый тип коллектора имеет очень узкий, отличимый разброс по проницаемости. Если средние и граничные значения индикатора FZI разных типов коллекторов у рассматриваемых месторождений достаточно близки, то их можно объединить в общую систему типов коллекторов. Далее для каждого месторождения необходимо увязать тип коллекторов с выделенными фациями, после чего, сформировать единую систему литологических типов пород для рассматриваемых зон нефтегазонакопления и далее переходить к их картированию (Чернова, Чухланцева, 2015).

4.2.2. Прогнозирование проницаемости на основе метода гидравлических единиц потока в интервалах без отбора керна

Следующей важной задачей проводимых исследований являлось предсказание закономерностей распространения улучшенных фильтрационно-емкостных параметров в пределах изучаемых структур. При построении петрофизической модели первым шагом являлся расчет этих свойств в скважинах, а затем их распространение в межскважинном пространстве.

Одним из вариантов получения значений проницаемости и пористости в необходимом интервале являются прямые измерения, проведенные в ходе лабораторных исследований на керне скважин. Однако зачастую стоимость таких анализов очень велика, либо образцы керна являются нерепрезентативными и не отображают реальной картины свойств всего пласта.

Чаще всего расчет пористости на месторождениях Западной Сибири основан на показаниях нейтронного каротажа, т.к. другие виды каротажей пористости (акустический и плотностной) могут присутствовать не во всех скважинах. В обязательном порядке значения, полученные по данным ГИС, должны быть откалиброваны с данными по керну скважин. Так как нейтронный каротаж отражает содержание водорода, который входит в состав не только флюидов, но и глин, то следующим шагом должен стать расчет глинистости и введение поправки за нее в расчет пористости (Corbett, Svirsky, Ryazanov, Pankov, Posysoev, 2004).

Для расчета глинистости обычно используют уравнения Клавье, Штайбера или Ларионова, полученные на основе гамма-каротажа, т.к. рассчитанная этим способом глинистость коррелируется с керновыми данными наилучшим образом. В скважинах, где отсутствуют керновые данные по глинистости, модель данного параметра принимается, как правило, по аналогии и контролируется при расчете эффективной пористости (Ebanks, 1987).

Сложнее всего обстоит дело с расчетом параметра проницаемости ($K_{пр}$), который традиционно измеряется только экспериментальным путем. Обычно его прогноз осуществляется по стандартной схеме и состоит в выводе уравнений $K_{пр}=f(K_{п})$. Но эта

связь является весьма неустойчивой, неадекватной в области прогноза пород с очень высокой или очень низкой проницаемостью (Рисунок 4.5.). В каждой из скважин проводится стандартный комплекс геофизических исследований, которые отражают изменения различных параметров пласта.

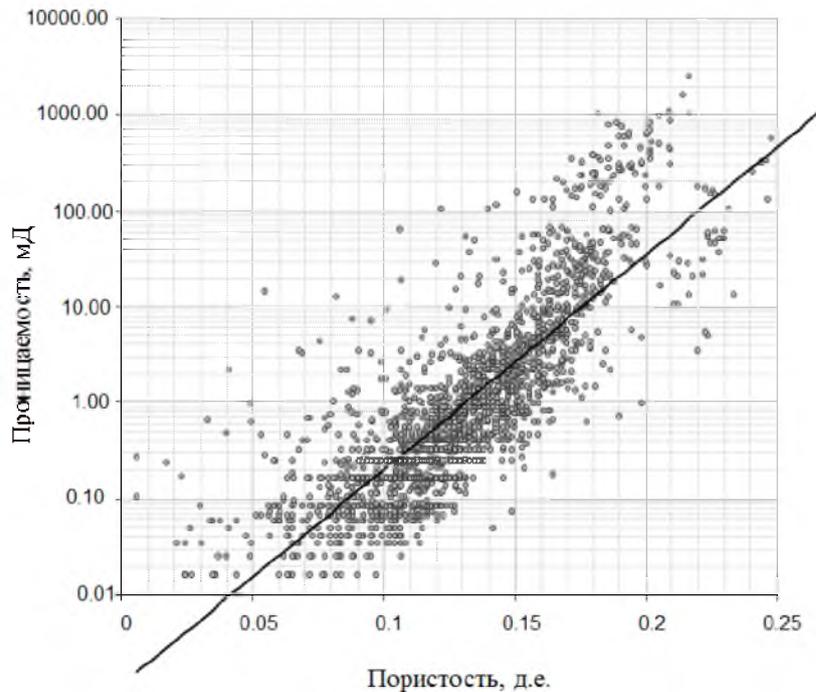


Рисунок 4.5 – Типичное поле корреляции «пористость-проницаемость» по данным исследования керна

Для установления зависимости между HFU и показаниями ГИС используют регрессионный анализ, подразумевающий наличие линейной зависимости между логарифмом проницаемости измеренной по керну и пористостью. Также существует зависимость между пористостью, измеренной по керну и посчитанной по ГИС. Используя данные зависимости можно просчитать проницаемость в интервалах, где отбор керна не производился. Эту процедуру можно выполнить несколькими способами: 1) для определения использовать наиболее чувствительные каротажи, которые отражают динамические параметры потока флюида; 2) создать уравнение описывающее зависимость между индикатором HFU и показаниями ГИС; 3) построить распределение проницаемости по всему интервалу.

Перед тем как выполнять какие-либо операции вся показания ГИС необходимо откалибровать на базовую скважину, в которой должна быть произведена увязка по глубине и произведена корректировка за влияние окружающей среды.

При анализе большого количества данных для установления связи между индикаторами HFU и показаниями ГИС иногда проводят *корреляцию Спирмана*. Каждая из переменных сортируется по уменьшению, либо по увеличению и корреляция между полученными значениями оценивается с помощью построения обычных графиков зависимости. Данная процедура должна быть применена для определения подходящих каротажей, которые отражают параметры потока. Далее после определения подходящих каротажей, необходимо получить уравнение, которое будет описывать зависимость между индикатором HFU и показаниями ГИС (символы x в формуле (4.9)).

Множественный регрессионный анализ позволяет установить данную зависимость и заключается в том, что индикатор HFU зависит не от одного определенного каротажа, а от нескольких. Это позволяет получить более точные зависимости, а значит и более достоверные прогнозы проницаемости на исследуемом участке. В итоге получаем следующее уравнение:

$$\text{Log}_{10}(\text{проницаемость}) = a_0 + a_1(X_1) + \dots + a_p(X_p) \quad (4.9)$$

Предсказание индикатора типа коллектора FZI в участках, не охарактеризованных керновым материалом, может быть реализовано тремя способами, основанными на показания ГИС: с помощью теоремы Байеса, нелинейной регрессии и нейронными сетями (метод нечеткой логики) (Maghsood, Abbaszadeh at all, 1999; Corbett, Svirsky, Ryazanov, Pankov, Posysoev, 2004).

Предсказания с помощью *теоремы Байеса* редко реализуется на практике вследствие трудностей, связанных с оценкой априорных вероятностей присутствия определенного типа коллектора. Эти данные обычно могут быть получены из керновых исследований, но использованная избирательным образом выборка значений чаще всего является нерепрезентативной. Поэтому в тех скважинах, где были существенные потери керна в интересующих интервалах либо где керн не отбирался, чаще используют *нелинейную регрессию*.

Основные коллекторские свойства, определенные в скважинах, приписаны ячейкам скважин по арифметическому и геометрическому средним соответственно. Их распределение в межскважинном пространстве проводится индивидуально для каждой выделенной литофации по вариограммам с использованием последовательного Гауссового алгоритма моделирования. Проницаемость моделируется с пористостью методом коллокейтинг-кокригинга.

В качестве еще одного метода, способного к более точной интеграции информации, часто рассматривают *метод нейронных сетей* или *нечеткой логики*. При использовании данного метода отсутствует необходимость в использовании математической модели, что особенно эффективно в задачах экспертной оценки по причине, одновременного сочетания способности компьютера к обработке чисел и способности мозга к обобщению и распознаванию.

Нейронная сеть представляет собой мощный инструмент для принятия эмпирически обоснованных решений в тех случаях, когда теория явления отсутствует или недостаточно разработана. Данный метод распознает и адаптирует входные данные, предсказывая их распределение в межскважинном пространстве. Методика прогнозирования нашла немалый круг своих последователей, так как, несомненно, имеет ряд преимуществ над методом, который использует обычную регрессию. Его применение позволяет более точно оценить проницаемость в интервалах, где отбор керна не производился, но также по сравнению с другими методами является одновременно наиболее трудоемким.

При компьютерном моделировании могут быть применены адаптивные нейронные сети. Для этого необходимо: 1) определить доминирующие вариативные величины; 2) создать специальные адаптивные нейронные сети, используя вариативные величины (любое число входных данных и индикаторы HFU- как выходные); дать оценку проницаемости. Данный способ более простой и позволяющий давать более корректную оценку вероятности, в отличие от более сложных геометрических комбинаций теоремы Байеса.

Метод неопределенной или нечеткой логики (Fuzzy logic technique). Нечеткая логика представляет собой расширенную Булеву логику (от 0 до 1), чтобы развить концепцию «частичных истин», между полностью ложными и полностью истинными альтернативами. Предсказание литофаций на основе нечеткой логики основано на утверждении, что каждый литологический тип породы дает специфические отклики на коротких диаграммах. Принятие решение при использовании нечеткой логики базируется на неопределенных лингвистических переменных, с использованием неопределенного набора преобразований. Данный метод применяется, если существует некоторое количество неопределенностей и неточностей, связанных с определением тех или иных свойств коллектора. Иногда используют *комбинированный метод*, заключающийся в использовании совместно методов нейронных сетей и неопределенной логики.

По глубокому убеждению автора концепция глобальных единиц потока (GHU), опробованная на месторождениях Северного моря, весьма неплохо работает и на месторождениях Западной Сибири с небольшой поправкой на фациальные условия, господствующие в юре и мелу на территории одного из крупнейших осадочных мегабассейнов Мира.

Описанная методика гидравлических единиц потока успешно апробирована автором при изучении и описании разнофациальных сложно построенных юрских и меловых природных резервуаров Западной Сибири: на объектах юго-востока (залежи нефти в горизонте Ю-I Каймысовской, Васюганской, Среднеобской нефтегазоносной областей (НГО); в отложениях нижней-средней юры Нюрольской и Усть-Тымской впадин, в верхнемеловых отложениях покурской свиты Гыданской НГО.

Главенствующая роль при использовании данного подхода принадлежит модели седиментологической, отражающей сложную картину формирования пород резервуаров, реализуемой в качестве основы петрофизической модели в неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллектора по разрезу и по площади. Поэтому оценка разномасштабной неоднородности и пространственного распределения пористости и проницаемости всегда тесно связана с распространением литологических типов по площади, в связи со строгой фациальной зональностью макрофаций.

Корректное распространение фильтрационно-емкостных свойств пород в межскважинном пространстве при построении трехмерных моделей резервуара требует в обязательном порядке наличия опорных точек - разрезов скважин с полным выносом керна, с детальным седиментологическим анализом керновых последовательностей, отражающих строго упорядоченную иерархическую организацию осадочного пространства, вариограммы как вероятностного закона и знаний древних трендов седиментации, характерных для изучаемого объекта исследования.

Границы распространения литотипов по разрезу, следовательно, и гидродинамических единиц потока (HFU) должны быть вначале отбиты в каждой скважине, а затем объединены в ячейки по принципу преобладающей фации. Для каждого выделенного литогенетического типа должна быть сформирована индивидуальная вариограмма, используемая впоследствии при моделировании свойств резервуара. Наиболее надежным вариантом является прогноз типа коллектора по данным комплекса методов, в который включались данные ПС, ГК, пористость по данным ГИС (комплекс методов) с опорой на лабораторные исследования керна. Комплекс данных анализируется с помощью методов множественной регрессии, условной вероятности и нейронных сетей с оценкой значимости каждого из них. Для построения трехмерной модели фаций удобнее применять метод последовательного индикаторного моделирования, позволяющий в качестве трендов использовать данные седиментологии. Для моделирования неоднородности более приемлем стохастический метод, позволяющий получать множественные равновероятностные реализации, которые с определенными допущениями могут удовлетворять исходным предпосылкам.

4.2.3. Неопределенности методики гидравлических единиц потока (HFU)

С методикой HFU связаны некоторые неопределенности, которые стоит учитывать при ее применении. В расчетах FZI обычно используют всю базовую коллекцию по керну, невзирая на разновозрастность пластов и различия в слагающих их фациальных комплексах. В расчетах, как правило, участвует весь набор петрофизических пара-

метров по всем скважинам на месторождении одновременно. В качестве инструмента обычно используют нелинейную регрессию.

Значения FZI пересчитывается из каротажей, с возможностью получения в каждой точке кривой его математического значения. Далее, полученные значения, распределяются в модели посредством стохастики. Согласно статистике распределение происходит хаотично, не отображая фациальную зональность (не заданы условия распределения FZI).

Следует понимать, что *выделение FZI* – это математическое средство для определения значений проницаемости в продуктивных интервалах. Традиционно используемая корреляция пористости с проницаемостью не позволяет осуществить оценку Кпр. с приемлемой погрешностью. Причина этого кроется в том, что одному и тому же значению пористости обычно соответствует диапазон изменения проницаемости величиной до 2-х порядков (5 и более значений проницаемости), так как изначально не соблюдается условие сопоставления образцов, выпиленных в одном направлении. В производственной реальности обычно сопоставляются образцы с различной пространственной ориентировкой.

При получении базовых характеристик по керну скважин не учитывается момент неполного выноса керна в большинстве интервалов. Самые лучшие по свойствам образцы, как правило, отсутствуют. В расчетах не участвуют не-коллекторские разности (отсутствие крайних членов ряда дает неполную картину).

При подсчетах FZI используют не привязанный керн. В большинстве организаций в лабораторной базе по петрофизике, как правило, существует своя привязка образцов (обычно они смещены к кровле интервала). По пластовую привязку образцов керна к данным ГИС не делают, в результате чего кривые пористости не соответствуют реальным данным.

Образцы керна обычно дают завышенные параметры ФЕС. Поэтому обязательной процедурой является предварительный анализ образцов керна на предмет представительности. Нужно учитывать, что в различных петрофизических лабораториях суще-

ствуют различные методики, разные исполнители и, соответственно, различные погрешности методов.

Модель Козени-Кармена не учитывает направление поровых каналов, их сообщаемость и индивидуальность. Обычно поступают стандартно – по каротажу считают FZI, определяют принадлежность к классу коллектора. В формулу Козени–Кармена подставляют пористость и получают математическое значение проницаемости, которое не отвечает реальным данным пласта.

Традиционно для определения фаций обычно используют методику электрометрического анализа В.С. Муромцева, считая, что кривая самопроизвольной поляризации (SP) напрямую отображает фациальные условия, т.е. конкретную фацию. Соответственно не привлекают керн, ориентируясь только на электрометрию.

Глава 5. Краткая геологическая характеристика территории исследования

При обобщении представлений о геологическом строении мезозойской (без триаса) терригенной формации, содержащей разнофациальные природные резервуары, являющиеся предметом диссертационного исследования, автор не ставил основной задачей излагать развитие различных идей и мнений по стратиграфии, литологии и палеогеографии юрско-меловых осадочных толщ, развитых на территории исследования. Также автор не имел возможности перечислить всех без исключения ученых, работавших и работающих в пределах крупнейшего осадочного бассейна Мира. С глубочайшим уважением относясь ко всем исследователям, посвятившим свою жизнь изучению геологии Западной Сибири, в своей диссертационной работе особое внимание автор акцентирует на точках зрения сотрудников ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМСа (г. Новосибирск), внесших огромный вклад в изучении литостратиграфии, тектоники и нефтегазоносности данного региона.

Материалы, по которым выполнено обобщение, получены многочисленными научными коллективами и отдельными авторами в результате выполнения федеральных и региональных программ научно-исследовательских работ, осуществляемых различными научно-производственными организациями и опубликованных во многих научных и технических изданиях.

5.1. Геолого-геофизическая изученность юрских и меловых отложений

Огромное количество сведений, накопленное за более чем 70-летнюю историю геолого-геофизических изысканий, предопределяет необходимость краткого исторического обзора геолого-геофизической изученности Западной Сибири. Обширные разноплановые геологические исследования юрско-меловых отложений в области стратиграфии, литологии, палеогеографии, геохимии органического вещества мезозойской формации, обусловлены в первую очередь нефтегазоносностью слагающих ее юрских и меловых горизонтов, содержащих значительные скопления нефти и газа. Продуктив-

ные юрские пласты, залегая на разных стратиграфических уровнях, входят в состав юрской терригенной угленосной осадочной толщи, охватывающей возрастной диапазон от лейаса до волжского яруса поздней юры. Меловые продуктивные отложения представлены мощной осадочной толщей, имеющей более широкое развитие, чем триасовые и юрские отложения. В стратиграфическом плане меловая часть разреза включает в себя отложения от берриаса до маастрихта.

Представления о геологическом строении нефтегазоносных осадочных комплексов мезозоя, их стратиграфии и нефтегазоносности освещены в многочисленных научных монографиях, статьях и производственных отчетах. На протяжении последних 70-ти лет коллективами научно-исследовательских и проектных институтов ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, «Главтюменгеологии», «Главтюменьнефтегаза», ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИгеофизика, НАО «НПЦ СибГЕО», ЦРН им. В.И. Шпилемана, ООО «ТННЦ», ОАО «СургутНИПИнефть» (г. Тюмень), ООО «КогалымНИПИнефть» (г. Когалым), филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень), ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМСа (г. Новосибирск) и ТО СНИИГГиМС (г. Томск), ИХМ СО РАН, ОАО «ТомскНИПИнефть», ТГУ, ТПУ (г. Томск) и многих других организаций совместно со специалистами нефтедобывающих компаний проводятся детальные всесторонние исследования, касающиеся вопросов стратиграфии, литологии, геохимии, тектоники, нефтегазоносности и разработки продуктивных отложений мезозоя.

Стратиграфия отложений юры и мела Западной Сибири разрабатывается с конца 40-х годов прошлого столетия, с момента заложения в ее пределах первых глубоких скважин. Изучению стратиграфических характеристик пород-коллекторов посвящены работы большого числа исследователей. Детальное биостратиграфическое описание различных районов обширной территории Западной Сибири дано в многочисленных отчетах и публикациях сотрудников ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ТО СНИИГГиМС, СПНЦ ТГУ и др. Стратиграфические схемы отложений юры и мела неоднократно обсуждались и корректировались на различных региональных и межведомственных стратиграфических совещаниях и закреплялись в их решениях. Сведения

по палеонтологическому обоснованию и биостратиграфии изложены во многих публикациях и обобщены в монографических сводках стратиграфического плана.

Основополагающими в этой области являются исследования Л.Ю. Аргентовского, Н.И. Байбародских, С.К. Батяевой, А.Л. Бейзеля, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, А.А. Булынниковой, С.П. Булынниковой, Л.И. Быстрицкой, Ф.Ф. Вахитова, Н.П. Вячкилевой, Е.А. Гайдебуровой, Э.К. Глушко, А.В. Гольберта, Н.И. Горовцевой, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятова, О.С. Дзюба, В.Г. Елисеева, Ю.Н. Занина, В.А. Захарова, Т.А. Звягиной, П.Я. Зининберга, Е.А. Ивановой; В.И. Ильиной, А.М. Казакова, В.М. Кабановой, Г.Н. Карцевой, А.И. Киричковой, И.Г. Климовой, В.Г. Князева, Г.Э. Козловой, Е.П. Колонольцевой, О.Н. Костеша, Н.Х. Кулахметова, М.И. Куренко, А.И. Лебедева, Н.К. Лебедевой, В.М. Мазур, С.Н. Макаренко, В.А. Маринова, Л.Г. Марковой, С.В. Мелединой, М.С. Месежникова, Н.К. Могучевой, В.И. Москвина, Т.И. Нальняевой, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, Б.Л. Никитенко, В.В. Огибенина, В.М. Подобиной, Л.В. Ровниной, М.К. Родионовой, З.З. Ронкиной, Н.Н. Ростовцева, Т.Н. Садовниковой, В.Н. Сакса, В.В. Сапьяника, Е.С. Соболева, А.П. Соколовского, Г.М. Татьянина, Л.Г. Ткачевой, Е.Ф. Трандафиловой, А.С. Турбиной, А.Ф. Хлоновой, О.В. Хоментовского, В.С. Чесноковой, Ю.Ф. Широковой, Б.Н. Шурыгина, Л.Г. Эндельмана, Г.С. Ясовича и многих других.

Научные результаты в области стратиграфии, полученные перечисленными выше авторами, послужили основой для составления унифицированных стратиграфических схем 1960, 1967, 1969, 1970, 1972, 1991, 2004 гг. (Решения..., 1969; Решения..., 1970; Решения..., 1972; Решения..., 1991; Решения..., 2004). Усовершенствования в унифицированную (биостратиграфическую) часть стратиграфических схем мезозоя и кайнозоя постоянно вносились, и совершенствуются, и по сей день на специально проводимых рабочих совещаниях и коллоквиумах по макро- и микрофауне, спорам и пыльце, макрофлоре (г. Новосибирск, 1972, 1977, 2002, 2003; г. Ленинград, 1976, 1977, 1978, г. Тюмень, 1978, 1990, 1991 и мн. др.) с уточнением стратиграфического положения границ ряда литостратонов и региональных горизонтов. В настоящее время литостратиграфическая характеристика юрских и меловых отложений базируется на современных представлениях о соотношении и объеме общих и региональных литострати-

графических подразделений мезозоя, сформировавшихся в результате детальных исследований, освещенных в многочисленных публикациях многих исследователей-стратиграфов.

Биостратиграфические схемы мела изначально разрабатывались и продолжают дополняться по результатам работ на естественных выходах древних толщ, имеющих в окраинных частях Сибирской платформы (в Лено-Анабарском районе, на севере Западной Сибири), путем комплексного изучения разрезов специалистами по разным группам ископаемой фауны и флоры.

Действующая схема стратиграфии юрских отложений утверждена в 2003 году (Решения..., 2004). Однако, несмотря на значительную изученность состава и строения основных нефтегазоносных горизонтов юры в литолого-стратиграфическом плане, разные аспекты строения которой отражены в многочисленных публикациях, существует ряд спорных вопросов, связанных с особенностями формирования келловей-оксфордских, плинсбахских, ааленских, батских отложений, содержащих сложнопостроенные залежи литолого-стратиграфического типа. Слабо изучены особенности перехода васюганской свиты в наунакскую, характеристики седиментогенеза восточных окраин, отсутствует детализация характеристик зон фациальных переходов, часто содержащих литологически-экранированные залежи углеводородов (Решения..., 2004). Еще больше вопросов вызывает меловая схема, утверждённая бюро Межведомственного стратиграфического комитета (МСК) России в апреле 2005 г., но так и не опубликованная в печати.

Исследования, посвященные геохимическому составу углеводородов, проводятся с конца 60-х гг. в ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск), ИХМ СО РАН (г. Томск). К настоящему времени рассмотрены основные черты геохимии органического вещества в отложениях верхней юры, средней и нижней юры, выявлены закономерности его распространения по площади. Геохимические особенности отложений юрско-меловых горизонтов осадочного чехла рассмотрены в монографиях и статьях В.Е. Андрусевич, В.Б. Белозерова, А.И. Богомолова, Л.И. Богородской, Л.С. Борисовой, Л.Ш. Гиршгорн, С.И. Голышева, И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, В.А. Гущина, В.П. Девятова, Л.И. Егоровой, О.М. Ермилова, С.В. Ершова, Н.П. Запивалова, А.М. Казакова, М.К. Калинин, М.М.

Колгановой, А.Э. Конторовича, И.Н. Кос, Е.А. Костыревой, Н.Я. Медведева, Г.Н. Перозио, И.Д. Поляковой, А.С. Ровенской, В.Н. Ростовцева, С.Н. Резника, А.В. Рылькова, О.В. Серебренниковой, О.Ф. Стасовой, Ю.М. Столбова, Г.Г. Сысоловой, Г.И. Тищенко, С.В. Фадеевой, Ю.А. Фомина, А.С. Фомичева, Е.А. Фурсенко, О.В. Шигановой, В.В. Шиманского, Е.С. Шляхтер и многих других авторов.

Исследования литолого-фациальных особенностей строения юрских отложений, содержащих основные нефтегазоносные комплексы Западной Сибири, имеют богатую историю, которую можно условно разделить на несколько этапов.

На протяжении *I этапа исследований* (50-е – 70-е гг. прошлого века) изучался в основном керн из верхнеюрских отложений совместно с нижнемеловыми комплексами, в связи с необходимостью разработки рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ и получения информации для подсчета запасов углеводородов (УВ).

На рубеже 70 – 80-х годов прошлого века (*II этап исследования*) на исследуемой территории резко возросли объемы геолого-геофизических работ. Керн отбирался по всему юрскому разрезу. Аналитические работы выполнялись в лабораториях Тюменского, Новосибирского, Томского, Новокузнецкого геологических управлений, СНИИ-ГГиМСа, его Томского отделения, во ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, ИГиРГИ, ТПУ, ТГУ и других организациях. Наибольшее внимание, по-прежнему, уделялось изучению главного нефтегазоносного объекта – горизонта Ю-I келловей-оксфордского возраста, но вместе с этим были начаты и исследования отложений среднеюрского возраста, а также меловых комплексов центральных и северных районов Западной Сибири.

90-е годы прошлого столетия и по настоящее время (*III этап исследования*) ознаменовались широким развитием целенаправленных исследований ниже- и среднеюрских отложений, содержащих нефтегазоперспективные объекты, а также детализацией исследований келловей-оксфордских отложений в пределах лицензионных участков в связи с разработкой месторождений нефти и газа, открытых в антиклинальных верхнеюрских ловушках. Различные аспекты литологических изысканий затрагивали изучение вещественного состава, закономерностей строения отдельных горизонтов, пачек и пластов юры, условий формирования и распространения юрских терриген-

ных коллекторов Западно-Сибирского бассейна с учетом палеогеографической ситуации в различные эпохи юрского периода. С позиций фильтрационно-емкостных свойств изучались типы и свойства пород-коллекторов, устанавливались особенности строения пустотного пространства, а также факторы преобразования пород, обусловившие степень неоднородности распространения различных типов пор по разрезам и в плане.

Полифациальность отложений, обширность территории исследования, обилие промыслово-геофизической информации по многочисленным скважинам, а также возможность ее быстрой оперативной обработки, достаточно малый отбор керна по отдельным областям Западной Сибири, обусловили широкий спектр мнений о закономерностях распространения и условиях седиментации песчано-алевритовых резервуаров нефти и газа. Эти многогранные представления отражены в многочисленной фондовой и опубликованной литературе.

Изучению вопросов литологии и условий формирования нижне-среднеюрских отложений, развитых в пределах различных областей Западной Сибири, посвящены исследования Т.П. Аксеновой, В.А. Баженова, В.Б. Белозерова, М.Д. Белонина, И.В. Будникова, О.В. Бурлевой, Л.Г. Вакуленко, В.А. Волкова, О.С. Генераленко, Н.К. Глушко, Ф.Г. Гурари, Е.Е. Даненберга, В.П. Девятова, Л.И. Егоровой, И.С. Ельцова, А.Е. Еханина, К.В. Зверева, О.Н. Злобиной, О.В. Золотовой, А.М. Казакова, В.А. Казаненкова, Ю.П. Казанского, В.В. Казарбина, А.А. Карташова, Н.Н. Колпенской, А.Э. Конторовича, И.Г. Косухиной, А.И. Лебедева, Л.Г. Марковой, А.В. Маслова, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, А.А. Нежданова, О.Д. Николенко, В.В. Огибенина, Н.С. Окновой, Г.Н. Перозио, А.Ю. Попова, М.М. Потловой, Е.А. Предтеченской, В.И. Русского, А.В. Савельева, Р.М. Садыкова, О.В. Серебренниковой, З.Я. Сердюк, Л.В. Смирнова, С.В. Смирнова, В.С. Суркова, Н.В. Танинской, А.В. Тугаревой, Ю.Н. Федорова, С.И. Филиной, Е.М. Хабарова, С.Ф. Хафизова, Л.С. Черновой, О.С. Черновой, Е.Р. Чухланцевой, В.В. Шиманского, Б.Н. Шурыгина, Г.С. Ясовича, П.А. Яна и многих других авторов.

Постоянное внимание исследователей с середины 80-х годов прошлого столетия и по настоящее время привлекает регионально нефтегазоносный в пределах Широкого Приобья горизонт Ю-2. Необходимость эффективных поисков и разведки залежей УВ,

сконцентрированных в нефтегазоносном горизонте Ю-2, характеризующимся значительным непостоянством литологического состава, сложным характером распространения маломощных пород-коллекторов, резкой фациальной неоднородностью и невыдержанностью их фильтрационно-емкостных свойств предопределили исследования, в первую очередь, региональных особенностей распространения и обстановок формирования алеврито-песчаных пород горизонта Ю-2, имеющего распространение на большей (центральной) части Западно-Сибирской геосинеклизы.

Изучению среднеюрских отложений верхнебатского возраста (верхняя часть верхнепетуменской подсвиты), регионально нефтеносных на территории преимущественно Сургутского свода посвящены многолетние исследования С.Л. Баркова, Л.Г. Вакуленко, Ф.Г. Гурари, И.С. Ельцова, К.В. Зверева, О.И. Змановской, М.С. Зонн, М.В. Корж, И.О. Коровиной, И.М. Кос, Е.А. Марченко, Н.Я. Медведева, О.М. Мкртчяна, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, А.А. Нежданова, В.В. Огибенина, А.Ю. Попова, М.М. Потловой, А.И. Сидоренко, А.П. Соколовского, Н.В. Танинской, А.В. Тугаревой, С.И. Филиной, С.Ф. Хафизова, Л.С. Черновой, В.В. Шиманского, П.А. Яна, Г.С. Ясовича и многих других авторов.

Верхнеюрским отложениям посвящено большее количество публикаций, отражающих различные аспекты геологического строения: литологии коллекторов, палеогеографических особенностей формирования. Изучению верхнеюрских нефтегазоперспективных толщ (васюганской свиты и ее аналогов) посвящены исследования В.П. Алексева, Э.О. Амона, В.Б. Белозерова, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, Н.А. Брылиной, С.П. Булытниковой, О.В. Бурлевой, Л.Г. Вакуленко, Г.М. Волощука, А.Ф. Глебова, А.В. Гольберта, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, В.П. Девятова, В.И. Демина, Л.И. Егоровой, Т.Г. Егоровой, А.В. Ежовой, Е.Н. Жилиной, Е.А. Жуковской, Л.В. Залазаевой, В.Г. Замирайловой, Ю.Н. Занина, Н.П. Запивалова, М.С. Зонн, А.М. Казакова, И.Г. Климовой, Н.П. Ковалевой, Г.Н. Комардинкиной, В.А. Конторовича, М.В. Корж, К.А. Костеневич, Г.Г. Кравченко, А.И. Кудаманова, В.М. Мазур, В.П. Меркулова, И.С. Микуленко, О.М. Мкртчяна, А.Г. Мухер, Б.Л. Никитенко, А.М. Огаркова, А.Г. Пода, А. Ю. Попова, С.Н. Резника, В.Н. Ростовцева, С.В. Рыжковой, З.Я. Сердюк, Н.И. Смирновой, В.С. Суркова, Г.И. Тищенко, А.Ю. Ульмасвай, Ю.Н. Федорова, С.И. Филиной, А.В. Храмцовой,

М.Р. Цибульниковой, К.Я. Черкашиной, О.С. Черновой, В.Я. Шерихора, В.Г. Эдер, П.А. Яна, С.М. Яшиной и многих других. Проведенными исследованиями детализирована стратиграфия всех отделов юры, доказана ее полифациальность, охарактеризованы типы разрезов, на многих месторождениях установлены закономерности изменения коллекторских свойств песчано-алевритовых пластов.

В настоящее время, большинство авторов, изучающих особенности строения юрских отложений Западно-Сибирской плиты пришли к выводу, что наиболее обоснованное расчленение и корреляция этой толщи связаны с выделением в осадочном разрезе горизонтов-маркеров, имеющих своеобразный литологический состав и различную степень латерального прослеживания.

В региональном плане при изучении юрского разреза, развитого в пределах юго-восточной части плиты, работами В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, Е.Е. Даненберга, Н.П. Ковалевой, А.М. Огаркова и др. авторов (1980, 1983, 1984, 1985, 1988, 1991), в соответствии с имеющимися наработками, к монофациальным маркирующим горизонтам первой категории отнесены глубоководные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, углисто-глинистые пачки в объёме верхневасюганской подсвиты, мелководно-морские глинистые образования нижневасюганской подсвиты, мощный угольный пласт U_{10} , и морская и (или) озерно-болотная толща аргиллитов тогурской свиты. Все эти образования выдержаны на значительной территории и имеют своеобразную промыслово-геофизическую характеристику. Кроме того, к отложениям баженовской свиты, подошве нижневасюганской подсвиты, угольному пласту U_{10} и кровле палеозойских образований приурочены сейсмические отражающие горизонты Pa , Pb , Ia и Φ_2 , соответственно. В качестве маркирующих горизонтов второй категории выделены угольные пласты с индексами U_4 , U_6 , U_8 , U_{10} и группа углей U_{11-14} , для которых характерна значительная латеральная прослеживаемость при сравнительно небольшой (первые метры) толщине. Третья группа реперных границ включила зонально приуроченные серии угольных пропластков U_{2-3} , U_5 , U_7 , U_9 .

Принимая аллювиальный ритм в качестве основного элемента терригенно-угленосной, преимущественно континентальной толщи, учитывая результаты палеонтологических, литологических, промыслово-геофизических и др. исследований, авторы

дифференцировали юрский разрез на литолого-стратиграфические пачки, соответствующие трансгрессивно-регрессивным этапам осадконакопления. Угольные пласты имеют индексацию сверху вниз от 1 до 15, песчано-алевритовым пластам присвоены индексы залегающих в подошве реперов: Ю₆ над У₆, Ю₁₀ над У₁₀ и т.д. (Геология и детальный прогноз..., 1978).

Современные представления о геологических особенностях нижнесреднеюрских отложений, развитых в пределах юго-восточной части Западно-Сибирского седиментационного бассейна, обобщенные к 2000 году, отражены в монографии В.С. Суркова, О.В. Серебренниковой, А.М. Казакова и др. (Седиментогенез..., 1999). В коллективной сводке сотрудников ИХН СО РАН (г. Томск) и СНИИГГиМСа (г. Новосибирск) изложены устоявшиеся взгляды на стратификацию, фациальное районирование, палеогеографическую ситуацию, фациальное районирование нижних горизонтов осадочного чехла. Авторами представлены результаты геохимических исследований органического вещества и состава нефтей и углей нижнеюрского возраста. Проанализированы пространственные закономерности изменения отдельных параметров состава органики по разрезу и площади распространения основных нефтегазоносных резервуаров, флюидоупоров и нефтематеринских толщ. По результатам проведенных исследований предложено нефтегазогеологическое районирование нижнесреднеюрских отложений и дифференциация земель по перспективности.

Юрскому комплексу отложений, развитому в пределах Томь-Чулымского междуречья, посвящены многолетние исследования перспектив нефтегазоносности восточной части Томской области, проводимые В.Н. Ростовцевым и С.Н. Резником. Основываясь на традиционных геологических критериях, авторы обосновали сопоставимость начальной ресурсной базы углеводородов западной и восточной частей Томской области. По керновому и геофизическому материалам определено количество рассеянного и концентрированного органического вещества, накопившегося за время формирования юрских отложений. Проведена дифференциация территории по степени перспектив нефтегазоносности (Ростовцев, Резник, 2004).

Угленосность нижнесреднеюрских отложений Шаимского нефтегазоносного района изучена литологами Уральского государственного горного университета (УГ-

ГУ). Исследования В.П. Алексеева, В.И. Русских, Ю.Н. Федорова, Д.Д. Журавлевой, Т.Ф. Красковской, Н.В. Пронина, Л.И. Свечникова посвящены проблеме глубокопогруженных угленосных горизонтов тюменской свиты (Угленасыщенность..., 2006). В ходе изучения юрских отложений детальными углепетрографическими исследованиями авторами установлены и проанализированы условия торфо(угле)накопления. Обширные аналитические данные позволили выделить новый тип метаморфизма углей, обусловленный послойными тектоническими подвижками и произвести оценку геологического строения традиционными для угольной геологии методами.

Многолетние исследования по геологии и нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемелового комплекса отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты систематизированы в коллективной монографии Томских геологов-нефтяников (Геологическое строение ..., 2006). В результате проведенных комплексных детальных исследований материалов бурения скважин и сейсмогеологических данных методом общей глубинной точки (МОГТ) ЕЕ. Даненбергом В.Б. Белозеровым и Н.А. Брылиной проведены реконструкции условий формирования осадков в течение кратковременных циклов седиментации. Пересмотрена и дополнена ранее созданная серия зональных карт по детальному прогнозу развития коллекторов васюганской свиты.

Авторами впервые для территории Томской области была создана клиноформная модель строения верхнеюрско-нижнемелового комплекса отложений с обоснованием выделения циклитов, с привязкой последних к условиям седиментации. Анализ выявленных критериев нефтегазоносности на геологических объектах юго-востока Западной Сибири позволил выполнить прогноз перспектив поисков резервуаров и залежей УВ.

Впервые анализ, обобщение и систематизация текстурных характеристик юрских отложений, развитых в юго-восточных территориях Западной Сибири в виде Атласа литогенетических типов и фаций юрских терригенных отложений, проведено коллективом Томских литологов (Ежова, Чернова, Недоливко, 1996).

Систематика фациального состава юрских терригенных внутриконтинентальных отложений Западной Сибири с подробным описанием всех выделенных макрофаций и фаций, составленная по материалу керн глубоких скважин (в большей степени тюмен-

ской свиты) Западно-Сибирского бассейна, обобщена в монографии В.П. Алексеева (Атлас фаций..., 2007).

Новейшая аналитическая сводка по стратиграфии юры Сибири, обобщающая с большой степенью детальности современные унифицирующие представления о литостратиграфии юры Сибири и смежных территорий (Западная и Восточная Сибирь, Северо-Восток России) представлена в виде коллективной монографии (Стратиграфия..., 2000). Авторами проанализировано современное состояние стратиграфической изученности юры, приведены новые материалы по био-, литостратиграфии и палеонтологической характеристике юрской системы для обоснования региональных стратиграфических схем Сибири. создана новая система стратиграфических координат для геологических исследований юрских толщ. В монографии рассмотрена шкала юры, история ее совершенствования, показана связь Сибирской региональной шкалы с общепланетарной.

Впервые определены и проанализированы межрегиональные корреляционные реперные уровни в юре по двустворкам, фораминиферам и остракодам, позволяющие сопоставлять разрезы (зачастую не содержащие аммонитов) циркумбореально. Разработаны новые единые для всей Сибири схемы фациального районирования нижне-среднеюрских и верхнеюрских отложений. Составлены единые стратиграфические схемы Сибири (Западной и Восточной) для нижней, средней и верхней юры. Дана общая литологическая, палеонтологическая и биостратиграфическая характеристика местных стратиграфических подразделений и описан ряд новых свит. Обсуждаются многие дискуссионные вопросы стратиграфии юры Сибири и предлагаются варианты их решения, учитывающие все новейшие сведения по био- и литостратиграфии.

Однако, несмотря на наличие огромного количества публикаций, и многочисленных обобщающих работ литолого-стратиграфической направленности изученность юрских отложений Западно-Сибирского мегабассейна к настоящему времени является весьма неравномерной. Разные авторские коллективы имеют различные точки зрения на состав, индексирование, положение и генезис указанных осадков в мезозойском разрезе. Многие разногласия существуют и в трактовках фациальной принадлежности этих образований. Это объясняется как разными глубинами их залегания, так и различной практической значимостью отдельных горизонтов на соответствующих площадях.

История геолого-геофизической изученности меловой части разреза мезозоя Западной Сибири насчитывает не менее значительные научные изыскания. Детальному геолого-геофизическому изучению нижнемеловых (региональных ачимовских и неокомских) и верхнемеловых (покурских) отложений, посвящены исследования В.П. Алексеева, Э.О. Амона, С.В. Анпенова, В.Х. Ахиярова, Я.Н. Басина, А.Л. Бейзель, В.Б. Белозерова, М.Д. Белонина, Л.Б. Бермана, М.М. Бинштока, В.Н. Бородкина, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, А.М. Брехунцова, Н.А. Брылиной, Л.В. Буровой, Л.Г. Вакулленко, Р.А. Валеева, Б.Ю. Вендельштейна, А.М. Волкова, В.Н. Высоцкого, П.Г. Гильберштейна, В.В. Глебова, Ф.Г. Гурари, О.С. Гутник, И.В. Даниловой, В.Н. Дахнова, Н.П. Дедюк, Н.П. Дещеня, В.И. Ермакова, С.В. Ершова, А.Е. Еханина, К.О. Забоева, О.А. Залевского, В.А. Захарова, К.В. Зверева, П.С. Иванова, В.П. Игошкина, Н.А. Ирбэ, В.А. Казаненкова, В.П. Казаненкова, С.П. Каменева, Л.И. Камыниной, С.А. Каплана, Ю.Н. Карогодина, О.Л. Кузнецова, Н.Х. Кулахметова, И.Л. Левинзон, Ю.К. Миронова, М.Г. Михайловой, О.М. Мкртчяна, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, М.Е. Нанивского, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, О.М. Нелепченко, В.Д. Неретина, И.И. Нестерова, И.С. Низяевой, Б.А. Онищенко, Т.М. Онищук, Л.Г. Петросяна, Г.И. Плавника, Е.Е. Полякова, В.А. Пономарева, Г.Э. Прозоровича, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, А.В. Рылькова, В.А. Савенко, М.В. Салмина, А.И. Сидоренко, В.А. Скоробогатова, Н.Н. Соловьева, В.С. Соседкова, Р.Т. Трушкевич, Н.А. Тупенкова, Ю.Н. Федорова, С.И. Филиной, А.В. Храмцовой, В.П. Четвертных, Е.Р. Чухланцевой, А.А. Шаля, В.В. Шиманского, А.Е. Шлезингера, В.И. Шпильмана, М.Ю. Эрвье, П.А. Яна, Г.С. Ясовича и многих других.

Сведения о палеогеографии мелового периода с описанием литолого-фациальных особенностей сеноман-туронских отложений даны в публикациях С.Е. Агалакова, А.Л. Бейзеля, Т.С. Берлина, А.В. Гольберта, К.Н. Григорьевой, Т.И. Гуровой, В.П. Девятова, В.И. Ермакова, В.А. Захарова, К.В. Зверева, М.С. Зонн, Л.Л. Ильенок, В.П. Казаринова, В.И. Кислухина, Г.Н. Комардинкиной, М.В. Корж, И.Н. Косенко, А.И. Кудаманова, М.В. Лебедева, Н.К. Лебедевой, Л.Г. Марковой, В.А. Маринова, В.П. Похиалайнен, Д.П. Найдина, И.Д. Поляковой, Е.А. Потаповой, Г.Л. Разбаевой, З.З. Ронкиной, В.Н. Сакса, В.В. Сапьяника, С.Г. Саркисяна, А.Ю. Ульмасвай, О.С. Урман, О.В. Хоментовского, О.С. Черновой, Е.Р. Чухланцевой, А.А. Шаля и др.

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

Взгляды на нефтегазоносность, геологическое строение и особенности разработки нефтяных и газовых месторождений, сосредоточенных в меловых продуктивных горизонтах, отражены в работах С.Е. Агалакова, А.Н. Бабурина, С.Н. Беспаловой, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Ю.Н. Григоренко, Ф.Г. Гулари, С.В. Дюкалова, В.И. Ермакова, О.М. Ермилова, С.В. Ершова, А.М. Казакова, В.А. Казаненкова, Ю.Н. Карогодина, А.Н. Кирсанова, А.Э. Конторовича, В.Н. Крамника, Н.М. Кулишкина, В.Р. Лившица, Е.М. Максимова, В.Г. Мамяшева, В.Н. Маслова, И.М. Мирчинка, И.И. Нестерова, Н.Н. Немченко, В.И. Петерсилье, Н.А. Пих, И.А. Плесовских, О.В. Ремеева, Е.А. Романова, В.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, С.В. Рыжковой, В.И. Савченко, Ф.К. Салманова, А.А. Самохина, В.В. Семенов, В.А. Скоробогатова, Л.В. Смирнова, В.П. Сонич, В.С. Соседкова, Л.В. Строганова, В.С. Суркова, А.А. Тимофеева, А.А. Трофимука, Ф.З. Хафизова, В.В. Харахинова, В.П. Четвертных, А.А. Шаля, С.И. Шишигина, С.И. Шленкина, К.А. Шпильмана, Э.Э. Фотиади, Ю.Г. Эрвье и многих других авторов.

Подробная характеристика ачимовских отложений, развитых в северных и арктических районах Западной Сибири дана в монографии В.Н. Бородкина, А.Р. Курчикова. Авторами рассмотрены вопросы стратиграфического расчленения разреза на объекты исследования, проведено картирование ачимовских клиноформ по данным сейсморазведки и бурения, описаны их геологическое строение и особенности нефтегазоносности (Бородкин, Курчиков, 2010). Условия формирования ачимовского комплекса на основе реконструкций седиментации глубоководных турбидитовых пластов и детальной характеристики керна скважин рассмотрены в монографии А.Р. Курчикова, В.Н. Бородкина и А.В. Храмцовой (Условия формирования..., 2010).

Отдельное место в изученности меловых отложений занимает цикл работ по неокомскому комплексу Широкого Приобья, с которым связывают в настоящее время до 90% добычи нефти Западной Сибири. Нижнемеловые отложения содержат мощные клиноформы, в которых сконцентрированы неструктурные, литологические залежи Приобской гигантской нефтегазоносной зоны. Оценка нефтяного потенциала неокомских продуктивных отложений с обоснованием перспектив дальнейшего наращивания запасов углеводородов с позиций системно-литмологического подхода дана коллективом авторов Ю.А. Карогодиным, С.В. Ершовым, В.С. Сафоновым, И.Ф. Ефремовым и др. (Приобская нефтеносная зона..., 1996).

Исследованиями коллектива авторов, под руководством Ю.Н. Карогодина, предложена клиноформная модель неокомских продуктивных отложений. В нижнемеловых толщах, развитых в пределах Широкого Приобья, выделены пятнадцать клиноформ (клиноциклитов), которые являются в понимании авторов породно-слоевыми телами трансгрессивно-регрессивных циклов. На основании принципиально новых подходов к моделированию авторами обоснована геологическая модель неокома, объясняющая пространственно-временные закономерности размещения песчано-алевритовых тел-коллекторов по каждой выделенной клиноформе. Предложенный алгоритм системно-литмологических исследований направлен на повышение эффективности заложения новых поисково-разведочных скважин, выбора объектов для сейсмогеологического исследования недр (Карогодин, Казаненков, Рыльков, Ершов, 2000).

Мелководные нижнемеловые ваттовые образования викуловской свиты рассмотрены в коллективной монографии В.П. Алексева, Э.О. Амона, Ю.Н. Федорова, А.Ф. Глебова, О.А. Залевского, А.А. Качкина, А.И. Лебедева, О.С. Черновой (Состав, строение и нефтегазоносность..., 2011). На основании детальных исследований кернового материала, авторами изучен фациальный состав отложений верхней (продуктивной) части викуловской свиты, установлены закономерности в ее развитии. Выполнены палеогеографические реконструкции и предложена сводная модель для группы коллекторов ВК₁₋₃. Проведенными исследованиями установлено, что формирование коллекторов происходило в условиях приливно-отливного побережья, с попеременно выдвига-

ющимися лопастями песчаных конусов выноса дельт и вдольбереговых песчаных гряд – баровых тел.

Диагностические признаки субаквальных фаций нижнемеловых отложений и методические приемы их использования для генетической интерпретации осадочных толщ неокома обобщены В.П. Алексеевым при описании морских (внутриконтинентальных) обстановок, господствующих в раннемеловую эпоху осадконакопления (Атлас субаквальных фаций ..., 2014).

Изучение геологического строения и нефтегазоносности в совокупности юрских и меловых осадочных комплексов, развитых в северных районах Западной Сибири, посвящены исследования С.Е. Агалакова, А.Н. Бабурина, В.П. Балина, Р.В. Белова, В.Б. Белозерова, В.А. Бененсона, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Н.А. Брылиной, Г.В. Ведерникова, С.В. Видик, В.А. Волкова, Е.А. Гайдебуровой, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, Н.Н. Дашкевич, В.П. Девятова, В.И. Демина, Н.П. Дещеня, Л.И. Егоровой, В.И. Ермакова, Е.А. Еханина, О.Г. Жеро, Л.В. Залазаевой, А.М. Казакова, В.А. Казаненкова, В.П. Казаринова, Н.П. Ковалевой, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Н.М. Кулишкина, М.И. Куренко, Ю.К. Миронова, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, В.Д. Наливкина, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, А.М. Огаркова, В.В. Огибенина, Т.И. Осыко, А.Г. Пода, С.Н. Резника, Л.И. Ровнина, В.Н. Ростовцева, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, А.В. Самсонова, Т.Н. Симоненко, Л.В. Смирнова, В.Н. Соколова, В.С. Суркова, Г.Г. Сысоловой, Г.И. Тищенко, В.М. Тищенко, А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.З. Хафизова, Н.Г. Чочиа, К.А. Шпильмана, Ю.Г. Эрвье и многих других авторов.

На примере Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий (в основном Краснотенинской НГО) Э.О. Амоном, В.П. Алексеевым, А.Ф. Глебовым дается равновесная характеристика юрско-меловых отложений, развитых в Приуральской части Западно-Сибирской плиты. Даны сейсмогеологическая, биостратиграфическая и палеогеографическая характеристика, описаны литостратиграфические подразделения, слагающие основные продуктивные комплексы шеркалинской, тюменской свит, меловых и палеогеновых систем (Стратиграфия и палеогеография..., 2010).

Тем не менее, следует отметить, что, несмотря на активное развитие разноплановых геологических исследований по прежнему неравномерной, низкой и неоднозначной геолого-геофизической изученностью характеризуются территории Арктического севера (п-ва Ямал и Гыдан и прилегающие к ним районы), в пределах которых в сложных климатических условиях разведаны и предварительно оценены колоссальные по объему запасы углеводородного сырья, определившие на десятилетия вперед экономическую рентабельность Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

5.2. Тектоническая характеристика Западно-Сибирской геосинеклизы

Согласно представлению большинства геологов-тектонистов Западно-Сибирский осадочный бассейн находится в пределах одной из крупнейших геосинеклиз мира, приуроченной к одноименной равнине, площадь которой составляет более 2,7 млн. км². Геологические границы бассейна соответствуют границам распространения мощной толщи мезозойско-кайнозойских осадочных комплексов. Рассматриваемая территория сопряжена на западе с Уральским хребтом, на востоке с Енисейским горным кряжем, на севере – с Таймырским горным кряжем при устойчивом погружении на севере под воды Карского моря, на юге граничит с Алтае-Саянской складчатой системой и Казахским мелкосопочником.

В тектоническом плане Западно-Сибирский бассейн представляет собой эпипалеозойскую плиту, которая совместно с Уральским хребтом, Енисейским и Таймырским кряжами, Алтае-Саянской и Казахстанской складчатыми областями входит в состав северной части Урало-Монгольской эпигерцинской платформы, сформировавшейся в мезозое на месте Урало-Монгольского рифейско-палеозойского подвижного пояса.

Западно-Сибирская плита состоит из докембрийско-палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла. Одноименный осадочный бассейн, расположенный в ее пределах выполнен в основном терригенными породами юрско-мелового и кайнозойского возраста общей мощностью от нескольких де-

сятков метров на бортах до 11-12 км в северной, наиболее погруженной ее части (Ево-Яхинская впадина) (Нефтегазоносные бассейны..., 1994).

Тектоническое строение доюрского основания геосинеклизы и осадочного чехла подробно рассмотрено в работах В.С. Бочкарева, Г.К. Боярских, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, О.Г. Жеро, Н.И. Змановского, А.Э. Конторовича, В.Н. Крамника, Г.Ф. Кузнецова, Е.М. Максимова, К.И. Микуленко, И.И. Нестерова, П.В. Пенягина, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, Л.В. Смирнова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Тимофеева, Э.Э. Фотиади, В.И. Шпильмана и многих других исследователей.

По данным большинства авторов фундамент Западно-Сибирской плиты имеет сложное гетерогенное строение и образован сочленяющимися зонами покровно-складчатых и платформенных (на востоке) крупнейших тектонических мегаблоков различного возраста консолидации (Фотиади, Сурков, 1967; Жеро и др., 1968; Гурари, Трофимук, Фотиади, ред., 1971; Конторович, Нестеров, Салманов и др., 1975; Сурков, Жеро, 1981; Сурков и др., 1998; Конторович, Сурков, ред., 2000 и др.). Складчато-глыбовые сооружения рифейско-палеозойского возраста представлены сложно построенным дислоцированным комплексом метаморфизованных эффузивно-терригенных пород докембрия и нижнего палеозоя, сформированных в байкальскую складчатость и перекрытых мезозойско-кайнозойскими осадочными образованиями (Рисунок 5.1.).

Отложения собственно платформенного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают нижние плитные этажи фундамента и вулканогенно-осадочные толщи триаса. Согласно характеристике особенностей тектонического строения, выявленных исследованиями многих авторов, тектонический облик Западно-Сибирской плиты формировался на протяжении нескольких геотектонических этапов.

Активный орогенез в ранней – средней перми и последующее интенсивное разрушение контрастной горной страны с тектоно-магматической активизацией, наступившей в конце раннего – среднем триасе предопределили формирование в ее пределах специфических вулканогенно-осадочных комплексов (Гурари, Микуленко, Старосельцев, 1971; Гурари, Будников, Девятов, 1988).

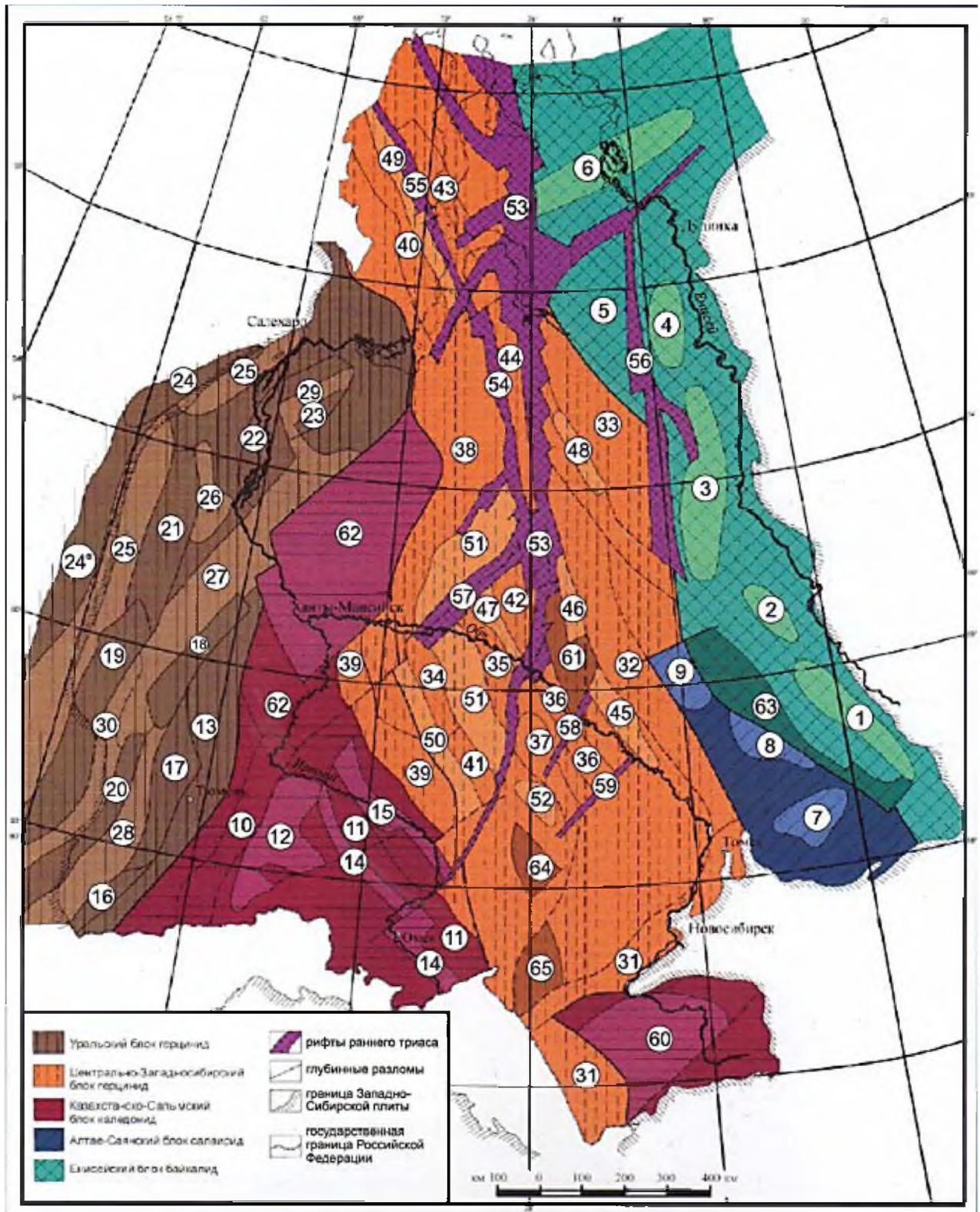


Рисунок 5.1 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (по О.Г. Жеро, А.Э. Конторовичу, В.П. Коробейникову, В.Н. Крамнику, Л.В. Смирнову, В.С. Суркову, 2005)

Условные обозначения к Рисунку 5.1.

1-65 – структурные зоны: 1-6 – Енисейский блок (1 – Касская, 2 – Дубчесская, 3 – Бспхская, 4 – Маковская, 5 – Надояхская, 6 – Усть-Енисейская); 7-9 – Алтае-Саянский блок (7 – Тегульдетская, 8 – Алинская, 9 – Ажарминская впадины); 10-11 – Казахстанско-Салымский блок (10 – Тобольский, 11 – Солдатско-Михайловский унаследованные антиклинории); 12-15 – краевые прогибы и впадины (12 – Вагай-Ишимская впадина, 13 – Урало-Казахский, 14 – Иртышский, 15 – Тарско-Муромцевский прогибы); 16-30 – Уральский блок (16 – Троицко-Кенгусайский, 17 – Шадринский, 18 – Шаимский, 19 – Исетско-Салдинский, 20 – Камышловский, 21 – Сартыньинский, 22 – Северо-Сосьвинский, 23 – Полуйский, 24 – Ляминский, 24а – Ураловский унаследованные антиклинории); 25 – Тагильский, 26 – Сысконсыннинский, 27 – Шеркалинский, 28 – Талицкий, 29 – Гортский, 30 – Алапаевский унаследованные синклинории); 31-44 – Центрально-Западносибирский блок (31 – Новосибирско-Калба-Нарымский, 32 – Пыль-Караминский, 33 – Тазовский, 34 – Верхневасюганский, 35 – Нижневартровский, 36 – Назино-Сенькинский, 37 – Васюган-Пудинский, 38 – Сургутско-Пурнейский, 39 – Верхнедемьянский, 40 – Нурминский, 41 – Каймысовский, 42 – Аганский, 43 – Северо-Ямальский, 44 – Пурский инверсионные антиклинории); 45-52 – межгорные и краевые прогибы и впадины (45 – Нарымско-Колташевская, 46 – Ларьякский, 47 – Айгольский, 48 – Верхнетолькинский, 49 – Нейтинский, 50 – Чековский прогибы; 51 – Югано-Покурская, 52 – Нюрольская впадины); 53 – 59 – рифты раннего триаса (53 – Колтогорско-Уренгойский, 54 – Худуттейский, 55 – Ямальский, 56 – Худосейский, 57 – Аганский, 58 – Усть-Тымский, 59 – Чузикский); 60-65 древние массивы (60 – Барнаульский, 61 – Усть-Тымский, 62 – Уват-Ханты-мансийский, 63 – Верхнекетский, 64 – Межовский, 65 – Ипатовский).

Доплитные осадочные образования туринской серии триаса накапливались в наиболее опущенных грабенообразных впадинах сильно расчлененного рельефа. В литологическом плане они представлены песчанистыми темно-серыми неясно-слоистыми алевролитами с линзами и прослоями конгломератов органогенно-карбонатного состава. По данным палинологов наиболее древние палинокомплексы триаса (индский, оленекский, анизийский и ладинский), встреченные в пределах юго-востока Западно-Сибирской плиты, приурочены к нижнему отделу и анизийскому ярусу среднего триаса (Стратиграфия..., 2000). Лишь в отдельных скважинах возраст пород определен как переходный от среднего к верхнему триасу. Породы триасовой формации, встречены в единичных скважинах на юго-востоке Западной Сибири и представлены туфогенными грубозернистыми пестроцветными песчаниками и гравелитами с прослоями алевролитов, аргиллитов и редких маломощных углей. Крупнейший перерыв в осадконакоплении датируется средним - верхним триасом (Стратиграфия..., 2000).

Начало важнейшего домезозойского этапа сопровождалось окончательным затуханием герцинской складчатости и созданием к концу триасового периода значитель-

ных по площади денудационных площадей, обусловивших интенсивный размыв сформированных осадков (Гурари, Будников, Девятов, 1988). Позднетриасовые грабен-рифты и разделяющие их межрифтовые поднятия контролировали формирование структуры базальной инициальной части осадочного чехла (Рисунок 5.2.) (Смирнов, Сурков, Крамник, 2005, Алексеев, ..., 2009).

Следующий этап тектонической активности приходится на геттанг-плинсбах-аален (Саркисян и др., 1967; Конторович и др., 2001). Положение наиболее опущенных депрессионных зон определили начавшийся в позднем триасе рифтогенез, расчленивший древний палеорельеф на отдельные тектонические блоки (поднятия-останцы фундамента). Юрские монолитные эрозионно-тектонические выступы фундамента интенсивно росли с формированием многочисленных разломных зон и обеспечили поставку грубообломочного материала в наиболее погруженные участки надрифтовых желобообразных впадин (Сурков и др., 1991). Область наиболее интенсивного прогибания, находившаяся на севере плиты, постепенно расширялась, захватывая центральные и более южные и юго-восточные районы Западной Сибири.

Традиционно, по юрско-меловым отложениям в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы выделяют внешнюю неглубоко погруженную область, моноклиналиного строения, и внутреннюю область, которая условно разделяют на Среднеобскую (центральную) региональную ступень и северную погруженную (Ямало-Карскую региональную депрессию) зоны (Рисунок 5.3.). Для внешнего пояса плиты характерно наличие незамкнутых и полузамкнутых крупных моноклиналей и незначительное развитие крупных замкнутых положительных и отрицательных структур всех порядков.

Во внутренней области широкое распространение имеют замкнутые положительные и отрицательные тектонические элементы - крупные мегазоны как линейной (мегавалы и мегапрогибы), так и изометричной морфологии (своды, впадины), с преобладающей субмеридиональной ориентировкой структур. Наиболее крупными надпорядковыми структурами северной Ямало-Карской депрессии являются Карская, Антипаютинско-Тадебеяхинская и Большехетская мегасинеклизы. В центральной Среднеобской области наиболее крупными являются Обь-Васюганская и Куржинская гряды, Хантейская гемаантеклиза) и Мансийская синеклиза (Дробышев, Казаринов, ред.1958,

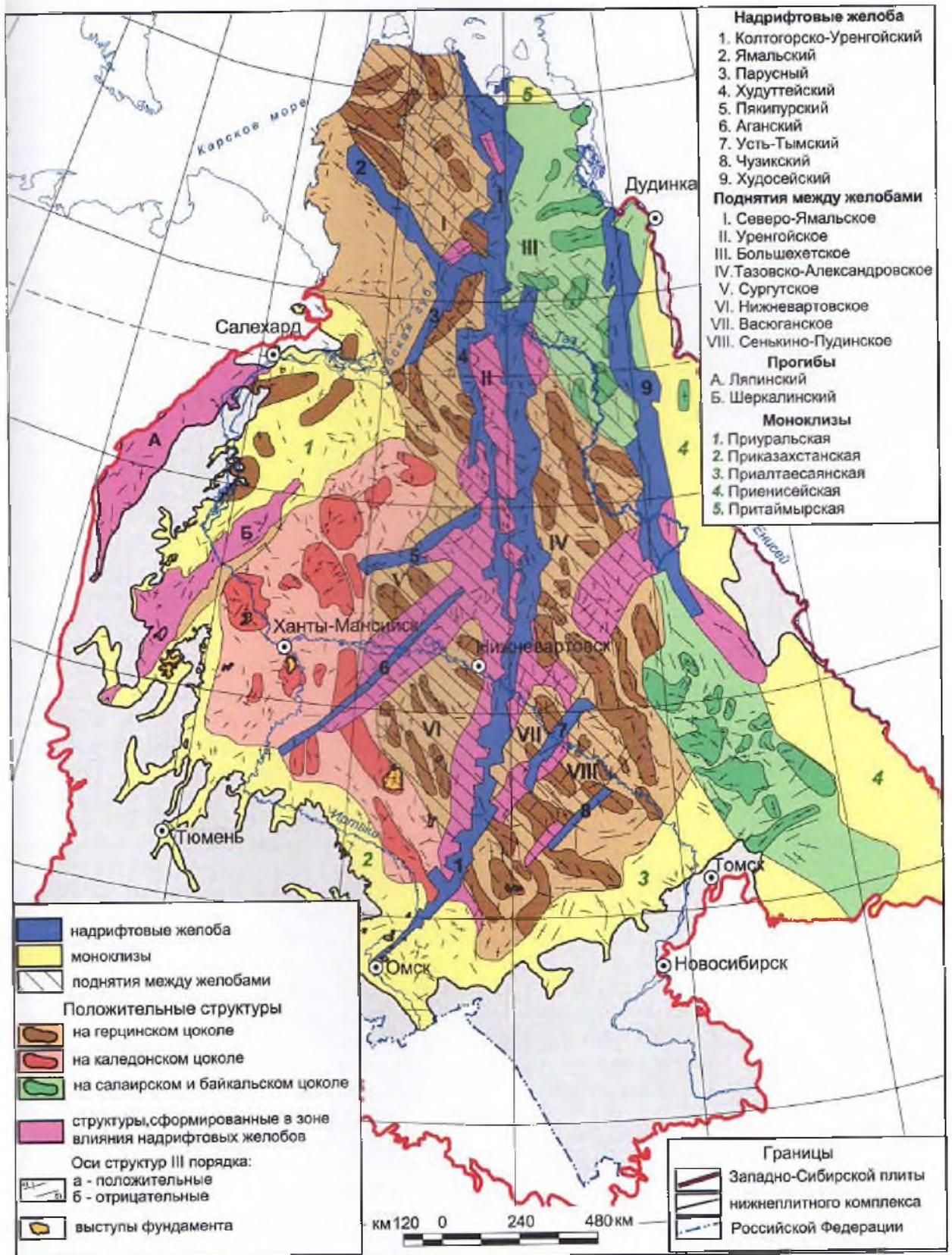


Рисунок 5.2 – Карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты (по Л.В. Смирнову, В.С. Суркову, В.Н. Крамнику, 2005)

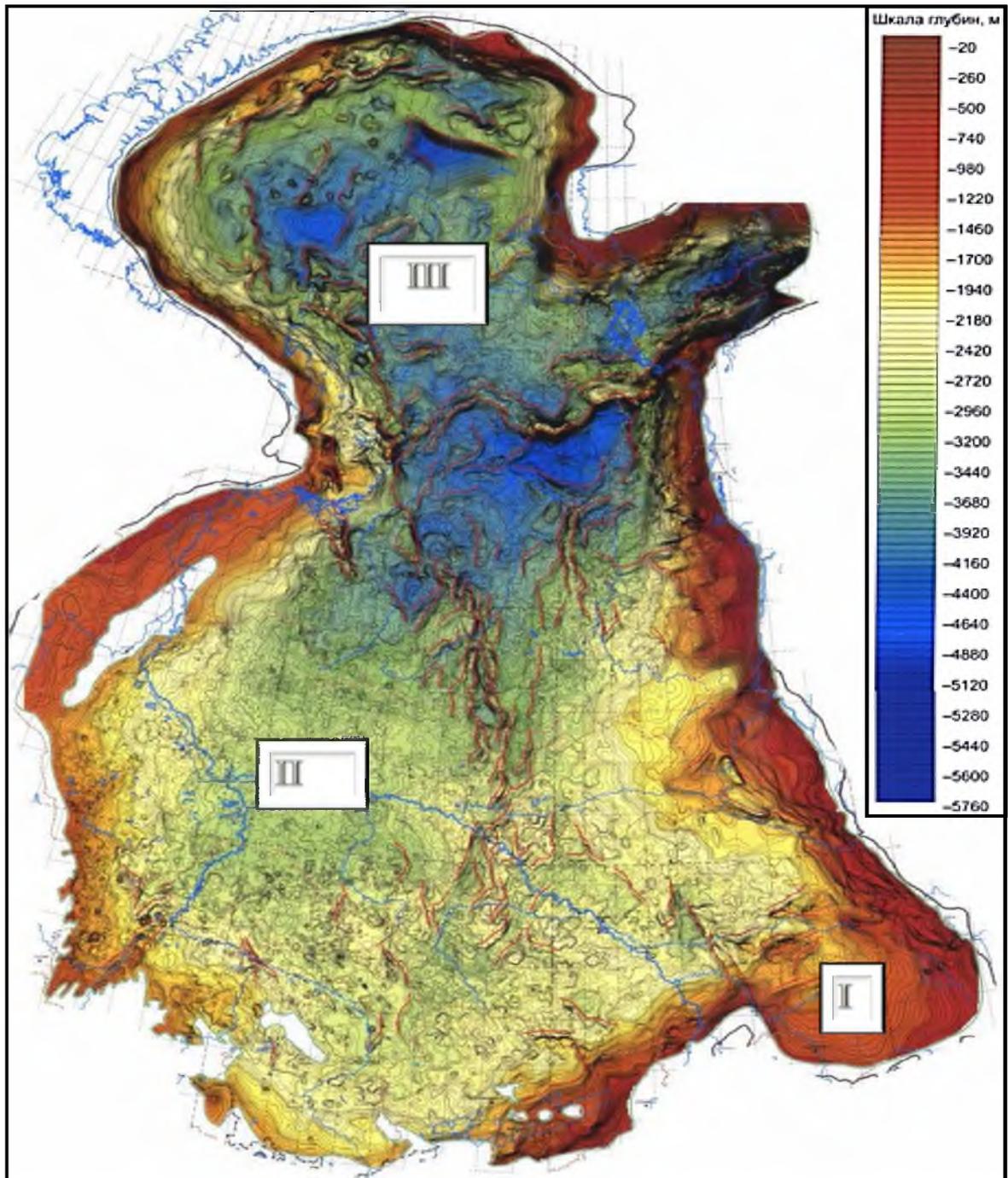


Рисунок 5.3 – Структурная карта Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса (А.Э. Конторович, 2001):

*I – внешняя тектоническая область; II – центральная тектоническая область;
III – северная тектоническая область*

Рудкевич, 1976, Гурари, Микуленко, Старосельцев и др., 1971, Конторович, Нестеров, Салманов и др., 1975 и многие другие авторы).

В качестве принципиальных отличий между положительными тектоническими элементами I порядка центральной и северной частей Западной Сибири называют примыкание подавляющего большинства структур Ямало-Карской региональной депрессии к Внешнему поясу. В пределах же Среднеобской региональной ступени отличительной чертой является широкое развитие структур, как примыкающих к границе Внешнего пояса, так и осложняющих внутреннюю часть региональной структуры (Конторович, 2000). Последний этап связан с тектонической активизацией движений в коньяк–туронское время, в которое происходил интенсивный рост большинства положительных разнопорядковых тектонических структур (Конторович, 2000).

Обширная территория Западно-Сибирской плиты способствовала развитию различных направлений и тектонических школ, сформировавших неоднозначные взгляды и точки зрения на тектоническое строение горизонтов фундамента и платформенного чехла и в целом на историю геотектонического строения самой геосинеклизы.

В 1963 году на Межведомственном совещании во ВНИГРИ, были приняты основные положения по классификации структур платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. На этой основе в дальнейшем коллективами тектонистов ленинградской и сибирской школ были разработаны и приняты схемы складчатого фундамента и осадочного чехла для всей Западной Сибири и для ее отдельных регионов. Следует отметить, что на протяжении более чем пятидесятилетней истории исследований тектонического строения территории Западной Сибири этот вопрос и сейчас является предметом горячих дискуссий.

Наиболее известными разработками в области тектоники являются:

- 1) структурные карты, созданные в 60-х годах прошлого века, в результате совместных исследований сотрудников СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ и НИИГА;
- 2) карта дизъюнктивной тектоники Западно-Сибирской плиты, построенная на основе комплексной методики специалистами СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ и других организаций;
- 3) тектоническая карта мезозойско-кайнозойского осадочного платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, учитывающая новейшие (на конец 60-х гг.) дан-

ные о морфологии, дизъюнктивных нарушениях и истории формирования пликативных структур (Гурари, 1971);

4) схема тектонического районирования фундамента плиты, созданная под редакцией И.И. Нестерова (1974);

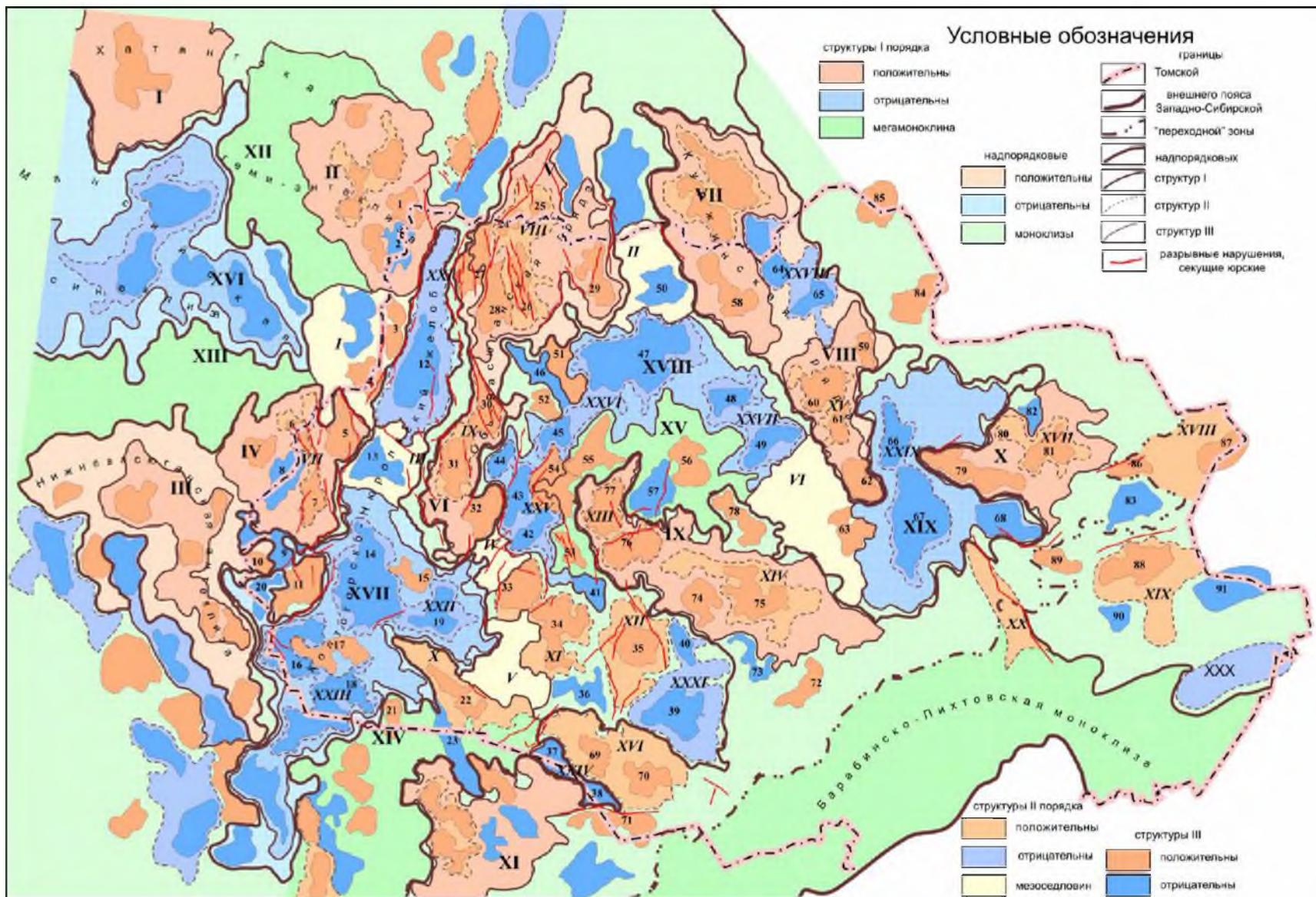
5) принципиально отличная от схемы И.И. Нестерова тектоническая карта 1981 года (под редакцией В.С. Суркова, 1981);

6) структурные карты, построенные по подошве плитного комплекса, кровле юрского и нижнемелового-туронского комплексов Западной Сибири, построенные специалистами ИГНГ СО РАН, в содружестве со специалистами научных и производственных организаций.

Проводимые автором детальные литолого-фациальные исследования юрско-меловых комплексов юго-восточной части территории изучения базируются на тектонической карте юрского структурного яруса Западной Сибири, разработанной для ее юго-восточной части, В.А. Конторовичем (В.А. Конторович и др., под редакцией А.Э. Конторовича, 2001) (Рисунок 5.4.). В отличие от классификации тектонических элементов, которая традиционно использовалась при построении карт тектонического районирования Западной Сибири в 70-90е годы (Межведомственное совещание при ВНИГРИ 1963г.) в разработанной авторским коллективом классификации, предлагается выделять тектонические элементы 4-х порядков: региональные, надпорядковые (более 60-100 тыс. км²), I порядка (6-10 - 60-100 тыс. км²), II порядка (0,2-0,3 - 5-6 тыс. км²), III порядка (менее 20 - 200 км²) порядка, мельчайшие (< 20 км²).

В рамках разработанного подхода В.А. Конторовичем и его соавторами все тектонические элементы разделены на 6 порядков: региональные, надпорядковые (0 порядка) - $S > 20000 \text{ км}^2$, I порядка - $S = > 5500-20000 \text{ км}^2$, II порядка - $S = > 1200-5500 \text{ км}^2$, III порядка - $S = > 200-1200 \text{ км}^2$, IV порядка - $S = 200 \text{ км}^2$.

Рисунок 5.4 – Тектоническая схема юрского структурного яруса (Конторович, 2001)



Тектоническая схема юрского структурного яруса (автор В.В. Конторович, 2001г)

СПИСОК СТРУКТУР I ПОРЯДКА		XXVIII Южно-Казанский мезопрогиб		36 Южно-Пудинский прогиб	
I	Сургутский свод	XXIX	Варгатский мезопрогиб	37	Северо-Казанский прогиб
II	Нижневартовский свод	XXX	Тугулустанский мезопрогиб	38	Южно-Казанская впадина
III	Верхнедальний свод	XXXI	Бакчарская мезовпадина	39	Южно-Парбигская впадина
IV	Каймысовский свод			40	Северо-Парбигский прогиб
V	Александровский свод			41	Южно-Соболиная впадина
VI	Средневазюганский мегасвод			42	Салатский прогиб
VII	Пыль-Караминский мегасвод			43	Центральный прогиб
VIII	Пайдунинский мегасвод			44	Северо-Мельджинская впадина
IX	Парабельский мегавыступ			45	Южно-Неготская впадина
X	Владимировский мегавыступ			46	Северо-Чкаловский прогиб
XI	Межовский мегавыступ			47	Неготская впадина
XII	Западно-Вартовская меганооклиналь			48	Северо-Пыжвинская впадина
XIII	Северо-Демьянская меганооклиналь			49	Южно-Пыжвинская впадина
XIV	Северо-Межовская меганооклиналь			50	Сангильская впадина
XV	Северо-Парабельская меганооклиналь			51	Мурасовский выступ
XVI	Юганская мегавпадина			52	Трассовое кп
XVII	Нурольская мегавпадина			53	Соболиный вал
XVIII	Усть-Тымская мегавпадина			54	Дубовой выступ
XIX	Восточно-Пайдунинская мегавпадина			55	Тростниковый выступ
				56	Тибинское кп
				57	Балкинская впадина
				58	Колонный вал
				59	Граничный вал
				60	Западно-Пайдунинское кп
				61	Береговое кп
				62	Куржонское кп
				63	Минское кп
				64	Северо-Косецкий прогиб
				65	Южно-Косецкая впадина
				66	Северо-Варгатская впадина
				67	Южно-Варгатская впадина
				68	Восточно-Варгатская впадина
				69	Таволжское кп
				70	Олимпийское кп
				71	Южно-Калачинский вал
				72	Тигинское кп
				73	Восточно-Иренинский прогиб
				74	Шудельское кп
				75	Илькинское кп
				76	Сивьинское кп
				77	Сивьинское кп

СПИСОК СТРУКТУР II ПОРЯДКА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)		СПИСОК СТРУКТУР III ПОРЯДКА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
I	Лелюкская мезоседловина	1	Советско-Сосновское кп
II	Караминская мезоседловина	2	Малореченская впадина
III	Черемшанская мезоседловина	3	Кедровско-Матюшкинское кп
IV	Шингинская мезоседловина	4	Ледовое кп
V	Чуякско-Чижалская мезоседловина	5	Катыльгинское кп
VI	Зайкинская мезоседловина	6	Первомайский вал
VII	Нововасюганский мезовал	7	Лонгивальский вал
VIII	Трайгородский мезовал	8	Южно-Турьятская впадина
IX	Васюганский мезовал	9	Северо-Караулашовский прогиб
X	Лавровский мезовыступ	10	Караулашовское кп
XI	Пудинское мезоподняtie	11	Кранивнинско-Моисеевское кп
XII	Гарелярское мезоподняtie	12	Ильжский прогиб
XIII	Восточно-Чижалское мезоподняtie	13	Южно-Колтогорская впадина
XIV	Колпашевский мезовал	14	Кулан-Игайская впадина
XV	Пайдунинско-Береговое мезоподняtie	15	Фестивальный вал
XVI	Калачинский мезовыступ	16	Осевои прогиб
XVII	Белоголовское мезоподняtie	17	Игельско-Таловое кп
XVIII	Ярский мезовыступ	18	Тазынский прогиб
XIX	Степановское мезоподняtie	19	Тамралская впадина
XX	Белоярский мезовыступ	20	Западно-Кранивнинский прогиб
XXI	Колтогорский мезопрогиб	21	Зимнее кп
XXII	Центральнокорольская мезовпадина	22	Лавровский вал
XXIII	Южно-Нурольская мезовпадина	23	Северо-Межовский прогиб
XXIV	Косецкий мезопрогиб	24	Охтеурское кп
XXV	Сампалский мезопрогиб	25	Валское кп
XXVI	Неготский мезопрогиб	26	Криволучный вал
XXVII	Пыжвинский мезопрогиб	27	Западно-Александровский выступ
		28	Полуденный выступ
		29	Окуновский вал
		30	Северо-Васюганское кп
		31	Новотеревинский вал
		32	Мельджинское кп
		33	Аугинское кп
		34	Юбилейное кп
		35	Чинжарское кп

Рисунок 5.5 – Условные обозначения к Рисунку 5.4:
Список структур I, II и III порядка Томской области

Наиболее полно тектоническое строение района отражает структурная поверхность по кровле баженовской свиты, к которой приурочен устойчивый в разрезе и по площади отражающий горизонт Па. Морфологические особенности строения этого горизонта достаточно хорошо характеризуют как нижележащую структурную поверхность кровли палеозойских образований (отражающий горизонт Φ_2), так и вышележащие выдержанные геологические горизонты кошайской пачки и кузнецовской свиты.

Структурная карта по отражающему горизонту Па в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты является главной основой, для детального тектонического районирования этой территории. В ее пределах исследованиями В.А. Конторовича и др. выделены разнопорядковые, крупные положительные и отрицательные структурные элементы, контролировавшие условия накопления и характер нефтегазоносности осадочных толщ на протяжении юрской эпохи седиментации (Конторович, 2002). К их числу отнесены:

- Обь-Васюганской гряды, осложненная Александровским сводом и Среднева-сюганским мегавалом, с продолжением гряды в северо-западном направлении Пудинским мезоподнятием; - Куржинская гряда на востоке территории;

- Нижневартовский и Каймысовский своды, осложненные в склоновых частях террасами, представляющими собой зоны моноклинального погружения структурной поверхности и ограниченными серией тектонических нарушений.

К отрицательным надпорядковым структурам отнесены: Колтогорско-Нюрольский желоб, включающий разнопорядковые структуры:

- Колтогорский мезопрогиб;
- Черемшанская мезоседловина;
- Нюрольская мегавпадина;
- Западно-Крапивинский прогиб;
- Усть-Тымская мегавпадина;
- Бакчарская мезовпадина.

Крупнейшими структурами III порядка являются незамкнутые *мезоседловины* (Ледянская, Шингинская, Чузикско-Чижапская, Караминская, Зайкинская, представляющие собой зоны сочленения антеклиз, синеклиз, мезоподнятий и мегамоноклиналей),

мегамоноклинали (Северо-Парабельская, Северо-Межовская), *мезовыступы* Калгачский, Лавровский, Владимировский и крупнейший Парабельский *мегавыступ*.

Все крупные тектонические элементы (структурные формы) осложнены серией локальных поднятий IV порядка. Тектоническая активность эрозионных останцов, периодически возобновляющаяся на различных этапах формирования осадочного чехла, предопределила наличие многочисленных разрывных нарушений, проникающих до меловых горизонтов, часто секущих юрские отложения.

5.3 Краткая характеристика литостратиграфических уровней исследования

Мезозойская терригенная формация, выполняющая платформенный осадочный чехол крупнейшего Западно-Сибирского бассейна, сформировалась во время устойчивого непрерывного пострифтового прогибания земной коры, вследствие эвстатического колебания уровня бореальных морей, определившего последовательность в заполнении ложа бассейна морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. Чередование трансгрессий и регрессии обусловило идеальную палеогеографическую ситуацию для формирования в ее пределах природных резервуаров (проницаемых пород-коллекторов) и перекрывающих их флюидоупоров.

Затухающая, но все еще относительно высокая тектоническая активность (от лайдинского (T_2) до ааленского веков (J_2)) вызвала накопление преимущественно грубозернистых, в меньшей степени алеврито-песчаных осадков в результате разрушения окружающих Западную Сибирь горных систем Урало-Монгольского складчатого пояса и Сибирской платформы (Баженов, 1989; Вакуленко, Ельцов, Ян, 2007; Гурари, Будников, Девятов, 1988; Гурари, 1989; Гурари, Девятов, Казаков, 1990; Огарков, Тищенко, 1989; Чернова, 2002). Кратковременная ингрессия на рубеже плинсбаха (J_{1pl}) и раннего тоара (J_{1t_1}) обусловила накопление отложений тогурской свиты (J_{1t_1}) (Девятов, 1987; Девятов, Князев, Сапьяник, 1988; Девятов, Казаков, 1991).

К началу байосса (J_2b) территория исследования превратилась в обширную аккумулятивную равнину с многочисленными выступами-останцами горных массивов, которые интенсивно разрушались в последующие 4 млн. лет. На большей ее территории господствовали условия континентального седиментогенеза и лишь в северных районах получили развитие существенно морские фации.

Современные очертания Западно-Сибирский осадочный бассейн приобрел к концу бата (J_2bt) – началу келловей (J_2kl) (Запивалов, Сердюк, Яшина, 1970; Гурари, 1971, Захаров, Шурыгин, 1978; Захаров, Месежников, Ронкина и др., 1983; Белозеров, Даненберг, Ковалева, 1984; Гурари, Будников, Девятков и др., 1988; Гурари, Девятков, Казаков, 1990, 1992; Вакуленко, Злобина, Ян, 2001; Гурари, Девятков, Демин, Еханин, Казаков и др., 2005; Меледина, Шурыгин, Дзюба, 2005; Шурыгин, 2005; Мясникова, Мухер, Волков и др., 2009; Вакуленко, Ян, 2010; Казаненков, Вакуленко, Ян, 2010; Девятков, Никитенко, Шурыгин, 2011 и другие авторы).

Устойчиво прогибавшаяся внутриконтинентальная Западно-Сибирская депрессия, залитая в северной части водами морского бореального бассейна, испытывала постепенное в течение ранней и среднеюрской эпох осадконакопления опускание с одновременным заполнением чаши бассейна осадками и поэтапным расширением площади морского влияния.

Относительно спокойная тектоническая обстановка последующих геологических эпох способствовала формированию преимущественно морских осадочных толщ. Начиная с келловей (J_2kl) на территории Западной Сибири господствовал обширный мелководный эпиконтинентальный морской бассейн, не имеющий современных аналогов. В его пределах шло формирование мелководных прибрежных аккумулятивных форм, со значительным участием активных дельтовых водотоков (Гурова, Казаринов, 1962; Корж, Зонн, Ульмасвай, 1973; Мухер, Ясович, 1979; Мкртычан, Филина, 1985; Гурари, Будников, Девятков и др., 1988; Гурари, 1989; Ежова, Цибульникова, 1989; Казаков, Девятков, 1994; Сурков, Серебренникова, Казаков, и др., 1999; Шурыгин, Никитенко, Девятков и др., 2000; Вакуленко, Злобина, Ян, 2001; Белозеров, 2007; Девятков, Никитенко, Шурыгин, 2005, 2011; Мясникова, Мухер, Волков и др., 2009; Хабаров, Ян, Вакуленко, Попов, Плисов, 2009; Чернова, 2010; Вакуленко, Ян, 2010; Ян, Вакулен-

ко, 2011; Ян, Вакуленко, Бурлева, Аксенова, Микуленко, 2011; Конторович и др., 2013 и другие авторы).

Существенным эпизодом юрской эпохи седиментации явилась обширная борельная волжская трансгрессии (J_3v-br), обусловившая формирования уникальной битуминозной толщи баженовской свиты, сыгравшей впоследствии ключевую роль в нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна (Булынникова, Гольберт, Климова, Конторович, 1978; Зонн, 1980; Мазур, 1980; Захаров, Сакс, 1983; Филина, Корж, Зонн, 1984; Бочкарев, Федоров, 1985; Брэдучан, Гольберт, Гурари, Захаров и др., 1986; Зонн, 1989; Девятов, 2009 и другие авторы).

Последующие позднеготеривский и барремский века морской бассейн, занимавший практически всю территорию Западной Сибири, значительно обмелел. На большей ее части господствовали континентальные условия низменной аккумулятивной равнины. На протяжении апта (K_{1ap}), альба (K_{1ab}) и сеномана (K_{2sm}) осадочные толщи накапливались в условиях развивающейся трансгрессии, с поэтапным формированием континентальных, переходных, прибрежно-морских и морских комплексов.

Обширная трансгрессия, достигшая максимума в туронском веке (K_{2tr}), предопределила накопление био- хемогенных толщ пород, представленных опоками, диатомитами, радиоляритами (Сакс, Ронкина, 1957, 1958, 1960; Байбородских, Булынникова, Карцева, Ронкина, 1969; Сакс, 1972; Сакс, Басов, Дагис и др., 1971; Атлас..., 1976; Булынникова, Гольберт, Климова, Конторович, Полякова, Решетникова, Турбина, 1978; Захаров, Никитенко, Алейников, Богомоллов, 1997; Захаров, Бейзель, Похиалайнен, 1989б; Алексеев, 2014).

Многими исследователями отмечается третий этап формирования Западно-Сибирского осадочного бассейна, связанный с раскрытием котловины Арктического бассейна, и последующим воздыманием с позднего эоцена земной коры его северных районов, вызвавшим постепенный уход палеоцен-эоценового моря за пределы Западной Сибири. За последующие геологические эпохи, вплоть до настоящего времени, территория бассейна превратилась в низменную аккумулятивную равнину (Гурари, 1971; Гурари, Девятов, Демин, Еханин, Казаков и др., 2005).

Юрские угленосные отложения, широко распространенные по всей территории Западной Сибири, с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на горизонтах верхнего триаса и сложнопостроенных палеозойских комплексах. В основу структурно-фациального районирования отложений юры положены представления сотрудников ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМСа о существенной перестройке ландшафтов, произошедшей на рубеже средней – позднеюрской эпохи осадконакопления, и повлекшей за собой кардинальную смену режима седиментации, и как следствие чередование фациальных зон с различным набором литогенетических типов пород (Гурари и др., 1988; Казаков, Девятов, 1990; Девятов, Казаков, 1991; Шурыгин и др., 2000, 2004).

Существование морских, переходных и континентальных фациальных областей предопределило фациально-генетические различия парагенетических ассоциаций нижне-, средне- и верхнеюрских осадочных пород и позволило установить в пределах изучаемой территории, следующие фациальные области: морскую Ямало-Гыданскую, переходную Обь-Газовскую и континентальную Обь-Иртышскую (Решения..., 2004; Гурари, Девятов, Демин и др., 2005) (Рисунок 5.6).

В генетическом плане каждая из областей сложена парагенетическими ассоциациями осадочных толщ, представляющих собой непрерывный фациальный ряд от морских отложений до континентальных, последние выделены авторами в качестве горизонтов – региональных хроностратиграфических подразделений, объединяющих по латерали одновозрастные породы различного литолого-фациального состава

Каждая область разделяется на внутренние фациальные зоны, в пределах которых, согласно многочисленным литолого-стратиграфическим исследованиям, отложения юрского возраста различаются полнотой разреза, вещественным составом и фациальными комплексами (Таблица 5.1.) (Девятов, Казаков, 1991).

В настоящее время, почти все исследователи, изучающие особенности строения юрских отложений Западно-Сибирской плиты пришли к выводу, что наиболее обоснованное расчленение и корреляция этой толщи связаны с выделением в осадочном разрезе горизонтов-маркеров, имеющих своеобразный литологический состав и различную степень латерального прослеживания. Выделенные региональные горизонты яв-

ляются реперными в стратиграфических исследованиях юры Западной Сибири, сложены песчано-алевритовыми (*зимний, шаратовский, надояхский, вымский и малышевский*) и четыре горизонта, сложенные глинистыми разностями (*левинский, китербютский (тогурский), лайдинский, леонтьевский*).

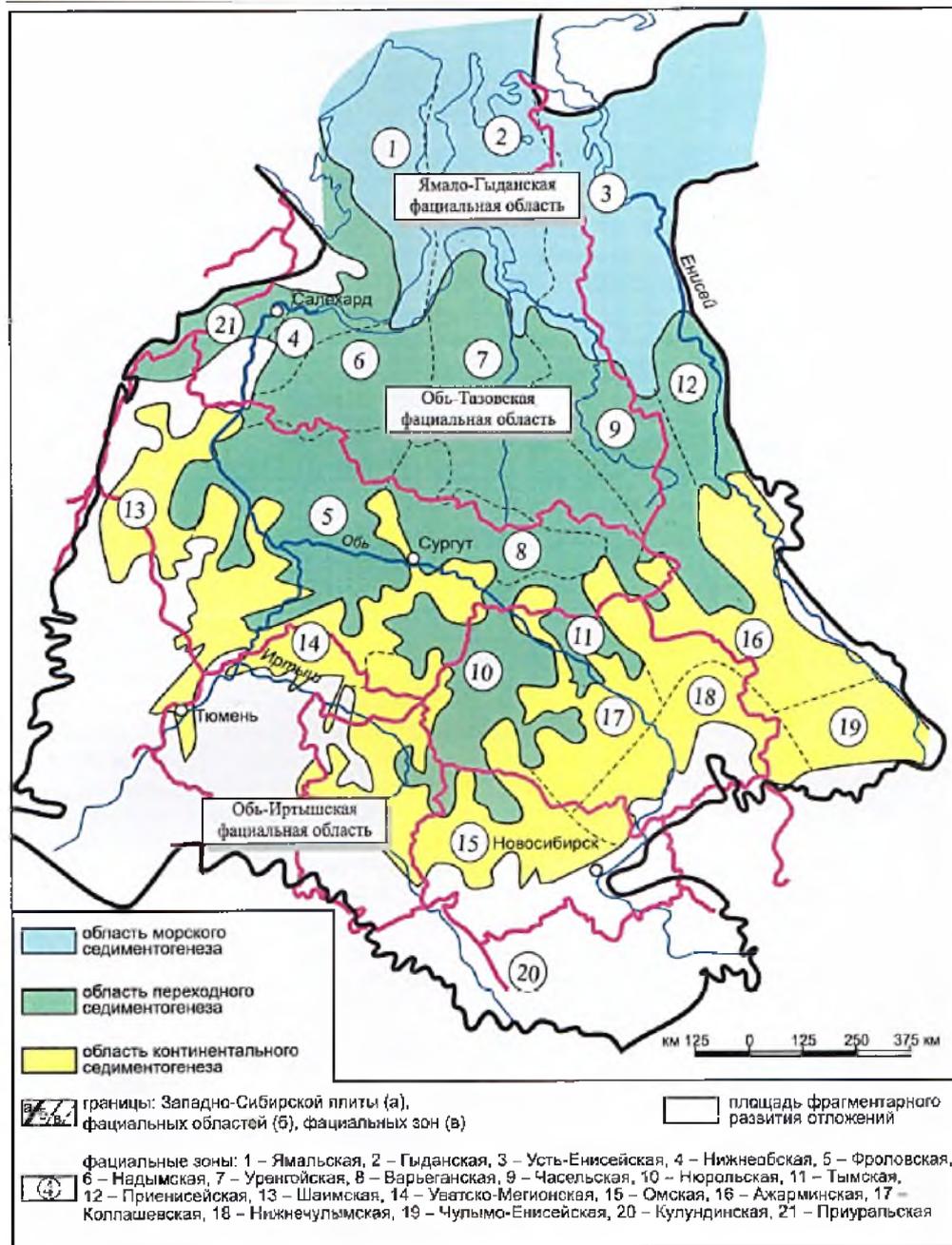


Рисунок 5.6 – Схема фациального районирования нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты (Казаков, Девятов, 1994)

Глинистые горизонты отвечают условиям формирования при трансгрессивном развитии территории бассейна и широком развитии низменных приморских лагунно-озерно-болотных равнин. Грубозернистые горизонты формировались в периоды относительного покоя, при активизации областей сноса и речных систем (Казаков, Девятов, 1994).

Таблица 5.1 – Краткая характеристика фациальных зон Западной Сибири
(по данным А.М. Казакова, В.П. Девятова и др., 1994)

Фациальные области	Фациальные зоны	Краткая характеристика
Ямало-Гыданская морская	Ямальская	преобладают морские и прибрежно-морские глинистые и песчано-алевритовые отложения, с многочисленными включениями раковин морских организмов. Общая мощность отложений составляет (800 – 950м)
	Гыданская	развиты наиболее глубоководные тонкозернистые отложения нижне-среднеюрского комплекса (до 15000м) мощностью. Глубоководные глинистые тонкодисперсные осадки, иногда битуминозные, с редкими песчано-алевритовыми прослоями турбидитового генезиса
	Усть-Енисейская	характеризуется повышенными значениями мощности нижне-среднеюрских отложений (до 1400м), глинистыми и алеврито-глинистыми породами, изобилующими остатками морского бентоса
Обь-Тазовская переходная	Нижнеобская	ориентированы унаследовано выступам фундамента, расположены во внешнем тектоническом поясе Западно-Сибирской плиты, имеют сокращенные мощности отложений (300 – 500м)
	Приенисейская	
	Надымская	выделены в восточной и западной крайних частях внутренней погруженной области плиты; мощность отложений увеличивается до 1150 – 1270м
	Часельская	
	Уренгойская	занимает наиболее погруженную часть плиты и приурочена к Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту; характеризуется максимальными мощностями пород (1700м на поднятиях и более 2000м в наиболее прогнутых зонах) и полным стратиграфическим набором

		подразделений нижней-средней юры
	Варьеганская	выделяется в продолжение Уренгойской зоны на юге; отличается сокращенной мощностью отложений (до 1040м) и отсутствием отложений геттанга, синемюра и плинсбаха
	Фроловская	тяготеет к краевой части бассейна, характеризуется разрезами небольшой мощности (500 – 700м) и выпадением из разреза горизонтов нижней юры
	Нюрольская	характеризуется наличием всех подразделений нижней-средней юры, с частичной их редукцией на положительных структурах, большими мощностями отложений (до 900 – 1000м), мористостью осадков. Породы представлены в основном переслаиванием глинисто-алевритовых и песчаных пластов, с мелкими линзами паралических углей
	Тымская	
Обь-Иртышская континентальная	Шаимская	тяготеют к зоне выклинивания, отличаются маломощными (100 – 200м) сильно сокращенными разрезами
	Нижнечулымская	
	Кулундинская	отложения нижней-средней юры достигают мощности 800м и развиты фрагментарно, в отдельных грабенообразных впадинах
	Уватско-Мегионская	обрамляют бассейн с юго-запада, юга и юго-востока. Мощности отложений достигают 500 -840м, отсутствуют отложения геттанга, синемюра, частично плинсбаха
	Омская	
	Ажарминская	
	Колпашевская	мощность отложений нижней-средней юры достигает 600м
	Чулымо-Енисейская	расположена на юго-восточной окраине плиты и характеризуется интенсивной угленасыщенностью и полным объемом подразделений юры, мощность до 900м. Континентальные толщи содержат многочисленные углистые пласты и прослои угля, отложения полифациальные, грубо-крупнообломочные, косослоистые

Существование на территории Западной Сибири трех областей с различных типом седиментогенеза предопределило и внутреннюю структуру ландшафтных характеристик, со специфическим характером распределения полифациальных осадков. Ос-

новной чертой изученных разрезов юры является характерная трансгрессивно-регрессивная цикличность строения, особенно четко фиксируемая в морских разрезах.

В северных, центральных и юго-восточных районах Западной Сибири динамика формирования юрской толщи, заполняющей локальные впадины и покрывающей валы и своды, хоть и отличается спецификой проявления седиментогенеза, но имеет общие закономерности его протекания и формирования однотипных природных резервуаров.

Существование на территории исследования трех различных фациальных областей обусловило формирование рассматриваемых типов природных резервуаров в обстановках морской, переходной и континентальной группы осадочных систем или макрофаций. Существенное различие режимов седиментации вызвала постепенная смена направления основных трансгрессий, климатических изменений и неравномерного перемещения с востока на запад положения морского осадконакопления ранне-среднеюрскую, позднеюрскую, раннемеловую и позднемеловую эпохи осадконакопления в пределах Западно-Сибирского палеобассейна (Стратиграфия..., 2000, Геологическое строение ..., 2005).

Литолого-стратиграфическая характеристика меловой формации базируется на современных представлениях о соотношении общих, региональных и литостратиграфических подразделений мезозоя, сформировавшихся за последнее десятилетие, освещенных в многочисленных публикациях многих исследователей-стратиграфов.

Мощная толща меловых отложений представлена большим количеством меловых стратонов (мегионской (нижнехетской), заполярной, (суходудинской), ереямской (малохетской), покурской, кузнецовской, часельской (березовской) танамской (ганькинской) и др. свитами, границы и стратиграфический объем которых определены по результатам анализа материалов ГИС, литологических описаний керна скважин, выполненных с привязкой данных комплексных палеонтологических исследований керна (макро-, микрофауна, палинология) и обоснованием датировки, расчленения и корреляции продуктивных отложений в различных районах Западной Сибири.

На исследуемой территории меловые отложения имеют четкое трехчленное строение, отвечающее трем этапам седиментации, характеризуются специфическими чертами строения, наборами свит, фациальными комплексами. Отложения, сформиро-

ванные в определенные этапы осадконакопления, отнесены по схемам районирования меловых отложений к определенным надгоризонтам, по каждому из которых разработаны свои региональные стратиграфические схемы (Решения..., 1991).

Неокомский надгоризонт (берриас – аптские отложения) отвечает регрессивному этапу развития нижнемеловой терригенной формации, ограничен опорными отражающими сейсмическими горизонтами, по предложению Ю.В. Брадучана, отнесен к зареченскому надгоризонту (Решения..., 1991). В литологическом плане характеризуется многочисленными типами разрезов, разной пространственной ориентировкой и сложным сочетанием различных полифациальных осадочных систем, изменчивым характером фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Рисунок 5.7). Отличительной геологической чертой формаций неокома является их резко выраженное клиноформное строение, детально охарактеризованное в большинстве научных публикаций (Трофимук, Фотиади, Гурари, 1972; Конторович, Нестеров, Салманов, 1975; Мкртычан, Трусов, Белкин, Дегтев, 1987; Нежданов, Огибенин, Куренко и др., 1990; Приобская нефтеносная зона... 1996; Захаров, Никитенко, Алейников, Богомоллов, 1997; Карогодин, Казаненков. Рыльков. Ершов, 2000; Проблемы стратиграфии..., 2003; Региональные стратиграфические схемы..., 2005; Курчиков, Бородкин, Храмцова, 2010 и многие другие авторы).

Апт-альб-сеноманские отложения на большей части Западной Сибири представлены мощной толщей преимущественно континентальных образований, объединенных в единый **покурский надгоризонт**, выделенный на основе покурской свиты (серии) и объединяющий викуловский, ханты-мансийский и уватский горизонты. Для этого стратиграфического интервала выделено 9 районов (Рисунок 5.8.).

Морские отложения картируются преимущественно в западных районах и четко распознаются по данным керна и ГИС. Покурская свита представляет наиболее мощную часть мелового разреза, требующую в настоящий момент детальной увязки многочисленных продуктивных пластов, развитых в пределах ее сеноманской части и содержащих уникальные объекты разработки – пластово-массивные, преимущественно газовые залежи (пласты групп ПК).

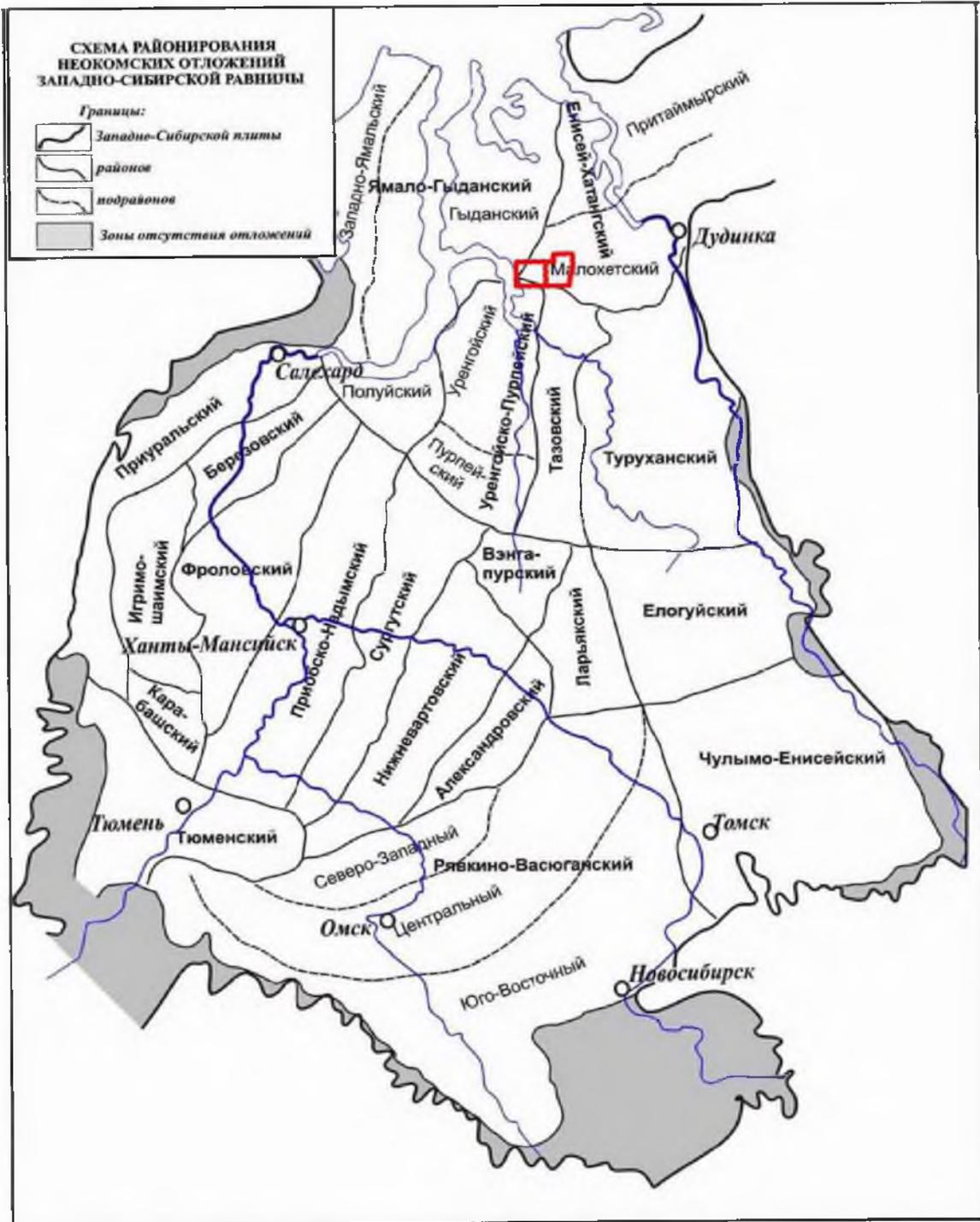


Рисунок 5.7 – Схема лито-фациального районирования неокомских отложений Западной Сибири (Региональная стратиграфическая схема..., 2005)

Условные обозначения:

- 1 – граница Западно-Сибирской равнины; 2 – границы распространения верхнемеловых отложений; 3 – границы района; 4 – граница подрайона; 5 – район; 6 – подрайон.

Региональная стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Западной Сибири приведена на Рисунке 5.9.

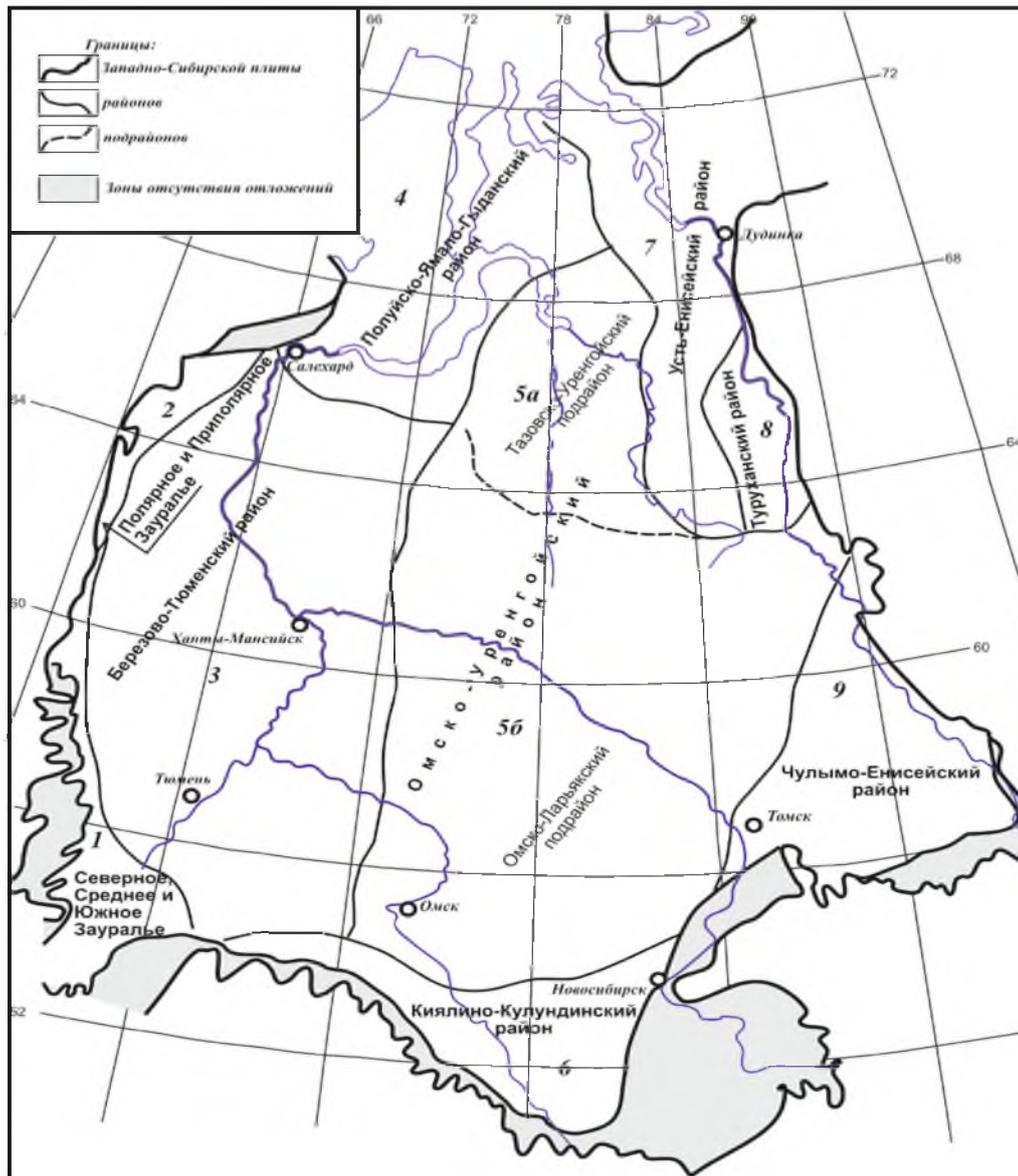


Рисунок 5.8 – Схема лито-фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири (Региональная стратиграфическая схема, 2005)

Условные обозначения:

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

В этом интервале мелового разреза резко превалирует доля отложений морского генезиса, сформированных в условиях расширяющейся морской трансгрессии, начавшейся в начале турона. Все выделенные фациальные районы

достаточно полно охарактеризованы керновым материалом, позволившим существенно уточнить стратиграфический объем, выделенных стратонов.

В диссертационной работе юрско-меловые природные резервуары рассмотрены с позиций их формирования в пределах основных региональных стратиграфических подразделений – горизонтов, отражающих специфические этапы осадконакопления. Каждый из них сформирован при определенном режиме осадконакопления, имеет литологическую и палеонтологическую характеристику. Положение границ горизонтов относительно подразделений общей стратиграфической шкалы определено на разрезах морской юры Западной Сибири и на основе сопоставления с аналогичными толщами севера Средней Сибири (Шурыгин и др., 2000).

Подробная стратиграфическая характеристика изучаемых отложений в работе не приводится, так как не являлась основной целью исследования. Автор опирался на детальные литолого-стратиграфические характеристики, описание которых отражено в фундаментальных работах Л.Ю. Аргентовского, А.Л. Бейзеля, В.Б. Белозерова, В.Н. Бородкина, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, А.Н. Брехунцова, Н.А. Брылиной, А.А. Булынниковой, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, В.П. Девятова, Н.П. Дещеня, С.В. Ершова, В.А. Захарова, К.В. Зверева, М.С. Зонн, В.И. Игошкина, В.И. Ильиной, В.М. Кабановой, Ю.Н. Карогодина, И.Г. Климовой, Г.Н. Комардинкиной, М.В. Корж, О.Н. Костеша, Н.Х. Кулахметова, А.Р. Курчикова, Н.К. Лебедевой, В.А. Маринова, Л.Г. Марковой, О.М. Мкртчян, Н.К. Могучевой, А.Л. Наумова, И.И. Нестерова, В.В. Огибенина, В.М. Подобинной, Л.В. Ровниной, М.К. Родионовой, З.З. Ронкиной, Н.Н. Ростовцева, В.Н. Сакса, В.В. Сапьяника, С.Г. Саркисян, Г.М. Татьянина, Л.Г. Ткачевой, А.Ф. Хлоновой, О.В. Хоментовского, Ю.Ф. Широковой, В.И. Шпильмана, Б.Н. Шурыгина, Г.С. Ясовича и многих других исследователей. Приуроченность изученных природных резервуаров к горизонтам приводится в Таблице 5.2.

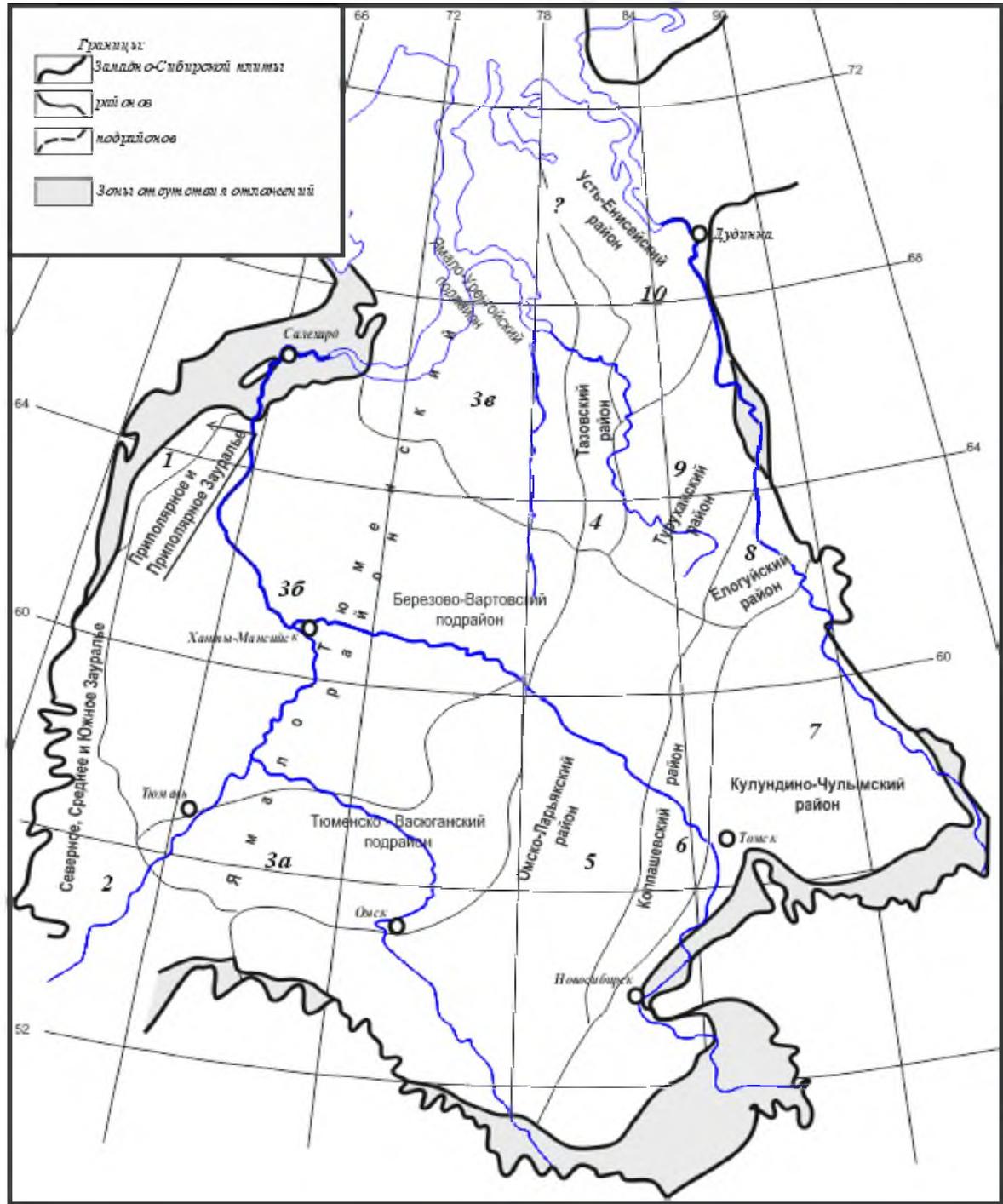


Рисунок 5.9 – Схема лито-фациального районирования верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири (Региональная стратиграфическая схема, 2005)

Условные обозначения:

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

Таблица 5.2 – Литолого-стратиграфическая приуроченность изученных природных резервуаров (Решения..., 1991; Стратиграфия..., 2000)

Природные резервуары	Пласты, свиты	Горизонт, возраст	
Макрофации дельт приливно-отливного типа, барьерно-барово-лагунного побережья	покурская свита (пласты гр. ПК)	Покурский	Мессояхская гряда,
Макрофации приливно-отливного побережья, эстуариев, барьерно-барового побережья	викуловская свита (пласты ВК)	Викуловский	Красноленинский свод
Макрофации глубоководья, с преимущественно биогенным осадконакоплением	баженовская (пласт Ю ₀), тутлеймская, гольчихинская, даниловская, марьяновская, даниловская, яновстанская свиты	Баженовский (верхи нижневолжского – низы нижнеберриасского подъяруса)	Вся территория Западно-Сибирской геосинеклизы: <i>наиболее глубокие части бассейна (более 400 м) – Карская и Большехетская мегасинеклизы; относительно глубокие зоны (100-200 м) – центральная, большая часть геосинеклизы; зона мелкого моря (25-100 м) – северо-восточные и юго-восточные периферийные части геосинеклизы; мелководье (глубины менее 25 м) – прибреговые окраины</i>
Макрофации относительного глубоководья, трансгрессивные песчаные горизонты подводных гряд и баров	гольчихинская, абалакская свиты, Ю ₀ ¹ -барабинская пачка	Георгиевский (верхи верхнего оксфорда – низы нижневолжского подъяруса)	Карская и Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклизы, Агапско-Енисейский желоб и большая часть Большехетской мегасинеклизы и Надымской гемисинеклизы (<i>глубины 100-200 м</i>)
Макрофации трансгрессивных песчаных подводных гряд и баров в условиях мелкого моря	георгиевская свита,		Центральная часть геосинеклизы до Казахстанского нагорья (<i>глубины 25-100 м</i>)
Макрофации прибрежной части моря	в западной части – лопсинская, даниловская и нурминская свиты; на северо-востоке – яновстанская и сиговская свиты; юго-восточная часть – марьяновская свита		По периферии центральной части Западно-Сибирской геосинеклизы
Макрофации переходные к континентальным	максимоярская, баганская свиты		Крайние юго-восточные части геосинеклизы
Макрофации морского относительно мелководья	гольчихинская свита (<i>северо-восточная часть ЗСБ</i>);	Васюганский	Карская, Антипаютинско-Тадебеяхинская и

ного (не более 100 м) бассейна	абалакская свита,	(верхи верхнего бата – нижняя половина верхнего оксфорда)	Большехетская мегасинеклизы, на запад, в сторону Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы, на восток - в пределы Агапско-Енисейского желоба; Красноленинская мегамоноклиза, частично Надымская гемисинеклиза, Мансийская синеклиза, Зауральская, Тюменская и Южно-Надымская мегамоноклизы
Макрофации мелководного (не более 25 м) бассейна: макрофации барьерно-баровые; макрофации лагун; эстуарии	горизонт Ю-I: пласты Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴ верхневасюганской под-свиты, пахомовская пачка, сиговская, абалакская и даниловская свиты, вогулкинская толща		центральная часть геосинеклизы с расположенными в ее пределах крупными поднятиями (Сургутский, Нижневартовский своды, Обь-Васюганская гряда, Верхневасюганская антеклизы и др.) и разделяющими их прогибами; Тазовский структурный мегазалив, Красноселькупская моноклиза, Предьенисейская мегамоноклиза
Прибрежная равнина, периодически заливаемая морем: макрофации дельт флювиального и волнового типов	наунакская, татарская свиты		Восточная периферия Предьенисейской мегамоноклизы. территория между Нюрольско-Колтогорским желобом и Тегульдетской мегагемисинеклизой и Барабинско-Пихтовской мегамоноклизой
Преимущественно морские макрофации: относительного заливного и морского глубоководья с прибереговыми и лагунными макрофациями	низы гольчихинской и абалакской, маурыньинской, нурминской свит, нижневасюганской подсвиты и точинской свиты, лагунные осадки низов татарской свиты, а также переходные и континентальные осадки низов наунакской (пласты Ю ₁ ⁵ и Ю ₁ ⁶), даниловская свита; трансгрессивный горизонт Ю ₂ ⁰ ;		Карская и Антипаютинско-Тадеебахинская мегасинеклизы (<i>аргиллиты абалакской свиты - море с глубинами 200-400 м</i>); западная часть Большехетской мегасинеклизы, от Агапско-Енисейского желоба до Верхнедемьянского мегавала (<i>мелководная часть бассейна глубиной от 100 до 200 м</i>); от восточных бортов Зауральской и Тюменской мегамоноклиз мелководная зона (<i>глубиной 25-100м</i>); вдоль восточного борта Колтогорско-Нюрольского желоба и западного борта Тюменской мегамоноклизы (<i>зона моря глубиной менее 25 м</i>)
Система архипелаговых	вогулкинская толща		Шаимский мегавыступ и

островов			др.
Прибрежная равнина, периодически заливаемая морем, лагуны	низы даниловской и маурыньинской свит		Южная и юго-восточная периферийная окраины, включая Красноленинскую мегасинеклизу, Северо-Межовскую и Северо-Парабельскую мегамоноклинали, Красноселькупскую моноклизу
Низменная аккумулятивная равнина	тяжинская свита		отдаленные южные и юго-восточные территории ЗСБ
Макрофации морского относительно мелководного (не более 100 м) бассейна	группа песчаных пластов Ю ₂₋₆ верхней подсвиты тюменской свиты; малышевская свита;	Мальшевский (верхи верхнего байоса до нижней половины верхнего бата)	Карская, Антипаютинско-Тадобияхинская мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб; Приенисейская зона
Макрофации мелководного (не более 25 м) бассейна; макрофации дельтовых систем; макрофации флювиальных систем равнинного типа; макрофации озерно-болотные			Вся северная и центральная (до Юганской мегавпадины), вплоть до юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна
Внутрибассейновые источники сноса - выступы фундамента - макрофации пролювиальных конусов и рек горного типа	преимущественно тонкозернистыми образованиями, с обособлением песчаных пластов Ю ₇₋₁₀ , входящих в состав средне-тюменской (сандибинской) подсвиты, вымская и леонтьевская свиты, верхнеитатская подсвита	Леонтьевский (верхи верхней части нижнего байоса и низы верхнего байоса)	Локальные участки на юге бассейна: территория современных Верхнедземьянского мегавала, Западно-Межовского, Пайдугинско-Берегового и Степановского куполовидных мезоподнятий
Прибрежная равнина, временами заливаемая морем, с прибрежно-морскими, дельтовыми и лагунными (временами ингрессионными), отчасти озерно-болотными макрофациями			Тегульдетская мегагемисинеклиза
Макрофации морского относительно мелководного (не более 100 м) бассейна			Вымский (верхняя часть верхнего аалена и низы нижнего байоса)
Прибрежная равнина, временами заливаемая морем, с прибрежно-морскими, дельтовыми и лагунными (временами ингрессионными), отчасти озерно-болотными макрофациями	группа песчаных пластов Ю ₁₁₋₁₄ входящих в состав нижней подсвиты тюменской свиты (толькинской) подсвиты с углем У ₁₀ в кровле		На западе, юге и востоке ЗСБ, вплоть до Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы; юго-восточная часть ЗСБ (от Колтогорско-Нюрольского желоба до Предьенисейской мегамоноклизы, Вдоль западного борта геосинеклизы в пределах Зауральской, Тюменской и значительной части Красноленинской мегасинеклизы

			моноклиз
Макрофации флювиальных систем равнинного типа; макрофации озерно-болотные			Современная территория Надымской гемисинеклизы и Среднепурского наклонного мегажелоба, Нюрольская, Усть-Тымская, Бакчарская, Пайдугинская впадины, Колтогорский мегапрогиб
Макрофации мелководного открытого моря	алеврито-глинистая пачка верхней подсвиты салатской свиты; с пластом угля У ₁₄ в верхах горизонта	Лайдинский (верхняя часть нижнего и нижняя часть верхнего аалена)	Южно-Карская мега-впадина и Большехетская мегасинеклиза (на западе) и Агапский прогиб (на востоке)
Макрофации озерно-болотные с развитием мощных торфяников; макрофации мелких флювиальных систем равнинного типа			Все депрессионные зоны центральной и юго-восточной части ЗСБ
Прибрежная равнина, временами заливаемая морем, с прибрежно-морскими, дельтовыми и лагунными макрофациями	Группа пластов Ю ₁₅ (<i>по Томской индексации</i>) салатской, пешковской, итатской свит, аналогов пласта Ю ₁₀ (<i>по тюменской индексации</i>), нижняя часть верхнекотухтинской, верхнешеркалинской и верхнегорелой подсвит, яны-маньинской свиты	Надояхский (верхняя часть нижнего тоара – тоар поздний – низы нижнего аалена)	Надымская гемисинеклиза, Южно-Надымская и северная часть Красноленинской мегамоноклиз
Реки меандрирующего типа			Нюрольская, Усть-Тымская, Бакчарская, Пайдугинская впадины, Колтогорский мегапрогиб, Владимирская мезоноклиналь, Тегульдетская мегасинеклиза
Внутрибассейновые источники сноса - выступы фундамента – макрофации пролювиальных конусов и рек горного типа			Центрально-Сургутское куполовидное поднятие, Нижневартовский, Александровский своды, Среднеवासюганский и Пыль-Караминский и Парабельский мегавалы
Макрофации относительно глубоководья крупных озер; макрофации прибрежно-озерные с прибереговыми комплексами ингрессионно-морского генезиса с лагунными макрофациями	тогурская, иланская свиты,	Китербютский (нижний тоар)	Восточные области ЗСБ (вдоль западного борта Предьенисейской мегамоноклизы), депрессии на юго-востоке (Усть-Тымская, Бакчарская, Нюрольская, Пайдугинская впадины, Тегульдетская мегасинеклиза, Колтогорский мегапрогиб)
Реки ветвящегося типа	Ю ₁₆ урманской свиты, частично ЮК ₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты	Шараповский (верхняя часть верхнего плинсбаха)	Нюрольская, Усть-Тымская, Бакчарская, Пайдугинская впадины, Колтогорский мегапрогиб, Красноленинский свод
Пролювиальные	средняя подсвита	Левинский	Денудационной сушей

конусы выноса, элювиальные фации	урманской свиты	(низы верхнего плинсба- ха)	являлись практически все надпорядковые положи- тельные структуры юж- ной и центральной частей Западно-Сибирского оса- дочного бассейна, слу- жившие внутренними ис- точниками сноса обло- мочного материала; вне- шними источниками сно- са являлись структуры внешнего тектонического пояса (Алтае-Саянская складчатая система, Ка- захстанские горные обла- сти, Уральские горы, Среднесибирская суша)
	Ю ₁₇ , частично средняя аргиллитовая пачка ниж- не- и среднеурманской подсвиты; частично ЮК ₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты, калиновая свита	Зимний (геттанг - синемюр - низы верхнего плинсба- ха)	
*Таблица составлена на основе исследований автора, с использованием данных Т.И. Гуровой и В.П. Казаринова, 1962; А.В. Гольберга и др., 1968; Сакс и др., 1971, 1976; М.С. Зонн и др., 1973; Атлас..., 1976; С.И. Филиной, 1976; В.А. Захарова, 1978, 1983; Ю.В. Брадучана и др., 1986; Ф.Г. Гурари и др., 1988, 1990, 1992; Решения..., 1991, 2004; А.Э. Конторовича и др., 1964, 1976, 1995; Стратиграфия..., 2000; Б.Н. Шурыгина и др., 2000, 2011; С.В. Мелединой и др., 2005; Л.Г. Вакуленко и др., 2010; В.П. Девятова и др., 2006, 2009, 2011; А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, С.В. Рыжковой, Б.Н. Шурыгина Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебуровой, В.П. Даниловой, В.А. Казаненкова, Н.С. Ким, Е.А. Костыревой, В.И. Москвина, П.А. Яна, 2013;			
Примечания: <i>Серым цветом в таблице показаны преимущественно глинистые горизонты</i>			

Глава 6. Седиментологическая характеристика природных резервуаров континентального генезиса

Седиментологическая характеристика типовых для Западно-Сибирского осадочного бассейна природных резервуаров, сформированных в пределах макрофаций, главенствующих на протяжении юрских и меловых эпох осадконакопления, выполнена автором в результате многолетних детальных литолого-фациальных исследований обширных керновых данных (Таблица 2.4., глава 2., стр. 58). Изученный фактический материал систематизирован и представлен в соответствие со структурой Таблицы 3.6. (глава 3, стр. 166.).

Описание условий формирования выделенных макрофаций, выделение, составляющих их, литогенетических типов отложений, а также создание седиментологических моделей различных по генезису пород-коллекторов, с обязательной интерпретацией комплекса ГИС, включающего каротажи: стандартный (ПС+КС), радиоактивный (ГК, НКТ, НГК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный (ИК), боковой (БК), микрозондирование (МКЗ), микробоковой (МБК), кавернометрию (КВ), микрокавернометрию (МКВ), спектральный и плотностной гамма-гамма каротаж (СГК ГГКп), акустический (АК), резистивиметрию (Рез), ВИКИЗ, термометрию (Т), а также результаты сейсмических исследований проводилось в настоящей работе в целях геометризации природных резервуаров, содержащих основные запасы УВ-сырья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Комплексный седиментологический анализ включал в себя:

- 1) детальное послойное литолого-фациальное описание керновых последовательностей с выявлением их генетических признаков;
- 2) обобщение результатов лабораторных исследований керна (ФЕС, данных рентгеноструктурного анализа, гранулометрии);
- 3) типизацию структурно-текстурных и геохимических характеристик пород и их парагенетических ассоциаций,
- 4) анализ полного минералого-петрографического описания фотографий шлифов, сделанных в разные годы исследований и последующую систематизацию изу-

ченных данных с целью описания механизма осадконакопления продуктивных отложений.

Для разрезов скважин, не охарактеризованных керном, литогенетическое моделирование осуществлялось по электрометрическим характеристикам разрезов скважин. Подробная расшифровка текстур выделенных литогенетических типов и фаций, так же как их полная классификация (морфологическая и фациально-генетическая) ранее опубликована в ряде работ (Литолого-физические характеристики..., 1996; Обобщение результатов литологического исследования керна..., 1996; Атлас литогенетических типов..., 1997, 1999; Разработка и внедрение..., 2003; Чернова, 2005; Чернова, Захарова, 2006; Чернова, 2007; Чернова, 2008, 2009, 2011, 2012) и в настоящей диссертации не приводится.

Осадконакопление в пределах континента имеет ряд отличительных особенностей, среди которых наиболее яркими характерными чертами являются:

1) неустойчивость профиля образующихся осадков, выраженную в часто чередующихся периодах накопления осадочного материала и последующего его размыва, что обуславливает пестроту накапливаемых толщ, резкую смену по латерали и по разрезу осадочных комплексов одного и того же стратиграфического уровня;

2) тесная связь большинства континентальных отложений с материнскими коренными толщами и не менее тесная связь процессов седиментации с рельефом территории и соответственно плохая сохранность во времени отложенных динамичных морфологических форм;

3) преимущественно обломочный и глинистый состав осадочного материала, с подчиненным присутствием карбонатных пород;

4) в характере и распределении континентальных образований находит отражение климатическая зональность (Гурова, Казаринов, 1962; Гольберт, Маркова, Полякова, Сакс, Тесленко, 1968; Рухин, 1969; Тимофеев, 1970; Зонн, Корж, Ульмасвай, 1973; Ясаманов, 1975, 1976; Объяснительная записка..., 1976; Филина, 1976; Ильина, 1985; Гурари, 1989). Природные резервуары континентального генезиса формируют достаточно обширную группу осадочных образований, отнесенных к макрофациям элювиальных, пролювиальных, флювиальных и озерно-болотных осадочных систем.

6.1. Макрофации элювиальных кор выветривания и почвенных покровов

В основании платформенного чехла Западно-Сибирской плиты с резким угловым несогласием залегает своеобразный комплекс пород, развитый на породах кристаллического фундамента. В стратиграфическом отношении комплекс приурочен к зоне контакта палеозойских и мезозойских образований и четко фиксируется в разрезах значительного количества скважин, пробуренных в депрессионных зонах. В литологическом плане комплекс представлен плохо сортированными брекчиями, сложенными остроугольными обломками коренных пород. В юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна, данная толща выделена в ранге местной стратиграфической единицы и носит название калиновой свиты, со стратотипом в скважине 4 Калиновой площади (в интервале 2993-3044 м) (Геологическое строение и нефтегазоносность..., 1989; Гулари, Еханин, 1988; Тищенко, 1982).

На генезис и возраст данной толщи существует несколько точек зрения. Согласно исследованиям О.Г. Жеро, Л.В. Смирнова, В.С. Суркова описываемые отложения представляют собой молассу среднепалеозойского возраста (Жеро, Смирнов, Сурков, 1977). По мнению В.А. Баженова, данные породы следует относить к терригенно-пирокластическим конгломерато-брекчиям верхнекаменноугольного (C_3) – нижнетриасового (T_1) возраста, так как в них присутствуют обломки разной размерности, имеющие различную степень окатанности. Кроме того, в объеме грубообломочной толщи В.А. Баженов выделяет разнозернистые мусорные песчаники и алевролиты, закономерно переслаивающиеся с конгломератобрекчиями, а также аргиллиты, их перекрывающие (Баженов, 1989).

Описываемые отложения в работах разных авторов именуется как брекчии, фангломераты, конгломерато-брекчии. Во многих фондовых работах образования калиновой свиты выделяют под общим названием – «кора выветривания», под которой понимают континентальные отложения, образовавшиеся на земной поверхности в результате изменения коренных материнских горных пород под воздействием жидких и газообразных атмосферных и биогенных агентов.

В геологической литературе под термином «*кора выветривания*» традиционно описывают строго определённую группу материнских пород, значительно изменённых различными агентами выветривания. До 60-х годов под данным термином понимали лишь структурный элювий, представленный глиноподобной массой, изменённой процессами гипергенеза и частично сохраняющей структурные особенности материнской породы. Несколько позднее сюда стали относить и продукты физического выветривания, так называемый структурный элювий, сохраняющий в различной степени первоначальные признаки коренной породы, продукты его переотложения и аккумулятивные (осадочные) продукты выветривания генетически связанные и đồngовозрастные с процессами элювиообразования (бокситы и пёстроокрашенные глины), обязанные своим происхождением процессам элювиообразования (Геологическое строение..., 1958; Гурова, Казаринов, 1962; Казаринов, 1958).

В настоящее время под корой выветривания обычно понимают верхнюю зону материнских пород, видоизменённую глубокими преобразованиями и обладающую следующими отличительными чертами - наличием постепенных переходов к исходным породам вниз по разрезу, определённой последовательностью смены трёх геохимических зон, составляющих профиль коры выветривания (зоны дезинтеграции, выщелачивания, гидролиза) и не смещением продуктов гипергенного изменения вещества коренных пород.

В юго-восточной части Западно-Сибирской плиты детальным изучением зоны контакта доюрских образований (калиновой свиты) и базальных горизонтов осадочного чехла (урманской свиты) занимались коллективы геологов СНИИГТиМСа, его Томского отделения, ТГУ, ТПУ. В фондовых трудах Е.Е. Даненберга и др. (Геология и детальный прогноз..., 1978; Литология и условия..., 1978; Литология и условия формирования..., 1985), Л.Г. Марковой и др. (Стратиграфия и корреляция..., 1981), Г.И. Тищенко (Разработать и внедрить..., 1988), А.В. Ежовой, О.С. Черновой и др. (Литолого-физические характеристики..., 1992, 1996; Обобщение результатов..., 1996) достаточно детально описаны остаточные коры выветривания, развитые в юго-восточной части (Томская область) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Калиновая свита, залегающая на дислоцированных породах палеозоя и непосредственно контактирующая с отложениями нижней-средней юры, резко отличается от ниже- и вышележащих образований и имеет своеобразную литологическую характеристику. В основании свиты во многих скважинах присутствуют красноцветные глинистые и бокситоподобные породы. Основными литологическими разностями, слагающими калиновую свиту, являются грубые брекчии, сложенные обломками местных пород. Состав обломков имеет прямую связь с составом подстилающих палеозойских образований, цементирующей массой служат глинисто-кремнистые, кремнисто-глинистые или каолинитовые массы.

Описанные грубые пёстроцветные брекчии являются коллювиально-делювиальными отложениями ископаемых осыпей пролювиальных конусов выноса, сформировавшихся в условиях резко контрастного рельефа, в результате обрушения и перемещения не связанного рыхлого материала под действием силы тяжести на склонах. Слоистость и сортировка обломочного материала, как правило, отсутствует или же слабо выражена. Мощность коллювиально-делювиальных отложений меняется от нескольких метров до первых десятков метров. От близких по генезису пролювиальных отложений породы отличаются угловатой формой обломочного материала, плановой конфигурацией и отсутствием сортировки. От элювия - резким контактом с подстилающими отложениями и различным вещественным составом.

Диагностическими особенностями осадков пролювиальных отложений являются: 1) почти полное отсутствие органических остатков; 2) незначительная степень окатанности обломков, независимо от диаметра зерен; 3) веерообразная форма при сравнительно малой локальной изменчивости; 4) парагенез с отложениями многорусловых рек и временных грязевых потоков; 5) небольшое количество пелитовых фракций.

Отложения, отнесенные к осыпной привершинной части пролювиального конуса выноса, представлены тремя литогенетическими типами: **КВО-1** (Рисунок 6.1.); **КВО-2** (Рисунок 6.2.) и **КВО-3** (Рисунок 6.3.).

Литогенетический тип **КВО-1** представлен брекчией, состоящей из обломков глинисто-кремнистых и кирпично-красных пород, сцементированных глинисто-железистым цементом (Рисунок 6.1.). Цвет пород, отнесенных к данному литогенети-

ческому типу чрезвычайно разнообразен. В большинстве это красноцветные брекчии, интенсивно ожелезненные, очень тяжелые. Обломочная часть представлена кремнистыми, эффузивными, карбонатными и железистыми породами, придающими породам данного типа пеструю, разнообразную окраску. Преобладают обломки окисленных железистых пород, обладающие красновато-оранжевой окраской. В составе обломков иногда встречаются зерна кварца.



Рисунок 6.1 – Литогенетический тип КВО-1

Брекчии пестроцветные, чаще красноцветные, интенсивно ожелезненные, сцементированные глинисто-железистым цементом (*Нюрольская впадина, глубина -3200м*)

Породы, описываемого типа образуют линзовидно-вогнутые, часто асимметричные тела, выполняющие наиболее погруженные части рельефа, мощностью до 40-50 м. Встречены в разрезах значительного числа скважин, пробуренных в пределах Нюрольской, Бакчарской, Усть-Тымской впадин. Залегают в основании осадочного чехла, с резким угловым несогласием на породах фундамента. Вверх по разрезу породы типа КВО-1 сменяются отложениями типов КВО-2 и КВО-3, иногда чередуются с ними в разрезе. Генетически связаны с породами этих типов и образуют единую толщу, выполняющую наиболее погруженные участки рельефа. Переходы к вышележащим отложениям типов КВО-2, КВО-3 и других фаций постепенные, плавные. Контакты с нижележащими породами резкие, четкие.

Брекчии, выделенные в литогенетический тип **КВО-2**, сложены светло-серыми,

иногда со слабым буроватым оттенком обломками, разнообразными по окатанности и сортировке, сцементированными тёмно-бурым аморфным глинистым материалом, содержащим незначительную примесь алевритового материала (Рисунок 6.2.).

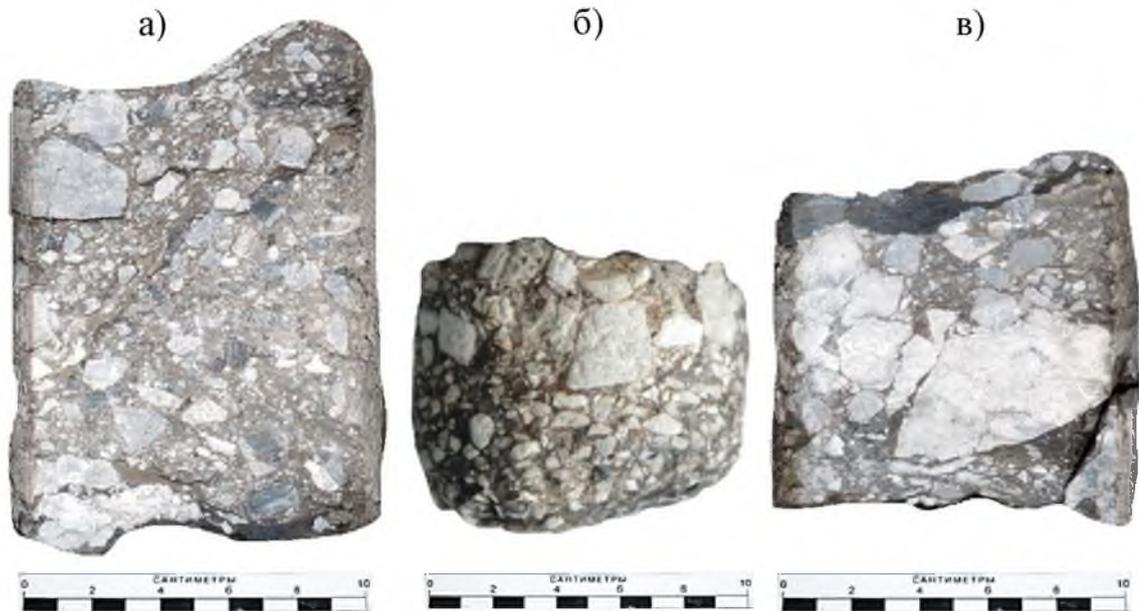


Рисунок 6.2 – Литогенетический тип КВО-2

Брекчии полимиктовые, светлые, крепкосцементированные глинисто-кремнистым цементом, с остроугольными и полуокатанными обломками кремнистых пород (*Бакчарская впадина, глубина – 2999м*)

Брекчии типа КВО-2 плотные, крепкие, иногда слабо выветрелые. В составе обломочной части, на долю которой приходится от 80 до 97%, преобладают кремнистые породы зеленоватой, серой, голубоватой окраски. В качестве обломков часто встречаются кусочки спонголитов и радиоляритов. Буроватый оттенок породе придает сидерит, замещающий кремнистый материал раковин радиолярий и спикул губок. Очень редко встречаются сильно деформированные тентакулиты. Породам данного типа присуща трещиноватость под углом $70-80^{\circ}$. Сероцветные брекчии развиты в пределах восточной части Нюрольской впадины. Чаще всего залегают на породах коры выветривания, реже на образованиях фундамента, сменяются отложениями типа КВО-3 или породами пролювиальных фаций. Иногда взаимозамещают отложения типа КВО-1. При контактах с отложениями типов КВО-1 и КВО-3 переходы плавные, постепенные. С отложениями других фаций контакты четкие и резкие.

Литогенетический тип **КВО-3** слагают брекчии тёмно-серого, иногда почти черного цвета, сложенные обломками эффузивных пород, представленными битуминозными известняками. Основная масса обломков интенсивно пропитана битуминозным веществом тёмно-бурого цвета (Рисунок 6.3.).



Рисунок 6.3 – Литогенетический тип КВО-3

Брекчии темно-серые, почти черные, битуминозные, со значительной примесью гравийного материала (*Усть-Тымская впадина, глубина -2980м*)

Битуминозные брекчии, плотные, тяжелые и крепкосцементированные, в отличие от первых двух литогенетических типов содержат значительную примесь гравийного материала. Обломки пород остроугольные, угловатые и полуокатанные представлены эффузивами темно-серой, зеленой и темно-сиреневой окраски. Обломки крупные (3-4 см) сцементированы глинисто-кремнистым материалом еще более темного цвета. В составе обломочной части присутствует кварц в виде мелких единичных зерен неправильной формы, много кремнистых обломков, поверхность которых частично кальцизирована. Количество обломков резко преобладает над цементирующей массой, размеры обломков крупные (от 1 до 5 см). Часто обломки представлены битуминозным известняком с органическими остатками плохой сохранности. Основная масса обломков интенсивно пропитана битумом темно-бурого цвета. Редко в обломках наблюдаются сферолиты халцедонового состава, имеющие радиально-лучистое строение. Иногда в качестве обломков отмечены остатки раковин брахиопод и остракод.

Темные, битуминозные брекчии наиболее часто встречаются в пределах Усть-Тымской впадины (Чкаловская, Тунгольская площади) и частично в Нюрольской впадине. Залегают на породах фундамента, реже на коре выветривания, иногда сменяют отложения типа КДО-2. Из всех типов данной фации имеют наименьшую мощность (6 м). Контакты и переходы с подстилающими коренными породами четкие, резкие; с вышележащими фациальными комплексами - размытые или отсутствуют.

О времени формирования калиновой свиты на изученной территории достоверных данных нет. Палеонтологические остатки, которые могли бы дать точную возрастную датировку отсутствуют. Условия формирования кор выветривания и калиновой свиты в пределах Западно-Сибирского бассейна представляются следующим образом. В конце палеозойской эры в поздне триасовую эпоху осадконакопления и на протяжении последующей раннеюрской эпохи Западная Сибирь в обрамлении и представляла собой типичную горную страну. Контрастность рельефа суши обеспечивала лавинную седиментацию осадочного материала с накоплением мощных грубообломочных терригенных толщ (Амон, Алексеев, Глебов и др., 2010; Баженов, 1989; Гурари и др., 1980, 1990, 2000; Рудкевич, Бочкарев, Максимов и др., 1970; Стратиграфия и палеогеография..., 2010; Угленасыщенность, петрографический состав... 2006).

В начале триасового периода произошло заложение рифтогенных систем, пронизавших всю территорию Западной Сибири. Позднее, по системам древних рифтов, заложилась крупные мегапрогибы (Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт и др.). В геотектоническом отношении раннетриасовый рифтогенез, затронувший северные и центральные территории Западно-Сибирской плиты, сопровождался активным пострифтовым прогибанием линейно-блокового характера, обусловившим формирование своеобразного в литологическом плане нижнеплитного (T_3-J_2) комплекса, сохранившегося в глубоко опущенных грабенообразных депрессиях (Бочкарев, Боярских, Нестеров, 1980; Гурари, Казаринов, Миронов и др., 1963; Гурари, Микуленко, Старосельцев и др., 1971; Конторович, Сурков, Трофимук и др., 1994; Конторович, 2002, 2011; Мегакомплексы..., 1986; Ростовцев, 1961; Сурков, 1993; Сурков, Жеро, 1981; Сурков, Смирнов, Казаков и др., 2000).

Тектонические вертикальные движения земной коры привели к воздыманию межрифтовых зон, создав крупные приподнятые участки земной коры, которые с самого начала своего образования подверглись действию экзогенных процессов, стремящихся их уничтожить. Долгое время считалось, что триасовый период являлся эпохой длительного тектонического покоя, в течение которой влажный и тёплый климат способствовал быстрому выравниванию расчленённого рельефа, развитию пенеplenизированной поверхности, с отметками высот 200-500м и формированию площадной коры выветривания (Захаров и др., 1983; Казаринов, 1958; Конторович и др., 1971). Начало образования древнего элювия многие исследователи относят к нерасчленённому пермо-триасу, а завершающие фазы к поздне триасовому либо раннеюрскому времени для различных участков Западно-Сибирской плиты, с сохранением продуктов площадной коры выветривания лишь на отдельных участках, испытавших относительно быстрое погружение (Казаринов, 1958).

Многолетними исследованиями многих ученых (Н.А. Богословский, В.В. Докучаев, И.П. Герасимов, И.И. Гинзбург, К.Д. Глинка, П.А. Земятченский, Л.О. Карпачевский, Б.Б. Польшов, А.А. Роде, О. Тамм и многих других), изучавших морфогенетические типы специфического комплекса «*коры выветривания*» доказано, что формирование площадной коры выветривания начинается только с момента относительного выравнивания земной поверхности. Рыхлые продукты при этом не сносятся эрозией. Выветривание постепенно захватывает всё большую толщу пород и ведёт к возникновению зональных глубоких преобразований верхней части коренных материнских пород палеозоя. При расчленённом рельефе, формирование площадной коры выветривания обычно не происходит, так как горный денудационный рельеф обуславливает формирование линейных кор выветривания, имеющих несколько иной механизм образования.

На территории исследования породы верхнего палеозоя характеризуются крутым залеганием пластов, наличием многочисленных разрывных нарушений. Вторичные изменения пород имеют линейный характер, прослеживаются от поверхности на большую глубину, иногда ниже уровня грунтовых вод и образуют зоны, вытянутые

согласно направлению ориентировки основных тектонических структур (Литолого-физические характеристики..., 1992; 1996).

Детальный анализ значительного кернового материала показал, что формирование калиновой (T_3-J_{1-2}) и урманской свит ($J_1h-sm-pl$) происходило в условиях, далёких от тектонического затишья. Об этом свидетельствует грубозернистый состав характеризующих толщ. Но в тоже время, породы базальной калиновой свиты, в отдельных случаях грубозернистой урманской свиты залегают на изменённых процессами гипергенеза породах фундамента, т.е. на коре выветривания, имеющей иногда значительную мощность. Также на образованиях палеозоя почти повсеместно залегают пёстроцветные тонкодисперсные глины (мощностью 1-3м), выделенные в литогенетический тип **ЭЛБ-1** и бокситоподобные породы (мощностью 1-5м) – литогенетический тип **ЭЛБ-2**. Глины резко отличаются от подстилающих пород яркой кирпично-красной окраской (Арчинская, Тамбаевская, Северо-Тамбаевская, Широкая, Северо-Калиновая, Ступенчатая, Южно-Чкаловская и мн. др. площади). По данным спектрального анализа пёстроцветных глин содержание Al_2O_3 составляет от 30 до 34%, Fe_2O_3 – от 4 до 10%, FeO – 3,8...4,25%; SiO_2 – 34...42,4%; согласно рентгеноструктурному анализу содержание каолинита составляет 45%, хлорита – 15...19%; гидрослюд – 15%, смешанно-слоистых образований – до 20% (Обобщение..., 1996).

Значительная часть описываемого глинистого горизонта, вероятно, была сформирована за счёт делювиально-пролювиального сноса продуктов выветривания с окружающих склонов в небольшие замкнутые водоёмы, где и происходило осаждение суспензионной взвеси в условиях низкой гидродинамической активности. Красноцветные глины являются «немыми» в палинологическом плане, характеризуются тонкозернистостью, хорошей отмученностью, изобилуют зеркалами скольжения. Основным компонентом образуемых осадков являлись выносимые из разрушаемых пород коллоиды железа, глинозёма и кремнезёма. Первые из них и обусловили яркую окраску описываемых пород (Рисунок 6.4.). Другой фациальной разновидностью пёстроцветных глин являются бокситы, выделенные в литогенетический тип **ЭЛБ-2** (Рисунок 6.5.).



Рисунок 6.4. - Литогенетический тип ЭЛБ-1

Глины красновато-коричневые, тонкоотмученные, бокситоносных толщ (*Нюрольская впадина, глубина -3100м*).

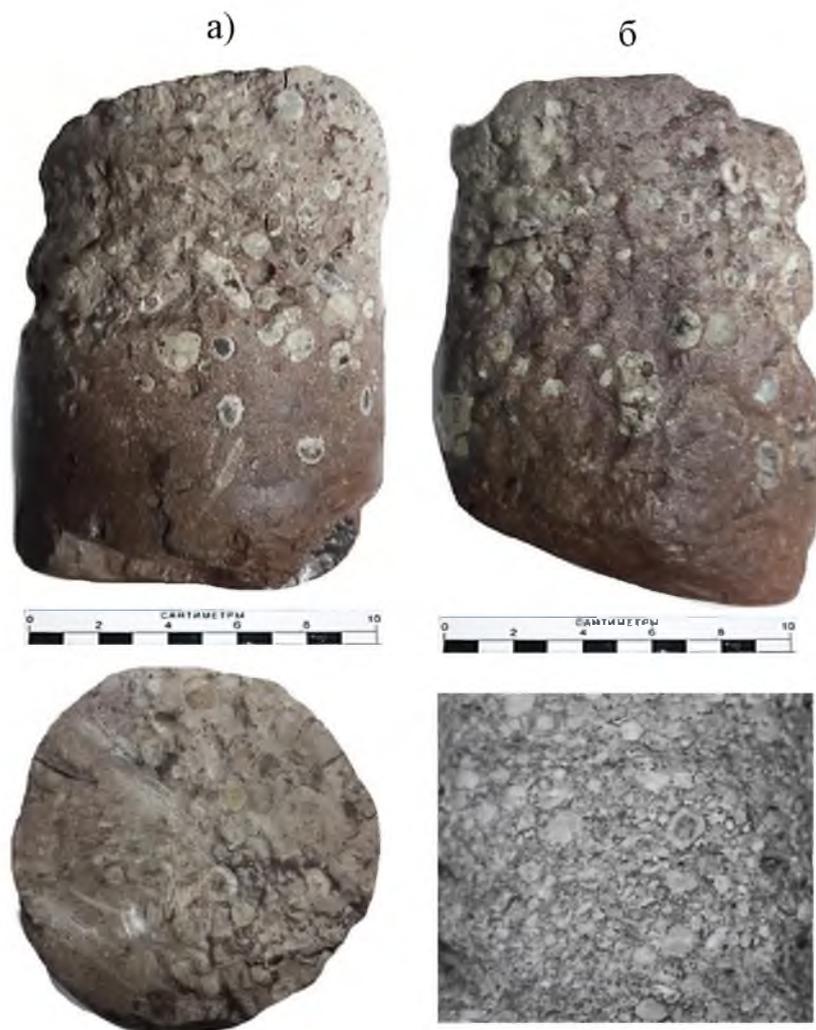


Рисунок 6.5 - Литогенетический тип ЭЛБ-2

Бокситы переотложенные (Нюрольская впадина, глубина – 3009м).

Описываемые породы бурого, вишневого, кирпично-красного цвета, с четко выраженной оолитовой структурой. Оолиты, присутствующие в основной глинистой массе в качестве включений, имеют небольшие размеры (1,0...7,0 мм), округлую форму и зональное внутреннее строение (внутренняя часть представлена минералами глинозёма, внешняя часть сложена чаще каолинитом и гидроокислами железа). Содержание Al_2O_3 в оолитах составляет 35,4...36,40%, Fe_2O_3 – 6,23...7,9%, FeO – 3,8...5,4%, SiO_2 – 32,7...38%; согласно рентгеноструктурному анализу содержание каолинита составляет порядка 50%, хлорита – 15...17%; гидрослюд – 12%, смешаннослойных образований – до 5% (Обобщение..., 1996). В настоящий момент относительно происхождения бокситов существует несколько общепризнанных точек зрения: 1) осадочные бокситы, являясь хемогенными образованиями, формируются в озерно-болотных и морских условиях за счет коагуляции и осаждению гелей глинозема (Архангельский, 1935; Аллен, 1959; Япаскурт, 2008.);

2) бокситы являются производными коры выветривания (элювиальными, латеритными и (или) латеритно-карстовыми образованиям и седиментогенного происхождения) (Богатырев, 2009; Баженов, Бабанская, 1991). Пространственное распространение изученных бокситов существенно ограничено по территории исследования и связано с корой выветривания, описанной по керну скважин, пробуренных в пределах Нюрольского осадочного бассейна. Бокситы, изученные в пределах Урманской, Речной, Чинжарской, Арчинской, Лугинецкой, Чарымовской, Северо-Тамбаевской площадей отнесены к карстовым бокситам латеритно-осадочного типа, благодаря их залеганию в зонах с карстующими карбонатными породами (Литология и условия..., 1994; Обобщение результатов..., 1996).

Образование подобных бокситов происходило по довольно сложной схеме. В карстовые депрессии поступало глинистое вещество из разрушавшейся коры выветривания. Вместе с ним приносились и коллоидальные растворы, активно коагулирующие в присутствии карбонатных пород. Последующая дегидратация привела к образованию бобовин и пизолитов. Глинистые породы, накопленные в карстовых полостях, подверглись дальнейшей бокситизации. Последующие поступления продуктов разрушения в карст привели к захоронению образованных бокситов более моло-

дыми отложениями, что и вызвало в дальнейшем преобразование их химического и минерального состава и последующую деградацию. Учитывая вышеизложенное, правильнее именовать эти образования, как сидеритизированные высокоглинозёмистые глинистые породы. Бокситы, выявленные и изученные на Урманской, Речной, Чарымовской Лугинецкой, Чинжарской, Северо-Тамбаевской и Ступенчатой площадях, имеют разный возраст.

В триасовую и раннеюрскую эпохи осадкообразования территории Речной, Чарымовской, Лугинецкой и Чинжарской площадей являлись участками денудации, что само по себе исключает наличие процессов латеритообразования и связанного с ними формирования бокситоносных толщ. Во время континентального тектонического затишья, образовавшегося после завершения герцинского орогенного этапа, данные территории также имели высокие гипсометрические отметки и не являлись благоприятными областями для формирования подобных пород.

Озёрно-болотные ландшафты были не характерны для данной эпохи, а если и существовали, то на отдельных относительно выровненных платообразных участках, которые в более поздние эпохи были уничтожены возродившейся тектонической активностью и последующими экзогенными преобразованиями.

Попытка определить возраст описываемых пород методами палинологии не привела к успеху. Ярко-красная глинистая субстанция, вмещающая бобовины и пизолиты, не содержала никаких палинологических остатков. При условиях обычного латеритно-осадочного процесса, когда формирование бокситоносных толщ происходит в озёрно-болотных обстановках, изучаемый материал должен был бы содержать хорошо сохранившиеся палиноспектры. Отсутствие, каких либо остатков указывает на то, что формировались данные породы в условиях постоянного тектонического стресса. В связи с чем, образование бокситов на Урманской, Северо-Тамбаевской и Ступенчатой площадях можно объяснить следующими факторами.

Значительное влияние на химический и в целом на литологический состав накапливающихся отложений в областях денудации оказывал петрографический состав исходных пород. Так, большинство известных месторождений бокситов, так или иначе, связаны с пёстроцветными осадками, залегающими в непосредственной

близости от карбонатных палеозойских толщ. М.П. Нагорский объяснял данный факт следующим образом: *«Сернокислые, вероятно, слабые растворы оказывают влияние на вмещающие породы и, в частности, на алюмосиликаты; они обуславливают их каолинизацию. Это же обуславливает расщепление каолинового ядра и появление растворов сернокислого алюминия, соединений железа и др. элементов. Кислые коллоидальные растворы мигрируют, и попадая в щелочную обстановку коагулируют. Такую щелочную обстановку могут создавать только известняки»* (Нагорский, 1958).

После завершения тектонической активности, на поверхность в областях денудации были выведены различные палеозойские породы. В северо-восточной части Нюрольской впадины, в районе *«Чижанской карбонатной банки»* основными литологическими разностями, выходившими на поверхность, являлись известняки, интенсивно подвергавшиеся процессам активного разрушения. Причём, карбонаты реагировали на деструкцию, прежде всего интенсивным растворением. В результате образовывались яркоокрашенные глины, бедные кремнезёмом и богатые глинозёмом и железом. Интенсивная денудация обусловила процессы карстообразования на участках, сложенных известняками.

Для периода образования латеритной коры выветривания, как правило, характерен высокий уровень стояния грунтовых вод (Казаринов, 1958). Возникновение карста в таких условиях не типично и практически не происходит. Для карстообразования необходим соответственно низкий уровень грунтовых вод, характерный для возвышенных областей, какой и являлась территория исследования в описываемый период. Таким образом, установленное существование карстовых явлений на территории Нюрольской впадины (юго-восток западной Сибири) является ещё одним подтверждением расчленённости рельефа.

После образования карстовых полостей, механизм формирования бокситов был следующим. Общим началом для всех генетических схем бокситообразования является наличие источника глинозёма и его освобождение из алюминий содержащих минералов в процессе промывного гидролиза. В нашем случае, бокситообразование, видимо, происходило при встрече грунтовых вод с водами из известняков и

высаждении из них полезных компонентов, т.е. первоначально в контакте, а затем в карстовой полости, заполненной глинисто-обломочным материалом нерастворимых остатков. Основу для образования бокситов создавал осадочный материал, провалившийся в карстовые воронки и интенсивно перемешанный самым разнообразным способом. Внутри карста формирование бокситов происходило по схеме, описанной М.П. Нагорским (1958).

Бокситопоявления на Чинжарской, Лугинецкой, Чарымовской и Речной площадях следует относить ко второму этапу бокситообразования, приходившемуся на начало среднеюрской эпохи, когда в условиях относительного тектонического покоя и выровненного рельефа начался истинный платформенный этап развития всего региона, продолжающийся по настоящее время.

Проведенными исследованиями в элювиальных отложениях выделен еще один литогенетический тип ЭЛП-1 (Рисунок 6.6.).

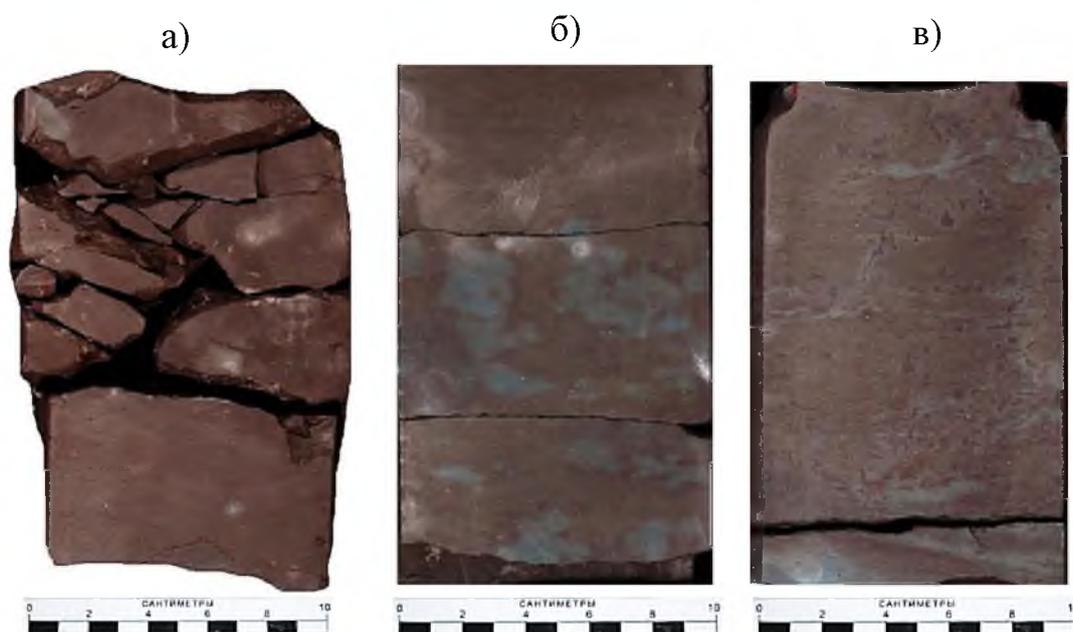


Рисунок 6.6 – Литогенетический тип ЭЛП-1

Почвы красноцветные (а), обогащенные окислами железа, с пятнами оглеения голубоватого и сизого цветов (б, в) (*Колтогорский прогиб, глубина – 2320м*).

К нему отнесены древние почвы, обладающие различной цветовой окраской, характеризующей различные аккумулятивные горизонты: 1) гумусово-аккумулятивный, 2) элювиальный горизонт вымывания; 3) иллювиальный горизонт вымывания; 4)

торфяной горизонт (угольный пласт); 5) горизонты почвы и подпочвы угольного пласта. Появление в разрезах литогенетических типов отложений данной группы, имеющих определенную последовательность чередования, свидетельствует о глубине проявления химических процессов, происходящих в стадию выветривания. Погребенные почвы, каждая из которых соответствует определенному элювиальному горизонту, свидетельствуют в первую очередь о различных процессах почвообразования и всегда указывает на перерыв в осадконакоплении.

Макроскопическими диагностическими признаками палеопочв являются: 1) стратификация на почвенные горизонты, 2) плитчато-блоковая отдельность песчаников и алевролитов, 3) присутствие слепков трещин высыхания, корневые биотурбации, текстуры деформации; 4) характерная темная красновато-серая (5YR7/2–8/3 по цветовой системе А.Г. Манселла) и желтовато-серая (2.5Y7/2) окраска алевролитов с голубовато-серыми (5GY7/1) пятнами оглеения; 5) типичная окраска шоколадно-коричневая, красновато-коричневая, буровато-красная с пятнами оглеения.

Процесс восстановления трёхвалентного железа в двухвалентное при длительном или постоянном переувлажнении, создающем анаэробные условия в почвах, почвообразующих породах и корах выветривания визуально проявляется в виде пятен или сплошных холодных оттенков голубого, сизого и белёсого цвета, в зависимости от состава минеральной массы (Munsell, 1905, 1943).

Следы почвообразования в виде кровли и подпочвы угольного пласта часто присутствуют в кернах многих скважин и являются результатом длительных воздействий на породы, подстилающие торфяники, насыщенных гумусовых растворов. В кернах скважин подпочвы угольных пластов представляют собой вторично измененные осадки различного генезиса и гранулометрического состава и представлены, как правило, разнообразными в литологическом плане осадками (углисто-глинистыми, глинистыми, алевроитовыми, углистыми) с комковатыми, неслоистыми, реже горизонтально-слоистыми текстурами, с многочисленными корневыми остатками. Более подробно этот литогенетический тип охарактеризован при описании макрофации озерно-болотных систем.

6.2. Макрофации пролювиальных конусов выноса

Отложения, отнесённые к макрофации пролювиальных конусов выноса, представлены сложным комплексом, возникшим в результате переноса и отложения временными потоками продуктов выветривания горных пород, в условиях резко контрастного рельефа, на склоновых поверхностях. Обычно они слагают мощные тела, имеющие веерообразную форму, часто образуют в результате слияния пролювиальные шлейфы, но крайне редко сохраняются истинные мощности и в ископаемом состоянии. Фации временных потоков изучены по керну скважин, пробуренных в Бакчарской, Нюрольской, Усть-Тымской впадинах, в Колтогорском прогибе и представлены восемью литологическими типами, описание которых дано ниже.

Отложения древних конусов выноса являются, как правило, базальными толщами Западной Сибири, фиксируются в основании осадочного чехла маломощными грубообломочными горизонтами и достаточно легко опознаются в разрезах скважин.

Отличительной особенностью пролювиальной толщи является резкая смена механического состава обломочного материала - от щебня и глыб вблизи вершины (так называемая *проксимальная часть* конуса выноса, которая в керне скважин никогда не встречается (литогенетические типы **КВП-1; КВП-2**), до конгломератов и галечных песчаников *срединной части* - **КВС-1** (Рисунок 6.7) и разнозернистых плохо сортированных осадков подножия конуса или шлейфа (дистальная часть конуса выноса – **КВД-1** (Рисунок 6.8.), **КВД-2** (Рисунок 6.9.), **КВД-3** (Рисунок 6.10.).

Для пролювиальных пород, встреченных в разрезах нижней юры, характерна плохая сортировка и слабая окатанность обломков. Отложения временных потоков залегают, как правило, полосовидно. Суммарная мощность пролювиального комплекса редко достигает 30-40м. Развиты отложения описываемой фации у подножий погребенных поднятий, на склонах древних эрозионных останцов и выступов. Среди пролювиальных отложений преобладают гравелиты, щебень, песчаники разной размерности, породы «мусорного» типа.

В петрографическом плане состав пролювия большей частью полимиктовый. Преобладают граувакковые разновидности пород с содержанием полевых шпатов до 30%.

Зерна плохо окатаны, большая часть их угловатая вверх по разрезу количество полевых шпатов уменьшается, а содержание кварца - увеличивается. Слоистость обусловлена различиями в гранулометрическом составе пород.

Проллювиальные отложения в изученных разрезах часто взаимно вклиниваются друг в друга. При этом большая часть грубозернистых пород приурочена к основаниям каждого из микроритмов.

В породах наблюдается мелкомасштабная микроритмичность с постепенным уменьшением размерности вверх по разрезу. Это обусловлено редкими спазматическими выбросами обломочного материала, происходившими событийно. Вызванная таким образом цикличность характеризуется резкими колебаниями толщин, состава и внутренней структуры отдельных ритмов (Чернова, 1995, 2002).

Конгломераты с цементом базального типа или параконгломераты проллювиального генезиса отличаются от однотипных флювиальных разностей плохой сортировкой материала и плоской ориентировкой галек, расположенных удлиненными плоскостями практически параллельно друг другу, слагая, как правило, нижние части грубозернистых ритмов. Эти породы характеризуют срединную часть конуса выноса и являются отложениями кратковременных обломочных потоков, формирующихся в условиях плоскостных смывов. Контакты их с нижележащей корой выветривания, подстилающими породами или выступами фундамента четкие, резкие.

При описании макрофазии пролювия они выделены в литогенетический тип **КВС-1** (Рисунок 6.7.). Обычно мощность и размер зерен, слагающий данный литогенетический тип, произвольно варьирует, мелкие фракции отсутствуют. В дистальной части конуса выноса в породах начинает преобладать грубая, неясная градационная слоистость. Породы, слагающие ритмы дистальной части, плохо сортированы и имеют сложный гранулометрический состав (содержат почти все фракции, от грубо- до тонкозернистых) В породах часто встречаются включения крупных галек и окатышей кварца и обломки различных пород. Песчаная масса сцементирована глинисто-щебенистым материалом, занимающим до 40% от общего объема породы (Рисунок 6.8.). Песчаники, выделенные в составе типов КВД-1 и КВД-2 - чаще слоистые, в общей массе мелкозер-

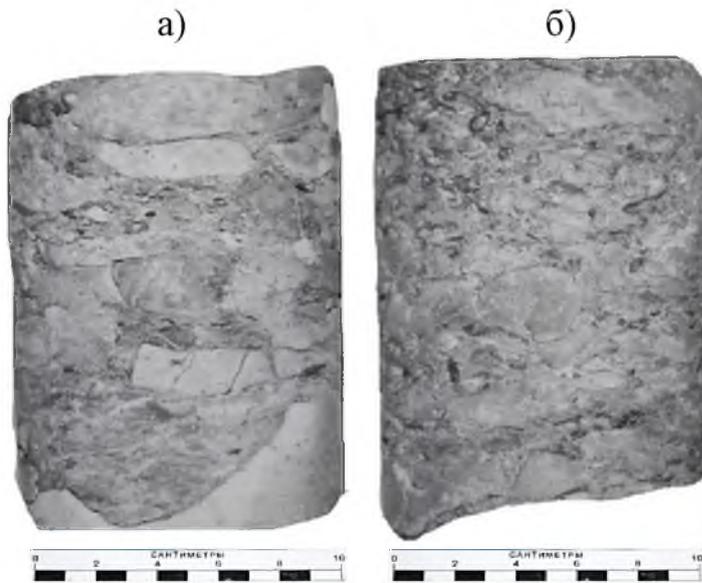


Рисунок 6.7 - Литогенетический тип **КВС-1**

Конгломераты разногальчниковые, с плоской ориентировкой галек, переслаивающимися с разнозернистыми галечными песчаниками, с неявно выраженной плоской слоистостью (*Парабельский мегавал, урманская свита, глубина -2970м*)

нистые, очень плотные, крепкоцементированные, заглинизированные с многочисленными включениями кварца разной размерности. Основной породообразующий комплекс - граувакково-кварцевый. Содержание обломочного материала составляет в среднем 70-80%, иногда достигает 90% или уменьшается до 60%. Обломки пород, представленные глинисто-кремнистыми, хлоритовыми сланцами и микрокварцитами имеют удлиненную форму, часто деформированы. Окатанность зерен различная.

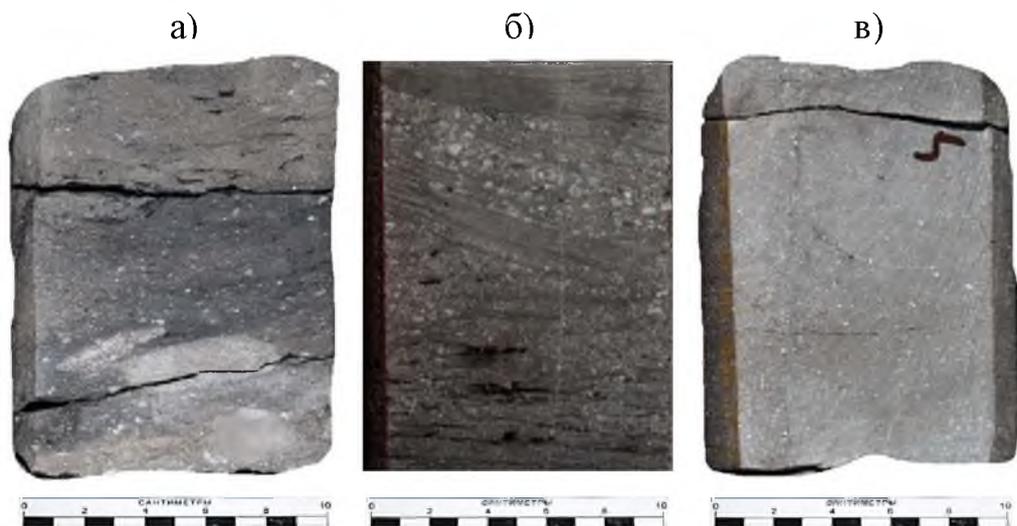


Рисунок 6.8 – Литогенетический тип **КВД-1**

Песчаники грубо-крупнозернистые, плохо сортированные, кварцевые, слабоокатанные, с включениями обломков пород, с прослоями алевролитов и глин, с градиционной слоистостью (*Усть-Тымская впадина, урманская свита, глубина -3240м*)

Для литогенетического типа **КВД-2** чаще характерна градационная слоистость, при которой обломочный материал располагается, испытывая сортировку при изменении скорости временного потока (Рисунок 6.9.).

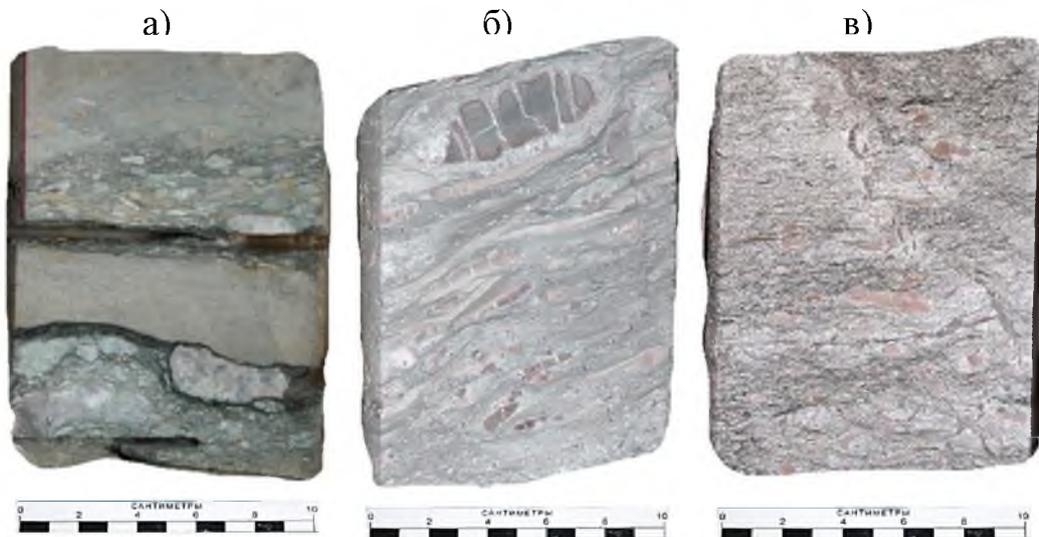


Рисунок 6.9 – Литогенетический тип **КВД-2**

Песчаники разнозернистые, с прослоями гравелитов и песчаников глинистых, мелкозернистых, иногда среднесортированные, с градационной слоистостью (*Бакчарская впадина, урманская свита, глубина – 3300м*)

Обычно встречаются полуокатанные и угловатые разности. Текстура линзовидно-гнездовидно-слоистая, неясно горизонтально-слоистая, часто обусловленная намывами глинистого материала. Очень редко встречается однородная, массивная текстура. Наиболее характерна градационная слоистость. В породах данного типа широко развиты включения окатышей кварца, иногда имеющих радиальное строение. Особенно их много в пролювиальных отложениях, развитых в пределах Усть-Тымской впадины. По наслоению отмечается буро-черный битум.

Отложения литогенетического типа **КВД-3** представлены темно-серыми плотными глинами, с прослоями аргиллитов и тонкозернистых алевролитов (Рисунок 6.10.). Аргиллиты присутствуют в разрезе в виде тонких прослоев более темного цвета. Содержание обломочного материала составляет 3-5%, изредка 15-30%. По породе обломки распределены то равномерно, то в виде гнезд и линз и представлены преимущественно глинистыми породами, зернами кварца, реже слюдами и полевыми шпатами (Рисунок 6.10).

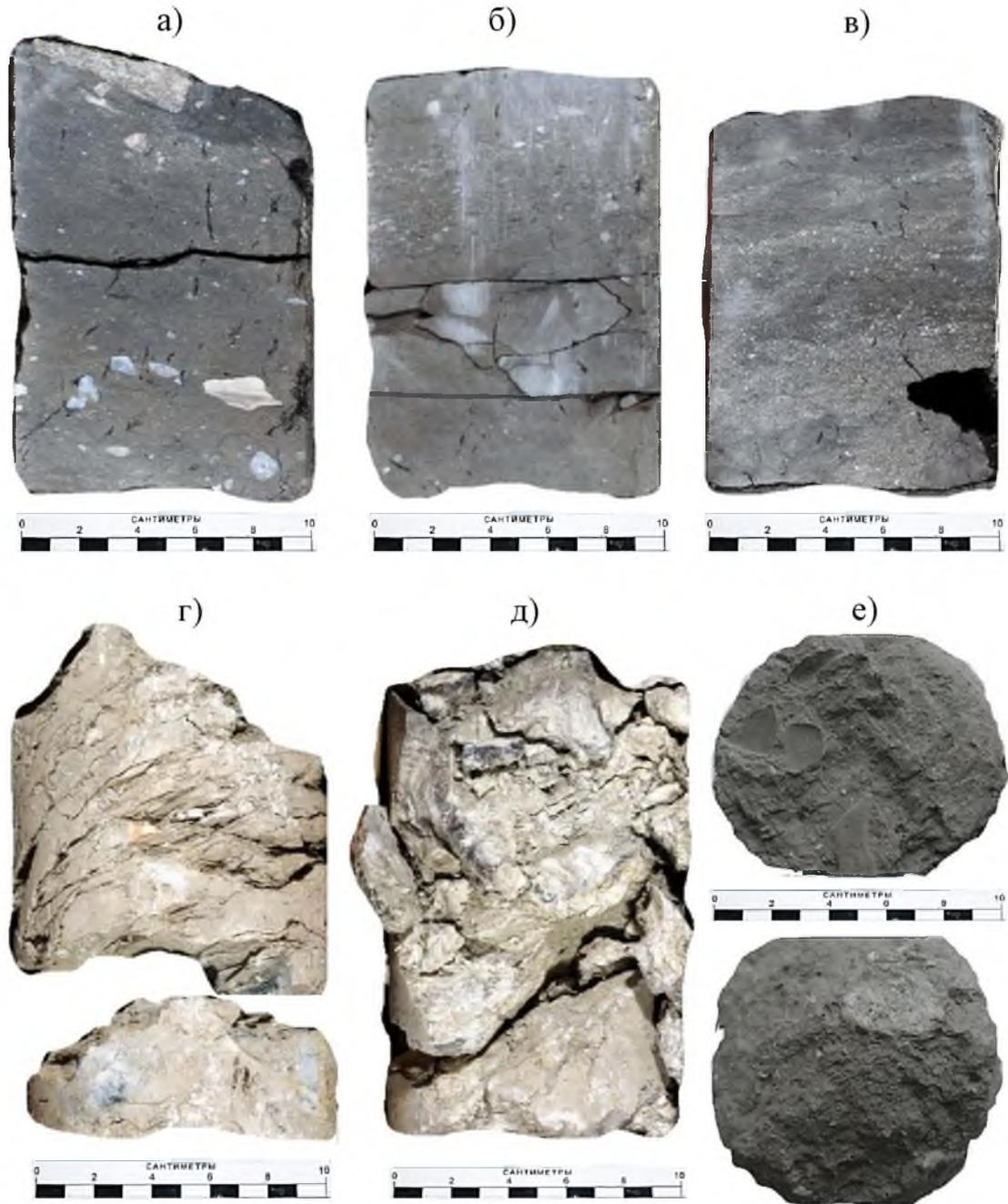


Рисунок 6.10 – Литогенетический тип КВД-3

Песчаники глинистые, с включениями горизонтально ориентированных галек, с неправильными размывами, с прослоями алевролитов тонкослоистых; алевролиты глинистые, аргиллиты алевролитистые с включениями редких угловатых и окатанных обломков пород, полуокатанных зерен кварца, со следами усыхания временных водоемов пролювиального генезиса (*Бакчарская впадина, урманская свита, глубина – 3200м*).

Нечеткая несовершенная слоистость чаще является слоистостью облекания и зависит от угла наклона древней плоскости седиментации, реже подчеркнута намывами растительного детрита. Отложения этого типа образуют не выдержанные по

простирацию, локальные небольшие тела, имеющие в поперечном сечении линзовидно-вогнутую форму.

Преимущественно глинистые породы типа **КВД-3** формировались на завершающих стадиях образования пролювиального комплекса фаций. Их отложение происходило при окончательном осаждении обломочных масс у подножия возвышенностей, на значительно выравненных участках. Подобные выносы перекрывались суспензионной смесью воды и алевроито-глинистого материала.

Осадконакопление глинистой составляющей пролювиального комплекса отложений происходило в локальных временных водоемах, в обстановке с низким энергетическим уровнем, способствующем осаждению тонкозернистого материала из суспензии. Осадки этого типа распространены локально, образуют довольно простые тела, занимающие площадь в нескольких десятках квадратных километров.

Отложения, слагающие макрофацию пролювиальных конусов выноса, свидетельствуют о наличии расчлененного рельефа и повышенной тектонической активности. В разрезах образуют, как правило, небольшие песчано-гравийные тела, имеющие в поперечном сечении линзообразно-вогнутую форму, ширина которой меняется в пределах десятков метров. Большие скорости потоков, высокая активность среды седиментации препятствуют распределению несомого облачного материала в соответствии с механической осадочной дифференциацией. Отсюда «мусорный» облик пород, относимых к макрофации пролювиального конуса выноса и отсутствие распределения обломочного материала в зависимости от его размеров.

Мощность грубообломочных овальных или линзообразно-вогнутых, как правило, изолированных линз небольшая (от 1 до 5 м). Линейно-вытянутые, сложные тела сходны по морфологии с аллювием рек фуркирующего типа. Отличительным признаком являются локальное распространение, конусовидная, языкообразная форма тела, покровообразный характер распространения. В разрезах генетически связаны плавными постепенными контактами с породами макрофации флювиальных отложений горного типа, часто чередуются с ними или переходят друг в друга. С породами других фаций резко выраженные, очень четкие контакты размыва.

6.3. Макрофации флювиальных систем

Флювиальные или речные фациальные комплексы широко распространены на территории Западной Сибири в континентальных отложениях нижней - средней юры. Согласно проведенным исследованиям, в комплексе речных отложений, выделен ряд субфаций, каждая из которых имеет свою морфологию, литогенетические типы осадка, структуры и текстуры осадочной толщи. При исследовании ископаемого аллювия были выделены литогенетические типы, характеризующие отложения речных систем нескольких типов.

6.3.1. Реки горные (фуркирующего типа)

Речные системы горного типа развиты в разрезах, характеризующих наиболее погруженные депрессионные зоны (мегавпадины и прогибы) Западно-Сибирского осадочного бассейна. В литолого-стратиграфическом отношении они относятся к базальным горизонтам осадочного чехла, сформированным преимущественно в плинсбах-ааленское время. Характерными элементами раннеюрских ландшафтов являлись крутые продольные уклоны, пороги, небольшие водопады. Эти формы рельефа в сочетании с большими скоростями течения воды и резком преобладании донной эрозии обусловили формирование глубоких речных долин с крутыми склонами, в которых шло формирование грубозернистых флювиальных толщ урманской, салатской, шеркалинской, частично тюменской свит (Чернова, 2010).

Формирование горного аллювия в древних реках происходило в условиях часто меняющихся скоростей турбулентного водного потока, неоднородного строения русла, быстро меняющего рельеф местности. Основное накопление гравийно-галечного материала совершалось преимущественно в стрежневой зоне реки, в виде ветвящихся баров (*braided bars*). Механизм формирования подобных толщ достаточно детально охарактеризован в работах У.Х. Твенхофела (1936); Д.В. Наливкина (1956); Г.Ф. Крашенинникова (1957); Г.Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962); Е.В. Шанцера (1966); Э.И. Кутырева (1968); Ю.А. Жемчужникова, В.С. Яблокова, Л.И. Боголюбовой и др., (1969); П.П. Ти-

мофеева (1970); А.В. Александрова, В.М. Желинского, В.М. Коробицына и др., (1970); Р. Градзиньского и др., (1980); В.С. Муромцева (1984); М.Р. Лидера (1986); Ф.Г. Гурари (1989); Л.И. Егоровой, Г.И. Тищенко (1989); Р.Ч. Селли (1989); Ф.Г. Гурари, В.П. Девятова, А.М. Казакова (1990); Х.Г. Рединга, Дж.Д. Коллинсона, Ф.А. Аллена (1990); И.А. Вылцана (2000, 2002); В.П. Алексеева и др., (2007, 2010) определивших своими исследованиями наиболее яркие генетические черты данных образований.

В основании юрской продуктивной толщи Западной Сибири проведенными исследованиями зафиксировано множество линзообразно-вогнутых песчано-галечниковых тел, сформированных реками горного (фуркирующего) типа. Для рек подобного плана характерным является дробление русла на отдельные рукава, что связано с пульсационным движением воды или наличием глинистых перемычек. Выявленные тела сложены преимущественно гравийно-галечниковым материалом и обладают рядом специфических особенностей. Их нижняя поверхность неровная и носит следы интенсивного размыва. В основании тел часто встречаются включения крупных галек и обломков пород. Верхняя поверхность песчано-галечных тел обычно резкая. Русловые фации резко преобладают над пойменными образованиями, которые встречаются крайне редко и имеют незначительную мощность (первые десятки см.), либо чаще практически отсутствуют (Атлас..., 1997).

В строении изученных аллювиальных комплексов выделено несколько простых циклов, обусловленных сменой осадочного материала от грубо-, до средне-, мелкозернистого. В латеральном плане аллювий горных рек часто сопряжен с дистальными фациями пролювиально-аллювиальных конусов выноса, генетические признаки которых близки к флювиальным. Однако, несмотря на различные вариации, флювиальные фации рек горного типа достаточно надежно восстанавливаются по залеганию их в разрезах в виде врезанных линз, закономерному строению и составу разреза и литологическим особенностям отложений.

Древние русловые осадки рек ветвящегося или фуркирующего (горного) типа широко представлены в отложениях синемюра, геттанга, плинсбаха, аалена Западной Сибири, залегающих в основании юрской продуктивной толщи. Множество линзообразно-вогнутых песчано-галечниковых тел, имеющих преимущественно гравийно-

галечниковый состав. В отложениях рек горного типа выделены литогенетические типы, характеризующие преимущественно русловые субфации *гравийно-песчаных баров* - **РГБ** (*Braided Gravely Bars*), представленные литогенетическими типами **РГБ-1** (Рисунок 6.11.), **РГБ-2** (Рисунок 6.12.), **РГБ-3** (Рисунок 6.13.) и **РГБ-4** (Рисунок 6.14.).

Тип **РГБ-1** представлен полимиктовыми, пёстроцветными конгломератами, сложенными обломками кварцитов, микрокварцитов, эффузивов кислого состава, кремнистых и железистых пород разнообразной окраски (белой, зеленой, красновато-оранжевой, фиолетовой, черной, серой и т.п.) (Рисунок 6.11.).

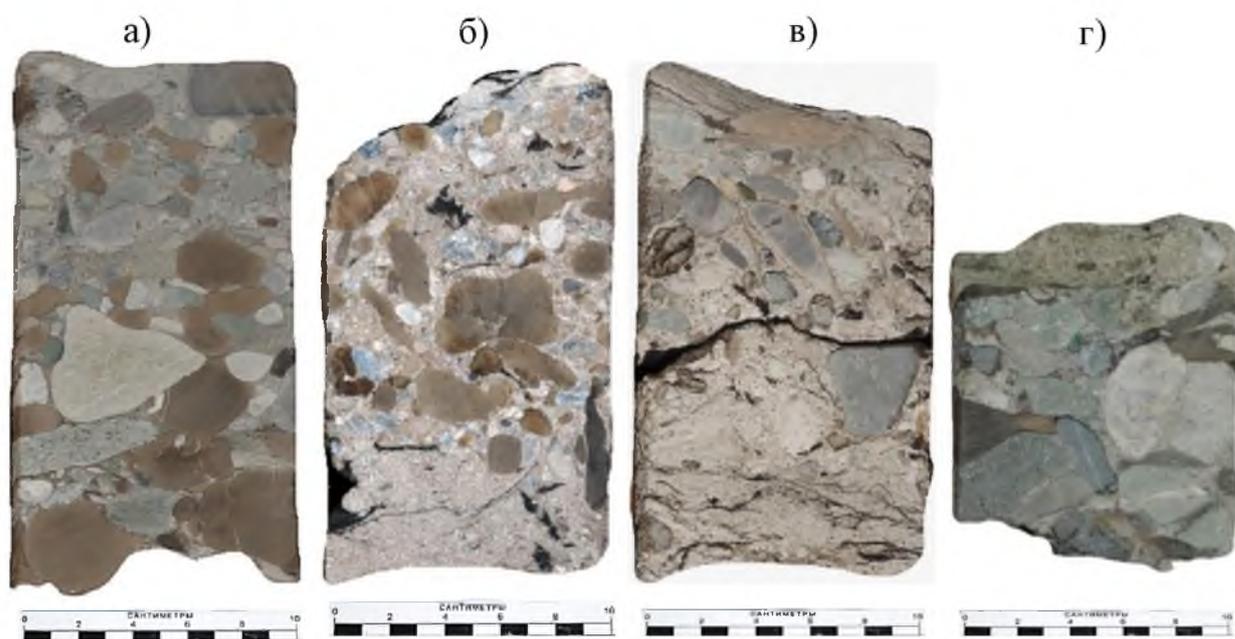


Рисунок 6.11 – Литогенетический тип **РГБ-1**

Конгломераты мелкогалечниковые, плохо сортированные с прослоями гравелитов и песчаников грубозернистых с горизонтальной слоистостью или черепитчатой укладкой стречневой части русла (основания аллювиального цикла) (*Нюрольская впадина, пласты Ю₁₆ урманской свиты, глубина -3105 м*)

Обломки сцементированы глинистым веществом, в составе которого преобладают гидрослюдистые минералы, присутствуют железистые карбонаты, иногда серый гравийный материал. Текстура пород неясно косо-ориентированная, чаще беспорядочная. В отдельных прослоях слабо выраженная крупная, косая однонаправленная слоистость подчеркнута расположением галек, редкими включениями обломков древесины. Конкреции и включения не встречаются.

Отложения данного типа имеют ограниченное распространение и образуют линзовидно-вогнутые, асимметричные тела, часто соединяющиеся своими краевыми частями и образующие сложно построенный комплекс. Мощность этих отложений может достигать 3-8м. Чаще встречаются в прибортовых частях крупных положительных структур I порядка (Атлас..., 1997). По площади фиксируются в виде линейно-вытянутых, часто линзовидных тел длиной в десятки километров.

Породы типа РГБ-1 находятся в парагенетической ассоциации с отложениями типов РГБ-2, иногда полностью слагают разрезы, иногда чередуются с другими типами. В этом случае переходы плавные, постепенные, иногда довольно резкие. Контакт с подстилающими комплексами обычно резкий, иногда размытый, эрозионный. С покрывающими породами других фаций контакты резкие, отчетливые.

Литогенетический тип **РГБ-2** представлен гравелитовыми разностями с прослоями мелкогалечниковых конгломератов, плохо сортированных, со слабо выраженной косой однонаправленной слоистостью, подчеркнутой включениями угловатых неокатанных галек и редких включений обломков углефицированной древесины (Рисунок 6.12.). Текстура большей частью массивная, однородная. Иногда на срезе заметна уплощенность и вытянутость обломков, что придает породе элементы слоистости.

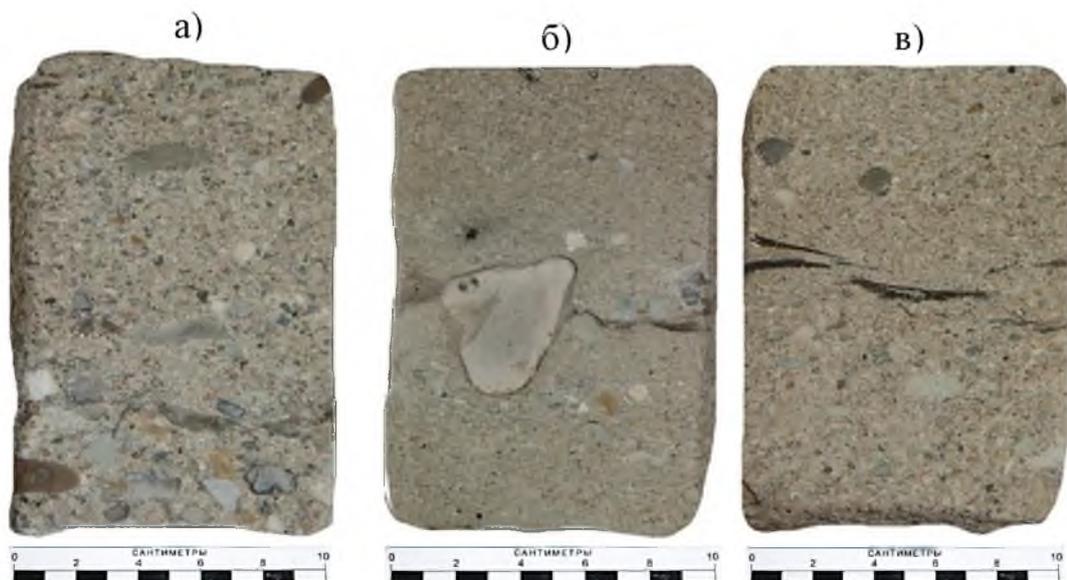


Рисунок 6.12 – Литогенетический тип **РГБ-2**

Гравелиты с прослоями мелкогалечниковых конгломератов, плохо сортированных, со слабо выраженной косой однонаправленной слоистостью, подчеркнутой включениями галек и редких обломков древесины (*Колтогорский прогиб, пласты Ю₁₆ урманской свиты глубина -3246 м*)

В качестве включений присутствует большое количество разнообразных галек и гравийных зерен в песчаниках. Иногда присутствуют редкие углистые линзы. Наиболее часто встречаются стяжения бурого сидерита (1x2,5 см). Породы данного типа образуют линзообразно-вогнутые тела, нижняя поверхность которых часто размыта и имеет зубчатое строение. Мощность отложений этого типа в среднем 3-12 м., но за счет многократных наложений может возрастать до 25-30 м. Именно этот тип отложений составляет большинство разрезов и наиболее развит в бортовых частях наиболее погруженных депрессионных зон (Чернова, 1995).

Распространен тип РГБ-2 по площади в виде линейно-вытянутых, ветвящихся тел длиной в десятки километров. Находится в тесной ассоциации с отложениями типов РГБ-1 и РГБ-3, с которыми имеет плавные переходы. С отложениями других фаций контакты резкие, четкие.

Литогенетический тип **РГБ-3** представлен серыми полимиктовыми разнозернистыми песчаниками, с прослоями гравелитовых разностей. Его отличительной чертой является обилие углистых включений, прослоев угля, крупных кусков обугленной древесины (Рисунок 6.13.).

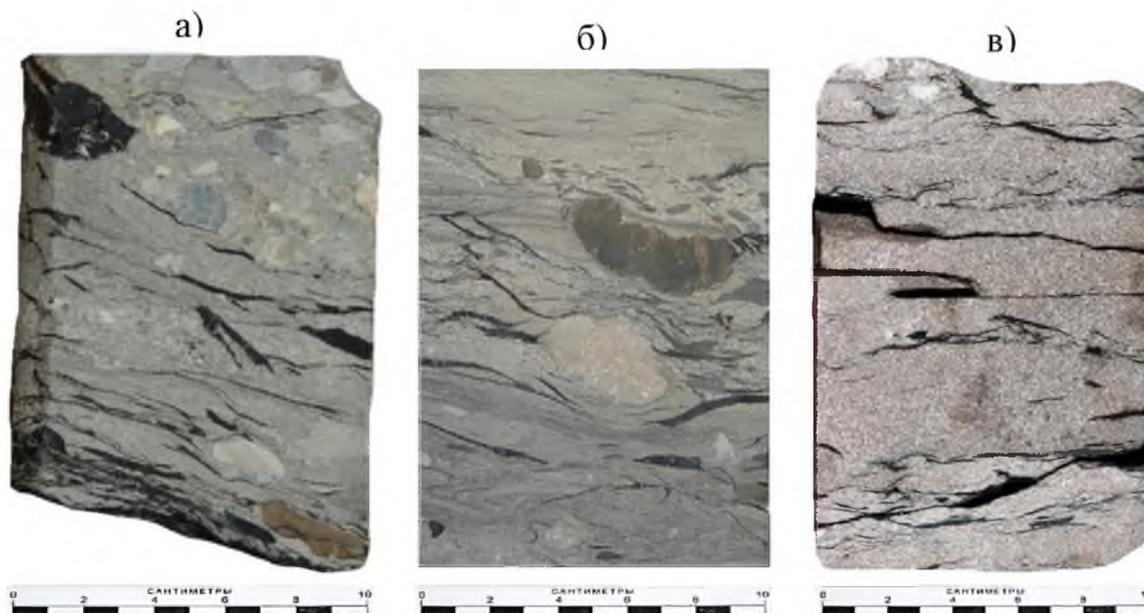


Рисунок 6.13 – Литогенетический тип **РГБ-3**

Песчаники разнозернистые, с прослоями гравелитов, с обильными включениями крупных и мелких галек, углей, обломков пород, с неясно выраженной крупной косой, в отдельных прослоях косой крупной однонаправленной слоистостью (*Нюрольская впадина, урманская свита, глубина – 3240 м*).

Отложения типа РГБ-3 образуют многочисленные линзообразно-вогнутые тела, приуроченные, как правило, к средней части аллювиального цикла. Мощность отложений этого типа составляет в среднем 7-14 м. Чаще полностью слагает отдельные разрезы. На подстилающих породах других фаций залегает с резким размывом. Образует среднюю часть аллювиального цикла. Текстура образована намывами обугленной органики, слюдистого, глинистого материала. Чаще всего встречается слабонаклонная или косоволнистая слоистость, подчеркнутая также помимо углей желваками сидерита и окатышами глинистых пород, образующих конгломератовидную текстуру.

Породы типа РГБ-3 наиболее часто присутствуют в разрезах нижней и средней юры, встречены во всех депрессионных зонах и слагают значительную часть разрезов. При описании охарактеризованы, как Северо-Тамбаевский тип разреза (Чернова, 1995).

В разрезах находятся в тесном парагенезе с отложениями типов РГБ-1, РГБ-2 и РГБ-3, но чаще полностью слагают разрезы. Контакты с подстилающими и покрывающими отложениями других фаций очень резкие, четкие. Переходы между типами РГБ-4 и РГБ-2 - постепенные.

Четвертый литогенетический тип (**РГБ-4**) имеет резко подчиненное значение. На его долю приходится очень малая часть флювиального комплекса. Породы его слагающие представлены алевролитами глинистыми и глинами заиливания и фиксируются в качестве маломощных прослоев, венчающих литогенетические типы, описанные выше (Рисунок 6.14.).

Рассмотренные типы аллювия рек горного типа часто сопряжены с пролювиальным комплексом фаций, генетические признаки которого близки к флювиальным. Несмотря на множественные вариации, Отложения рек горного типа достаточно надежно восстанавливаются по полосовому распространению, залеганию, в виде врезанной линзы, закономерному строению и составу разреза и литологическим особенностям отложений.

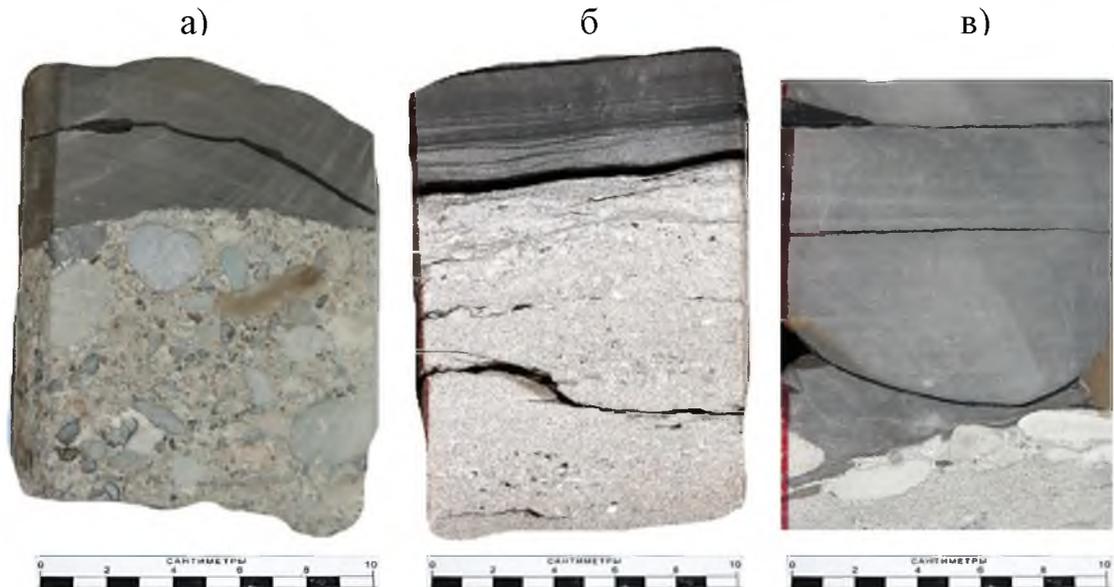


Рисунок 6.14 – Литогенетический тип РГБ-4

Алевриты и глины, создающие прослои заиливания над конгломератами (а, в) и песчаниками (б) (*Колтогорский прогиб, урманская свита, глубина – 3340м*)

6.3.1. Реки меандрирующего типа

Речные системы меандрирующего типа характерны для среднеюрских отложений Западной Сибири. Накопление осадков этих систем осуществлялось в условиях масштабного нивелирования рельефа с образованием широких, хорошо разработанных долин. Наиболее грубозернистые разности (песчаники, с включениями галек) накапливались главным образом в русловой центральной части основного русла или же вблизи подмываемого берега, где динамика потока имела наибольшую интенсивность. Образованные в таких условиях осадки, как правило, грубозернистые, плохо отсортированы и обладают слабо выраженной беспорядочной крупной косой, иногда перекрещивающейся слоистостью. В частях русел, располагающихся ближе к берегам, режим осадкообразования обычно более устойчив из-за меньшего диапазона в изменении скоростей потока. Осадки, сформированные в их пределах, отличаются хорошо выраженной крупной косой однонаправленной слоистостью с ритмической сортировкой зерен в пределах каждого косого слоя (Шанцер, 1966; Чернова, 1995).

Наиболее характерными признаками руслового аллювия, выявленными по керну скважин, являются: наличие косой (крупной и мелкой) однонаправленной слоистости; постепенное уменьшение масштаба слоистости и гранулометрического состава снизу вверх по разрезу; залегание с размывом на породах различного генезиса; распространение на площади в виде покровных линз, а в плане имеющих корытообразный и линзовидный характер песчаных тел с вогнутой подошвой и сглаженной кровлей.

Морфология осадочных тел довольно однообразна. Песчаные линзы резко подчинены и залегают, как в основании толщи, так и внутри нее. В прибортовых частях речной долины значительно развиты пойменные фации, имеющие плащеобразное распространение со сложным контуром выклинивания в сторону русла. Контакты с ниже- и вышележащими породами постепенные.

Проведенными исследованиями в отложениях, отнесенных к флювиальным системам меандрирующего типа, выделено 15 литогенетических типов, отнесенных к:

- стречневые осадки русла - **РРС-1** (Рисунок 6.15), **РРС-2** (Рисунок 6.16.), **РРС-3** (Рисунок 6.17.);
- внутрирусловым отмелям-осередкам - **РРО-1** (Рисунок 6.18.);
- меандровым отмелям - **РМО-1** (Рисунок 6.19.), **РМО-2** (Рисунок 6.20.);
- отложениям береговых валов - **ПРВ-1** (Рисунок 6.21.), **ПРВ-2** (Рисунок 6.22.), **ПРВ-3** (Рисунок 6.23.);
- пескам разлива - **ППР-1** (Рисунок 6.24), **ППР-2** (Рисунок 6.25.);
- старицам - **ПСО-1** (Рисунок 6.26), **ПСО-2** (Рисунок 6.27) и **ПСО-3** (Рисунок 6.28.) и пойменным болотам – **ПСБ-1** (Рисунок 6.29.).

Стрежневые осадки русла (*Channel Lag Deposits*) (**РРС**) охарактеризованы тремя литогенетическими типами, являющимися, по сути, русловым остаточным гравием, залегающим в основании руслового комплекса, и характеризуют условия стречневой спрямленной части русла, где водный поток имеет наибольшую и относительно неустойчивую динамику среды седиментации. К литогенетическому типу **РРС-1** отнесены сероцветные песчаники с включениями гравийных зерен различного цвета (Рисунок 6.15.). Породы характеризуются полимиктовым, граувакковым, либо олигомиктовым составом.

Обломки гравийной размерности представлены окатышами раннедиагенетического сидерита, образовавшегося из размытых местных глинистых и слоистых алевролитовых пород, обугленной или минерализованной древесиной. Цемент сложен мелкопесчаной фракцией.

Включения галек отмечаются преимущественно в подошве пласта, но при внутриформационных размывах фиксируются на разных уровнях внутри песчаного тела. Песчаные тела сложены разнозернистым плохо отсортированным материалом беспорядочным по текстуре, либо неявно слоистым. Слоистость косая, крупная, однонаправленная или сходящаяся, со срезанием косых серий более поздними слойками.



Рисунок 6.15 - Литогенетический тип РРС-1

Песчаники гравийные, с обилием галечникового материала, сосредоточенного по косо наклонным плоскостям, в отдельных пачках грубозернистые, с включениями углей, углистого растительного детрита, с неявной косой слоистостью, подчеркнутой ориентировкой галек и крупных углистых включений; серии с резко выраженным эрозионным основанием, с мелкими эрозионными текстурами типами водоворотных ямок и котлов (*Нюрольская впадина, урманская свита, глубина -3092м*)

Морфология тел данного типа - линзовидная. Песчаное тело занимает около трети объема аллювиальной толщи, замещаясь в кровле алевролитами и глинистыми породами. Мощность отложений стречневой части обычно не превышает первых метров, но тесный парагенез с отложениями меандрирующего речного потока на более поздних стадиях существования реки позволяет рассматривать их в

составе аллювиального комплекса и говорить о достаточно значительных мощностях (до 15-20м).

В разрезах, отложения описываемого типа, залегают в основании аллювиальной толщи, а в случаях внутрiformационных размывов находятся внутри песчаного тела в основании нового аллювиального цикла осадкообразования. Они характеризуются линзообразной формой тел, трассируемых вдоль линейно протяженного направления. Вверх по разрезу и в широтном направлении отложения типа РРС-1 последовательно замещаются породами типа РРС-2 и далее переходят в более мелкозернистые отложения меандровых отмелей и береговых валов. Контакты с нижележащими породами всегда резкие, эрозионные, вне зависимости от генезиса подстилающих пород. Верхний контакт с отложениями типа РРС-2 - постепенный.

Отложения, выделенные во второй тип (**РРС-2**), представлены более песчаными фракциями, с резким сокращением доли галек и гравийных разностей (Рисунок 6.16.). В базальной части разреза преобладают песчаники среднезернистые, реже до грубозернистых, содержащие обломки тонкослоистых алевролитов, включения крупных галек пород и многочисленных линз и обломков углей.

Для пород характерна плохая и средняя сортировка материала, часто ритмическая с сортировкой зерен в каждом косом слое (от более крупной в основании к более мелкой в верхней части). Текстура слоистая. Слоистость хорошо выраженная, косая однонаправленная, прямолинейная, ритмичная. Характерным является не только однонаправленное гранулометрическое изменение строения комплекса, но и синхронное ему изменение характера слоистости.

Так, базальная часть отложений, представленная среднезернистым песчаником с примесью мелко гравийного материала, как правило, имеет косую однонаправленную слоистость. Вверх по разрезу слоистость становится тоньше, выполаживается и сменяется сначала косоволнистой, а затем горизонтальной, прерывистой слоистостью (Атлас..., 1997).

Характерным признаком отложений данного типа является обилие углефицированных и минерализованных крупных и мелких обломков древесины, располагающихся послойно. Морфология данного типа характеризуется линзовидной формой

песчаного тела, залегающего, как правило, в основании, реже в середине аллювиального цикла. Мощность достигает 10 м.

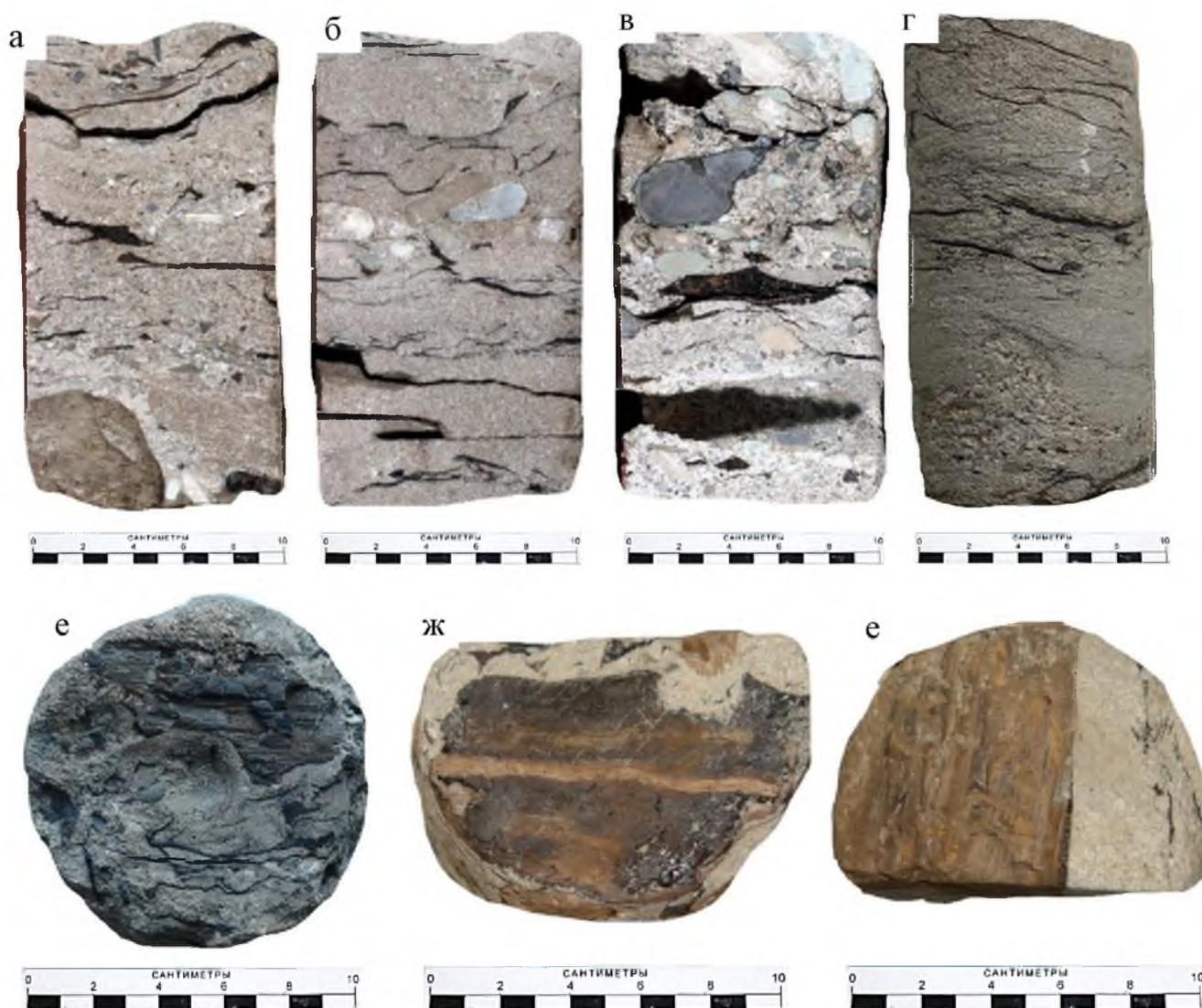


Рисунок 6.16 – Литогенетический тип РРС-2

Песчаники крупно-среднезернистые, плохо сортированные, реже с крупной косою однонаправленной слоистостью, чаще массивные, с рассеянными по породе крупными гальками и обильными включениями крупных углефицированных обломков древесины, подчеркивающих косою слоистость (а, б, в, г, д, е, ж з); в основании серий часто присутствуют скопления гравийных зерен (г) (*Нюрольская впадина, урманская свита, глубина -3102 м;*)

По площади тела этого типа образуют линейно вытянутые извилистые ленты длиной сотни километров, пространственно связанные с отложениями меандровых отмелей. В поперечном сечении представляют собой линзообразно-вогнутые асиммет-

ричные тела шириной в несколько километров. Контакты с нижележащими отложениями типа РРС-1 отчетливые, с вышележащими отложениями типа РРО-1 - постепенные.

В отдельный литогенетический тип - **РРС-3** выделены отложения, имеющие конгломератовидную или «пудинговую» текстуру, представляющие собой обилие окатанных и неокатанных галек глинистого состава, имеющих различные размеры и зафиксированных в песчаном матриксе (Рисунок 6.17.). Угловато-окатанные и полуокатанные обломки глинистого и алевритистого состава характеризуют условия недалекого переноса. Подобная текстура отвечает условиям формирования обломков при подмыве и эрозии береговых зон и захоронении остроугольных обвальных кусочков тут же в хорошо сортированном песчаном матриксе (Ботвинкина, 1962; Шрок, 1950; Алексеев, 2007).

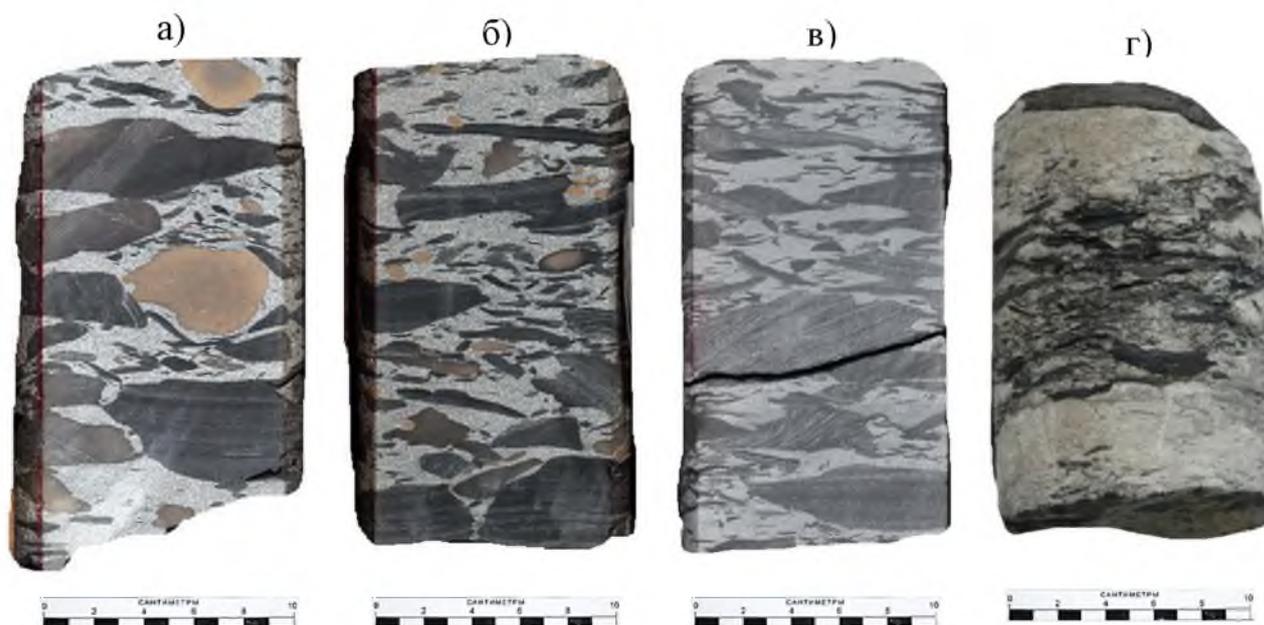


Рисунок 6.17 – Литогенетический тип РРС-3

Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, с включениями остроугольных неокатанных уплощенных обломков алевролитов (а, б, в, г) и галек сидеритового состава (а), сформированных в условиях ближнего переноса, за счет подмыва берега (пудинговая текстура) (*Нюрольская впадина, урманская свита, глубина -302 м;*)

В уплощенных обломках часто видна хорошо сохранившаяся тонкогоризонтальная слоистость береговой пойменной зоны (Рисунок 6.17. – а, б, в). Совместно с галь-

ками глинисто-алевритового состава в качестве включений встречаются гальки сидеритового состава (Рисунок 6.17 – а), включения мелкой обугленной древесной растительности (рисунок 6.17 – г).

Для разреза внутрирусловых отмелей характерно общее уменьшение размерности зерен кверху и четко выраженная однонаправленная косая слоистость. Мощность отложений прирусловых отмелей достигает от нескольких м. до 10-15 м., реже более. Эту субфацию характеризует литогенетический тип **РРО-1**, представленный на Рисунке 6.18.

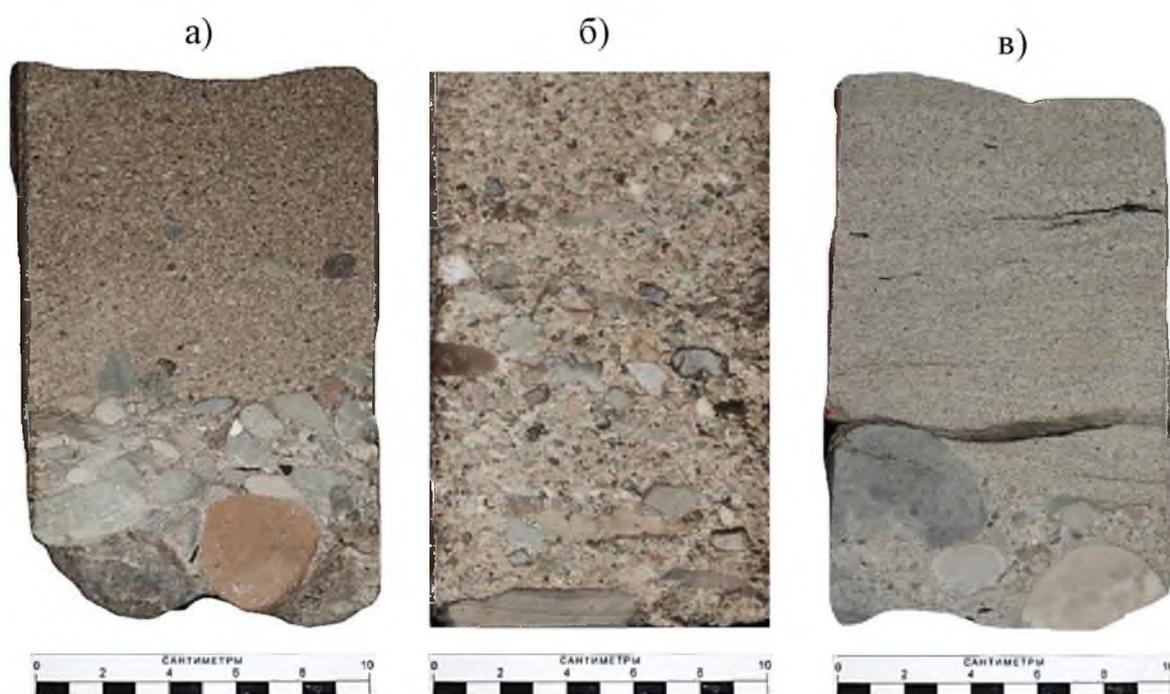


Рисунок 6.18 – Литогенетический тип **РРО-1**

Песчаники гравийные, с прослоями галечникового материала, с прослоями мелкогалечникового материала, гравелитов, в отдельных пачках грубозернистые, с включениями углей, углистого растительного детрита, с неясной косой слоистостью, подчеркнутой ориентировкой галек и крупных углистых включений. (*Нурольская впадина, тюменская свита, 2850 м*)

По литологическим особенностям отложения данного типа очень похожи на осадки прирусловых отмелей. В ископаемом состоянии их сложно отличить друг от друга без анализа разреза всей осадочной последовательности. Следует отметить, что главное отличие состоит в присутствии значительной примеси мусорного типа, выносимой рекой по ходу основного водотока.

Меандровые отмели (Point Bars), представляющие собой крупные аккумулятивные тела, сложены преимущественно песчаным материалом, с примесью гравийных зерен. Для разреза отмели характерно уменьшение диаметра зерен кверху. Мощность осадков обычно достигает нескольких метров. Для крупных рек эти параметры существенно выше (до 20-25 м). Литогенетический тип **РМО-1** характеризует основание (нижнюю пачку песчаной отмели) (Рисунок 6.19.).

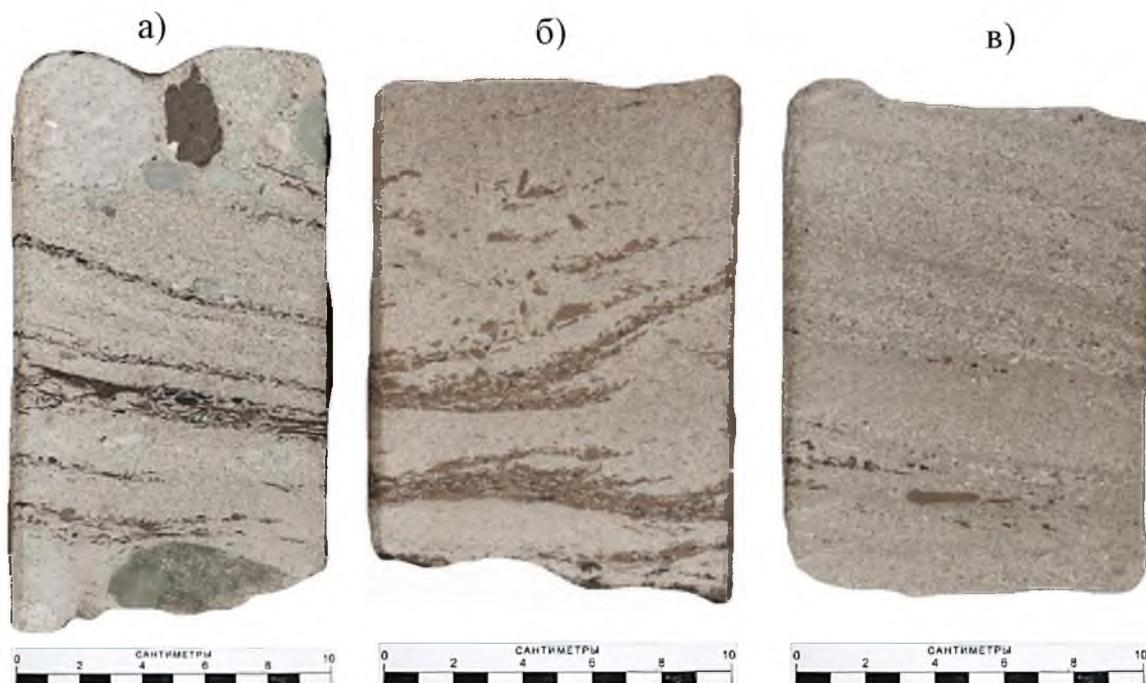


Рисунок 6.19 – Литогенетический тип **РМО-1**

Песчаники крупно-среднезернистые, средне сортированные, с крупной косою однонаправленной или крупномасштабной диагональной слоистостью, с редкими включениями крупных галек, обугленных остатков, с крупномасштабной мульдообразной слоистостью, в основании серий с включениями редких угловатых неокатанных обломков глинистого состава, мелких галек сидерита (*Нурольская впадина, урманская свиты, глубина – 2980 м*)

Из текстур преобладает мульдообразная слоистость, причем в нижней части разреза – более крупная, чем в верхней. В разрезе осадки отмели образуют сложно построенный комплекс, состоящий из отдельных песчаных пачек с характерной гранулометрической ритмичностью, выраженной в уменьшении размера зернистости к кровле каждой пачки и постепенным замещением песчаников вверх по разрезу алевритами и глинисто-алевритовым переслаиванием. Гранулометрия песчаников меняется от

средне-мелкозернистой в подошве до мелкозернистой в кровле песчаного тела. Среди текстур характерна хорошо выраженная, крупная, косая однонаправленная, часто сходящаяся слоистость. Иногда косые серии разделены прослойками с горизонтальной слоистостью. Слоистость часто подчеркнута гальками сидерита (Рисунок 6.19 – б, в).

Отложения типа РМО-1 залегают в основании аллювиального отмельного комплекса, выше по разрезу переходят в отложения типа РМО-2 и далее замещаются осадками береговых валов и пойменного комплекса отложений, состоящего из крупнозернистых алевролитов и глин с пологоволнистой и горизонтальной слоистостью, глин с растительными остатками и, наконец, переходят в углистые глины и угли болотных фаций. Площадное распространение имеет вид линз, врезанных в подстилающие пойменные отложения. Контакты с нижезалегающими породами – резкие с размывом и галькой в основании. Контакты с вышележащими породами, как правило, постепенные.

Литогенетический тип **РМО-2** характеризует верхнюю пачку меандровой отмели, отложенную в условиях верхнего режима реки (Рисунок 6.20.).



Рисунок 6.20 – Литогенетический тип **РМО-2**

Песчаники мелкозернистые, в отдельных пачках среднезернистые, средне сортированные с намывами углистого детрита, подчеркивающими косую однонаправленную слоистость (а, б, в), часто таблитчатого типа, реже с массивной слоистостью, с единичными включениями галек, отложенные в условиях верхнего режима течения (*Нюрольская впадина, салатская свита, глубина – 2960м*)

Структура песчаных пород этого типа от базальных пачек (РМО-1) отличается меньшей зернистостью. Основными породами, слагающими данный тип, являются песчаники среднезернистые до разномзернистых со средней, часто ритмической сортировкой зерен в каждом прослое: от более крупной в основании к более мелкой в верхней части.

Для пород характерна четко выраженная таблитчатая косая слоистость, однонаправленная, прямолинейная, ритмичная. Характерным является не только однонаправленное гранулометрическое изменение строения комплекса, но и синхронное ему изменение характера слоистости. Вверх по разрезу слоистость становится тоньше, выполаживается и сменяется сначала косоволнистой, а затем горизонтальной, прерывистой слоистостью.

Характерным является и присутствие остатков флоры в виде крупного и мелкого детрита, углефицированных и минерализованных крупных и мелких обломков древесины, располагающихся послойно. Мощность отложений описываемого типа небольшая (1-4 м, реже до 5-8 м). Морфология толщи характеризуется линзовидной формой. Песчаные толщи типа РМО-2 образуют линзовидные тела, вытянутые линейно и пространственно связанные с отложениями русел равнинных рек.

В верхних частях аллювиальных комплексов залегают отложения, отложенные в речных долинах выше уреза воды преимущественно во время паводков. Режим осадкообразования здесь непостоянен и зависит от уровня паводковых вод и удаленности от русла к бортам долины. В непосредственной близости к руслам рек протягивается неширокая полоса песчаных осадков, накопившихся при разливе рек. Они образуют песчаные валы и относятся к фациям береговых валов внешней или песчаной части поймы (Ботвинкина, 1957, 1962; 1965).

Береговые валы (*Natural Levee*) или насыпные гряды, формирующиеся по краю пойменной равнины, в литологическом плане сложены мелкозернистым песчаным материалом с прослоями песчанистых алевролитов, содержащих значительное количество углисто-глинистого материала. Их характеризуют 3 литогенетических типа (**ПРВ-1, ПРВ-2 и ПРВ-2**), находящихся в тесном парагенезе друг с другом и нижележащими отложениями меандровой отмели (типы РМО-1 и РМО-2).

Для отложений, их слагающих, характерно разнообразие слоистых текстур, срезаемых косыми сериями, чередование тонкой косой, волнистой и горизонтальной слоистости в пределах незначительных по мощности участков, наличие косоволнистых и прерывисто-волнистых текстур с веерообразно расходящимися тонкими слойками (Рисунок 6.21.).

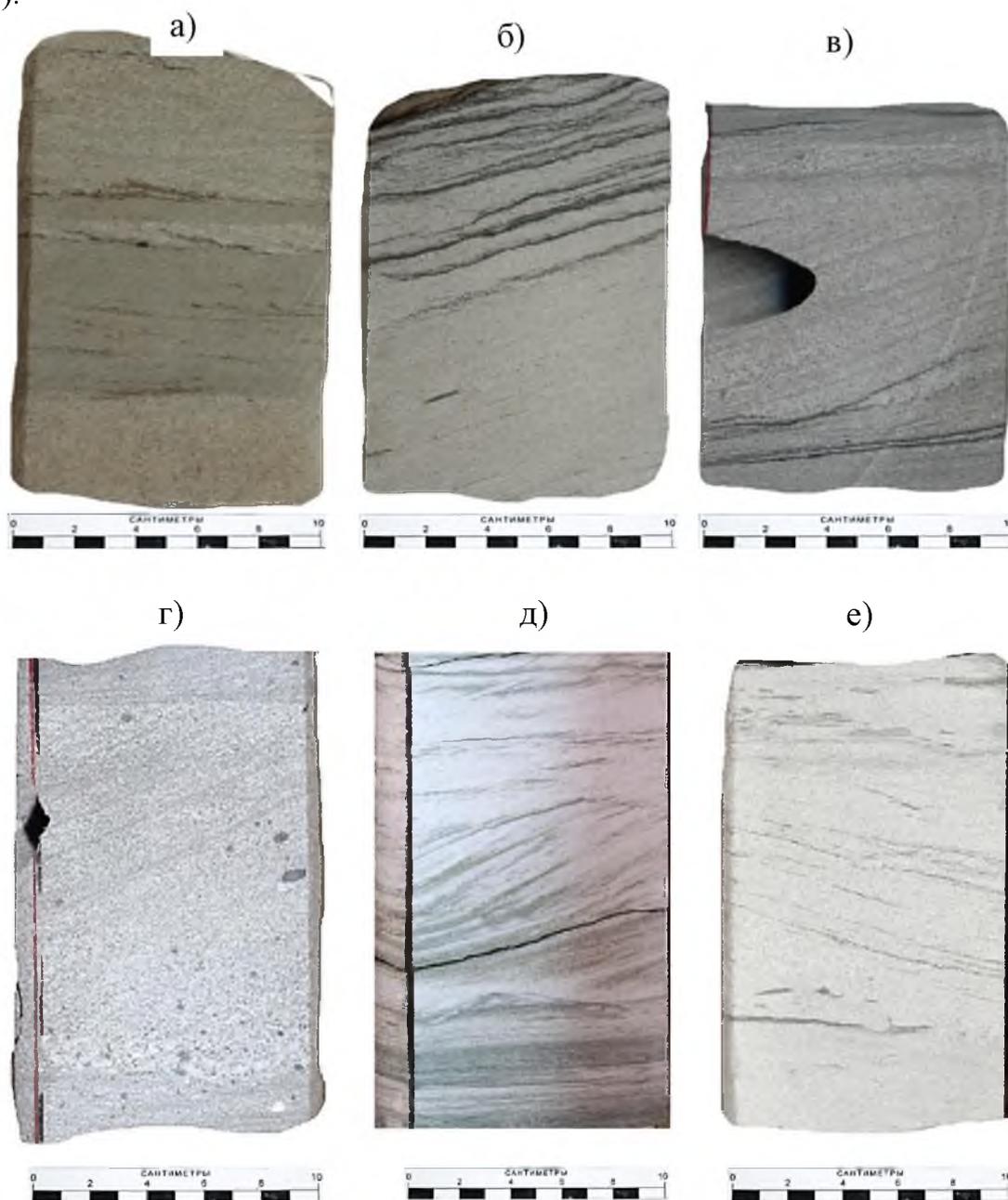


Рисунок 6.21 – Литогенетический тип ПРВ-1

Песчаники в основании серий средне-мелкозернистые, средне сортированные, с включениями галек пород и крупных обугленных остатков. Характерна косая однонаправленная мелкомасштабная слоистость с четко выраженными серийными швами, иногда пологонаклонная с восходящими знаками ряби, подчёркнутая намывами растительного детрита (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -3106м*)

Часто встречаются текстуры деформаций, обусловленные мелким оползанием осадка и размывами. Характерно присутствие корневых остатков и следов жизнедеятельности земляных червей. В породах отмечена гранулометрическая ритмичность с уменьшением размера зернистости к кровле и постепенное замещение песчаников вверх по разрезу алевролитами и глинисто-алевритовым переслаиванием. В породах часто присутствует значительно количество мелких обугленных остатков растительности, представленных мелким, послойно распределенным растительным детритом.

Выше по разрезу берегового вала в песчаниках наблюдается косая, мелкая, слабо ритмическая, однонаправленная, иногда со сходящимися слойками, изредка косо- и пологоволнистая слоистость, в алевролитах и глинистых породах - мелко-волнистая, линзовидная и горизонтальная слоистость, подчеркнутая углистым материалом (Рисунок 6.22.).

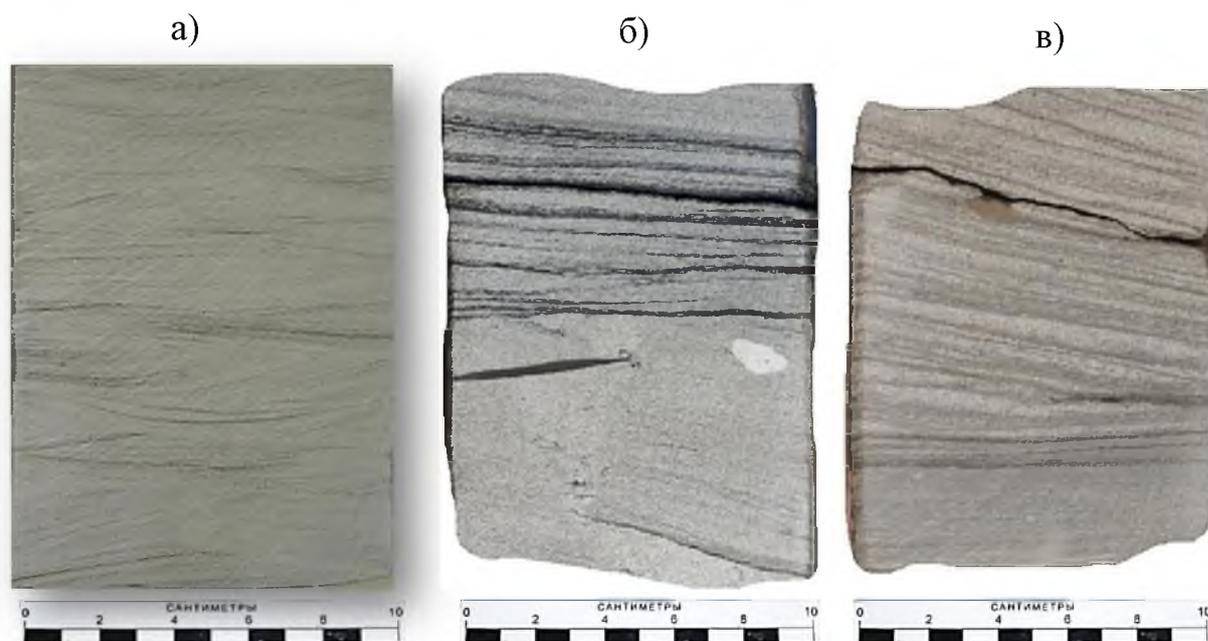


Рисунок 6.22 – Литогенетический тип ПРВ-2

Песчаники тонкозернистые, мелкозернистые, с хорошей сортировкой материала, с мелкомасштабной косой однонаправленной, иногда волнистой ассиметричной мульдообразной (а); клиновидной, сходящейся слоистостью (в), подчеркнутой намывами тонкодисперсного растительного детрита, с восходящими знаками ряби, с разнообразными слоистыми текстурами, срезаемыми косыми сериями (б), часто чередование тонкой косой, волнистой и горизонтальной слоистости (*Колтогорский прогиб, тюменская свита, глубина – 2780м*).

Кровельные участки прирусловых валов характеризует литогенетический тип **ПРВ-3**, представленный разнозернистыми алевролитами, переслаивающимися с глинами (Рисунок 6.23.). Крупно- и разнозернистые алевролиты и глины с мелкомасштабной пологоволнистой и горизонтальной слоистостью, с прослоями глинистого состава, содержат обильную сыпь растительного детрита и вверх по разрезу часто переходят в углистые глины и угли болотных фаций. Глинистые разности часто имеют комковатую текстуру, обусловленную корневой системой. Отмечаются также своеобразные включения алевролита в глине, так называемые карманы внедрения. Редко в породах присутствуют конкреции в виде мелких стяжений пирита и сидерита. Песчаные тела береговых валов в разрезе имеют вид ассиметричных линзовидных прослоев мощностью до 13-15 м при толщине отдельных песчаных прослоев 1-2м. Контакты с ниже- и вышележающими породами постепенные, плавные.

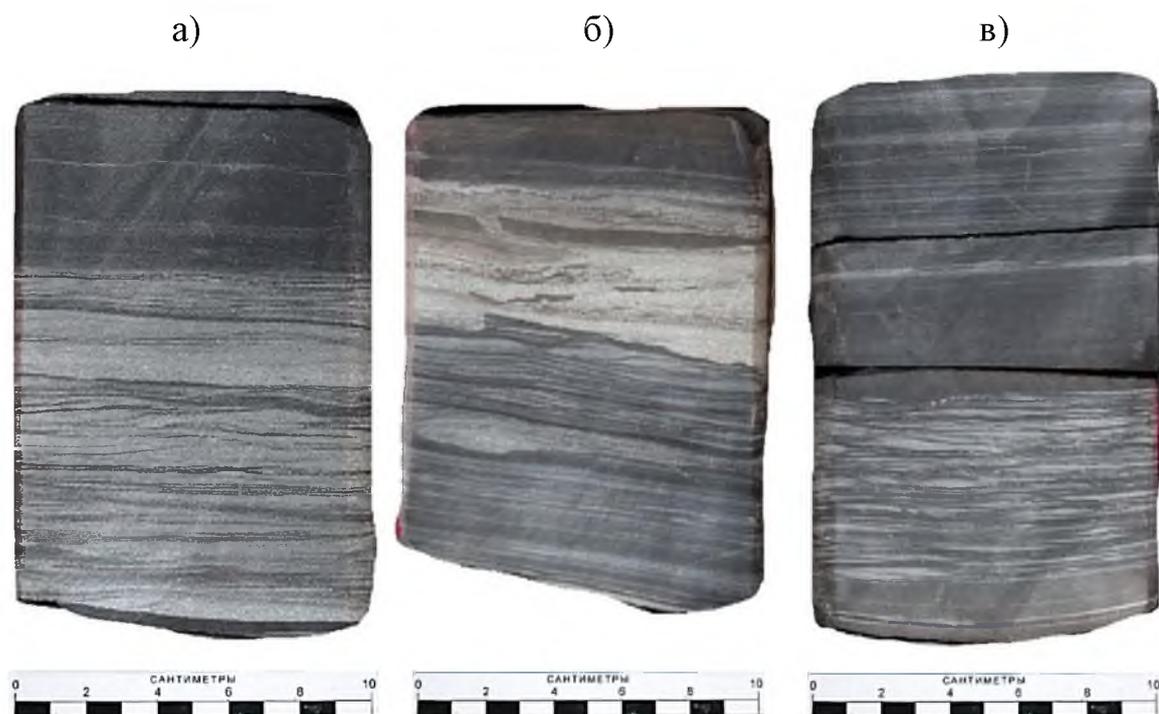


Рисунок 6.23 – Литогенетический тип **ПРВ-3**

Алевролиты разнозернистые (в основании серий более крупнозернистые), с неправильной горизонтальной, пологоволнистой, часто штриховатой или мелкой косо́й слоистостью, с прослоями заиливания. В отдельных сериях наблюдается мелкомасштабная сложная косо́я слоистость с небольшими углами падения слойков, с редкими корневыми остатками растений (*Усть-Тымская впадина, тюменская свита, глубина – 2880м*)

В пойменной части характерно присутствие плоскодонных аккумулятивных форм, прилегающих к наружной стороне береговых гряд известных, как *пески разлива* или кривассовые глифы (*Crevasse Splay*). В литологическом плане данные отложения представлены мелкозернистыми песчаниками, с большим количеством тонких прослоев глинистых алевритов. Древние отложения песков разлива имеют каолинит-гидрослюдистый с сидеритом, хлоритом, реже пиритом цемент с повышенным содержанием слюдяного материала. Эти отложения характеризуют литогенетические типы **ППР-1** и **ППР-2**.

Отложения типа **ППР-1**, представленные мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, формировались на участках пойм, временно заливаемых полыми водами и осушавшихся в меженные периоды. Во время паводков полые воды реки, несущие большое количество материала, выходя на равнину, теряли скорость и отлагали песчаный материал на узкой полосе, образуя песчаные валы. Характерной особенностью является слоистая текстура (Рисунок 6.24).

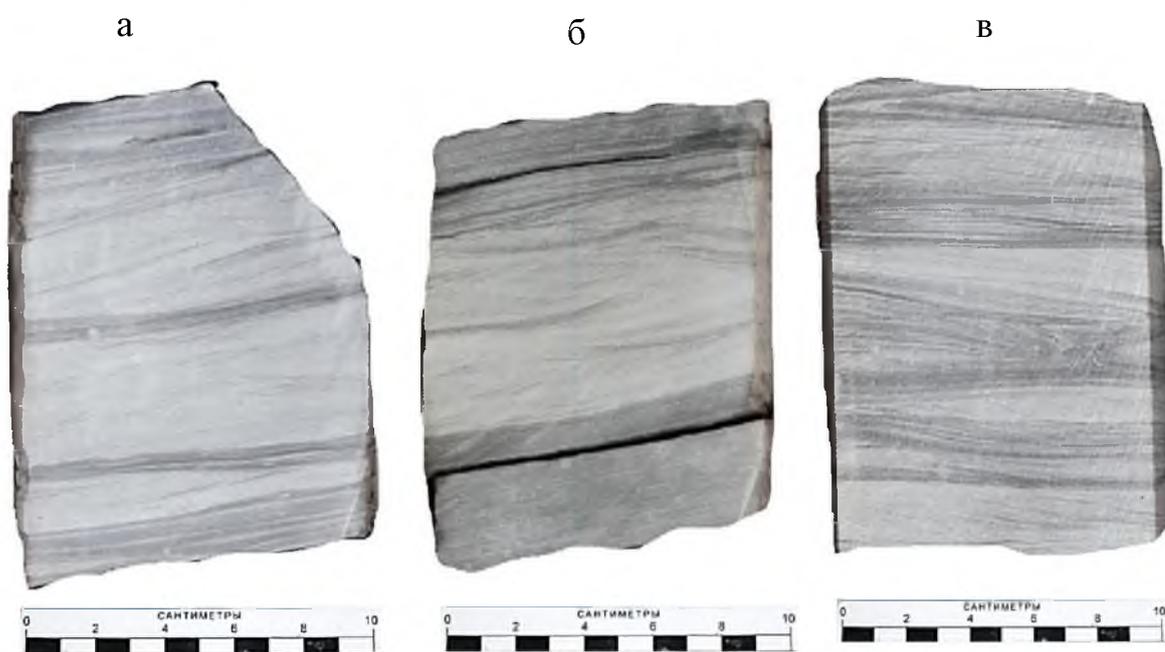


Рисунок 6.24 – Литогенетический тип **ППР-1**

Песчаники мелкозернистые и крупнозернистые алевролиты с тонкой горизонтальной слоистостью, с диагональной мелкомасштабной слоистостью, с бимодальными прослоями и резкими параллельными, реже выпуклыми эрозийными контактами в основании серий, с подошвенными знаками внедрения (текстурами нагрузки) (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина – 2850 м*).

Слоистость тонкая, подчеркнутая послойным распределением растительного детрита, образующего очень тонкие нитевидные прослои. Часто отмечается наличие косоволнистой, взаимно-срезающейся слоистости, а также сочетание горизонтальной и косой. По мере расширения речной долины и накопления рыхлых осадков, а также при возрастании удаленности от русла гидродинамическая активность полых вод снижается, снижается и возможность проникновения на пойму песчаного материала (тип ППР-2). Слоистость бывает нарушена ходами и норками земляных червей (Рисунок 6.25).

В породах встречаются мелкие линзовидные конкреции глинисто-сидеритового состава. Морфология осадочных тел характеризуется довольно однообразным сложением с последовательной сменой песчаников, залегающих в подошве, алевролитами и глинистыми породами. Языковидные тела небольшой мощности (0,5-2,5 м.) выклиниваются в сторону русла. С подстилающими телами контакты отчетливые горизонтальные, с перекрывающими фациями контакты постепенные.

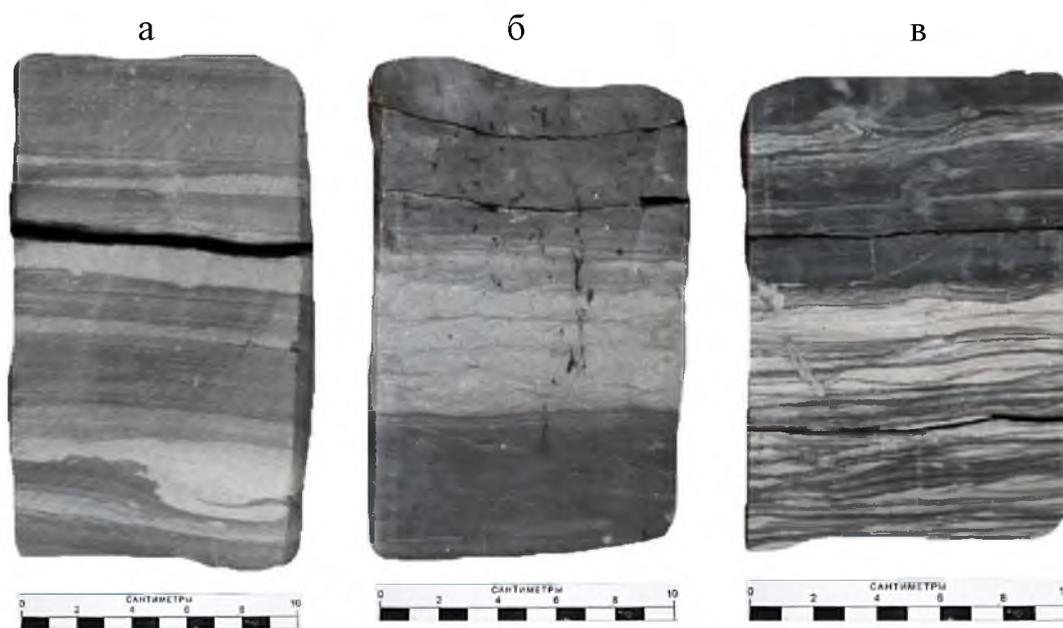


Рисунок 6.25 – Литогенетический тип ППР-2

Алевролиты глинистые, тонкогоризонтальнослоистые, иногда линзовидные, реже волнистослоистые, переходящие через переслаивание в алевролитистые глины. В кровельных участках глины часто имеют комковатую текстуру, обусловленную корневой системой. Слоистость подчеркнута углистым материалом. Отмечаются своеобразные включения алевролита в глине (карманы внедрения); частыми текстурами деформаций, обусловленными мелким оползанием осадка и размывами (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина – 2920м*)

Глинистый материал в пойменных комплексах получал преимущественное развитие, во внутренних частях поймы. На временно заливаемых участках пойм шло накопление отложений удаленных и обводненных старичных фаций. Литологический состав пород, так же, как и для прирусловых валов зависит от скорости талых вод и от количества поступающего обломочного материала.

Старицы (Oxbow Lakes) представляют собой не действующие части русла, имеющие форму излучины, отрезанные от активных протоков и заполненные стоячей водой. Отложения древних стариц накапливались в условиях меняющегося гидродинамического режима, что хорошо видно в керне последовательной сменой вверх по разрезу пород от крупно-среднезернистых косослоистых разностей, содержащих иногда в основании обломки перемытых местных пород до мелкозернистых алевроитовых и глинистых горизонтально-слоистых пород в кровле.

По многим признакам старичные водоемы в конечную стадию своего существования сходны с отложениями пойменных болот. Отличительным их признаком является тесная пространственная связь с русловым комплексом пород, косослоистые текстуры, свидетельствующие о направленном водном потоке в начальную стадию образования старицы, а также наличие в подошве галек местных пород, образованных при высокой активности вод. Также отличием является линзообразно-выгнутая в плане форма песчаного тела стариц по сравнению с неправильной изометричной формой пойменных озер (Ботвинкина, 1957, 1962; Шанцер, 1966; Тимофеев, 1970). Старичные фации занимают небольшие площади, диагностируются в керне скважин по парагенезам с пойменным комплексом осадков. В результате проведенных исследований к старичным отложениям отнесены три литогенетических типа: **ПСО-1** (Рисунок 6.26.), **ПСО-2** (Рисунок 6.27.), и **ПСО-3** (Рисунок 6.28.).

Цвет глинистых пород преимущественно темный, преобладают темно-серые до темно-коричневых и черных глинистые породы, интенсивность окраски которых напрямую зависит от количества растительной органики в их составе. Сидеритизированные разности окрашены в различные оттенки бурого цвета, от светло-бурого до темно-бурого, почти черного. Алевролиты имеют серую и темно-серую окраску.

Текстура волнистая и горизонтально-слоистая с преобладанием волнистой слоистости и последовательным постепенным переходом к горизонтальной слоистости кверху. Иногда отмечается наличие косой тонкой слоистости, встречаются следы перемыва, смятия и оползания осадка. Наблюдается повсеместная и интенсивная переработка субстрата корневыми системами, отчего породы приобретают комковатые текстуры (Рисунки 6.27-6.28.).

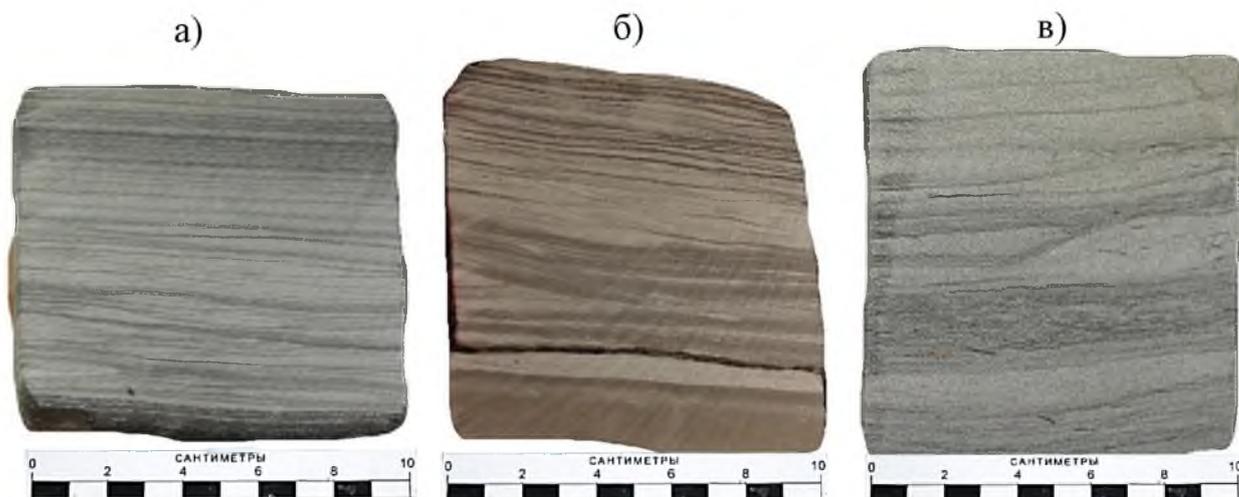


Рисунок 6.26 – Литогенетический тип ПСО-1

Песчаники мелкозернистые с прослоями и линзами разномасштабных алевролитов, среднесортированные (в основании материал более крупнозернистый). Слоистость тонкая неравномерная горизонтальная, пологоволнистая, линзовидная прерывистая, мелкомасштабная, образованная послойным отложением растительного детрита (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -3037м*)

Конкреции характерны для типа ПСО-3. Они имеют линзовидный характер и различную мощность (в пределах первых метров), чаще они представлены маломощными (в несколько см) прослойками и мелкими линзочками. Состав конкреций преимущественно сидеритовый, это так называемые, болотные руды (Ботвинкина, 1957).

В алевролитах присутствуют линзовидные и звездчатые скопления пирита, отмечаются псевдоморфозы пирита по растительным остаткам. Часто встречаются остатки корневых систем, обильный растительный детрит, ориентированный послойно и образующий скопления в виде пятен и прослоев угля, флористические остатки хорошей сохранности отпечатки листьев, остатки стволов и стеблей травянистых форм растений.

Пойменные болота (Back swamp) формируются на месте большинства старичных водоемов, постепенно заболачивающихся при сравнительно быстром заполнении осадками (*в течение нескольких тысяч лет*). Многие исследователи отмечают, что главными условиями формирования болот являются: 1) наличие исходной растительности; 2) совпадение уровня грунтовых вод с дневной поверхностью, 3) влажный и теплый климат (Твенхофел, 1936; Жемчужников, 1958; Иванов, 1967; Седиментология..., 1980; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000).



Рисунок 6.27 – Литогенетический тип **ПСО-2**

Алевриты разнозернистые с прослоями заиливания и линзами тонкозернистого песчаника, с тонкой горизонтальной слоистостью, с большим количеством корней растений, растительных остатков и растительного детрита на плоскостях наслоения, со следами периодических высыханий, с пологоволнистой, и пачечной (ленточной слоистостью) и глинисто-алевритовые отложения с многочисленными остатками флоры, с конкрециями пирита, комковатой текстурой, с тонкими прослойками и линзами углей (в, г) (*Пайдугинская впадина, глубина -3220м*)

В пределах болот на ограниченных участках происходит накопление глинисто-алевритовых, а иногда песчано-алевритовых осадков и растительных остатков, часто хорошей сохранности. С торфяными болотами генетически тесно связаны ископаемые почвы, представляющие собой комковатую глинистую породу, переполненную остатками корешков растений, имеющую часто в своем составе каолинит, образовавшийся при разложении глинистых минералов под влиянием кислых вод торфяника (Ботвинкина, 1957).

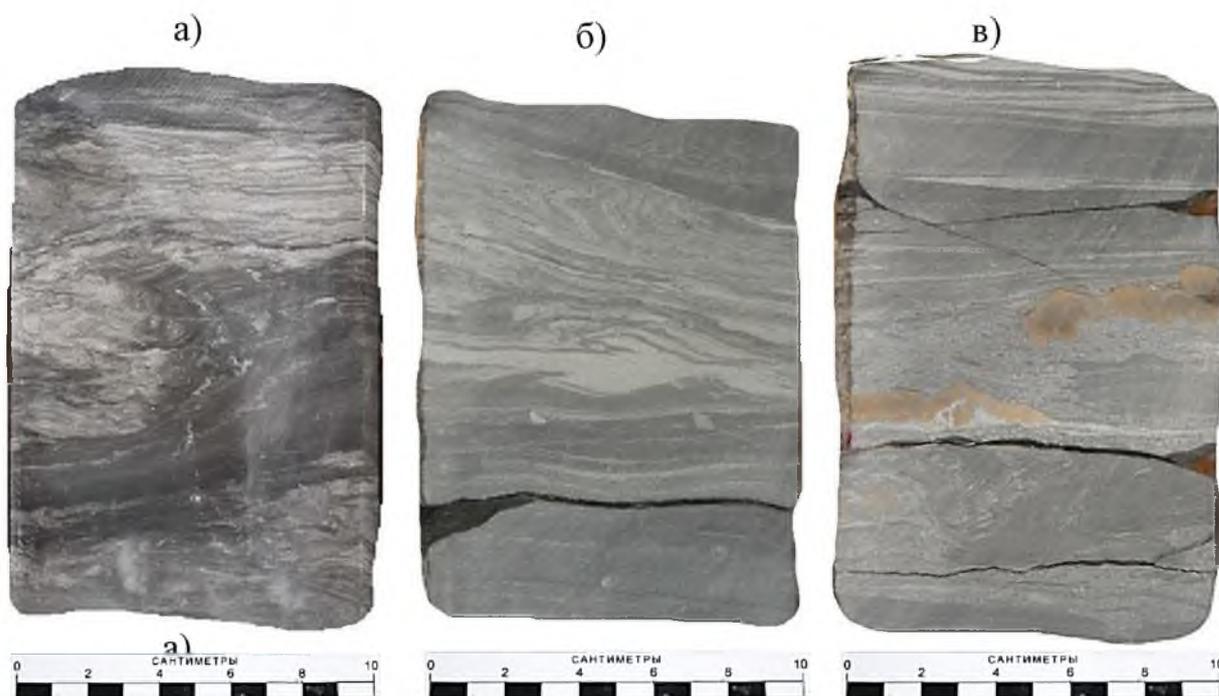


Рисунок 6.28 – Литогенетический тип ПСО-3

Глины и аргиллиты, часто углистые, с деформационными текстурами (оползания (б), внедрения и втекания), с обилием обугленного растительного детрита, с линзами и прослойками углей, часто обогащенные железистыми минералами (сидеритом) (в), иногда неясно тонкогоризонтальнослоистые (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -3061м*)

Характерными литогенетическими типами фации болот комковатые глины и угли, выделенные в литогенетический тип ПСБ-1 (Рисунок 6.29.). Для этого типа характерна, преимущественно темная окраска пород, с преобладанием темно-серых до темно-коричневых и черных оттенков. Интенсивность окраски напрямую зависит от количества растительной органики в их составе. Сидеритизированные разности окрашены в различные оттенки бурого цвета, от светло-бурого до темно-бурого, почти черного.

Минеральный состав глин каолинит-гидрослюдистый, с примесью сидерита, гидроокислов железа, лептохлорита, лейкоксена (Атлас..., 1997). Структура алевропелитовая и пелитовая. Глинистые минералы и обломочный материал в большинстве случаев тонко перемежаются, слагая пелитовый и чешуйчатый микроагрегат, в котором в том или ином количестве присутствует алевритовая примесь.

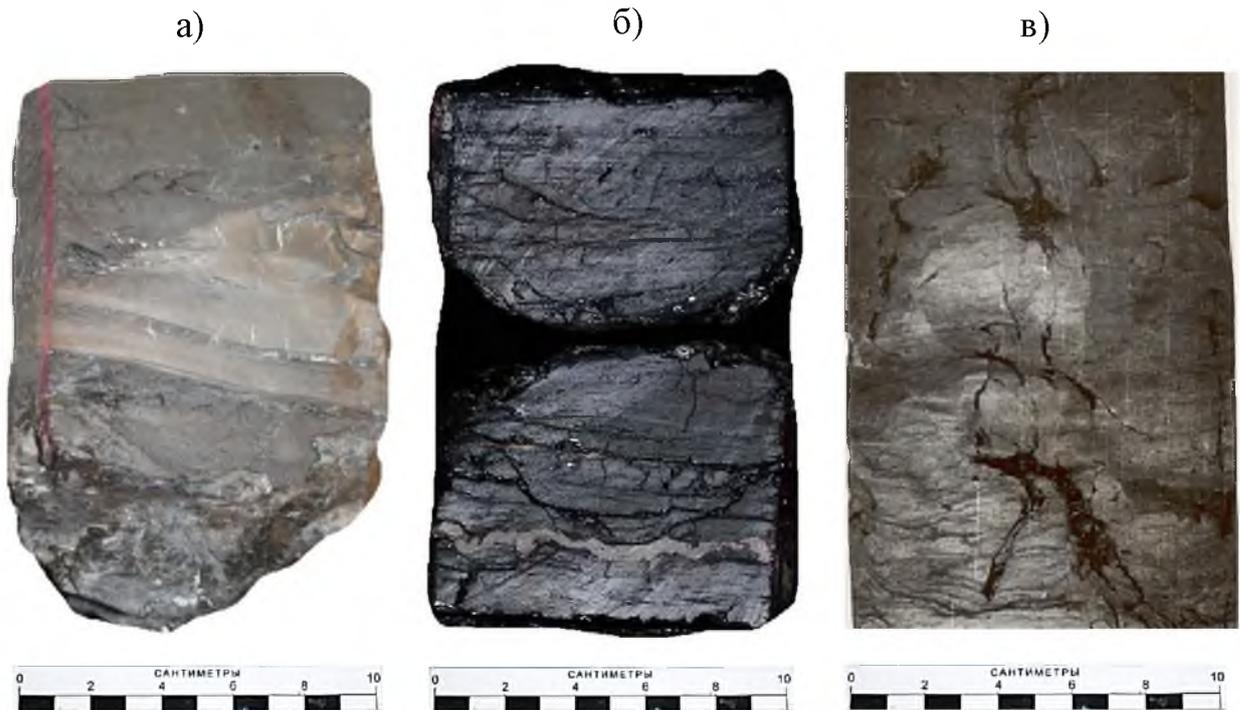


Рисунок 6.29 – Литогенетический тип ПСБ-1

Глинисто-алевритовые отложения с многочисленными остатками флоры, с конкрециями пирита, комковатой текстурой, с тонкими прослойками и линзами углей (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -3050м*)

Морфология осадочных толщ довольно однообразная. В нижней части, как правило, преобладают алевролиты, верхняя часть сложена преимущественно глинистыми породами. Мощность болотистых отложений редко достигает 4-5 м. Чаще всего они присутствуют в виде небольших пропластков углистых пород, среди существенно алеврито-глинистого комплекса. По территории исследования распространены обычно в виде локальных линзовидных тел глинистого состава с округлыми контурами. Контакты с нижележащими породами отчетливые, верхние контакты резкие.

6.4. Макрофации озёрно-болотных систем

Макрофация озерно-болотных отложений гумидного климата представлена песчано-алевритовыми и глинистыми осадками, со специфическими мелкомасштабными текстурами, характер которых часто подчеркнут обильным растительным детритом и включениями на плоскостях наслоения крупных обрывов растений. Озерно и болотные осадки в разрезах скважин обычно присутствуют в тесном парагенезе, характеризуются пестротой облика, частой сменой и малыми мощностями каждой фации (5-8 м), а также разнообразием литогенетических типов, отвечающих неустойчивым условиям их накопления.

Отложения озерно-болотной макрофации изучены по керну, характеризующему разрезы преимущественно аален-байосс-батского возраста, и представлены 11 литогенетическими типами. По аналогии с древними морскими бассейнами в крупных озерах гумидного климата можно выделить несколько зон, с близкими к морям физическими условиями: прибрежная периферическая, литоральная зоны и центральная зона (профундиаль), соответствующая наиболее глубоким частям озерных котловин. Согласно исследованиям Ю.А. Жемчужникова, П.П. Тимофеева и др. (Атлас..., 1956; 1962), Л.Н. Ботвинкиной (1957, 1962), А.П. Феофиловой (1966); П.П. Тимофеева (1970); Р.Ч. Селли (1981, 1989); Х.Г. Рединга, Дж.Д. Коллинсона, Ф.А. Аллена (1990); А.В. Ежовой, О.С. Черновой и др. (Атлас..., 1997), В.П. Алексеева (2007) среди озерных водоемов достаточно четко по керну скважин можно выделить 4 озерные фации:

1. **ОЗК** - озера крупные открытые (*Open Lakes*), представленные литогенетическими типами проксимальной песчаной (**ОЗП-1** – Рисунок 6.30.; **ОЗП-2** – Рисунок 6.31.; **ОЗП-3** – Рисунок 6.32.), дистальной алевритовой (**ОЗД-1** – Рисунок 6.33.) частей литорали и глинистыми покровами центральной части озёр или профундиали **ОЗЦ-1** (Рисунок 6.34.), **ОЗЦ-2** (Рисунок 6.35.), **ОЗЦ-3** (Рисунок 6.36.);

2. **ОЗМ** – озера мелкие проточные с привнесом осадков мелкими водотоками (*Small Lakes with foreign*), типы: **ОЗМ-1** (Рисунок 6.37.), **ОЗМ-2** (Рисунок 6.38.); **ОЗЗ** – озера мелкие, застойные, периодически заливающиеся и переходящие в застойные

(*Small stagnant Lakes*), представленные литогенетическими типами **ОЗЗ-1** (Рисунок 6.39.), **ОЗЗ-2** (Рисунок 6.40.).

В континентальной группе отложений литогенетические типы озёрно-болотного генезиса имеют широкое развитие, неоднородны в литологическом плане. Отложения озёрно-болотной макрофации изучены по керну, характеризующему разрезы преимущественно аален-байосс-батского возраста, и представлены 11 литогенетическими типами.

Озера крупные открытые (*Lakes*). Озерные отложения крупных открытых озёр отлагались в водоёмах со стоячей водой, существующих очень краткое геологическое время (приблизительно тысячи лет). На характер озерных осадков большое влияние оказывали следующие факторы: 1) размер, форма и глубина озерной котловины; 2) способ питания озера осадочным материалом; 3) характер берегов и рельеф водосборной площади; 4) климат, определяющий гидрохимический режим озера и характер населяющих его организмов (Твенхофел, 1939; Крашенинников, 1957, 1971; Казанский, 1983; Наливкин, 1956; Рейнек и Сингх, 1981; Селли, 1989, 2000; Фролов, 1995; Кузнецов, 2012).

Согласно закону механической дифференциации озерные отложения при формировании образуют четкие регрессивные последовательности (более крупный материал осаждается около берегов, более тонкие частицы алевропелитовой размерности распространяются вглубь озерной котловины).

В периферийных частях озёр накопление песчаных покровов происходило в мелководной прибрежной части, выше базиса действия волнений. Узкие прибреговые зоны представлены, как правило, разнозернистыми песчаниками и алевролитами несколько хуже сортированными, чем морские аналогичные отложения. В разрезах скважин обычно имеют небольшую мощность и характеризуются преимущественно регрессивной последовательностью накопления осадков (первые метры). Для отложений, формирующихся в данных зонах, характерными признаками являются: наличие знаков ряби (различных по симметричности гребней), все разновидности волнистой слоистости, (пологоволнистые, косоволнистые, мелкомасштабные косослоистые текстуры) (Рисунки 6.30., 6.31.).

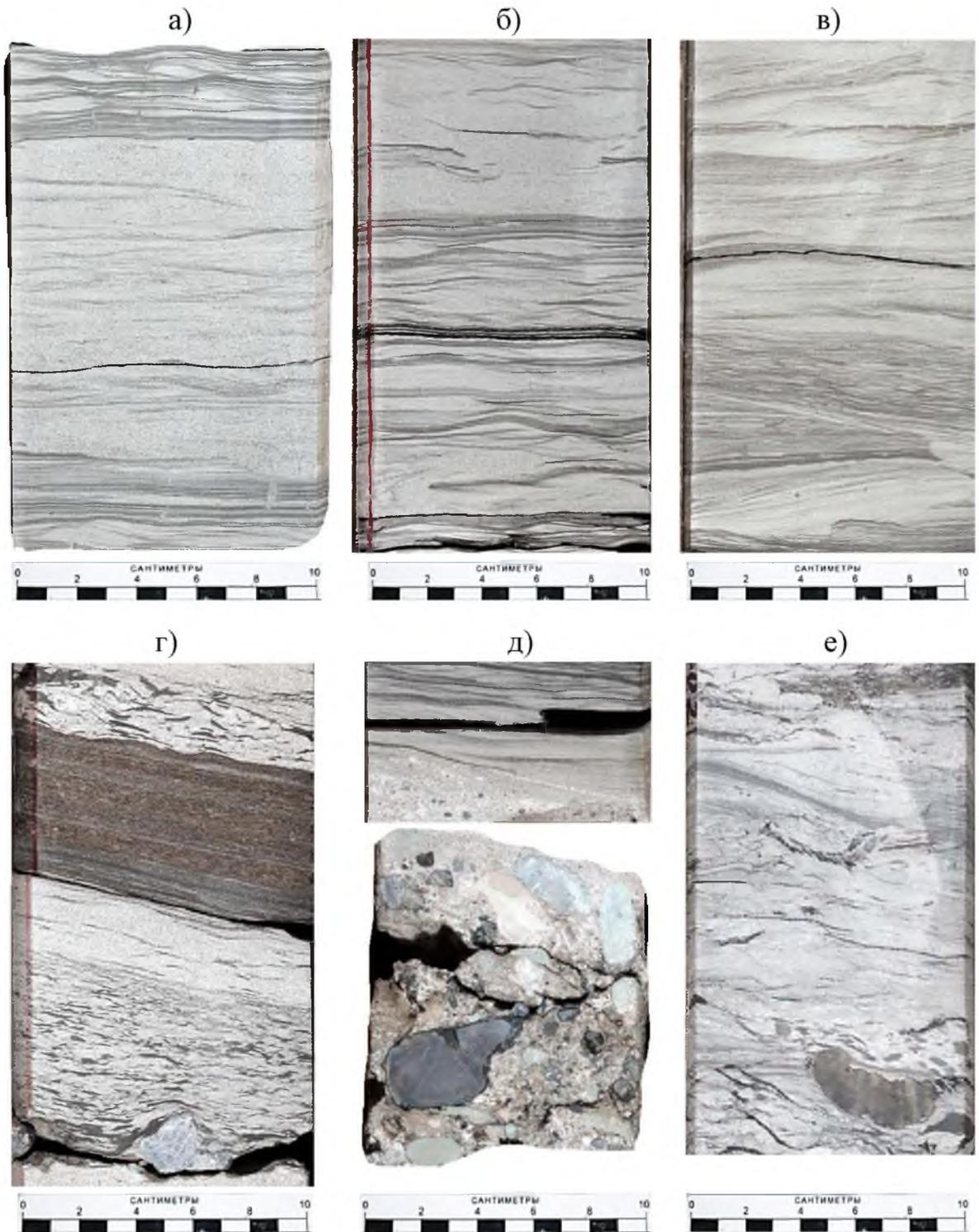


Рисунок 6.30 – Литогенетический тип ОЗП-1.

Песчаники средне-, мелкозернистые, реже конгломераты мелкогалечниковые зоны приобья (д); со средней сортировкой (хуже, чем у морских осадков), с симметричными запечатанными знаками ряби, волнистой асимметричной слоистостью, с прослоями косой мелкомасштабной слоистости (Нурольская впадина, тюменская свита, глубина -2760м).

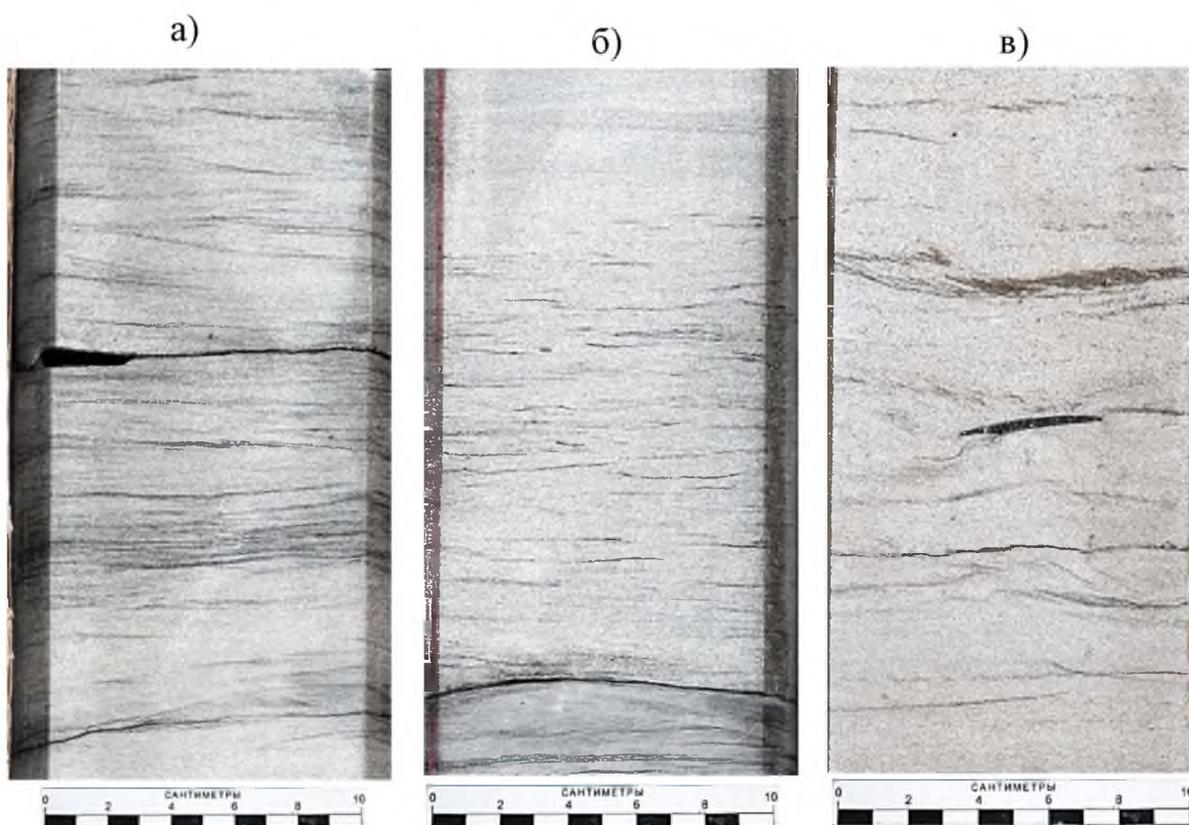


Рисунок 6.31 – Литогенетический тип **ОЗП-2**

Песчаники мелко- и тонкозернистые, алевролиты разномзернистые, зоны волнений (до глубины 3-4 м), с разнообразной волнистой, реже косоволнистой слоистостью (*Нурольская впадина, тюменская свита, глубина -2740м*)

В отдельный литогенетический тип (**ОЗП-3**) выделены песчаники мелко-, и среднезернистые, часто с примесью зерен крупных размеров, с включениями гравийных зерен, гальки местных пород, а также галек дальнего переноса, приуроченных к основанию серий, характеризующие песчаные выносы малых водотоков в озерный бассейн (Рисунок 6.32.).

Для отложений характерна диагональная мелкомасштабная слоистость, отмечено появление прослоев грубозернистого состава. Породы данного типа имеют серый, светло-серый цвет, четко выраженную косую крупную, чаще мелкомасштабную серийную слоистость, со знаками подводного размыва в основании серий. Следует отметить, что по набору текстур осадки прибрежья озер очень схожи с осадками мелководья морских бассейнов.

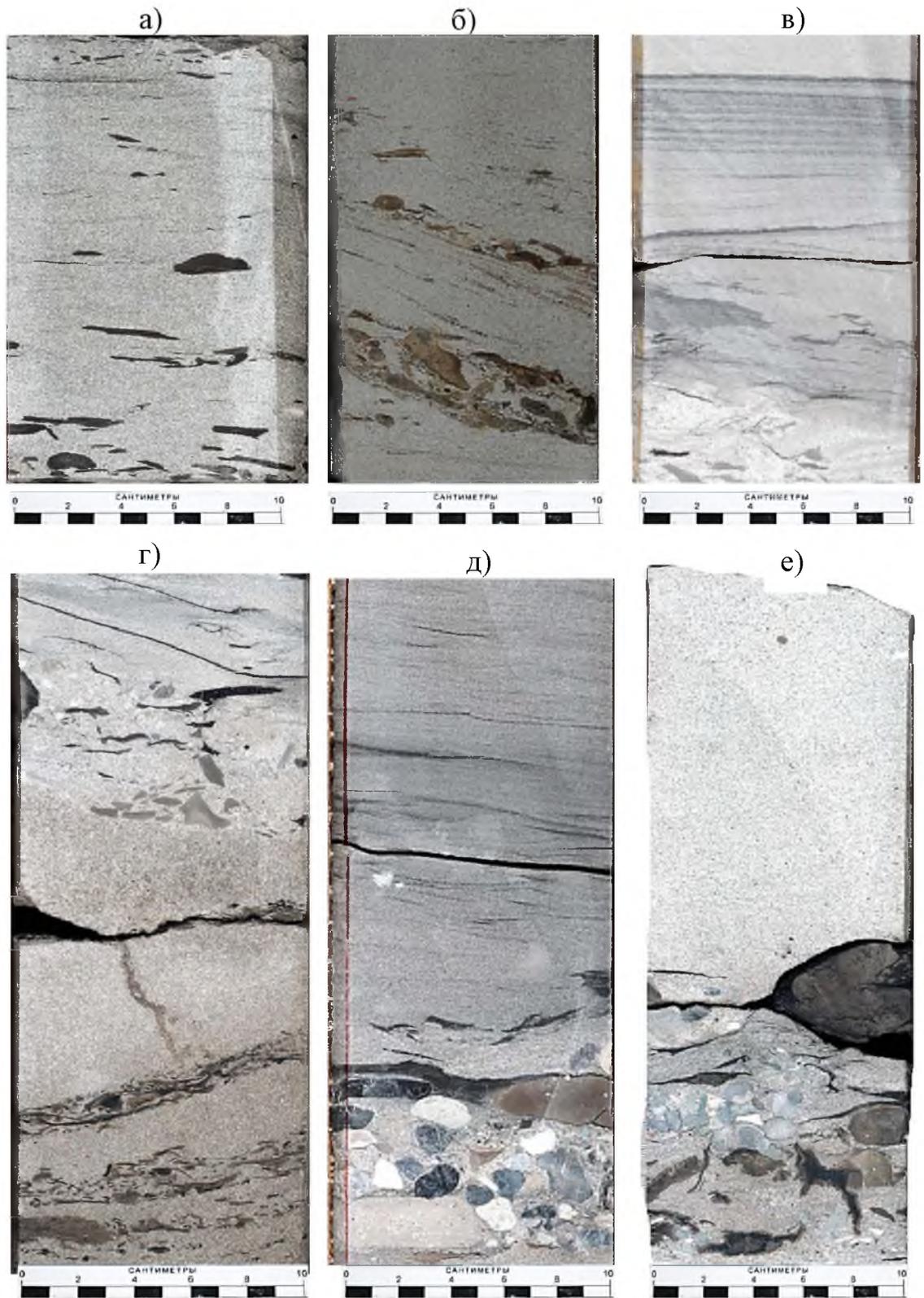


Рисунок 6.32 – Литогенетический тип **ОЗП-3**

Песчаники разномерные с отчетливо выраженной приуроченностью самых грубых разностей к нижним частям слоев, с косой крупной однонаправленной, косой слабосрезанной или неявно выраженной слоистостью, с включениями галек дальнего следования, с пудинговыми (конгломератовидными) текстурами (Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -2730м).

В дистальных алевритовых частях литоральных зон (Silt Sheet Distal) крупных озер происходило формирование темно-серых или серых глинистых алевролитов, либо глин, с различной примесью алевритового материала. Для пород свойственна тонкая правильная горизонтальная слоистость, обусловленная намывами растительного материала (Рисунок 6.33.).

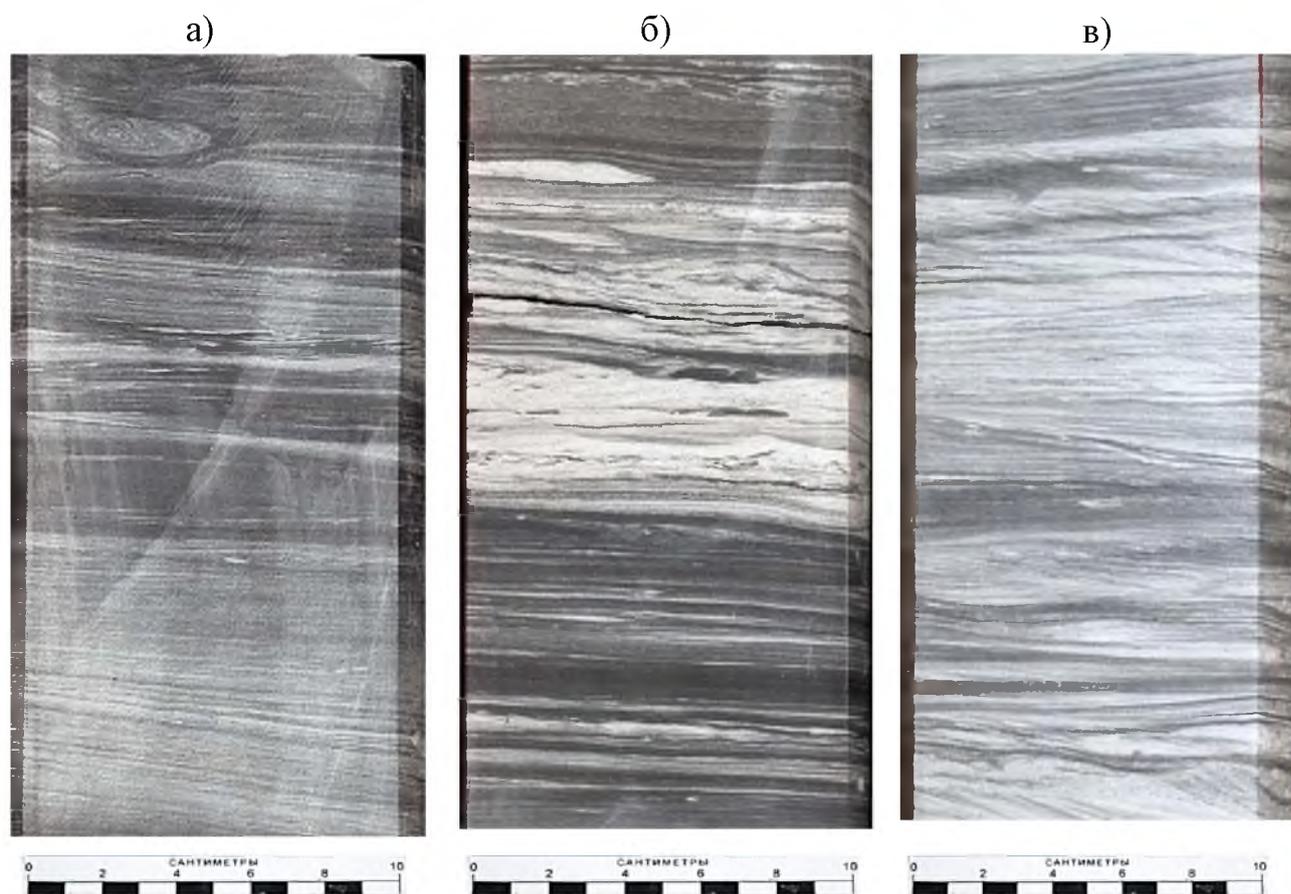


Рисунок 6.33 – Литогенетический тип ОЗД-1

Алевролиты глинистые и глины тонко горизонтально-слоистые, массивные или ритмично слоистые, с небольшой примесью детрита и (или) наличием обрывков растительности на плоскостях наслоения, иногда со следами жизнедеятельности донных илоедных организмов (Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -2770м)

Растительный материал, сконцентрированный по плоскостям наслоения, по большей части испытал сильную гелефикацию. Остатки растений в шлифах имеют характерную буроватую окраску, что свидетельствует, по данным А.П. Феофиловой (Феофилова, 1966), о поступлении их в озерный водоем в довольно свежем, лишь слегка окисленном состоянии. Микротекстура параллельна, в направлении ориентировки гли-

нистых чешуек, как правило, вытянуты тонкие линзочки тонкозернистого карбоната, представленного исключительно железистыми формами. Микрослоистость подчеркивают нитевидные волокнистые образования сильно гелефицированного растительного материала.

Особенностью удаленных центральных частей озер (профундиали) является формирование в пределах озерного относительного глубоководья значительных по латеральной протяженности отложений, имеющих при этом небольшую мощность (первые метры). Для осадков профундиали, образующихся ниже базиса действия волнений, весьма характерной является тонкая мелкомасштабная горизонтальная слоистость, часто ритмичного ленточного типа (Рисунок 6.34.), подчеркнутая присыпкой растительного детрита, намывами слюдисто-углистого материала.

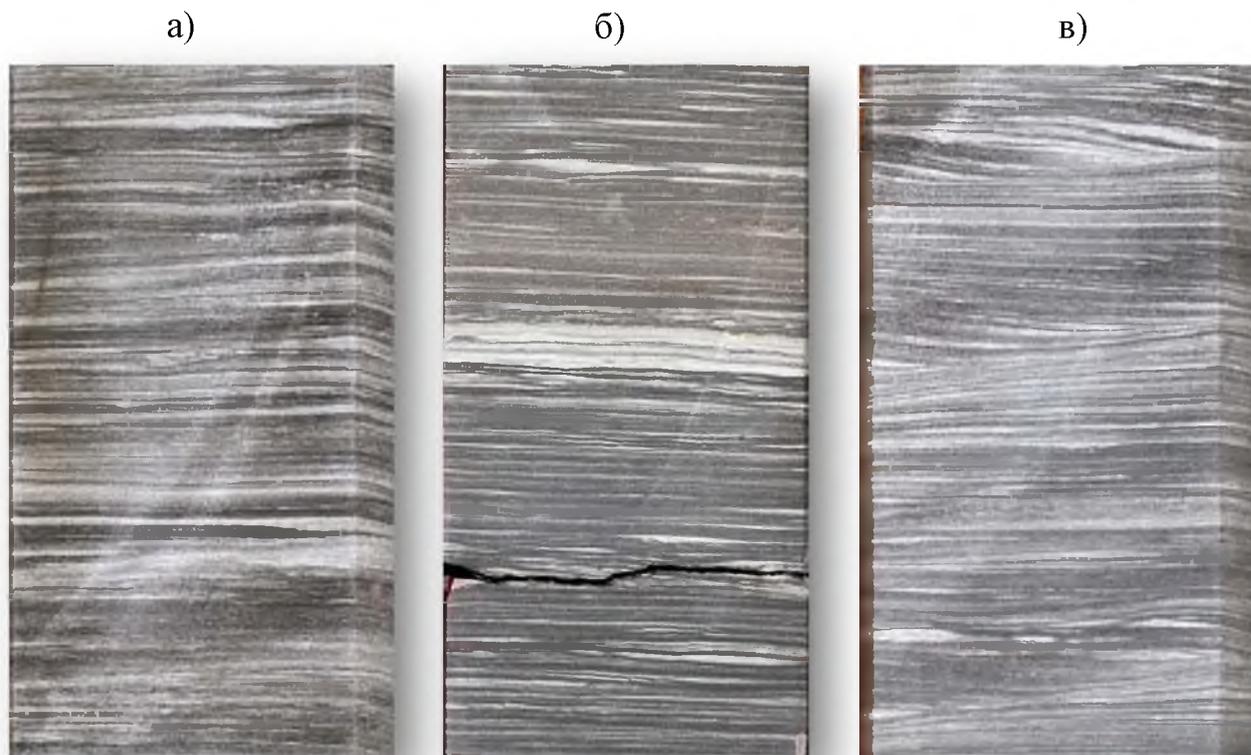


Рисунок 6.34 – Литогенетический тип **ОЗЦ-1**

Алевропелиты, тонкослоистые ритмиты (за счет сезонной градации осадочного материала), с устойчивой правильной горизонтальной, линзовидной, реже с диагональной слоистостью; иногда неясно слоистые; характерно - ритмичное мелкомасштабное переслаивание маломощных слойков (слойки 1-2 мм толщиной) (*Нюрольская впадина, томенская свита, глубина -2760м*)

В отдельных прослоях встречается массивная текстура, иногда сформированная за счет многочисленных биотурбаций илоедных животных. Весьма характерными яв-

ляются различные текстуры син-, и конседиментационных деформаций (конволютная слоистость, текстуры оползания, смятия, локального подводного обрушения, внедрения и т.п.), вызванные оползанием полужидких пластичных осадков по наклонному дну озера (Рисунок 6.35.). Такие оползни развиваются даже при небольших уклонах дна (первые градусы).

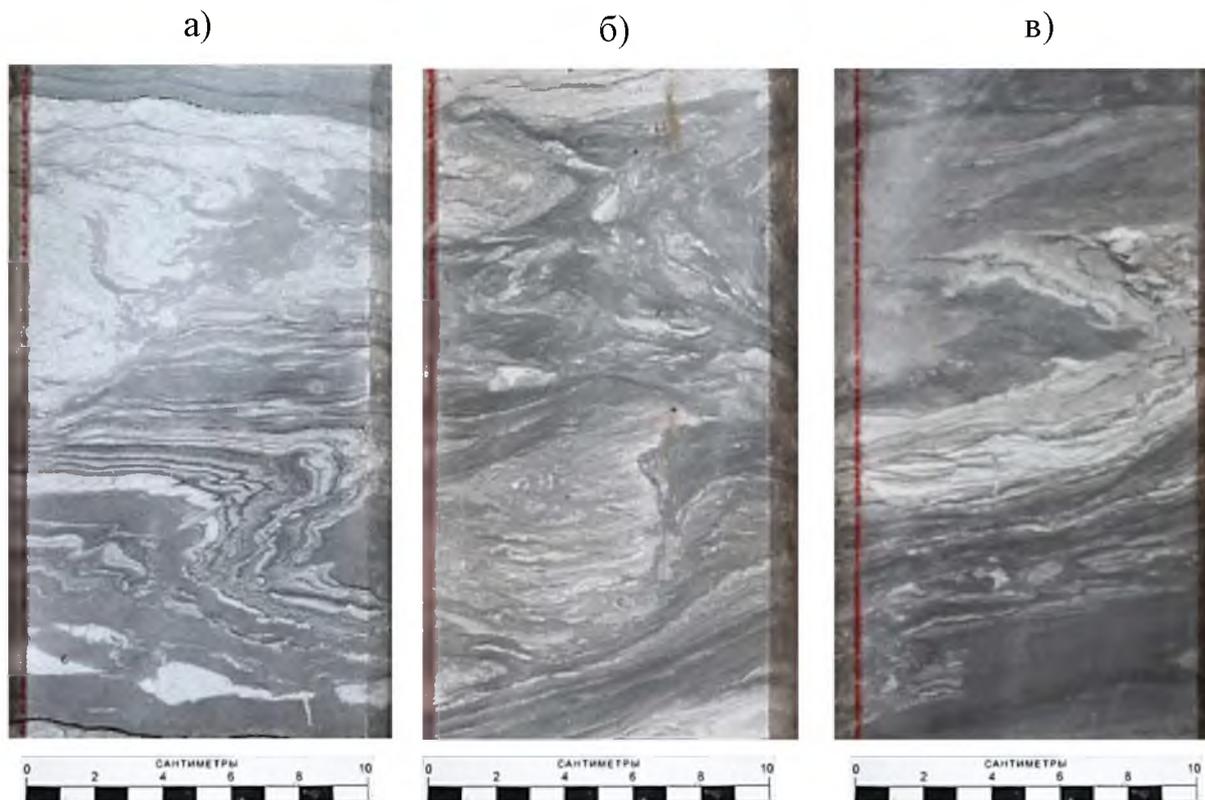


Рисунок 6.35 – Литогенетический тип ОЗЦ-2

Алевропелиты, обогащенные органическим веществом, часто битуминозные, с многочисленными деформационными текстурами смятия, оползания, подводного локального обрушения, с гофрированной мелкомасштабной, реже диагональной слоистостью; иногда неясно слоистые; характерно - ритмичное мелкомасштабное переслаивание маломощных слойков (слойки 1-2 мм толщиной) (*Нурольская впадина, тюменская свита, глубина -2760м*)

В глубоководной части озер накапливались преимущественно темно-серые, часто битуминозные аргиллиты, неравномерно обогащенные буроватым органическим веществом, мелкой сыпью пирита, отдельными зернами лейкоксена. Благодаря плотностной стратификации водной толщи, в центральной части таких озер часто накапливаются сапропелевые илы, из которых впоследствии формируются битуминозные сланцы (Селли, 1989). Часто среди текстур, характеризующих глубоководные зоны озер, встречаются песчаные дайки, обусловленные проникновением песчаных зерен в

трещины вышележащего глинистого слоя при уплотнении песков, и текстуры нагрузки и неравномерного оседания песчано-алевритовых осадков в нижележащий глинистый слой.



Рисунок 6.36 – Литогенетический тип **ОЗЦ-3**

Глины тонкодисперсные, аргиллиты часто известковистые, обогащенные органическим веществом, часто битуминозные, светлого, темно-серого цвета, иногда с буроватым или с зеленоватым оттенком, с послойными конкрециями сидеритов, с редкими включениями угля, содержащие скопления и отдельные тонкостенные раковины моллюсков и ракообразных, часто с обильным ихтиодетритом (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -2700м*).

Озерные отложения в изученных разрезах были определены по однообразному вещественному и текстурному составу, содержанию фауны остракод, тонкостенных пеллеципод, филлопод, чешую рыб, широкому развитию сидеритовых слитных конкреционных прослоев, серовато-зеленоватой окраске, многочисленным тонким корневищам растений, обильно пронизывающих породы. Главными идентификационными признаками этой фации являются: циклический характер осадков, обусловленный регулярным смешиванием теплых поверхностных и плотных холодных придонных слоев воды, палеонтологические показатели, состав аутигенных минералов, совокупность физических критериев, таких как специфическая группа осадочных текстур, особенно чередование их в разрезе.

Озера мелкие проточные с привносом осадка мелкими водотоками (Small Lakes with foreign) охарактеризованы литогенетическими типами: **ОЗМ-1** (Рисунок 6.37.) и **ОЗМ-2**. (Рисунок 6.38.). Литогенетический тип **ОЗМ-1** представлен песчаниками мелко-, тонкозернистые, с неясной пологоволнистой прерывистой мелко-масштабной слоистостью, с мелкомасштабной косо́й слоистостью, с включениями мелких галек глинистых пород, сформированные прерывистым поступлением осадка в озеро и там перераспределяемого слабыми течениями. Слоистость часто подчеркнута распределением растительной органики по плоскостям наслоения или послойным распределением частиц слюды (Рисунок 6.37.).

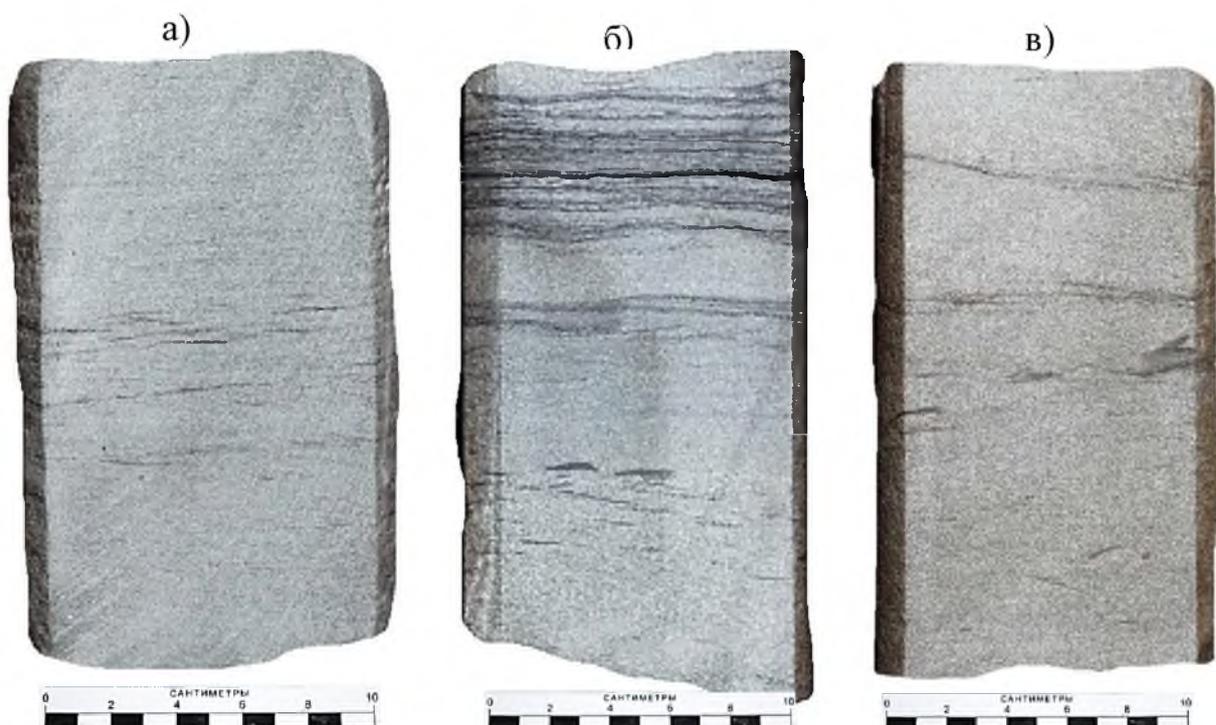


Рисунок 6.37 – Литогенетический тип **ОЗМ-1**

Песчаники мелко-, тонкозернистые, с неясной пологоволнистой прерывистой мелко-масштабной слоистостью, с прослоями, созданными рябью течений, с мелко-масштабной косо́й слоистостью, с включениями интракластов глинистых пород (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина -2750м*)

Литогенетический тип **ОЗМ-2** представлен алевролитами, с прослоями глин. Цвет алевролитов, мелкозернистые песчаников и алевритистых глин серый, темно-серый до черного, в отдельных прослоях - буровато-светло-серый (Рисунок 6.38.). Сидерит встречается в виде мелких (0,1-0,2мм) и крупных (10-30мм) конкреций пелитоморфной структуры.

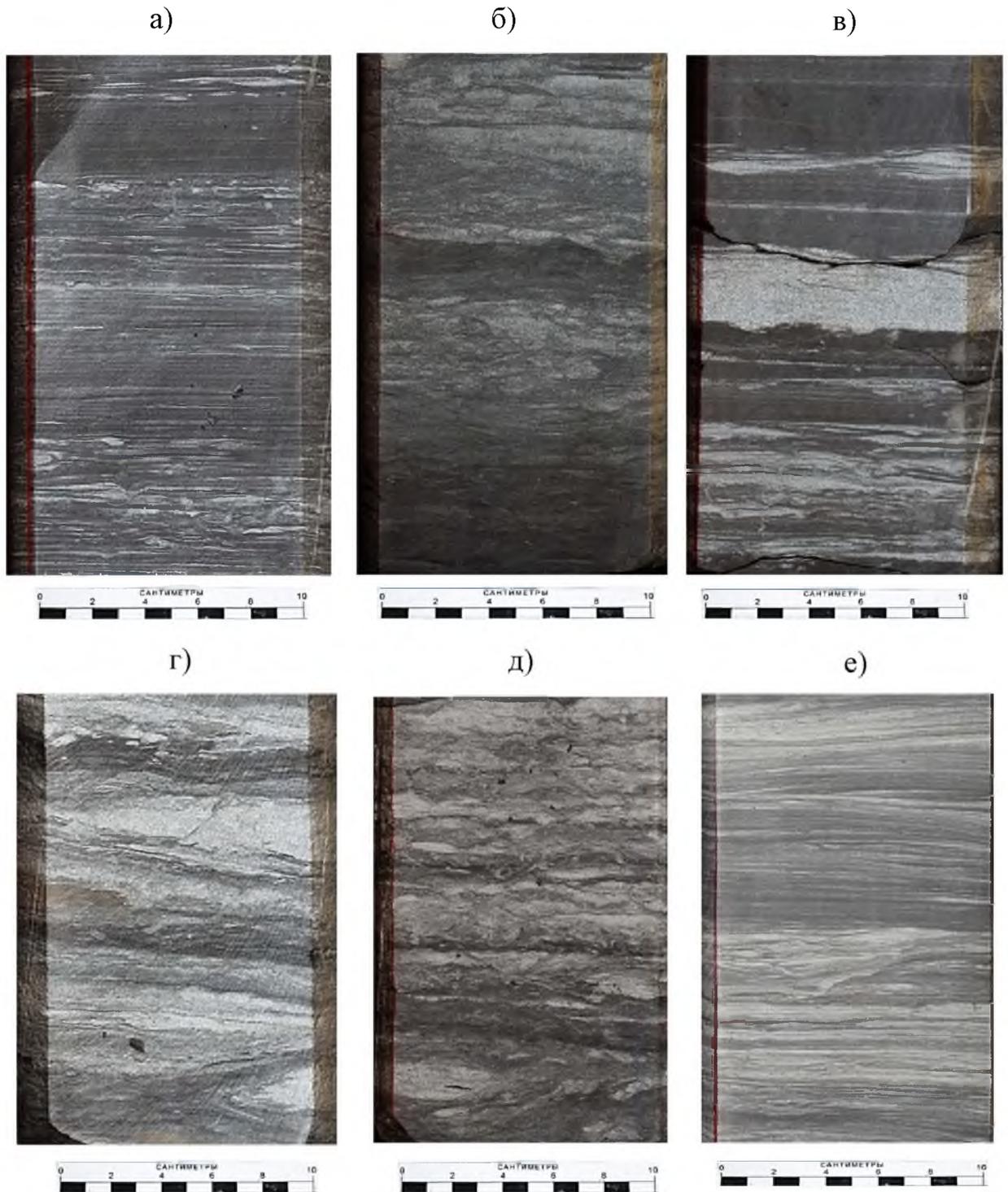


Рисунок 6.38 – Литогенетический тип **ОЗМ-2**

Алевриты разнозернистые, чаще мелкозернистые, с тонкими прослоями песчаников тонко мелкозернистых, с горизонтальной, реже пологой волнистой слоистостью. Тонкая горизонтальная слоистость подчеркнута растительным детритом, намывами слюды; характерно присутствие крупных обрывков растений (листьев) (*Пайдугинская впадина, глуб.-3060 м*)

Отмечаются также прослои (0,1-0,2м) сидерита, содержащего обугленные растительные остатки. Обломочные зерна имеют угловатую и полуокатанную форму. Тек-

стура определяется чередованием слоев различного гранулометрического и минералогического состава. Слоистость горизонтальная, пологонаклонная, пологоволнистая, линзовидная, реже косоволнистая или косая однонаправленная отражает сезонность осадконакопления, неравномерность поступления терригенного материала и волновую активность в прибрежной части озера.

Часто отмечаются оползневые текстуры, создаваемые течением полужидкого песчано-алевритового слоя по наклонному дну озера. Встречаются текстуры нагрузки и оседания или «затеки» песчано-алевритового материала в глинистый осадок, а также песчаные дайки, обусловленные проникновением песчаных зерен в вышележащий глинистый слой при уплотнении водонасыщенных песков.

Озера мелкие застойные (Small stagnant Lakes) (ОЗЗ) в керне скважин представлены алевритами разнозернистыми, чаще мелкозернистыми и аргиллитами с тонкими прослоями (3-5 мм) песчаников тонко-мелкозернистых, с горизонтальной, реже пологой волнистой слоистостью. Тонкая горизонтальная слоистость подчеркнута растительным детритом, намывами слюды, часто переходит в линзовидную и слабоволнистую. Характерно присутствие крупных обрывков растений (листьев), мелких корешков растений (Тип **ОЗЗ-1**, Рисунок 6.39.).

Для отложений, выделенные в фацию мелких, периодически заиливающихся озер, которые постепенно переходят в застойные - характерно повышенное содержание углефицированного растительного материала, сочетание определенных текстур (мелкие деформационные типа взмучивания и оползания осадка, с тонкослоистыми, горизонтально и полого-волнистослоистыми), обилие корневых углефицированных остатков, развитие небольших сульфидных и сидеритовых конкреций (Тип **ОЗЗ-2**, Рисунок 6.40.). Отличительным признаком литогенетического типа **ОЗЗ-1** являются многочисленные следы корневых систем и обильные конкреции сидерита, линзы угля. В отдельных прослоях сидерита содержится значительное количество обугленной растительной органики. Последняя иногда замещена бурыми гидроокислами железа (охрой), а по охристым участкам развивается каолинит. Образование породы в целом происходило, вероятно, в заболачиваемых участках озера в восстановительной среде. Последующее

формирование окислов железа, а затем и развитие каолинита связано с кислыми водами торфяников.

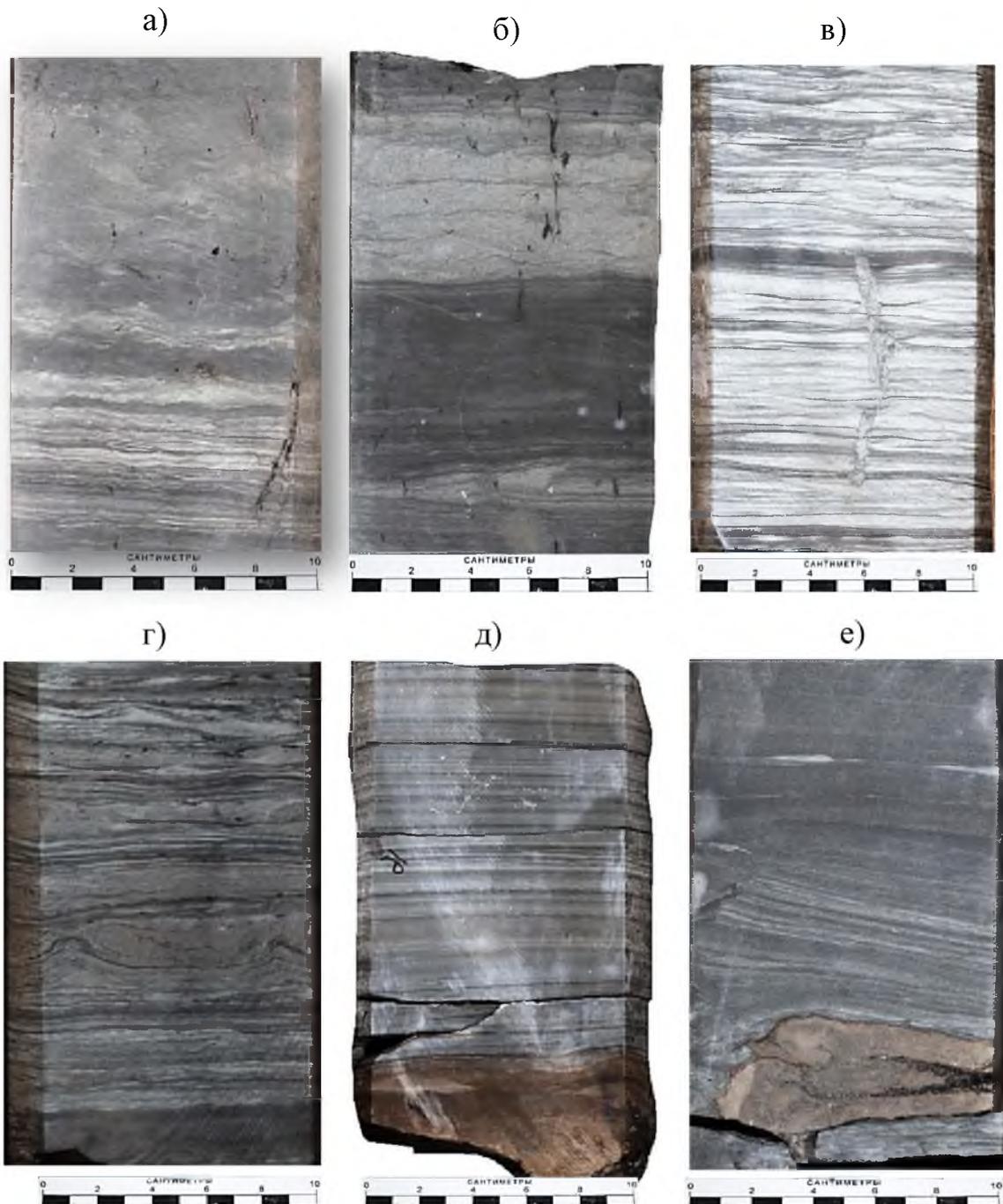


Рисунок 6.39 – Литогенетический тип **O33-1**

Алевриты разнозернистые, с прослоями (3-5 мм) аргиллитов и песчаников тонко-мелкозернистых, с горизонтальной, линзовидной, реже пологой волнистой слоистостью, подчеркнутой растительным детритом, с намывами слюды, с включениями мелких корневых остатков (а, б, в), с небольшими сферическими конкрециями сульфидов (г, д) (*Пайдугинская впадина, глубина -2780м*)

Кислотность вод в этом случае обусловлена преобразованием растительной органики и разложением карбонатов, благодаря чему образуется углекислота (Атлас..., 1997).

Текстуры пород пятнистые, облачные, характеризуют завершающую стадию формирования отложений зарастающего водоема (литогенетический тип **ОЗЗ-2**). В породах часто присутствуют следы жизнедеятельности, представленные ходами, норками или следами прикрепления пресноводных илоедов.

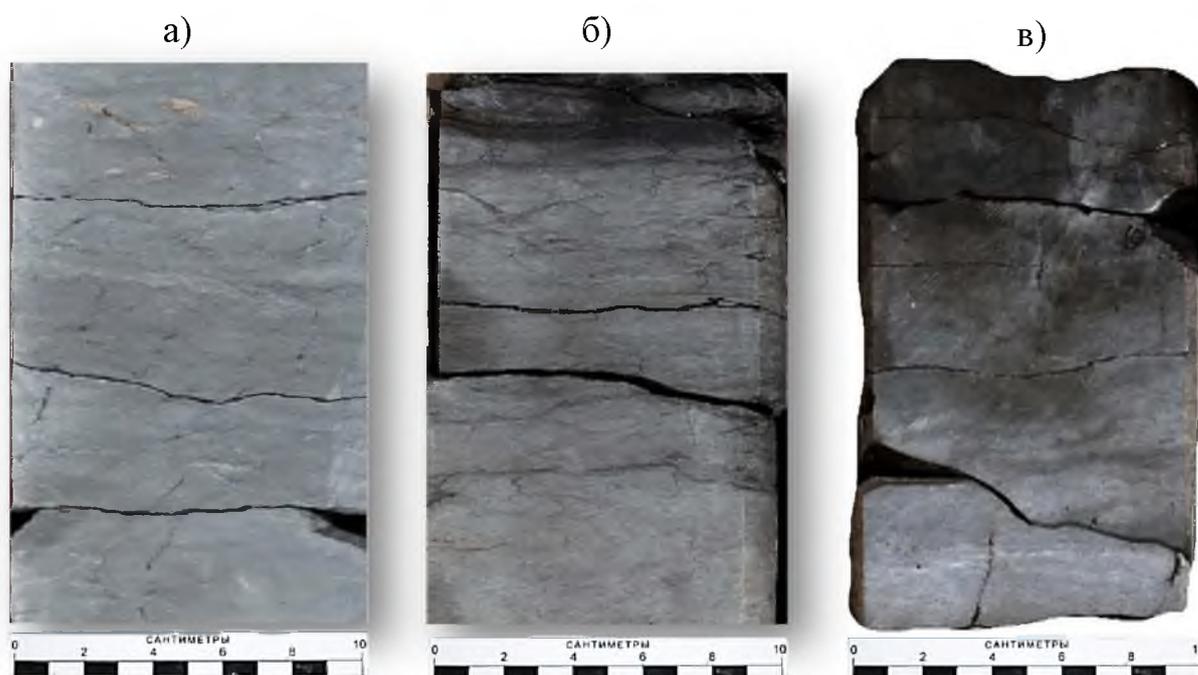


Рисунок 6.40 – Литогенетический тип **ОЗЗ-2**

Глины светлого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, чаще неслоистые, пронизанные тонкими корешками растений, с пятнистой текстурой, реже неправильной горизонтальной слоистостью, с текстурами взмучивания и оползания осадка, с конкрециями сидерита, развитыми по корням растений (*Усть-Тымская впадина, тюменская свита, глубина – 2760м*)

Комплекс озерных отложений представляет собой линзу с вогнутым основанием и относительно плоской кровлей. Мощность отложений составляет в среднем 10-30м. Контакты внутри слоев разнообразные: часто отчетливые, иногда резкие и постепенные, а контакт размыва отмечается в единичных случаях.

С озерными водоемами в генетическом плане практически всегда связаны отложения болотных фаций, которые сравнительно быстро заполняются осадками и зараста-

ют растительностью. Необходимыми факторами образования фаций болот являются: 1) наличие исходной растительности, 2) уровень грунтовых вод, совпадающий с дневной поверхностью, 3) влажный и теплый климат (Тимофеев, 1970).

Болота торфяные с подпочвой угольного пласта (Peat bogs with subsoil coal bed) являются местом первой биохимической стадии преобразования накопленных растительных остатков, из которых образуется торф, переходящий впоследствии в уголь. В различные периоды жизни болот в некоторых ограниченных участках происходило одновременно усиленное накопление глинисто-алевритовых, иногда песчано-алевритовых осадков и растительных остатков, частично хорошей сохранности.

Макрофация торфяных проточных болот (БТП) представлена главным образом глинисто-алевритовыми отложениями с остатками флоры хорошей сохранности и глинами комковатой текстуры. С торфяными болотами тесно связаны ископаемые почвы. Они представляют собой комковатую глинистую породу, переполненную остатками корешков растений, имеющую часто в своем составе каолинит, образовавшийся при разложении глинистых минералов под влиянием кислых вод торфяника.

Почва угольного пласта характеризуется неявно-выраженным пачечным строением. В литологическом плане обычно представлена углисто-глинистыми или алеврито-глинистыми осадками. Минеральные включения и конкреции, встреченные при описании в юрских угольных пластах, чаще представлены сульфидными или карбонатными минералами (Ботвинкина, 1956).

Характерными диагностическими признаками почвы и кровли угольного пласта, отмечаемыми многими седиментологами являются: 1) состав осадков; 2) текстурно-структурные особенности; 3) специфические минеральные включения; 4) характер растительных остатков; 5) поверхности контактов кровли и почвы с угольным пластом (постепенные, резкие, с размывом) (Атлас..., 1956; Ботвинкина, 1957; Тимофеев, 1970; Алексеев, 2007). Именно эти признаки, а также их изменчивость во времени и пространстве определяется конкретной фациальной обстановкой формирования угольных пластов, отвечающей определенному типу угленосной формации.

На территории Западной Сибири этап особенно интенсивного углеобразования, центр тяжести которого падает на вторую половину ааленского века и начало байоса –

время самого крупного падения уровня сибирских морей, попадает на среднеюрскую эпоху осадконакопления (Шурыгин, 2000). Теплый и влажный климат средней юры способствовал интенсивному увеличению растительных сообществ. В отложениях средней юры выделяются различные растительные группировки. Особенно многочисленны по данным палинологии ассоциации хвощей, остатки которых образовывали угольные пласты (Палинологическое обоснование..., 1973; Ильина, 1976; Мейн, 19876).

Интенсивное подтопление и заболачивание территории определило положение узлов угленакопления в наиболее прогнутых синклиналиных зонах Западно-Сибирского осадочного бассейна. Углеобразование осуществлялось в условиях доминирования озерно-болотных фациальных комплексов (угольные пласты U_{14-10}) вымского горизонта. Накопление углей происходило, вероятнее всего в изолированных плоскодонных мелких водоемах, в центральных частях которых позднее была сосредоточена максимальная угленосность разреза. Наиболее мощный угольный пласт U_{10} , сформированный на территории исследования рубеже аалена и бата, прослеживается на значительном расстоянии от Нюрольской впадины до осевой линии Ханты-Мансийской синеклизы (Угольная база России, с.118).

Наибольший максимум интенсивного торфонакопления приходится на вторую половину ааленского века – начало байоса - время формирования отложений среднетюменской подсвиты, выделяемой в объеме леонтьевского горизонта (Алексеев, 2007). Многочисленные среднеюрские угольные пласты имеют автохтонное происхождение, характеризуются слоистой текстурой, обусловленной накоплением торфяников в застойных водоемах. Фация болот в изученных разрезах представлена четырьмя литогенетическими типами: **БТП-1** (Рисунок 6.41.); **БТП-2** (Рисунок 6.42.); **БТП-3** (Рисунок 6.43.); **БТП-4** (Рисунок 6.44.).

Литогенетический тип **БТП-1** слагают неоднородные по составу аргиллиты и глинистые алевролиты, обогащены железом, с известковыми (кальцитовыми) прослоями, содержащими многочисленные желвакообразные конкреции сидерита, развитые по остаткам корешков, расположенные послойно. Породы насыщены большим количеством растительных остатков, остатками тонких нитевидных обугленных корешков растений. В качестве включений в углистых алевролитах и аргиллитах часто присут-

ствуют светлые глинистые окатанные включения, размерами от доли миллиметра до 1-2 мм, создающими текстуру подобную ооидной (Рисунок 6.41. – а, б, в).



Рисунок 6.41 – Литогенетический тип БТП-1

Аргиллиты, алевролиты глинистые обогащенные железом, с многочисленными конкрециями сидерита, развитыми по остаткам корешков или расположенные послойно, с неправильной горизонтальной слоистостью, с остатками тонких нитевидных обугленных корешков растений, с большим количеством остатков флоры (*Нюрольская впадина, Каймысовский свод, тюменская свита, глубина - 2740м*)

Глины представлены гидрослюдистыми минералами, иногда - каолинитом, часто содержат включения угловатых алевритовых зерен кварца. Алевриты представлены главным образом кварцевыми зернами. В незначительном количестве присутствуют зерна полевых шпатов, встречаются слюды. В глинах, наряду с беспорядочной пелитовой структурой, наблюдается микрослоистость, обусловленная ориентированным расположением гидрослюдистых частиц. Встречаются включения зерен мелкоалевритового материала, который располагается послойно. В виде конкреций отмечены обильные гидроокислы железа, а также сидерит в виде мелких (3-5 мм) включений.

Среди текстур наиболее характерны первичная неправильная горизонтальная или пологоволнистая слоистость, часто плейчатого характера (мелкомасштабная гофрированная), подчеркнутая органическим материалом, с остатками нитевидных корешков, секущих слойки. Чаще встречается неоднородная комковатая, пятнистая или облачная текстура, обусловленная обильным скоплением корневых остатков. Интенсивность комковатости понижается по мере уменьшения вниз по разрезу количества корневых остатков. Слоистость неявно выражена, хотя иногда остатки корневых систем нарушают или даже уничтожают первичную слоистость. Иногда отмечается слабо выраженная линзовидная или косоволнистая слоистость (Рисунок 6.41. – г, д, е).

Во второй литогенетический тип (**БТП-2**) выделены отложения, характеризующие подпочву угольного пласта (Рисунок 6.42.). Породы данного типа имеют неравномерную, пятнистую, серую до темно-серой окраску, обусловленную распределением углистого и глинистого материала. Характерным признаком является четко выраженная пятнистость пород, часто подчеркнутая явным зеленоватым оттенком или обесцвеченным, белесым обликом. Комковатые текстуры, присущие данному типу отложений, обусловлены обильным скоплением корневых остатков. Интенсивность комковатости понижается по мере уменьшения вниз по разрезу количества корневых остатков. Иногда остатки корневых систем нарушают или даже уничтожают первичную слоистость. В отдельных разрезах подпочва угольного пласта представлена песчаными породами или характеризуется залеганием угля на грубозернистом песчанике, содержащем галечный материал или на брекчиях пролювиального конуса выноса (Рисунок 6.42 – в).



Рисунок 6.42 – Литогенетический тип БТП-2

Глинисто-алевритовые породы подпочвы угольного пласта, с неоднородной комковатой, неясной, часто облачной текстурой, с сетью тонких корешков (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина – 2740м*)

В третий литогенетический тип (БТП-3) выделены собственно угли, некрепкие, расколотые сетью мелких трещин (Рисунок 6.43.).

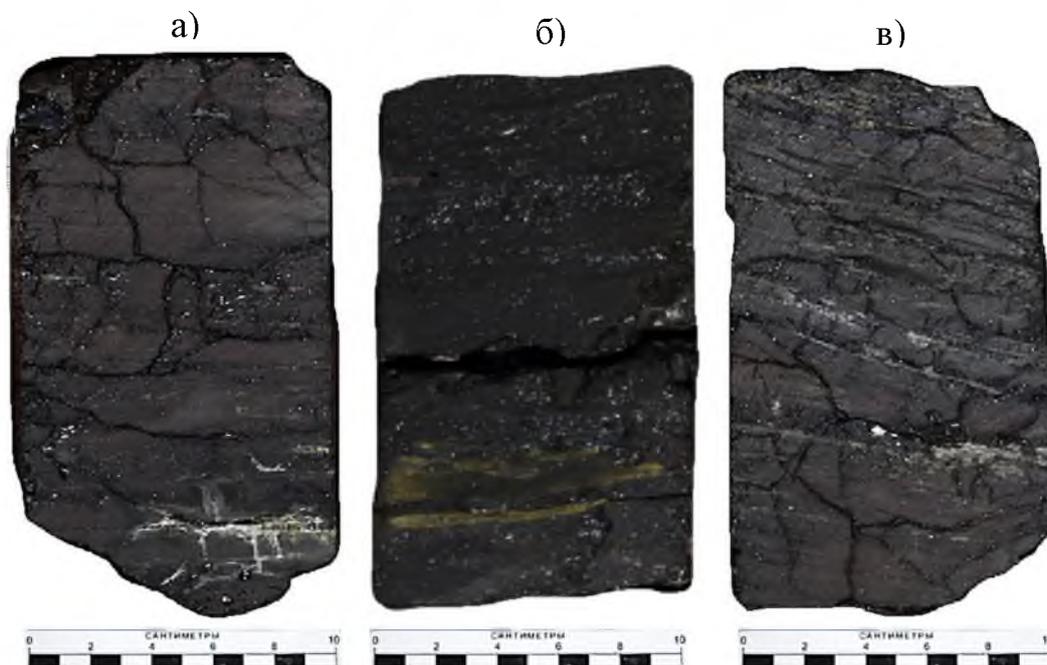


Рисунок 6.43 – Литогенетический тип БТП-3

Угли, некрепкие, часто тонколистовые углистые породы с неправильной горизонтальной или пологоволнистой слоистостью, часто плейчатого характера (мелкомасштабная гофрированная слоистость) с известковыми (кальцитовыми) прослоями (*Нюрольская впадина, тюменская свита, глубина – 2750м*).

В породах видна тонкая полосчатая слоистость, отражающая условия накопления зарастающего торфяника. Угли и углистые аргиллиты, слагающие данный литогенетический тип, представляют собою тонкую непрозрачную пелитово-углистую массу, почти не действующую на поляризованный свет. Тонко-горизонтальная слоистость устанавливается по способности породы раскалываться на параллельные плитки. Растительные остатки встречаются в виде тонкого растительного детрита, а также в виде тонких корешков в углистой глине. В виде включений изредка встречаются мелкие кристаллы пирита. Контакты и переходы с отложениями почвы угольного пласта отчетливые, эрозионные, с нижележащими типами постепенные.

Большее разнообразие литологических разностей характеризует кровлю угольного пласта. Чаще наблюдаются тонкозернистые осадки, слабо углистые или углистые алевролиты и песчаники. Глины представлены каолинитом и гидрослюдами с большим количеством углистого материала, с включениями угловатых и полуокатанных зерен кварца. Появление в кровле пласта грубозернистых песчаников и конгломератов свидетельствует о внутрипластовых и более поздних размывах пласта угля (Рисунок 6.44. – а, б, в). Для пород кровли угольного пласта практически не характерны корневые остатки.

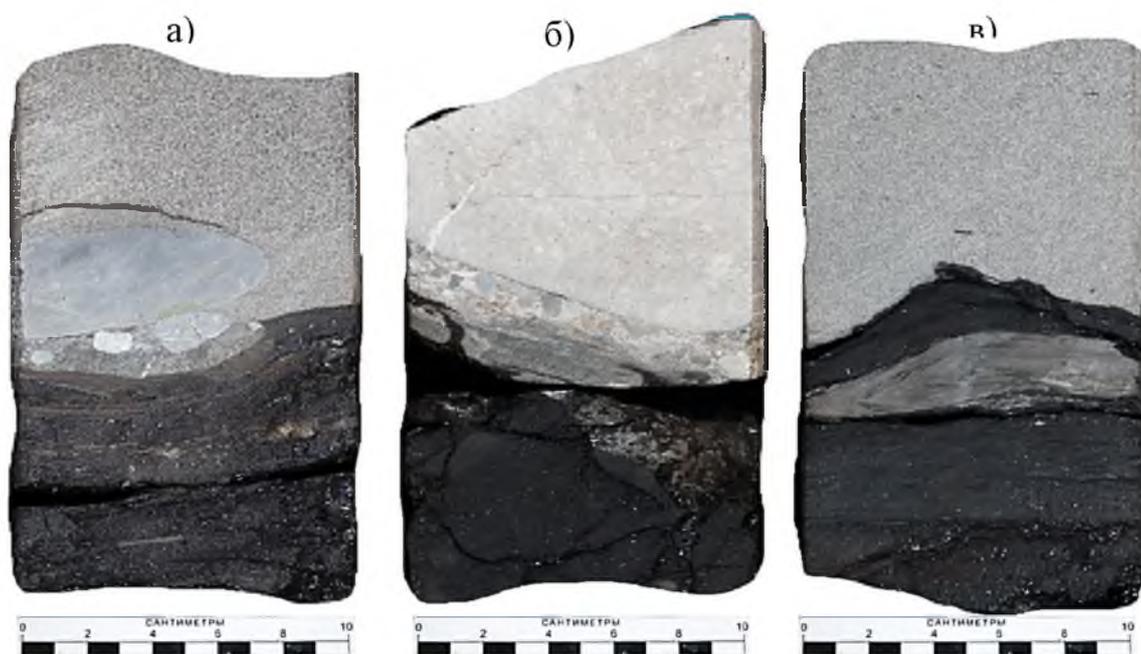


Рисунок 6.44 – Литогенетический тип БТП-4.

Глинисто-алевритовые породы кровли угля, с резкими эрозионными размывами угольного пласта (а, б) и внутрипластовыми размывами (в) пласта угля (*Парабельский мегавал, научная свита, глубина – 3104 м*)

Глава 7. Седиментологическая характеристика природных резервуаров приберегового и переходного генезиса

Обстановки прибрежного терригенного осадконакопления включают в себя широкий спектр фациальных комплексов, формирующихся в пределах береговых и прибереговых зон. Развитие определенных систем накопления осадочного материала зависит в первую очередь от типа побережья и прилегающих к нему территорий. Понятие «береговая зона» (*Coast zone*) или прибрежная часть характеризует определенное трехмерное пространство, включающее в себя берег, береговой склон и прибрежные воды бассейна, контактирующие с твердой сушей, т.е. пространство, ограниченное с одной стороны береговой линией, а с другой стороны соответствующее нижней границе зоны активного воздействия волн на дно бассейна (Буданов, Медведев, 1961; Леонтьев, 1961; Рейнек, Сингх, 1981; Лидер, 1986; Рединг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker, Noel, 1992).

Основными динамическими факторами, действующими в береговой зоне, являются различные виды движения воды: ветровое волнение, зыбь, прибой, приливно-отливные и сгонно-нагонные течения, обусловленными кратковременными повышениями уровня мирового океана, катастрофическими явлениями, стоячими волнами. Доминирование приливно-отливных, волновых процессов, или их комбинированного воздействия, по мнению многих седиментологов, наблюдается в морских бассейнах с береговыми линиями, сложенными преимущественно песчано-алевритовыми отложениями.

Наиболее популярная схема классификации обстановок осадконакопления, развитых в пределах области переходного седиментогенеза базируется, согласно исследованиям Г.-Э. Рейнека и И.Б. Сингха (1981), Х.Г. Рединга и др. (1990) на диапазоне приливно-отливных течений (Рисунок 7.1.). Общеизвестные кластические береговые линии включают широкий диапазон обстановок осадконакопления, среди которых можно выделить общие крупные группы: пляжей, береговых склонов, дельтовые, приливно-отливные и эстуариевые макрофации. В пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна проведенными исследованиями диагностирован полный ряд этих макрофаций, имевших развитие на протяжении от ааленского вплоть до кузнецовского времени.



Рисунок 7.1 – Схема разделение побережий на типы в зависимости от преобладания динамического режима: волновые, смешанные волновые приливно-отливные и приливно-отливные (Рейнек, Сингх, 1981; Рединг, 1990)

7.1. Макрофации пляжей и береговых склонов

Пляжевая, надводная часть береговой зоны является зоной аккумуляции преимущественно песчано-гравийно-галечного обломочного материала, поступающего с суши за счет разрушения берегов результате переработки прибоем обломочного материала и накопления выносов рек. Пляжи являются наиболее типичными и широко распространенными аккумулятивными образованиями, сложенными разнообразными осадками, от булыжников до тонкозернистого песка.

В зависимости от крутизны берега пляж сложен галькой, гравием или, в подавляющем большинстве случаев, песком. В современных, формирующихся пляжах, при крутых берегах в одном профиле могут присутствовать породы как крупно-, так и тонкозернистые. В ископаемом состоянии такого разнообразия не наблюдается, в связи с многократным перемывом, отложения характеризуются обыкновенно хорошей сортировкой и окатанностью обломков.

В строении пляжа, согласно исследованиям ведущих седиментологов, традиционно выделяется несколько зон, с различным характером наносов и осадочных текстур: верхний тыловой пляж (*Backshore*), нижний пляж (*Foreshore*), предфронтальная зона пляжа (*Shoreface*), переходящая в подводный береговой склон (*Offshore*) (Рейнек, Сингх, 1981; Лидер, 1986; Реддинг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000; Pemberton, Mac-Eachern, 2006). Отложения каждой из этих зон характеризуются определенными структурно-текстурными особенностями, что позволяет уверенно диагностировать их в разрезах скважин. Прибрежные отложения пляжевого генезиса развиты в отложениях большинства свит, начиная с келловей-оксфордского времени. Ниже приводится краткая седиментологическая характеристика выделенных зон.

Тыловая зона пляжа (*Backshore*) представляет собой верхнюю или внутреннюю зону берега, обычно узкую не заливаемую водой, расположенную между береговой линией и предельной линией затопления средним приливом. Эта зона подвергается воздействию волн или затопляется водой только в периоды особо сильных штормов или аномально высоких приливов. Поверхность рассматриваемой зоны либо практически горизонтальная, либо падает в сторону материка и отделена от нижнего пляжа

(*Foreshore*) бровкой последнего волноприбойного вала. Данную геоморфологическую зону характеризуют три литогенетических типа: ПЛТ-1 (Рисунок 7.2.), ПЛТ-2, ПЛТ-3. Последние два типа керном не представлены, так как практически не сохраняются в ископаемом состоянии.

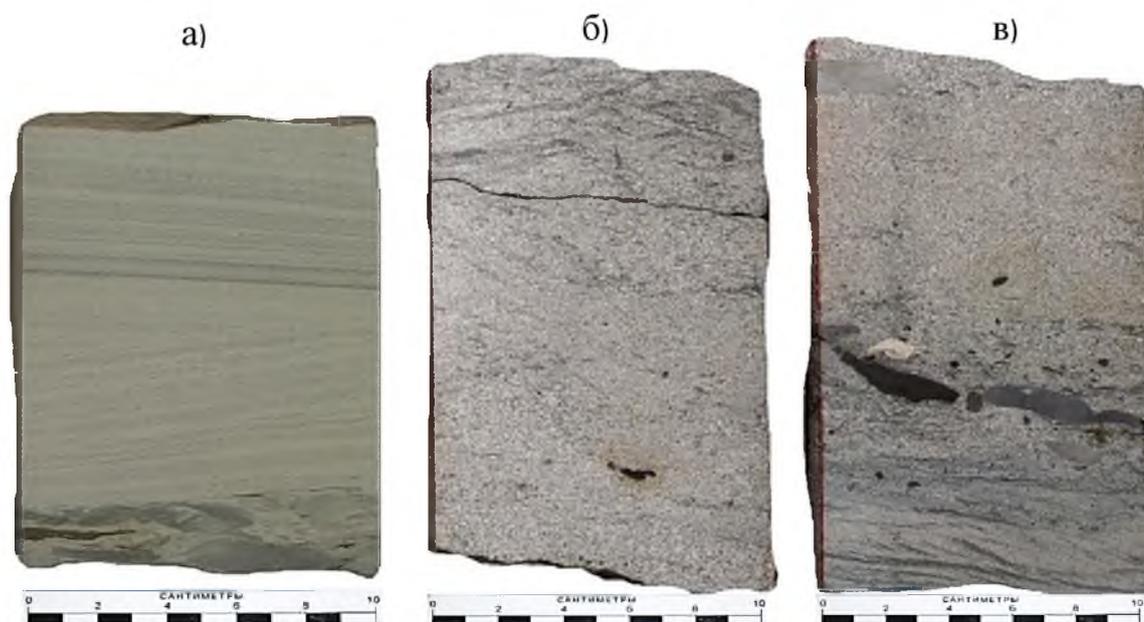


Рисунок 7.2 – Литогенетический тип ПЛТ-1

Песчаники мусорные, разнозернистые с включениями галек, плоско ориентированных, реже прослоями эолового генезиса; с четкими клиновидными сериями (а), к основанию эоловых прослоев, как правило, приурочены россыпи тяжелых минералов (*Пайдугинская впадина, наунакская свита, глубина -2560м*)

Цвет пород обычно серый и светло-серый. Песчаники и алевролиты, сформированные в зоне тылового пляжа, по составу обычно полевошпатово-кварцевые. В качестве второстепенных компонентов присутствуют обломки кремнистых, слюдисто-кремнистых пород и пластинок слюд. Цемент по составу, глинистый, иногда глинисто-карбонатный. По данным рентгеноструктурного анализа, карбонаты представлены кальцитом, реже сидеритом. По типу цемент порово-базальный, реже пленочный.

Обломочный материал отличается средней сортировкой и окатанностью, иногда очень хорошей. Для пород типов ПЛТ характерна мелкая волнистая непараллельная слоистость. Часто присутствуют включения галек, иногда прослои штормовых конгломератов. Серии слоек обычно однородные, небольшой мощности (2-4 см), редко более. Слойки в сериях обычно очень тонкие, часто прерывистые, реже сходящиеся к гра-

ницам серий. Часто наблюдается сложная слоистость, представленная сочетанием в пределах одного слоя пологоволнистой, мелкой косоволнистой и косой слоистости. Внутри одного пропластка слоистость непостоянная. Мощность отложений этих литогенетических типов иногда достигает 2-5 м.

В едином парагенезе с тыловыми песчаниками обычно присутствуют отложения волноприбойных валов (*Beach Ridge*), сложенные песком, гравием и галькой. Обычно валы подобного типа формируются в результате действия волн и течений на обращенной к берегу стороне пляжа. Они вытянуты вдоль береговой линии и состоят из единичных гряд или серии параллельных пляжных и дюнных гряд. Для этой зоны выделены литогенетические типы **ПЛВ-1** (Рисунок 7.3.), **ПЛВ-2** (Рисунок 7.4.), **ПЛВ-3** (Рисунок 7.5.). Волноприбойные валы сложены мелкозернистыми, иногда среднезернистыми песчаниками, насыщенными битыми и давлеными раковинами, с многочисленными ходами перемещения роющих донных животных (Рисунок 7.3.).

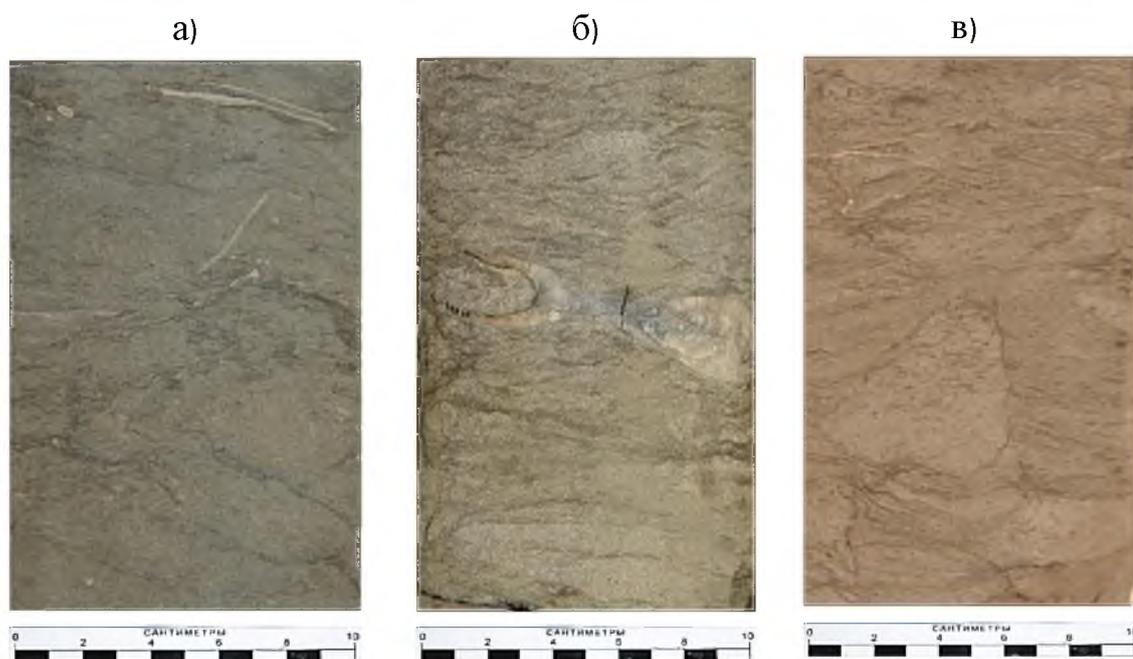


Рисунок 7.3 – Литогенетический тип ПЛВ-1

Песчаники средне-мелкозернистые, часто с включениями гравийных зерен, с редкими знаками ряби, биотурбированные, с прерывистой косой, флазерной слоистостью, с обилием битой и давленной ракушки (б), с ходами роющих животных (в) (*Нюрольская впадина, Лавровский мегавыступ, верхневасюганская подсвета, глубина -3014м*)

Второй литогенетический тип (**ПЛВ-2**) слагают известняки-ракушники – специфический тип прибреговых образований, отвечающих условиям волноприбойной деятельности морского бассейна (Рисунок 7.4.).

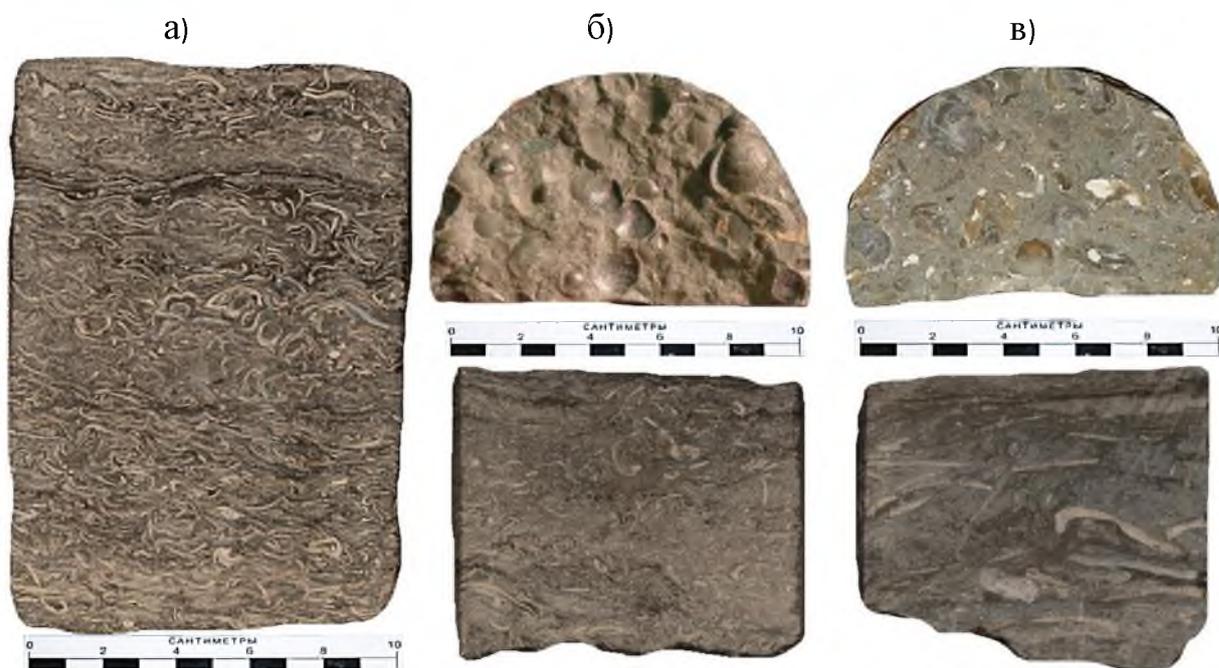


Рисунок 7.4 – Литогенетический тип **ПЛВ-2**

Известняк-ракушняк органогенно-детритовый, сцементированный пелитоморфным кальцитом (Нюрольская впадина, Пайдугинская впадина, наунакская свита, верхневасюганская подсвита, глубина -2850м)

Субавтохтонные известняки-ракушники с признаками переотложения на месте встречены во многих скважинах Нюрольской депрессионной зоны. Породы сложены крупным детритом двустворчатых моллюсков, реже цельными раковинами какого-либо одного определенного вида. Створки раковин имеют разнообразную ориентировку, признаки истирания створок мало заметны. Данный литогенетический тип, скорее всего, отлагался в непосредственной близости от базиса действия волн в зоне накопления волноприбойного пляжевого уступа. Большинство раковин подвергались разрушению в периоды размыва терригенно-биогенного мягкого ила. Латеральной транспортировки остатков раковин не происходило, вследствие слабой гидродинамической активности вод бассейна (Твенхофел, 1936).

Третий литогенетический тип (ПЛВ-3) слагают известняки-ракушнякаи, сформировавшиеся при участии подводных течений (Рисунок 7.5.). Такие породы характерны для мелководных трансгрессивных подводных валов позднеоксфордского времени.



Рисунок 7.5 – Литогенетический тип ПЛВ-3

Песчаник мелкозернистый, карбонатизированный с многочисленными раковинами (*Каймысовский свод, верхневасюганская подсвита, глубина -2830*).

Отличительной чертой описываемого типа отложений является насыщенность песчаника глауконитом и кварцем. Породы переполнены обломками давленных раковин, раковинным детритом, залегающими в разрезах послойно, со следами явного размыва. Часто в песчаниках присутствуют гальки фосфоритов, нередко имеющие удлиненную форму и ориентированных в определенном направлении. Эти признаки свидетельствуют о формировании пород в условиях подводных вдольбереговых течений (Селли, 1989).

Нижний пляж (Foreshore) представляет собой наиболее низко выположенную в сторону морского бассейна зону, которая регулярно подвергается действию приливов и отливов и располагается между гребнем самого близкого к морю уступа верхнего пляжа и отметкой обычного низкого стояния воды (между обычными уровнями прилива и отлива) на глубине, как правило, первых метров (Рединг, Коллинсон, Аллен, 1990).

В соответствие со схемой деления геоморфологических зон пляжа состоит из нижней, средней и верхней предфронтальной зоны, каждой из которых соответствует характерный набор литогенетических типов (Рейнек, Сингх, 1981).

Предфронтальная зона пляжа (Shoreface) располагается между базисом спокойных волн и средним уровнем низкой воды. На этом уровне в ясно погодных условиях в нижней части действуют процессы, связанные с колебательными и набегающими волнами, в верхней части – процессы зоны бурунов и прибоя (Рейнек, Сингх, 1981).

Во время штормов волны, ветровые и штормовые течения эродируют предфронтальную зону пляжа, особенно в верхней части. Осадок, сносимый с верхней части, либо переотлагается в нижней части и ниже, либо выносится по направлению к суше в лагуну. В направлении к суше в предфронтальной зоне наблюдаются постепенное увеличение размера зерен, уменьшение биотурбации осадка и переход от симметричных знаков ряби к асимметричным (Walker, Noel, 1992).

Фации нижней части предфронтальной зоны представлены переслаиванием алевритов, песков и глин, что отражает чередование спокойных и штормовых условий. Эти фации близки к фациям дальней переходной зоны, но имеют текстуры, свидетельствующие о низкой энергии волн в спокойных условиях, которые иногда сохраняются между штормовыми слоями.

Фации верхней части предфронтальной зоны пляжа преимущественно песчаные. Для всей зоны характерны многочисленные ихнофоссилии, особенно для нижней части. Характеризуют данную зону 4 литогенетических типа: ПЛП-1 (Рисунок 7.6.), ПЛП-2 (Рисунок 7.7.), ПЛП-3 (Рисунок 7.8.), ПЛП-4 (Рисунок 7.9.).

В верхней предфронтальной зоне пляжа (*Upper Shoreface*) на глубине 1-2 метра обычно идет накопление песчаников мелкозернистых, хорошо сортированных, с характерными тонкослоистыми сериями, часто с клиновидным схождением слойков (Рисунок 7.6.). По плоскостям наложения распределены знаки ряби волнений. Слоистость образована перемещением системы знаков ряби. Характерны таблитчатые косослоистые мелкомасштабные серии. Биотурбация встречается очень редко, чаще отсутствует.

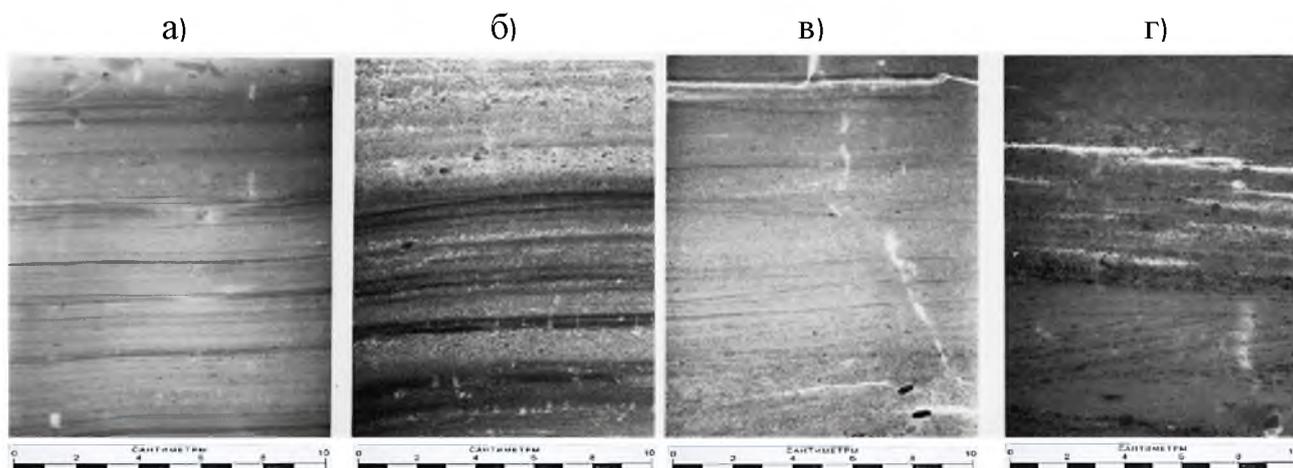


Рисунок 7.6 – Литогенетический тип ПЛП-1

Песчаник мелкозернистый, хорошо сортированный, с характерной тонкой горизонтальной слоистостью, со знаками ряби волнения по плоскостям наложения; с сериями таблитчатыми, косослоистыми, часто клиновидно сходящимися (г), с включениями мелких галек, приуроченных к основанию серий (б, в, г) (*Сургутский свод, верхневасюганская подсвита, глубина -2850м*)

*В средней части предфронтальной зоны (Middle Shoreface) на глубинах от 2 до 4 метров развиты песчаники мелкозернистые, с карбонатным цементом, с еле заметной слабонаклонной слоистостью, часто нарушенной вертикально ориентированными ходами обитания ихнофоссилий типа *Skolithos* (Рисунок 7.7.).*

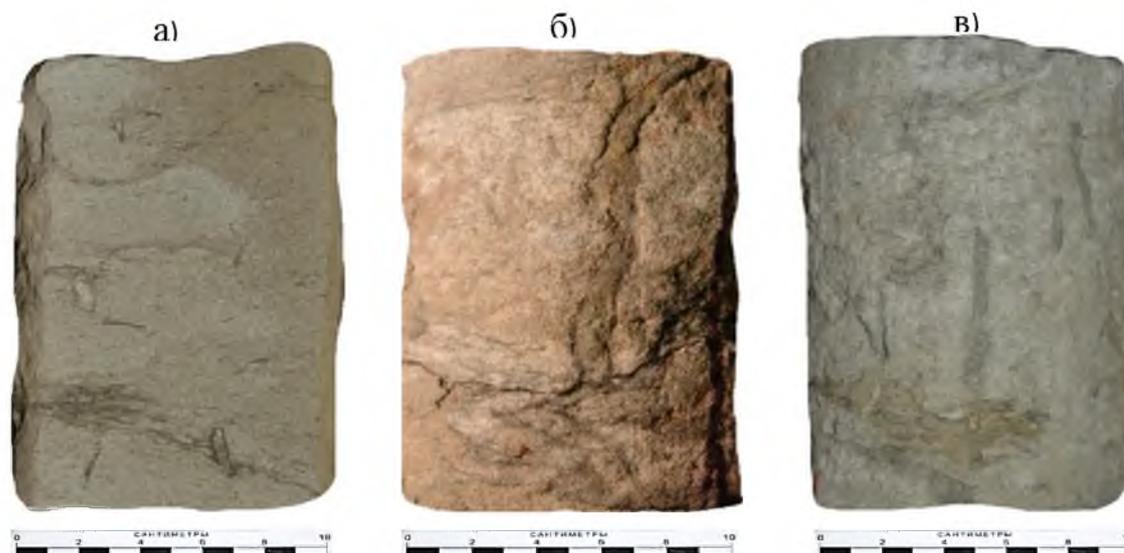


Рисунок 7.7 – Литогенетический тип ПЛП-2

Песчаник мелкозернистый, в отдельных прослоях сильно карбонатизированные, с крупными многочисленными ходами обитания ихнофагии *Skolithos*, с неявно выраженной слабонаклонной слоистостью (*Нурольская впадина, Лавровский мегавыступ, верхневасюганская подсвита, глубина -3025м*)

Следы жизнедеятельности ихнофагии *Skolithos* представляют собой ходы обитания питающихся взвесью червеобразных организмов (хищных полихет *Sabellaria*, *Arenicola*) и являются диагностическим показателем высокоэнергетичной среды седиментации, представленной развивающимся в условиях морского или солоноватоводного бассейна дисперсными (подвижными) песчаными субстратами, насыщенными кислородом и богатыми органическим материалом, (Uchman, 2005; Pemberton at all, 2006).

Ихнофагия *Skolithos*, представлена следами жизнедеятельности, имеющими разнообразную форму (слабоизвилистую, вертикальную, крутонаклонную), весьма широко распространенными в алевро-песчаных породах васюганского горизонта, но особенно много ходов вертикальных, никогда не пересекающихся между собой.

В нижней части предфронтальной зоны (*Lower Shoreface*) на глубине 4-6 метров отлагаются песчаники мелкозернистые, в подчиненных прослоях среднезернистые, чаще алевролиты крупнозернистые, хорошо сортированные, с обильной, но единообразной биотурбацией организмов ихнофагии *Skolithos*, с включениями раковин двустворок, гастропод, бентосных фораминифер (Рисунок 7.8.). Именно многочисленная микрофауна является надежным диагностическим критерием пляжевых древних отложений.

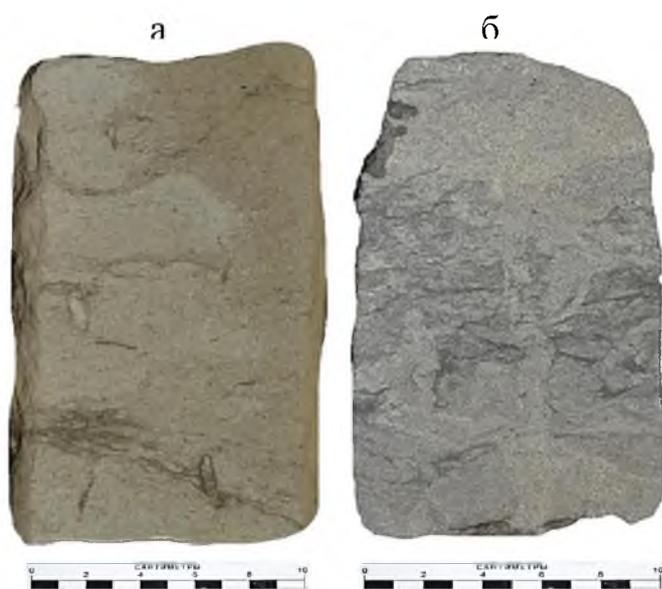


Рисунок 7.8 – Литогенетический тип

ППЛ-3

Песчаники мелкозернистые, в отдельных прослоях до среднезернистых, чаще алевролиты разномзернистые, хорошо сортированные, часто биотурбированные, с ходами обитания донных илоедных роющих животных типа *Skolithos*, с включениями остатков тонкостенных раковин двустворчатых моллюсков, с включениями раковин скафопод (*Dentalium* sp. indet) (*Каймысовский свод, верхневасюганская пошвиты, глубина - 2580м*).

Так комплексы фораминифер часто присутствуют в отложениях среднего оксфорда, перекрывающих пласт Ю₁² и подстилающих пласт Ю₁¹ и описаны многими ис-

следователями в результате микрофаунистического анализа кернa скважин, пробуренных в пределах большинства положительных структур I-го порядка в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы (Татьянин и др., 2007).

Обычно это комплексы, представленные агглютинирующими фораминиферами, бентосными, в основном холоднолюбивыми формами, среди которых преобладают: трохаммины (37%) и рекурвоидесы (28%), являющиеся стеногалинными и стенотермными организмами. Комплекс фораминифер представлен трохамминидо-литуолидовым палеоценозом, характерной чертой которого является существенное развитие представителей отряда аммодисцид (*Tolypammina*, *Glomospirella*, *Ammodiscus*). Их присутствие в комплексе по литературным данным указывает на невысокие положительные температуры (3-5⁰С) и преимущественное распространение в неглубоких прибрежных частях бассейна с подвижной гидродинамикой (Атлас..., 1990).

Для этого литогенетического типа характерным является преобладание структур обитания и поиска равновесия, оставляемых пассивными плотоядными организмами, питающимися пелагической пищей в условиях подвижных песчаных субстратов, высоко насыщенных кислородом (Uchman, 2005; Pemberton at all, 2006). Поэтому в породах часто присутствуют включения многочисленных остатков известковых трубок червей из семейства *Serpulidae* (серпулид), в совокупности с редким растительным детритом (Рисунок 7.9.).

На границе нижней предфронтальной зоны пляжа в песчано-алевритовых породах верхневасюганской подсвиты, стратиграфически приуроченных к пластам Ю₁¹ и Ю₁², развиты многочисленные карбонатные конкреционные стяжения, с крупными трещинами, заполненными крупнокристаллическими карбонатными минералами. Конкреционный горизонт, согласно опубликованным данным А.И. Сидоренкова, А.А. Самошкина, В.Н. Высоцкого и др. (1985), имеет повсеместное развитие в центральных (ХМАО) и юго-восточных (ТО) регионах Западной Сибири, сформирован на стадии раннего диагенеза в прибрежных неглубоких осадках и выделен в самостоятельный литогенетический тип ПЛП-4 (Рисунок 7.10.). По данным Е.А. Жуковской, Л.Г. Вакуленко и П.А. Яна конкреции относятся к песчано-известковым или класто-карбонатным образованиям - септариям (Жуковская, Вакуленко, Ян, 2011).

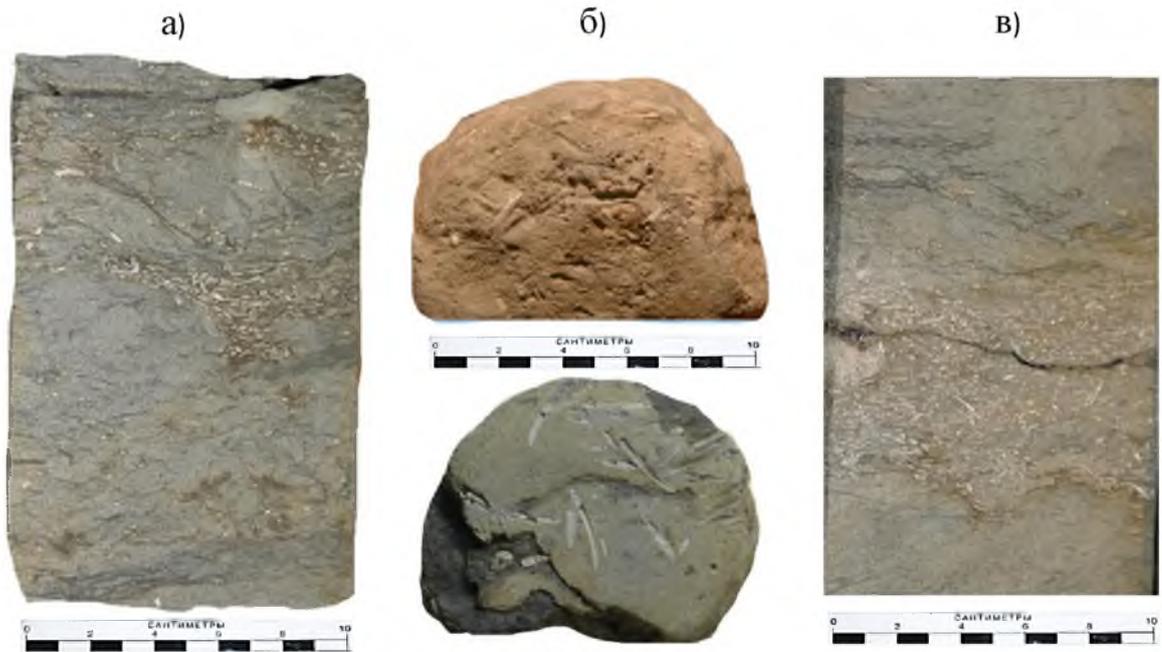


Рисунок 7.9 – Литогенетический тип ППЛ-3

Песчаники мелкозернистые, в отдельных прослоях до среднезернистых, чаще алевролиты разномзернистые, хорошо сортированные, часто биотурбированные, с ходами обитания донных илоедных роющих животных типа *Skolithos*, с включениями остатков тонкостенных раковин двустворчатых моллюсков, с включениями раковин скафопод (*Dentalium sp. indet*) (*Каймысовский свод, верхневасюганская подсветы, глубина -2580м*).

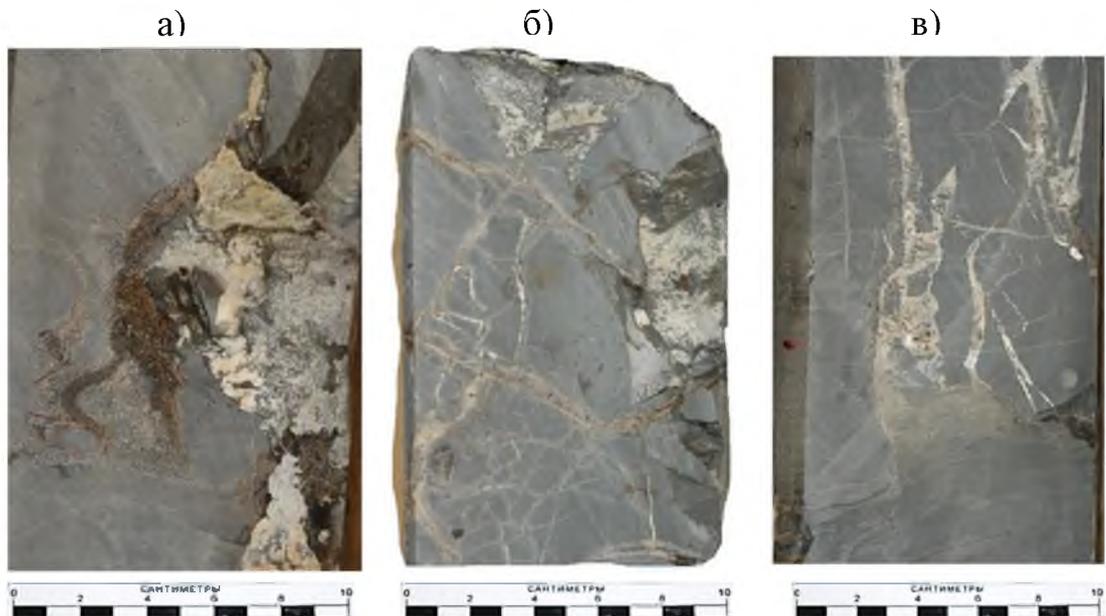


Рисунок 7.10 – Литогенетический тип ППП-4

Септариевые конкреционные прослои в песчано-алевритовых отложениях нижней части предфронтальной зоны пляжа, с крупными радиальными и тангенциальными трещинами, выполненными мелко-, средне- и крупнокристаллическими карбонатными минералами (*Нюрольская впадина, верхневасюганская подсвета, глубина -3035м*)

Отложения, относимые к *верхней части подводного берегового склона (Upper offshore)*, формируются на глубинах 6-10 м, реже до 20 м ниже среднего уровня отлива. По данным Г.-Э. Рейнека и И.Б. Сингха (1981), породы этой зоны представлены тонкозернистыми глинистыми песчаниками и алевролитами с тонкими прослоями глин. Присутствие прослоев параллельно слоистых песчаников свидетельствует о наличии темпеститов. Породы этой зоны значительно биотурбированы. Ходы илоедов мелкие, а их интенсивность варьирует в зависимости от штормовой деятельности (Рисунок 7.11.).

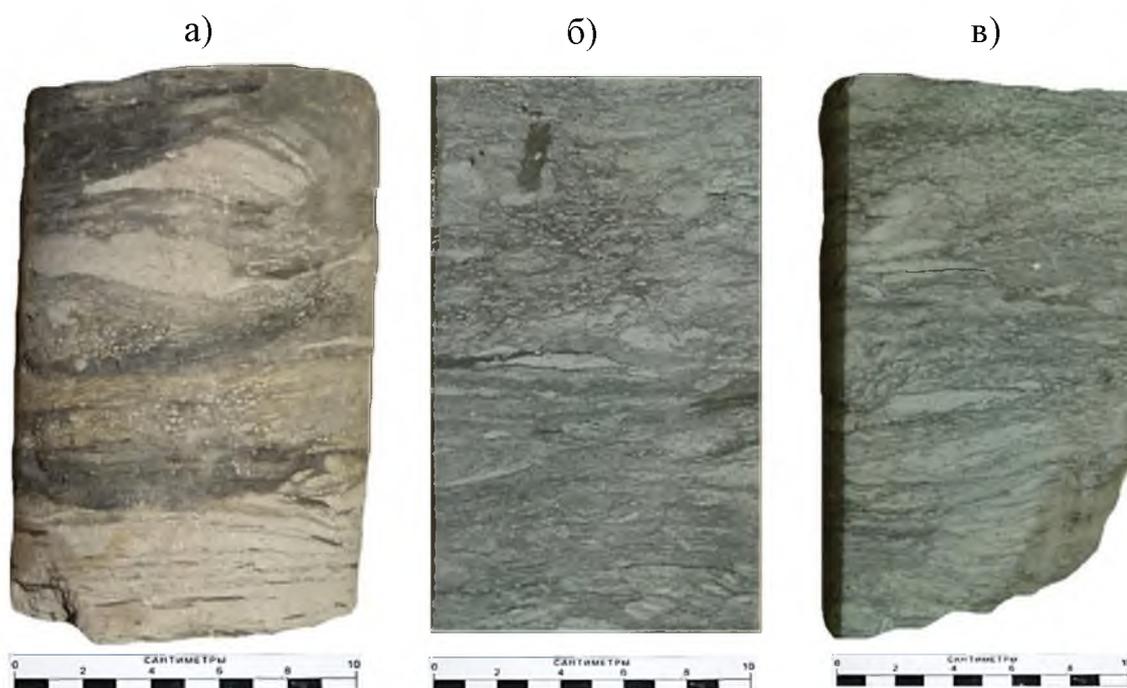


Рисунок 7.11 – Литогенетический тип ПСВ-1

Песчаники мелкозернистые, тонкозернистые, часто глинистые, с тонкими прослоями глин, с многочисленными нарушениями слоистости в виде «карманов внедрения», значительно биотурбированы (*Каймысовский свод, Нюрольская впадина, верхневасюганская подсвита, глубина -2670м*)

Встречены структуры постоянного неподвижного илоедения (ихнофоссилии *Rosselia, Cylindrichnus, Asterosoma*), представляющие собой небольшие конусы, слепленные из ила и закрепленные в песчаном субстрате и обычно интерпретируемыми, как ходы питания полихет (Рисунок 7.12.). Конусы представляют собой обитаемые туннели пассивного заполнения, которые обычно не соответствуют вмещающему слою. В морфологическом плане цилиндрические ходы вертикальные, иногда слабонаклонные с

луковицеобразным утолщением, заполненным более мелким мелкозернистым осадком в виде концентрических слоев. Проявление подобных ихновидов отмечено для проксимальных ихнофаций *Cruziana* в условиях морского бассейна. Подобные ходы в ихнологии по данным Дж. Пембертона (Pemberton at all, 2006) служат индикаторами кровли нижней части прибрежной зоны.

а)



Рисунок 7.12 – Литогенетический тип ПСВ-1

Песчаники мелкозернистые, тонкозернистые, часто глинистые, с тонкими прослоями глины, с многочисленными нарушениями слоистости в виде «карманов внедрения», значительно биотурбированы, с ходами питания и обитания илоедных животных: (а) *Cylindrichnus* (Каймысовский свод, Нурольская впадина, Колтогорский прогиб, верхневасюганская подсвита, глубина -2650м)

Нижняя часть подводного берегового склона (Lower Offshore) (НПС) представлена в основном илистыми алевролитами глинистыми и преимущественно аргиллитами и свидетельствует о наличии мягких и связанных субстратов, формирующихся в спокойных условиях. Глины алевритистые, биогенно-гомогенезированные с богатой фауной и высокой степенью биотурбирования с тонкими прослоями параллельно-слоистых проксимальных штормовых песчаников (от 5 до 100 мм).

Внутри каждого штормового прослоя, как правило, наблюдается эрозионное основание, включения тонкого слоя обломков раковин или глинистых интракластов. Слоистость горизонтальная или слабонаклонная срезанная, маломощные глинистые слойки, волновые знаки ряби. Дистальные штормовые тонкозернистые песчаники, мощностью 4-10 мм обнаруживают эрозионное основание, горизонтальную слоистость, реже слоистость градационного типа. Весьма характерны многочисленные единообразные ходы передвижения донных животных: *Cruziana* или первичных ихнофаций *Zoophycos* (Рисунок 7.13.).

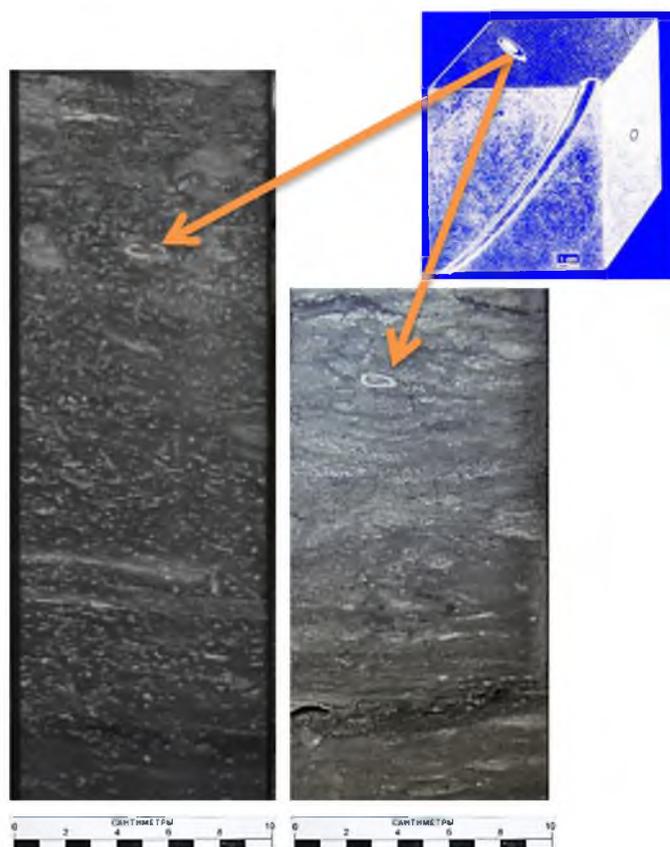


Рисунок 7.13 – Литогенетический тип
ПСН-1

Песчаники тонкозернистые, алевритистые или алевролиты разнозернистые, хорошо сортированные и окатанные, в отдельных прослоях ко-сослоистые, с редкими остатками сердцевидных морских ежей. Очень высокая степень биотурбированности. Присутствуют вертикальные ходы передвижения донных пассивных плотоядных илоедов *Terebellina* или *Schaubcylindrichmus freyi*

Следы обычно имеют форму горизонтальных или наклонных, слегка сужающихся книзу туннелей. Края туннелей покрыты склеенным известковым илом, а сами туннели изолированы и обычно малого диаметра. Покрытие туннелей тонкослойное. Характерной отличительной чертой является уплотнение туннеля с образованием «приплюснутых кругляшей» (Пембертон, Фрей, 1982).

7.2. Макрофации барьерно-баровых систем

Песчаные тела барового (барьерного) генезиса являются наиболее часто встречаемыми аккумулятивными телами прибрежной зоны. Песчаные постройки на территории Западной Сибири имели широкое развитие в отложениях верхней юры и нижнего мела. Унаследовано располагались у низких берегов мелководного эпиконтинентального бассейна. Существенную роль в развитии этих песчаных тел играло обилие песка, доставляемого реками, а затем перераспределявшего его на мелководье волновой деятельностью моря и береговыми течениями. Барьерные постройки оксфордского време-

ни представляли собой серии разросшихся и соединившихся кулисообразно баров, линейно или овально вытянутых вдоль побережий развитых в пределах крупных структур I порядка.

Барьерно-баровые тела сложены преимущественно средне и мелкозернистыми песчаниками. В поперечном сечении имеют пластовообразно-выпуклую, в продольном – линзообразно-выпуклую форму. Следует отметить, что в ископаемом состоянии по керну скважин различить эти формы рельефа практически невозможно, правильнее указывать на наличие тел барового генезиса (Ботвинкина, 1965). Соответственно в разработанной систематике, выделенные литогенетические типы, характеризующие ископаемые бары и барьеры практически идентичны. Главными отличительными признаками являются размеры и геометрические параметры.

Согласно особенностям гидродинамики мелководного шельфа в пределах барьерно-баровых песчаных систем выделены следующие фации: **БРЭ – эоловые дюны барьера** (*Barrier Eolic Dunes*) (БРЭ-1); **БРГ - гребень барьера** (*Crest Barrier*) (БРГ-1) (Рисунок 7.14.); **БРЦ – центральной части барьера** (*Central part of Barrier*) (БРЦ-1) (Рисунок 7.15.); **БРС – склона барьера** (*Slope of Barrier*) (БРС-1, Рисунок 7.16; БРС-2.); **БРО – основания или подножья барьера** (*Base of Barrier*) (БРО-1, Рисунок 7.17.); **БРК – канал намывной барьера** (*Washover channel*) (БРК-1.).

Для баров, как более мелкомасштабных построек мелководья, могут быть встречены и описаны литогенетические типы: **БРГ - гребень бара** (*Crest of bar*) (БРГ-1);

- **БВЦ – центральной части бара** (*Central part of Bar*) (БВЦ-1);
- **БВС – склона бара** (*Slope of Bar*) (БВС-1; БВС-2);
- **БВО – основания или подножья бара** (*Base of Bar*) (БВО-1);
- **МБП – межбаровые промоины** (*Interbar swale*) (МБП-1; МБП-2; МБП-3).

В настоящей работе приведены примеры литогенетических типов, характеризующих комплекс барьерно-баровых систем, единый для баров и более крупных барьерных форм. Подводные валы и бары образуют асимметричные песчаные тела высотой до 10 м с выпуклой верхней и горизонтальной нижней поверхностями, постепенно выклинивающиеся в сторону моря и расщепляющиеся на отдельные песчаные прослои в

сторону лагуны. Они образуют линейно вытянутые параллельно берегу тела длиной десятки и сотни километров (Атлас..., 1997).

Наиболее высокая сводовая часть барьерно-баровых построек выделена в литогенетический тип, характеризующий его гребневую зону. Эти отложения представлены средне-крупнозернистыми полимиктовыми песчаниками, однородными, массивными, очень хорошо сортированными, с неясно выраженной косой слоистостью, образованной редкими намывами углисто-глинистого материала. Иногда в породе присутствует слабый буроватый оттенок (Рисунок 7.14.).



Рисунок 7.14 – Литогенетический тип БРГ-1

Песчаники мелко-среднезернистые, с намывами растительного детрита, иногда включениями углефицированных древесных остатков, при регрессии морского бассейна, замещающиеся в кровельной части алевритоглинистой породой, глиной углистой и углем (а, б) – Западно-Моисеевское, скв. 512, глуб. - в) Крапивинская пл., скв. 314, глуб. -2716 м); при трансгрессии - замещающиеся известняками, глиной (*Каймысовский свод, васюганская свита, глубина – 2750 м*)

Среди литотипов, характеризующих гребневую зону, по керну можно выделить бары трансгрессивные, по мере развития трансгрессии и углубления бассейна, замещающиеся тонкозернистыми глинистыми или карбонатными породами. Литотипы, характеризующие условия регрессирующего морского бассейна, отвечают перемещению гребня бара вслед за отступающим морем. Литогенетический тип **БРГ-1** представлен

песчаниками, средне-мелкозернистыми, относительно грубозернистыми, формирующимися при высоких гидродинамических уровнях, перемещается в сторону моря, перекрывая образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки

Наилучшими свойствами в баровых системах обладают их центральные части, представленные, как правило, песчаниками массивными, слабосцементированными, характеризующиеся развитием коллекторов I-го улучшенного типа (Рисунок 7.15.).

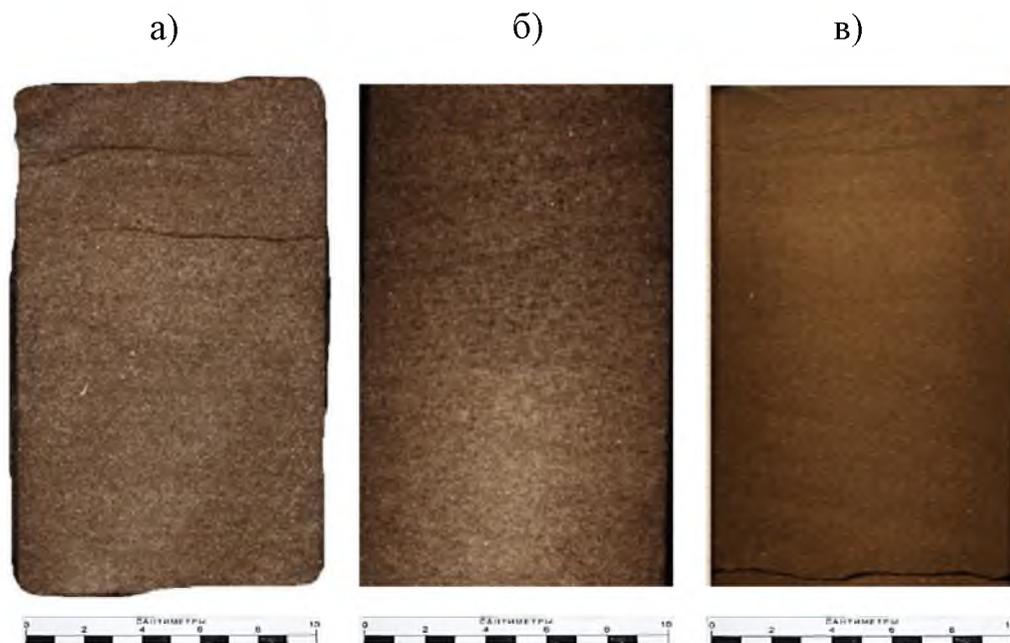


Рисунок 7.15 – Литогенетический тип БРЦ-1

Песчаники средне-мелкозернистые, реже крупно- или грубозернистые, хорошо сортированные, с характерной пологой (б), клиновидной (в) или слабонаклонной неочетливой слоистостью; в отдельных сериях слоистость мелкомасштабная горизонтальная; с характерной структурой «блинчиков» (а), редкой биотурбацией. С ихногенем *Skolithos* (*Каймысовский свод, васюганская свита, глубина – 2720 м*)

Большую часть барьерных систем образуют отложения, характеризующие склоновые части баровых систем (литогенетический тип **БРС-1.**, Рисунок 7.16.). Они представлены мелкозернистыми, часто алевритистыми песчаниками и разнозернистыми алевролитами, с многочисленными глинистыми или кальцитовыми прослоями разной мощности, с биотурбациями бентосных илоедов, представляющих трофическую группировку глотальщиков, с включениями мелкой сыпи пирита.

Характерным является наличие разнообразных типов слоистости: пологонаклонной, волнистой, горизонтальной, косоволнистая. На склонах баров/барьеров, сформировавшихся в очень высоком гидродинамическом уровне преобладают волнистая и косо-

волнистая типы слоистости, на внутренних склонах с меньшей гидродинамикой среды осадконакопления формируются пологоволнистая, и горизонтальная слоистость (Ботвинкина, 1957, 1962; Селли, 1989).

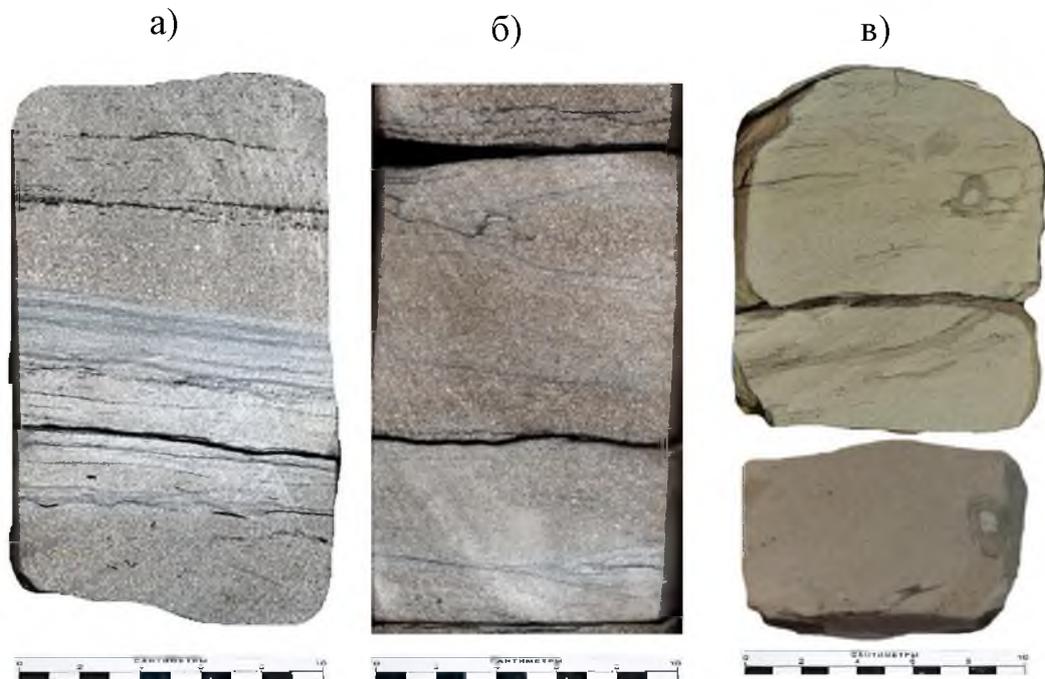


Рисунок 7.16 – Литогенетический тип БРС-1

Песчаники средне-мелкозернистые, с тонкими глинистыми прослоями, образующими слабо-наклонную косую слоистость, с характерными биотурбациями типа: *Thalassinoides*, (б), *Asterosoma* (в) - структуры организмов, питающихся донными отложениями, оставленные пассивными плотоядными малого диаметра; и *Ophiomorpha* (по Дж. Пембертону (Каймысовский свод, васюганская свита, глубина – 2700м)

В основании барьерно-барово́й постройки залегают мелко-тонкозернистые песчаники и алевролиты, с включениями плохо окатанных галек, тонкими прослойками глин и тонкослоистых алевролитов, ориентированными по косой слоистости с небольшими углами наклона. Характерны разнообразные виды слоистости, мелкой волнистой, крупной и мелкой косой, перекрестной; в отдельных прослоях однонаправленной, с обильными включениями мелких окатышей глины или плоских галек алевролитового состава, с прерывистой флазерной слоистостью, образующей вилочкообразную форму, с углами срезания слойков до 40° (Рисунок 7.17.).

Трансгрессивные и регрессивные бары представляют собой асимметричные песчаные тела с горизонтальной нижней и выпуклой верхней поверхностями. Для барьер-

ных построек характерны покровные формы распространения по территории исследования. Являлись наиболее часто встречаемыми аккумулятивными постройками батоксфордского времени, были также широко развиты в неокоме и позднем мелу. Приурочены к склоновым частям структур I порядка. На погружениях, в депрессиях и боковых котловинах никогда не встречаются.

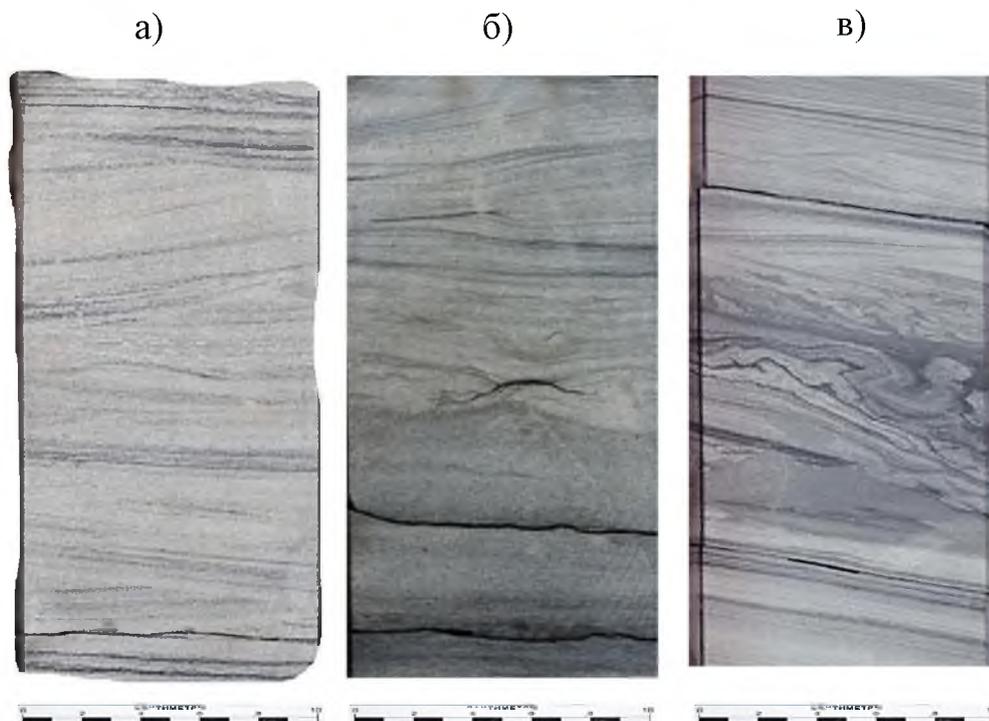


Рисунок 7.17 – Литогенетический тип БРО-1

Песчаники тонкозернистые и алевриты разномзернистые, с глинистыми прослоями, со сложным чередованием различных типов слоистости, с небольшим количеством растительного детрита; с косоволнистой выпуклой, преимущественно сильно срезанной, S-образной косоволнистой типами слоистости, с характерными биотурбациями типа: *Thalassinoides*, *Asterosoma* и *Ophiomorpha* (Каймысовский свод, васюганская свита, глубина – 2725 м)

7.3. Макрофации лагун

Отложения макрофации лагун, генетически связанные с макрофацией барьерно-баровых мелководных тел и на изучаемой территории были широко развиты в келовейский и оксфордский века, а также в мелу. Формирование лагунных толщ происходило в условиях гумидного теплого климата, при значительном поступлении обломочного ма-

териала с суши. Вследствие этого в них накапливались терригенные осадки, характеризующиеся чередованием, переслаиванием алевролитов и глин с подчиненными прослоями глинистых песчаников.

Изученные структурно-текстурные особенности пород указывают на мелкие волнения, наличие течений, неравномерность поступления обломочного материала, быструю смену гидродинамической активности среды осадконакопления. Согласно проведенным исследованиям выделено два типа отложений лагун: *отложения краевых (прибреговых) зон лагун* – ЛГК (*Marginal zone of Lagoon*), представленных литогенетическими типами ЛГК-1; ЛГК-2 (Рисунок 7.18); ЛГК-3 (Рисунки 7.19., 7.20.) и *отложения центральных частей лагун* ЛГЦ (*Central zone of Lagoon*), представленных типами ЛГЦ-1; ЛГЦ-2 (Рисунок 7.21.).

Лагуны гумидного климата представляли собой крупные опресненные водоемы или почти пресноводные прибрежные озера, так называемые остаточные лагуны на устьевом взморье, частично блокированные морскими песчаными образованиями кос или волноприбойных валов (Твенхофел, 1936; Наливкин, 1956; Ботвинкина, 1965; Фролов, 1984; Долотов, 1989; Реддинг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000). Отложения краевой зоны лагуны широко представлены алевролитами с линзовидно-слоистой текстурой, подчеркнутой тонкими линзами песчано-алевритового материала, со следами углефицированных корней.

Специфическим лагунным типом отложений являются алевролиты и алевропесчаники с карбонатными септариевыми конкрециями, имеющие явно выраженный красновато-коричневатый оттенок (Рисунок 7.18 – а, б). Как правило, в краевых частях лагун сказываются волновые движения бассейна. Поэтому песчаный материал содержит все подтипы волнистой слоистости, часто встречается линзовидное переслаивание (ЛГК-3, Рисунок 7.19.). Чаще отложения лагун представлены мелкозернистыми песчаниками и глинисто-алевритовыми породами, изобилующими растительными остатками, мелкими корешками растений, углистыми прослоями и включениями, с конкрециями пирита, развитыми по остаткам растительности (ЛГК-3, Рисунок 7.20).

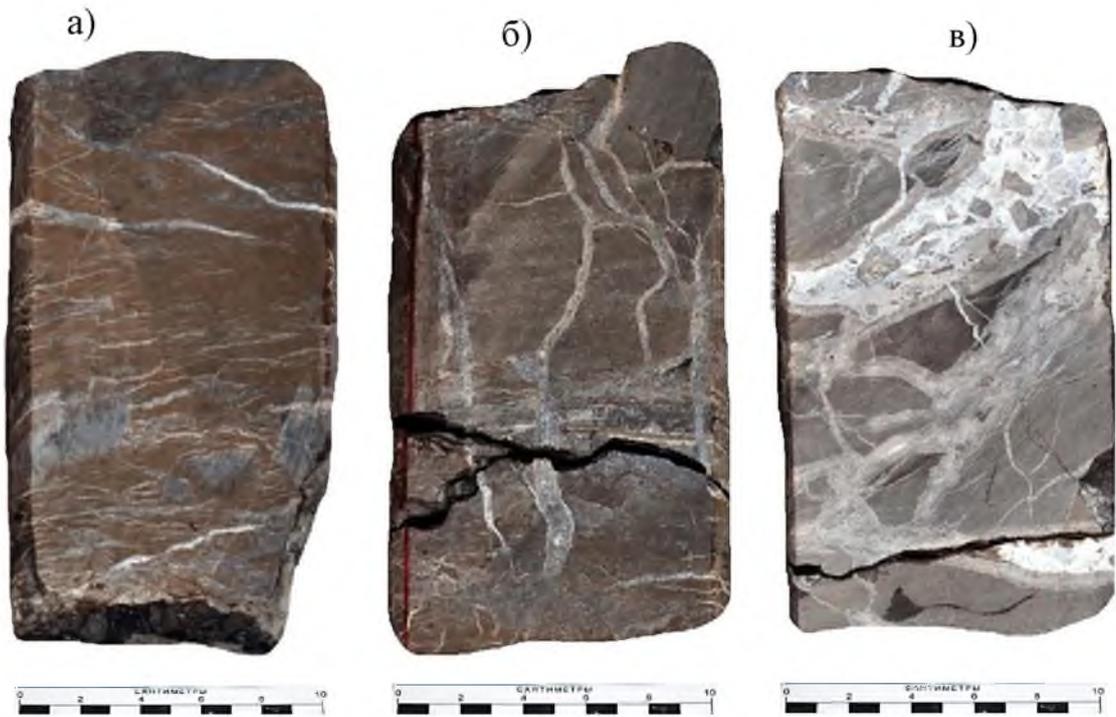


Рисунок 7.18 – Литогенетический тип ЛГК-2

Алевропесчаник, алевролит с карбонатными септариевыми конкрециями, сложенными кальцием разной генерации (*Пудинский свод, верхневасюганская подсвита, глубина – 2360м*)

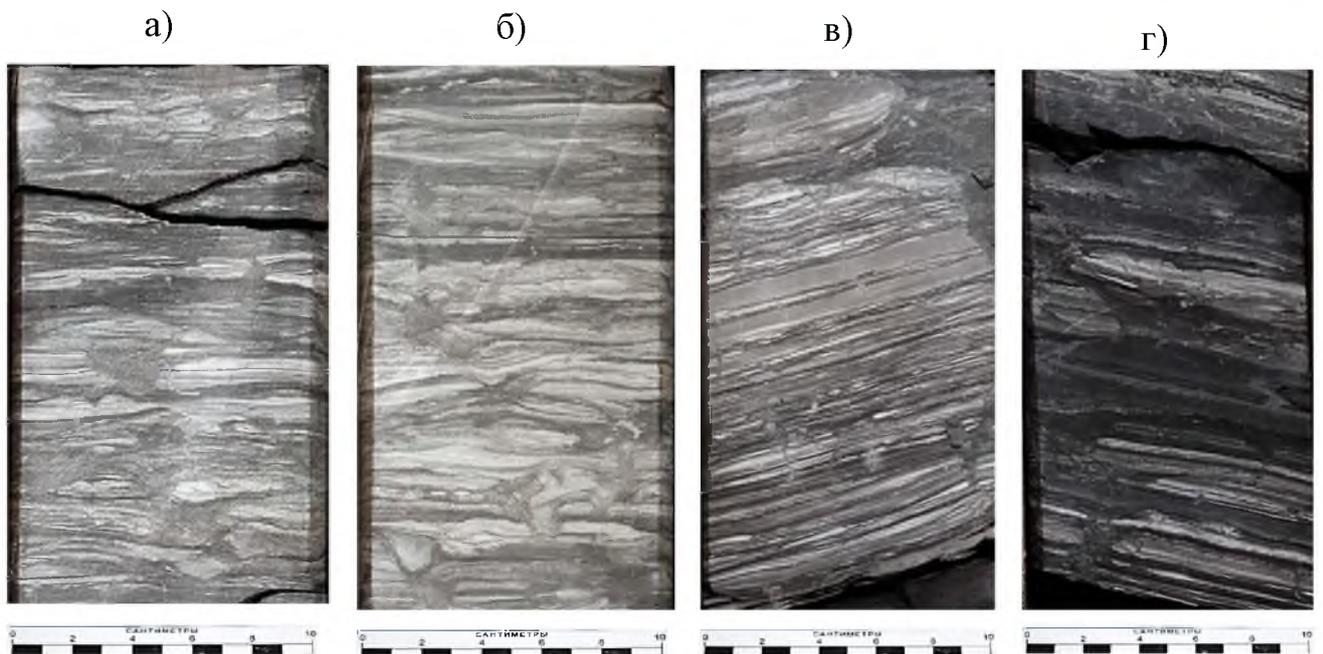


Рисунок 7.19 – Литогенетический тип ЛГК-3

Тонкое переслаивание алевропесчаников мелко-, тонкозернистых и глинисто-алевритовых пород, с многочисленными биотурбациями (ходами илоедов и норками копания) (а, б), корневыми остатками (в, г), разнообразной слоистостью (горизонтальной, линзовидной) (*Александровский свод, верхневасюганская подсвита, глубина – 2280м*)

Для литогенетического типа ЛГК-3 (Рисунок 7.20.) одним из отличительных признаков является обильная пиритизация в виде стяжений, желваков и конкреций, разнообразных форм и размеров. Образование таких отложений происходило в обстановках, характеризующихся преимущественно спокойными условиями седиментации, благоприятными для осаждения взвешенных тонкозернистых фракций осадков с некоторой неустойчивостью гидродинамического режима.

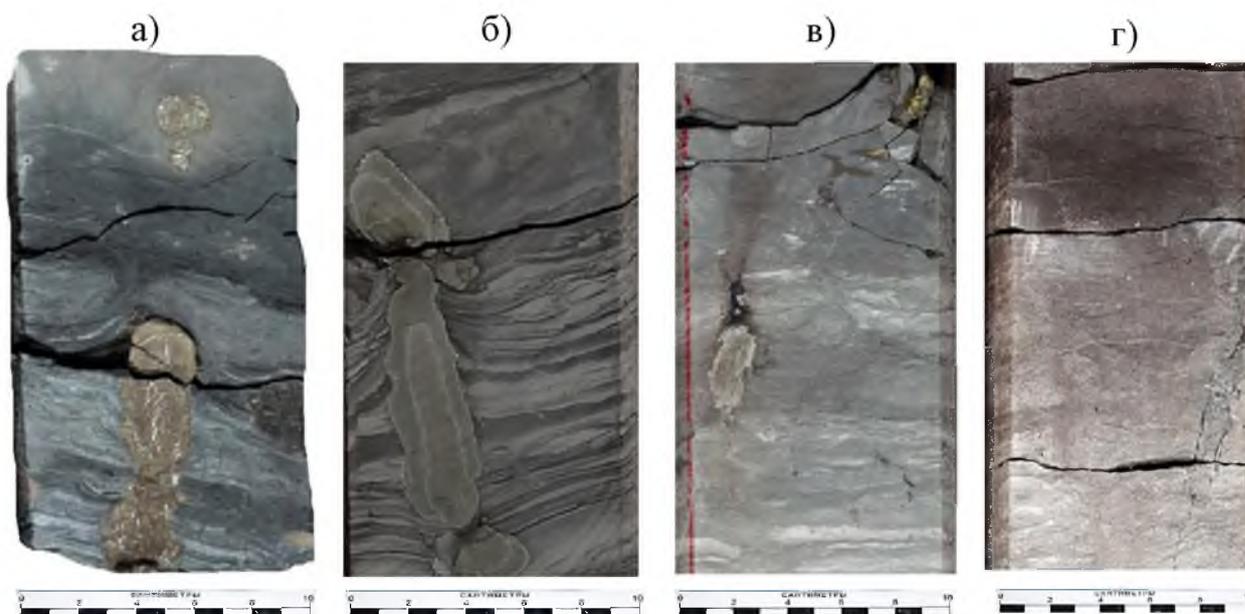


Рисунок 7.20 – Литогенетический тип ЛГК-3

Песчано-алевритовые с глинисто-углистыми прослойками отложения: песчаники мелкозернистые до тонкозернистых, алевролиты разномзернистые с включениями конкреций пирита, с прерывистой мелкой волнистой, пологой косоволнистой, часто прерывистой отчетливой слоистостью, с текстурами взмучивания и оползания, ходами донных животных – илоедов. С отпечатками растительности, обильным углистым детритом (*Усть-Тымская, Нюрольская впадины, верхневасюганская подсвета, глубина – 2280м*)

Условия центральной части прибрежной лагуны характеризуют литогенетические типы, сложенные преимущественно аргиллитами и алевро-аргиллитами, темно-серыми, участками слабо сидеритизированными, с прерывистой тонкой, пологонаклонной, горизонтальной и линзовидной слоистостью, за счет намывов углисто-глинистого и алевро-глинистого материала, с включениями морской фауны, с обильными конкрециями пирита, с фауной двустворок, фораминифер, с биотурбационными текстурами.

Центральные части застойных лагун представлены четвертым литогенетическим типом ЛГЦ-4 (Рисунок 7.20.) – углистыми сланцеватыми глинами, чередующимися с небольшими прослоями углей (до 10 см), содержащими крайне малое количество морских организмов, бедными сульфатами железа. В составе глин, создающих отдельные прослои, по данным рентгеноструктурного анализа, преобладают гидрослюды, присутствует каолинит, иногда примесь хлорита, пирита и сидерита. По геохимическим данным образование этих пород происходило в обстановке периодической смены пресноводных и морских условий. Временами условия формирования подобных толщ исключали или ограничивали деятельность аэробных бактерий.

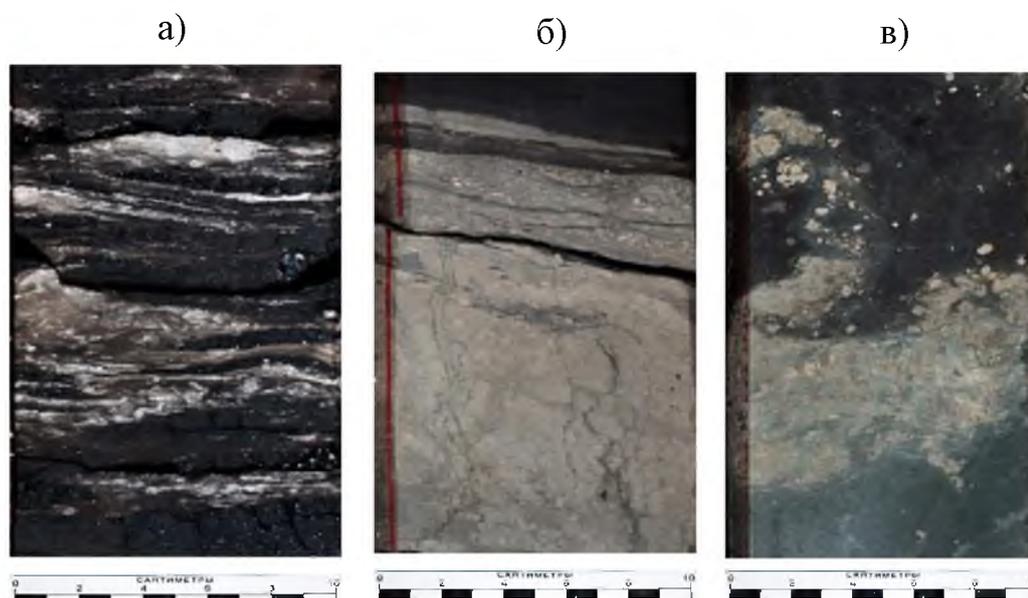


Рисунок 7.20 – Литогенетический тип ЛГЦ-2

Переслаивание углистых аргиллитов, углистых сланцеватых глин, тонких прослоев углей, с ходами аноксийных илоедов (*Нюрольская впадина, верхневасюганская подсвита, глубина – 2280м*)

7.4. Макрофации дельтовых систем

Дельтовые отложения сложены разнообразными осадками – от континентальных до морских включительно. Большинство седиментологов выделяют в пределах дельтового комплекса следующие палеогеографические зоны: зона нижнего течения реки (аллювиальная дельтовая равнина или (*Delta Plain*)), надводная и подводная часть дельты

или авандельты (*Delta Front*)), которая подразделяется на подводную равнину и подводный склон или морскую мелководную дельтовую платформу (*Prodelta*) (Ботвинкина, 1957, 1965; Кутырев, 1968; Буш, 1977; Дельты..., 1979; Рейнек, Сингх, 1981; Волощук, Ефремов, 1985; Рединг, Коллинсон, Аллен, 1990; Walker, Noel, 1992; Selley, 2000).

В пределах изучаемой территории по седиментологическим данным дельтовые отложения установлены практически во всех временных эпохах юры и мела. Особенно много разнообразных по типам дельтовых комплексов фиксируется в средне-верхнеюрских отложениях (горизонты Ю-2 и Ю-1) и в отложениях покурского надгоризонта. Согласно типизации дельт (Дельты..., 1979) по керну скважин можно четко определить комплексы дельты флювиального типа, в составе которой выделены:

Субфации дельтовой равнины (*Delta Plain*), включающие 1) дельтовое равнинное болото - **БДР (*Back swamps*)** – **БДР-1; БДР-2; БДР-3**; 2) дельтовое приморское озеро – **ДПО (*Coastal Lacustrine / Pond*)** - **ДПО-1; ДПО-2**; 3) дельтовое приморское (паралическое) болото – **ДПБ (*Marsh*)** – **ДПБ-1**; 4) дельтовые распределительные каналы **ДРК (*Distributary Channels*)** – **ДПР-1; ДПР-2**; 5) дельтовые намывные валы - **ДНВ (*Subaqueous Natural Levee*)** – **ДНВ-1**; 6) залив межрусловой - **ЗМР (*Interdistributary Bays*)** - **ГБУ-1; ГБУ-2**.

Субфации фронта дельты (*Delta Front*), состоящие из: 1) гребня бара устьевого **ГУБ (*Crest of Mouth Bar*)** - **ГБУ-1; ГБУ-2**; 2) – центральной части бара устьевого - **ЦБУ (*Central part of Mouth Bar*)** – **ЦБУ-1**; Склон бара устьевого - **СБУ (*Slope of Mouth Bar*)** – **СБУ-1; СБУ-2**; основания бара устьевого - **ОБУ (*Base of Mouth Bar*)** – **ОБУ-1**.

Субфаций продельты (*Prodelta*) ПРД - продельтового относительного глубоководья (*Prodelta deep marine*) – **ПРД-1; ПРД-2**.

Керном представлены и охарактеризованы практически все составляющие сложнопостроенной дельтовой системы. Следует отметить, что ограниченная определенным объемом диссертация, не вместила все описанные литогенетические типы. Дельты отличаются большой пестротой обстановок и быстрой сменой характера отложений по простиранию и в разрезе, но для всех фациальных типов преобладающим является сравнительно тонкозернистый состав песчано-глинистых осадков.

В отложениях наземной части дельт значительное место занимают дельтовые болота, представленные характерными литогенетическими типами. Цвет алевролитов, слагающих болотные фации - серый, буровато-серый за счет сидеритизации. В глинах цвет серый с зеленоватым оттенком при значительном содержании окисленного пирита, темно-серый до черного при большом содержании растительной органики. Отмечаются пятнисто окрашенные породы за счет неравномерного распределения различных включений (Рисунок 7.21.).

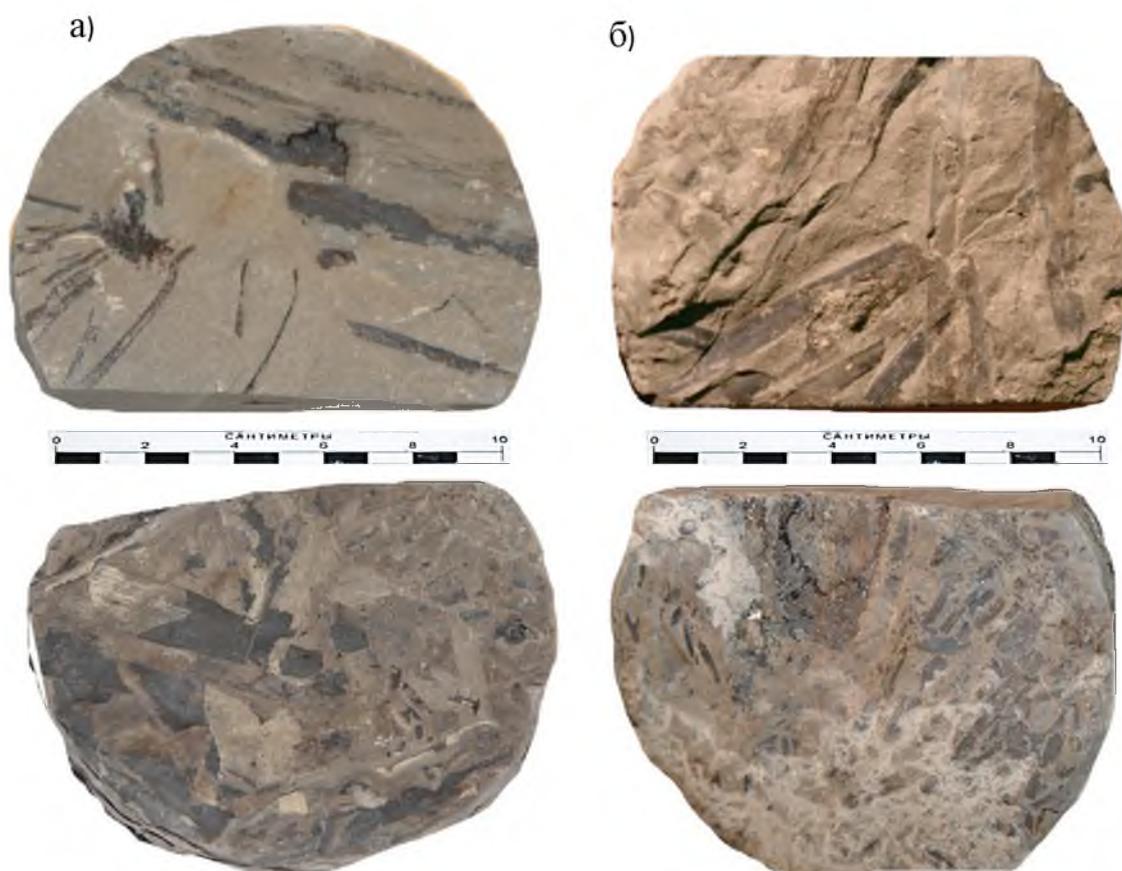


Рисунок 7.21 – Литогенетический тип БДР-1

Аргиллиты, алевролиты глинистые обогащенные конкрециями сидерита, развитыми по остаткам корешков или расположенные послойно, с неправильной горизонтальной слоистостью, с остатками тонких нитевидных обугленных корешков растений, с большим количеством растительных остатков (*Северо-Вохская пл., скв. 95-Р., глуб. – 2403 м.*)

Для литогенетических типов отложений, характеризующих дельтовые болота, характерно присутствие комковатых и оползневых текстур, часто встречаются следы размыва и переотложения осадка. Текстурные особенности обусловлены изменениями положения дельтовых протоков и пойменных участков на площади, образованиями мел-

ких временных водоемов, заболачиванием части из них, неравномерностью поступления обломочного материала, климатическими изменениями и т.п.

Характерными особенностями отложений болотных фаций является большое количество остатков флоры и разнообразных включений, представленных сидеритом в виде линз (1 x 3см) и неправильной формы стяжений, пиритом в разнообразной форме - от звездчатых и округлых мелких (1-3мм) и крупных конкреций до стержней (диаметром около 1 см), пересекающих керн в разных направлениях; гидроокислами железа в виде дендритов, бесформенных наростов, прожилков; углем в виде линз и мелких включений; крупными (1-3см) выпотами битума на поверхности керна (Рисунок 7.22.).

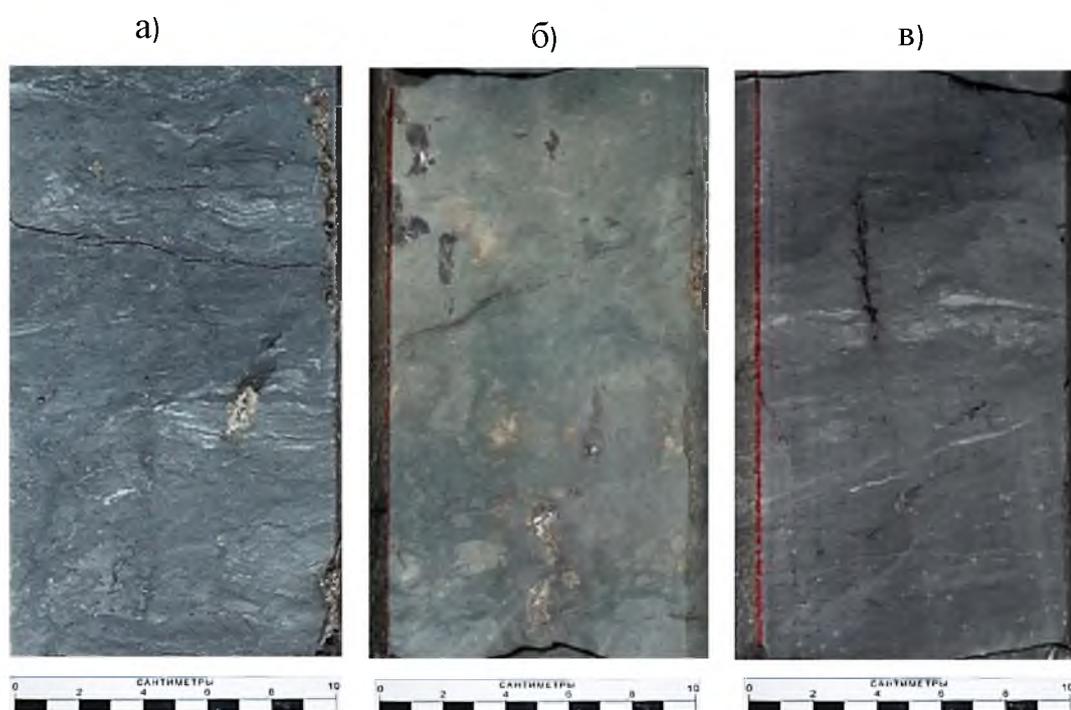


Рисунок 7.22 – Литогенетический тип БДР-2

Глинисто-алевритовые породы с остатками растительности, пиритизированные, с неоднородной комковатой, неясной, часто облачной текстурой, с сетью тонких корешков (*Лугинецкая пл., скв. 189-Р, глуб. – 2760 м*)

Растительные остатки, встречающиеся в большом количестве, имеют плохую сохранность, представлены преимущественно детритом, реже - единичными отпечатками листьев. Расположены они по наслоению. Обильные спрессованные остатки растительности формируют тонколистоватую углистую породу, часто сидеритизированную (Рисунок 7.23.).



Рисунок 7.23 – Литогенетический тип БДР-3

Тонколистоватые углистые породы, насыщенные органикой, с неправильной горизонтальной или пологоволнистой слоистостью, часто плейчатого характера (мелкомасштабная гофрированная слоистость) с известковыми (кальцитовыми) *прослоями* (*Нюрольская впадина, верхневасюганская подсвета, глубина, -2750м*)

В составе осадочной толщи алеврито-глинистые породы данных типов чередуются с песчано-алевритовыми отложениями дельтовых проток, имеют небольшую мощность (первые метры) и образуют пятна и линзы различной длины и ширины.

В пределах обширной дельтовой равнины, периодически во время паводков заливаемой водой, с многочисленными мелкими и более крупными, но мелководными дельтовыми озерами шло накопление тонкозернистых плохо отсортированных алевритоглинистых отложений, с тонкой горизонтальной, чаще же неправильной пологоволнистой слоистостью. Эти отложения выделены в комплекс литогенетических типов, характеризующих субфацию приморских озер (Рисунки 7.24. – 7.25.).

Для пород этого типа характерна отчетливая горизонтальная слоистость, обусловленная намывами растительного детрита, чешуек слюды, микроконкреций сидерита, причем эта слоистость хорошо видна и в шлифах. В редких случаях отмечается прерывистая нечеткая косая и косоволнистая слоистость (а). В основании толщи встречаются породы размыва нижележащих отложений, конгломератовидные текстуры (Рисунок 7.24 - в). Для пород этого типа характерна отчетливая горизонтальная слоистость, обусловленная намывами растительного детрита, чешуек слюды, микроконкреций сидерита, причем эта слоистость хорошо видна и в шлифах.

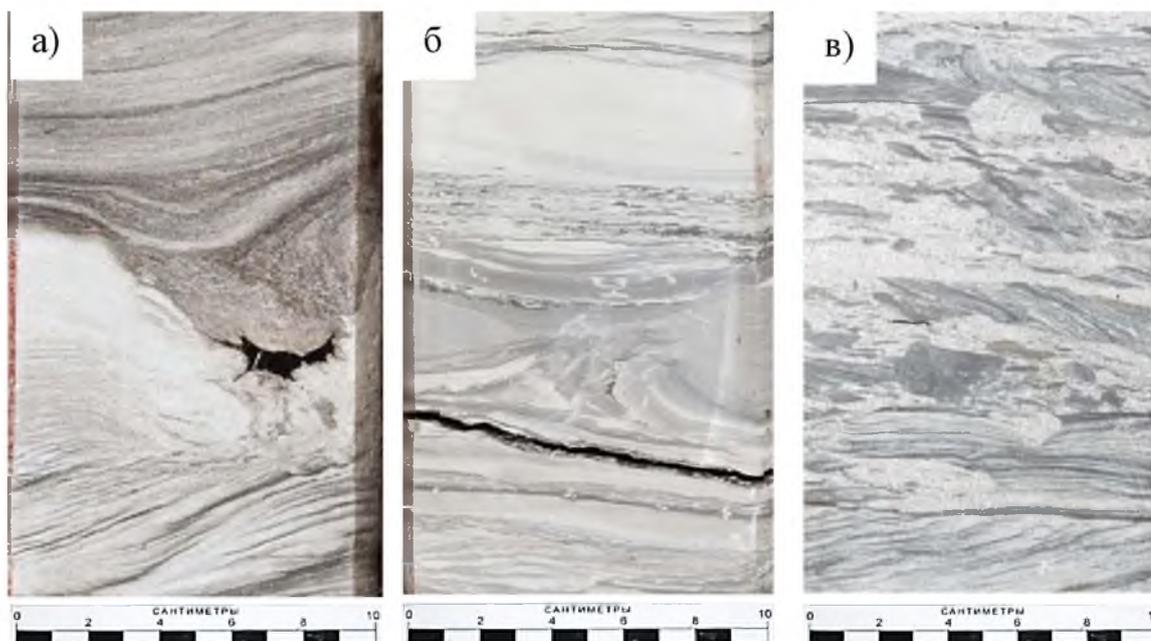


Рисунок 7.24 – Литогенетический тип ДПО-1

Алевриты, в прослоях с аргиллитами алевритистыми, с редкими линзами углей (а), насыщенные органическим материалом, с фауной моллюсков, с включениями углисто-глинистого материала, подчеркивающего первичную пологоволнистую слоистость, нарушенную смятиями и оползаниями осадка, с конгломератовидными текстурами (в) (*Пудинский мегавал, верхневасюганская подсвета, глубина – 2430м*)

В редких случаях отмечается прерывистая нечеткая косая и косоволнистая слоистость (а). В основании толщи встречаются породы размыва нижележащих отложений, конгломератовидные текстуры (Рисунок 7.24 - в). По всей толще отмечаются: пирит (1-2%) в виде отдельных мелких (0,03мм) зерен, пятен и линзочек тонкозернистого агрегата (размером 0,04 x 0,15мм); лейкоксен (до 4%), образующий пленки вокруг зерен, и в виде землистых агрегатов (размером до 0,12мм); гидроокислы железа в виде пленки вокруг пиритовых включений, сидерит (до 10%) в виде микро конкреций в прослоях и отдельных скоплениях. Иногда сидерит слагает прослой толщиной 1-2см. Растительные остатки встречаются в виде детрита, образующего вместе с микро конкрециями сидерита и листочками слюды горизонтальные прослойки толщиной до 2см.

В породах присутствуют следы жизнедеятельности мелких илоедов, по которым часто развивается пирит, одновременно с ними отмечается наличие корней растений (Рисунок 7.25.).

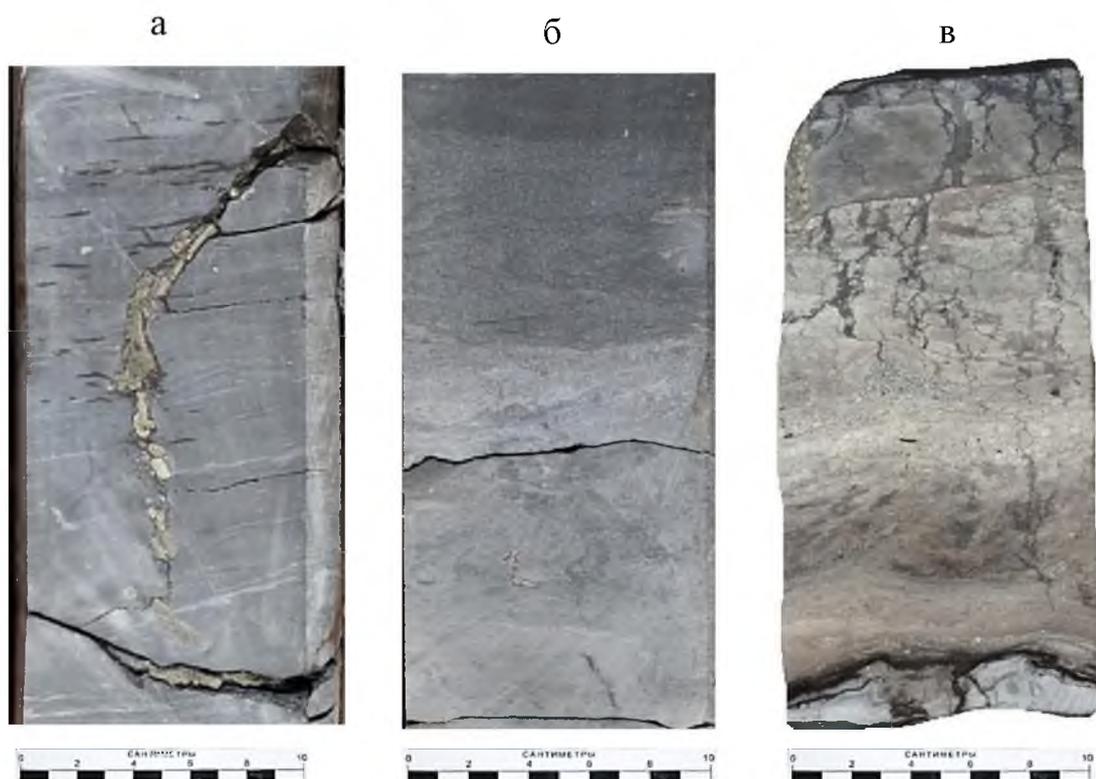


Рисунок 7.25 – Литогенетический тип ДПО-2

Глинистые алевролиты, аргиллиты с массивной или неясной облачной текстурой, с органикой сапропелевого типа, со следами корневых остатков (в), часто пиритизированных по ходу илоедов (а) (*Александровский мегавал, верхневасюганская подсистема, глубина – 2450 м*)

В условиях гумидного климата многие озера заболачиваются, образуются обширные болотистые низины (марши в том числе), формируются линзы и пласты торфа. Отличие комплекса отложений надводной дельты от аллювиального заключается, прежде всего, в наличии не одного крупного, а целой серии более мелких веерообразно расходящихся русел и более мелкозернистого с худшей сортировкой обломочного материала.

Дельтовые распределительные русла представляли собой многочисленные каналы (протоки) с однонаправленным течением воды, в которых шло накопление практически сходных с аллювиальными русловых мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевритов, сравнительно хорошо сортированных, часто с косою бимодальной слоистостью и знаками ряби течений, как правило, врезаемых в подстилающие осадки (Рисунок 7.26.). Для пород характерно присутствие конкреций пирита. Некото-

рые конкреции окружены тонким (около 1 мм) ободком гидроокислов железа и кольцом (толщиной 2-3-5 мм) битума.

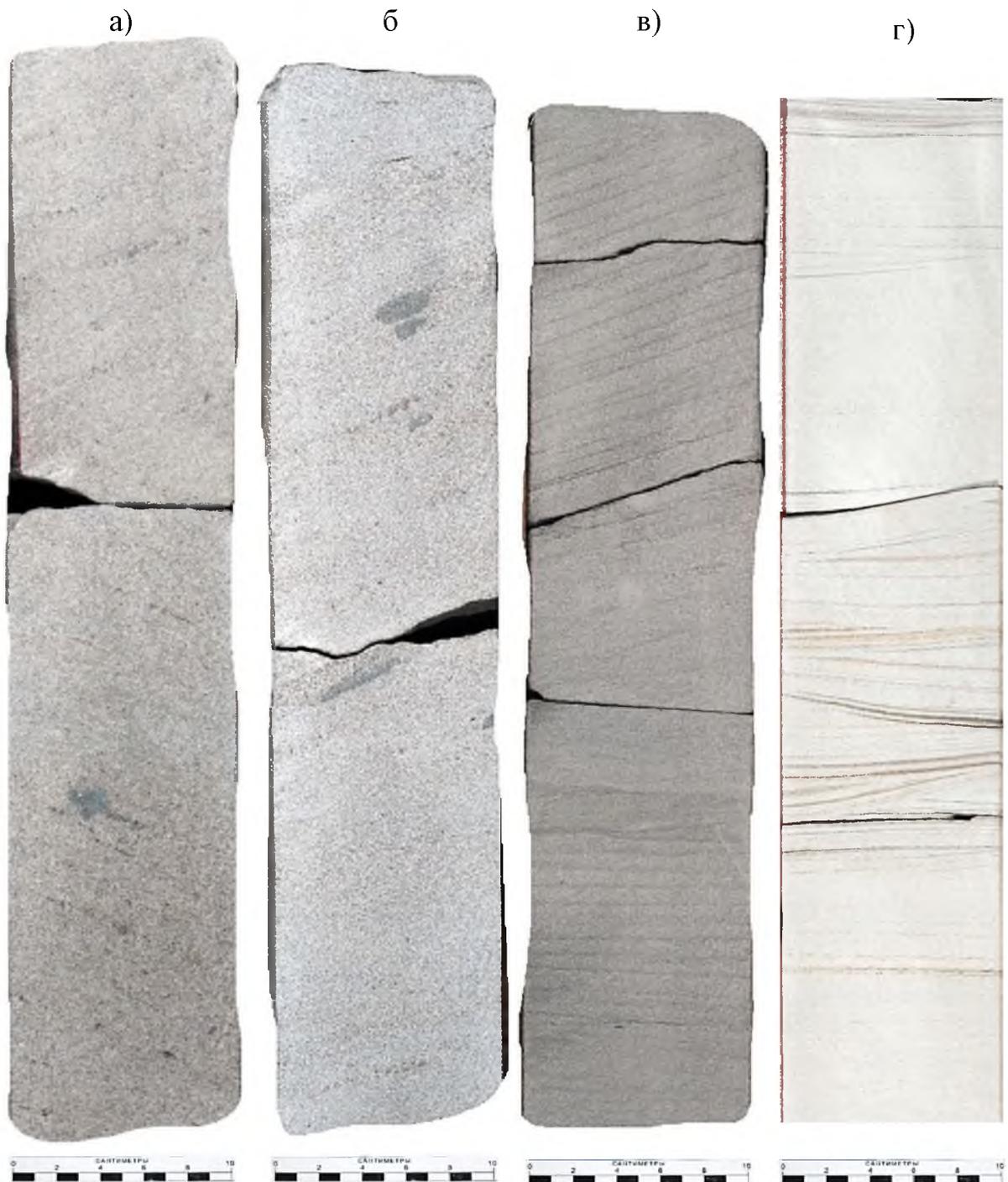


Рисунок 7.26 – Литогенетический тип ДРК-1

Песчаники мелко-тонкозернистые, в отдельных прослоях массивные, чаще с бимодальной кривой слоистостью, с включением в основании серий глинистых и сидеритовых обломков «псевдоконгломераты, образованные не окатанными, «плавающими» обломками алевролита в песчаном матриксе (*Пудинский мегавал, верхневасюганская подсвета, глубина – 2350 м*).

Иногда пирит отмечается в виде звездчатых мелких конкреций и псевдоморфоз по углистым остаткам, причем последние пересекают породу в вертикальном направлении. Вторым характерным признаком является присутствие включений пелитоморфного сидерита в виде микроконкреций, сгустков, линз, неправильной формы пятен, а также в качестве цементирующей массы. Флора представлена обугленным растительным детритом, присутствующим повсеместно. Мощность отложений данного типа составляет несколько метров, реже более 4-5 м. Контакты с ниже- и вышележащими отложениями резкие, иногда встречаются следы размыва в виде мелких окатышей алевролита переотложенного сидерита. По латерали постепенно замещаются алеврито-глинистыми отложениями междельтовых заливов.

Дельтовые пески разлива или кривассовые глифы (Crevasse Splay) представлены в керне песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами с тонкой горизонтальной слоистостью, с диагональной мелкомасштабной слоистостью, с бимодальными прослоями и резкими параллельными, реже выпуклыми эрозионными контактами в основании серий. В основании серий характерны подошвенные знаки внедрения (текстуры нагрузки), прослой ископаемых палеопочв (Рисунок 7.27.)

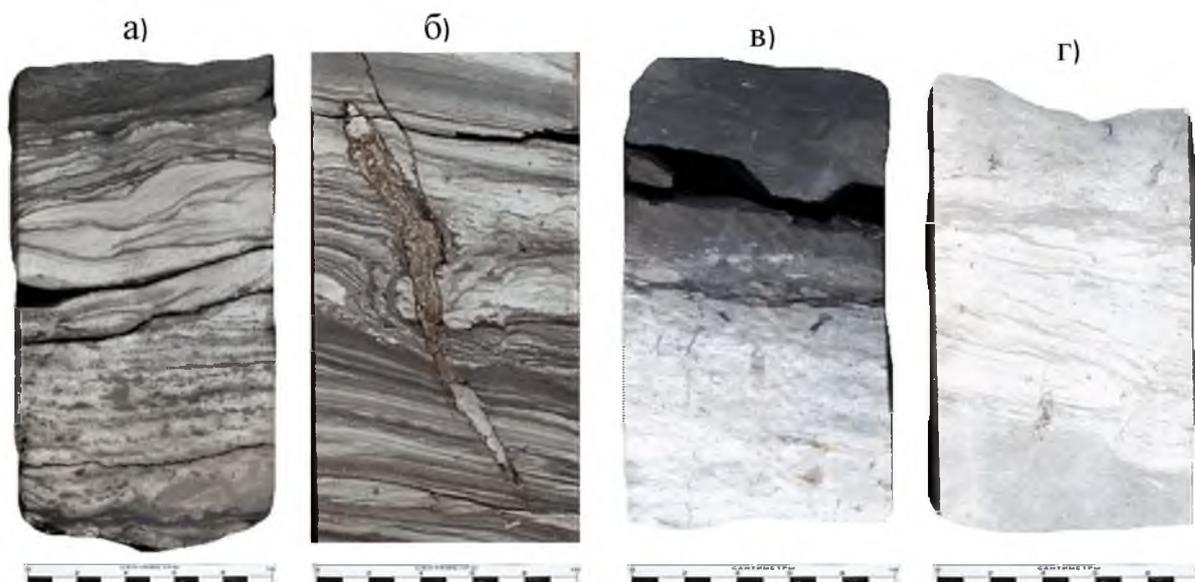


Рисунок 7.27 – Литогенетический тип ДПР-1.

Песчаники мелкозернистые и разнозернистые алевролиты с тонкой горизонтальной, диагональной мелкомасштабной слоистостью, с бимодальными прослоями и резкими параллельными, реже выпуклыми эрозионными контактами в основании серий, с подошвенными знаками внедрения (текстуры нагрузки) в основании серий (*Западно-Лугинецкая пл., верхневасюганская подсвита, глубина – 2340 м*)

К фронтальной части дельтового комплекса отнесены отложения, формирующиеся в месте впадения речного потока в морской бассейн. Отложения субфашии устьевых баров образовывались при впадении речных вод в морской бассейн.

Постоянное заполнение прибрежного водоема осадками приводило к образованию отмели, которая, разрастаясь, достигала поверхности воды и превращалась в устьевой бар. Постепенно он увеличивался в размерах, покрывался растительностью. На его поверхности могли формироваться озера, лагуны, заливы и тому подобные мелкие реликтовые водоемы. Таким образом, основная часть отложений устьевого бара формировалась у морского края при речных выносах песчаного материала, а самая верхняя часть - в континентальных условиях при выходе бара на поверхность. Это предопределило особенности в его строении и характер слагающих его литогенетических типов.

Песчаники, слагающие гребень устьевого бара, средне- крупнозернистые, часто кварцевые, с полуокатанными зёрнами полевого шпата и обломков пород. В породах часто присутствуют включения алевроито-глинистого материала в виде плоской угловато-окатанной гальки. Крупные включения несут следы деформации, выражающейся в сложном рисунке их слоистости, первоначально бывшей горизонтальной.

Структура песчаников по разрезу изменяется от крупно- до среднезернистой, отмечается средняя сортировка материала. Косая слоистость создана ориентированным расположением плоских галек алевроито-глинистого материала и указывает на подводный размыв подстилающих пород, а ориентировка плоских галек по косой слоистости позволяет предполагать, что накопление этих осадков происходило в зоне действия донных течений. Последние, вероятно, существовали на участках впадения речного потока в море. В подошве наблюдаются контакты размыва. В кровле - резкий контакт песчаной толщи с углисто-глинисто-алевритовыми образованиями континентального генезиса (Рисунок 7.28.).

Отложения центральной части устьевого бара очень сильно сходны с отложениями прибрежных барьерно-баровых систем, описанных в подглаве 7.2., на с. 346. Без региональных исследований отличить эти две фациальных группы не представляется возможным.



Рисунок 7.28 – Литогенетический тип ГБУ-1

Песчаники средне-, мелкозернистые, крупнозернистые, плохо и среднесортированные, с косой слабонаклонной, чаще разнонаправленной слоистостью, с намывами растительного детрита, слюды и битой ракуши, с обратной градационной слоистостью, с включениями гальки алевритоглинистого состава (*Лугинецкая пл., верхневасюганская подсвита, глубина – 2380м*)

Типичные текстуры центральной части представлены на Рисунке 7.29. Песчаники массивны, характеризуются текстурами локальных гидроразрывов, плитчатым обликом и показывают, как правило, лучшие фильтрационно-емкостные параметры. Склоновые части устьевых баров аналогичны вдольбереговым баровым телам и в настоящей диссертации не приведены.

В основании устьевых баров формируются алевролиты разнозернистые, чаще мелкозернистые, плохо сортированные, слюдистые, с включениями обломков глинистых пород, с горизонтальной прерывистой или штриховатой слоистостью, подчеркнутой намывами растительного детрита, выделенные в литогенетический тип ОБУ-1 (Рисунок 7.30.).

Характерным признаком подножия устьевых баров являются многочисленные оползневые деформации, часто заметные в керне скважин. Лавинообразное быстрое поступление осадочного материала с потоками речной воды и крайняя мелководность приемного бассейна обуславливают появление конседиментаци-

онных деформаций, выраженных в оползании слоевых единиц и закручивании слойков.

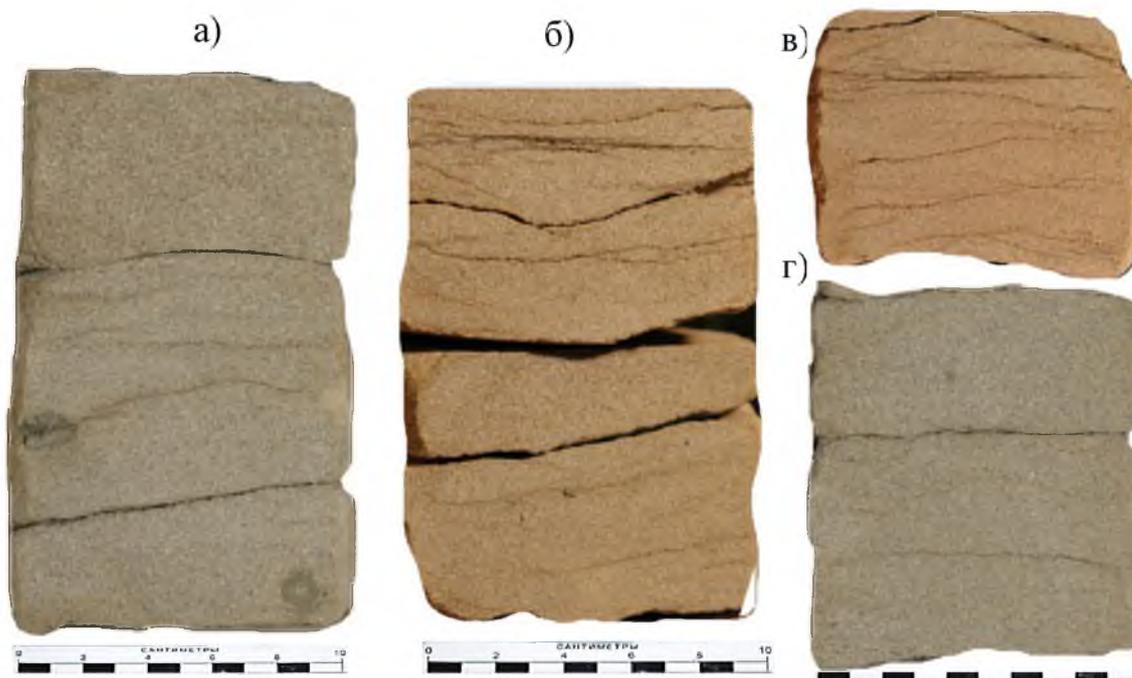


Рисунок 7.29 – Литогенетический тип ЦБУ-1

Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, слюдистые, с прослоями крупнозернистых алевролитов, в редких прослоях с отдельностью типа «блинчик», с отчетливой серийной косой, слабо срезанной слоистостью, иногда веерной слоистостью, подчеркнутой намыва мелкого растительного детрита, с включениями обломков углей, с намывами растительного детрита, с градационной слоистостью. Редко присутствуют биотурбации типа *Skolithos* (*Александровский свод, верхневасюганская под-свита, глубина -2460 м*)

Подводная прodelьтовая равнина представляет собой слабо наклоненную в сторону водоема поверхность. На ней располагаются пологие желобообразные понижения - бороздины, которые являются продолжением дельтовых каналов. В периоды паводков по бороздинам в море выносятся песчаный материал, который после ослабления деятельности речного потока заполняет их. На участках, расположенных между бороздинами, накапливаются алевроито-глинистые осадки. В ископаемом состоянии эти отложения наиболее контрастны, легко определяются в разрезах скважин, так как содержат многочисленные ихнологические сообщества и имеют характерные типы текстур (Рисунок 7.31.).

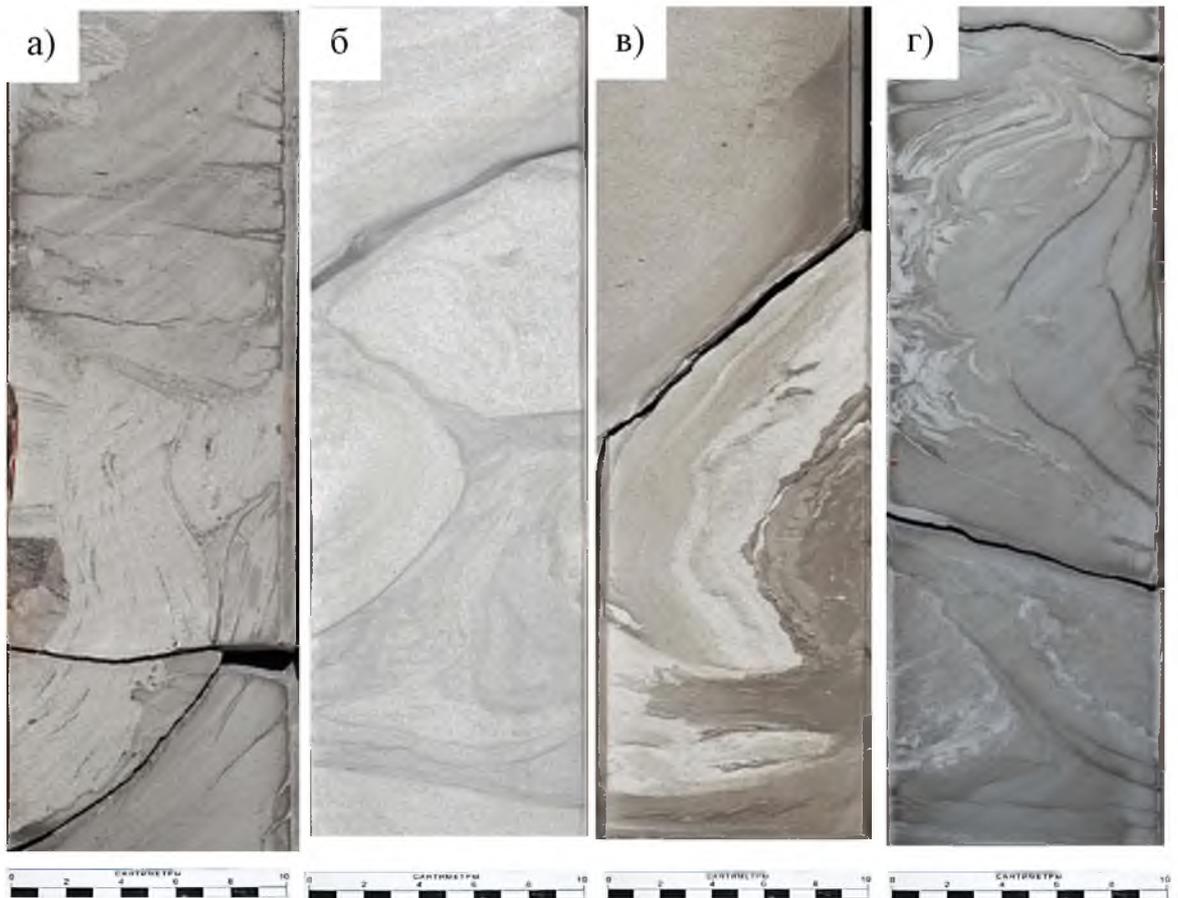


Рисунок 7.30 – Литогенетический тип ОБУ-1

Алевролиты, песчаники тонкозернистые алевритистые, с многочисленными глинистыми прослоями, создающими различные типы слоистости, часто с текстурами деформаций и оползания осадка; а), б), в), г) - оползневые деформации в подводной части дельты (*Пудинский мегавал, верхневасюганская подсвета, глубина – 2470м*)

Отложения продельты характеризуют литогенетические типы **ПРД-1** (Рисунок 7.31.) и **ПРД-2** отличающиеся количеством глинистого материала. Следует отметить, что выделение дельтовых текстур связано с множеством неопределенностей.

При дельтовом осадкообразовании функционирует множество осадочных процессов. Текстура осадка контролируется более типом процесса, чем характером самой обстановки седиментации. В дельтовых фациях может присутствовать весь набор текстурных форм.

В верхней части дельтового комплекса косослоистые русловые песчаники врезаны в толщу диагонально-слоистых косоволнистых глин и алевролитов, зачастую интенсивно нарушенную ходами червей. Следы жизнедеятельности в дельтовом комплексе чрезвычайно разнообразны. Трещины усыхания и горизон-

ты почв свидетельствуют о наличии субаэральных условий. По периферии дельты горизонтальная слоистость может служить характерным признаком прибрежных и барьерных отмелей, в нижней части разреза, которых часто имеются следы сверлящих организмов (Обстановки..., 2011).

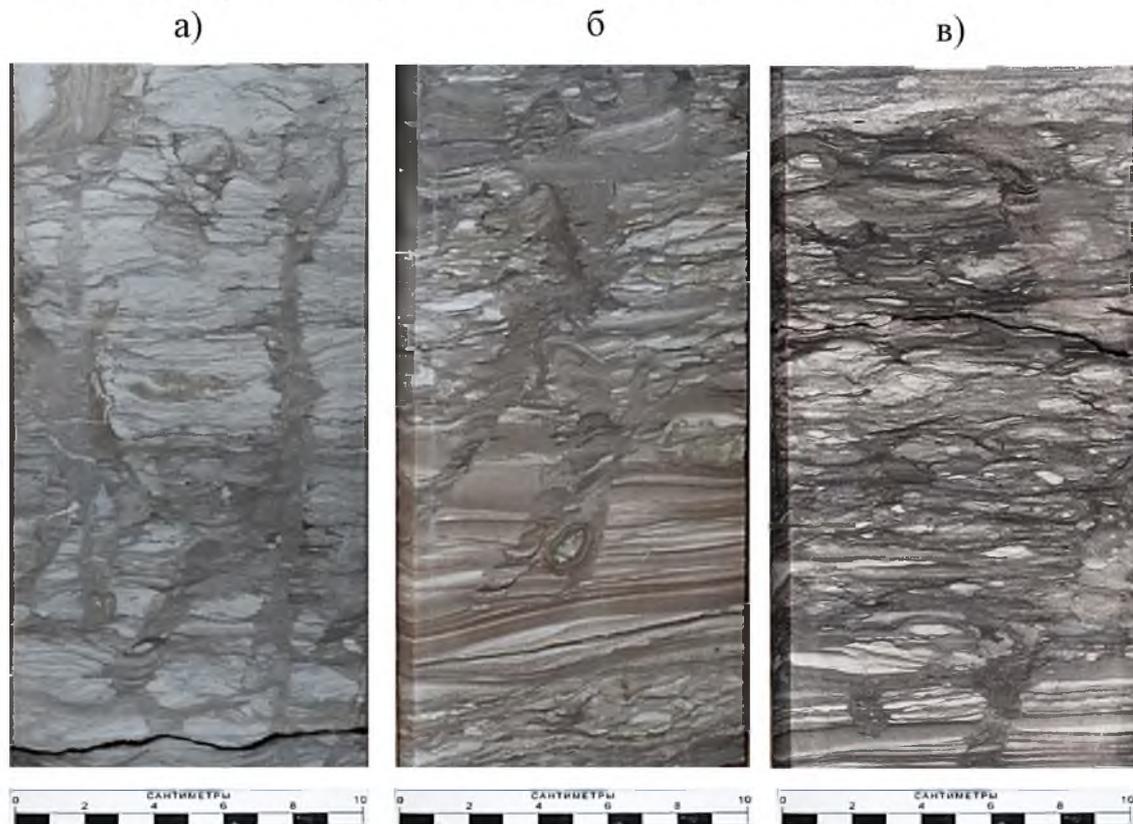


Рисунок 7.31 – Литогенетический тип ПРД-1

Переслаивание алевритистых глин, алевролитов мелкозернистых, реже песчаников тонкозернистых со следами биотурбаций, образующее линзовидную, мелкомасштабную параллельную, почти горизонтальную слоистость, со следами жизнедеятельности ихногена *Techichnus* (*Пудинский мегавал, верхневасюганская свита, глубина – 2560м*)

Алевриты и глины склона дельты обычно слоистые, иногда со значительными следами смятия и диапиризма. У подножья некоторых дельт развиты глубоководные пески. Диапазон осадочных текстур свойственен текстурам турбидитового комплекса. В процессе формирования дельты образуется мощный разрез, характеризующийся увеличением размера зерен кверху от продельтовых илов к кровле склона дельты. Для верхней части дельты обычно характерна большая стабильность гранулометрии, чем для зоны склона дельты. В первой из вышеупомянутых отмечают уменьшение раз-

меров зерен вверх по разрезу в пределах протоков и увеличение его в песчаниках прибрежья и в зонах прорыва нового русла. В настоящее время нет такой гранулометрической закономерности, которая была бы специфична именно для дельтовых условий.

Отложения, слагающие литогенетические типы, представляющие комплексы дельт волнового и приливно-отливного типов в диссертации не приводятся, так как по описанию очень сходны с прибереговыми пляжевыми и мелководными барьерно-баровыми комплексами в первом случае и с приливно-отливными отмелями – во втором. Рамки диссертации не позволяют показать все тонкости их отличий.

7.5. Макрофации эстуариев и приливных отмелей

Анализ материалов, накопленных при седиментологическом изучении керна, особенно при изучении многочисленных ихнологических комплексов, позволяет сделать вывод о достаточно широком существовании в пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна приливных береговых зон. Литологические особенности ваттовых отложений детально охарактеризованы в научной литературе Д.А. Стирсом (1946, 1958); Б.А. Шуляком (1958); В.П. Зенковичем (1962), Д.В. Наливкиным (1955), В.И. Будановым, В.С. Медведевым (1961); О.К. Леонтьевым (1961), Б.А. Поповым (1961); Л.Н. Ботвинкиной (1962), Р.Б. Крапивнером (1965). По мнению Д. Стирса (Steers, 1946; 1958) приливные ваттовые береговые зоны являются географическим эквивалентом мангровых берегов, широко распространенных в тропическом климате.

В качестве главной идентификационной характеристики ваттов большинство исследователей отмечают наличие характерной ритмической четкой горизонтальной слоистости, с ярко выраженными слоевыми швами, сформированной тонким переслаиванием илисто-песчаных наносов. Наиболее общей закономерностью для них является дифференциация материала: тонкий илистый осадок располагается в дистальной наиболее удаленной от берега зоне осушной полосы или так называемой осушки. Срединную часть занимает тонкое переслаивание глин, разнозернистых алевролитов и мелко-тонкозернистых песчаников.

В глинах и алевролитах слоистость правильная ритмичная горизонтального типа. В песчаниках помимо горизонтальной, присутствует косая срезанная и перекрестная слоистость (Долотов, 2010). Согласно исследованиям Р.Б. Крапивнера (1965), Ю.С. Долотова (2010) отложения ваттов в большом количестве содержат прослой растительного детрита, включения глинистых окатышей, остатки морских организмов (спикул губок, игл ежей и др.), скопления макрофауны. В случае, если ваттовые накопления формируются в верхних частях эстуариев, глубоко вдающихся в сушу, они могут содержать и остатки пресноводных организмов: диатомовые водоросли, моллюски, остракоды (Крапивнер, 1965; Методические рекомендации..., 1985; Практическое руководство..., 1999; Никитенко, 2009; Долотов, 2010).

Ваттовые берега представляющие собой широкие плоские низменные равнины, покрытые вязким илом, располагались на низменных отлогих побережьях. Следует учитывать и следующую особенность - аккумулятивные отложения, подобные ваттовым толщам могут также формироваться и на берегах, практически бесприливных морей (Кальянов, 1934; Леонтьев, 1961; Крапивинер, и др.).

При литолого-фациальных исследованиях в отложениях, отнесенных к приливо-отливной макрофации, выделены литогенетические типы грядово-ложбинной прибрежной равнины **ШБ** (*Chenier plain*) – ШБ-1 (Рисунок 7.32.); приливо-отливной литоральной отмели – **ВОП** (*Littoral flat*) – ВОП-1 (Рисунок 7.33.); ВОП-2 (Рисунок 7.34.); **ВОП-3** (Рисунок 7.35.); приливо-отливная сублиторальная отмель **ВСО** (*Sub-Tidal Flat*) – **ВСО-1** (Рисунок 7.36.); **ВСО-2** (Рисунок 7.37.); приливо-отливная литоральная отмель (*Tidal Flat*) - **ВИО-1** (Рисунок 7.38.); **ПРП-1** (Рисунок 7.39.).

Отложения, отнесенные при литолого-фациальном исследовании к шеньерным баровым комплексам, выявлены по керну скважин в Нюрольской впадине. В литологическом плане представлены неравномерным переслаиванием ракушняковых известняков (70%) и аргиллитов (30%) (Рисунок 7.32.).

Известняки светло-серого цвета с голубоватым оттенком, сложены многочисленными битыми и целыми раковинами двустворок *Malletia* sp.. Граница прослоев четкие неровные горизонтальные наклонные и волнистые. Толщина прослоев известняка от первых

миллиметров до 40 см, аргиллита – до 33 см. Граница с нижележащим слоем четкая ровная горизонтальная.

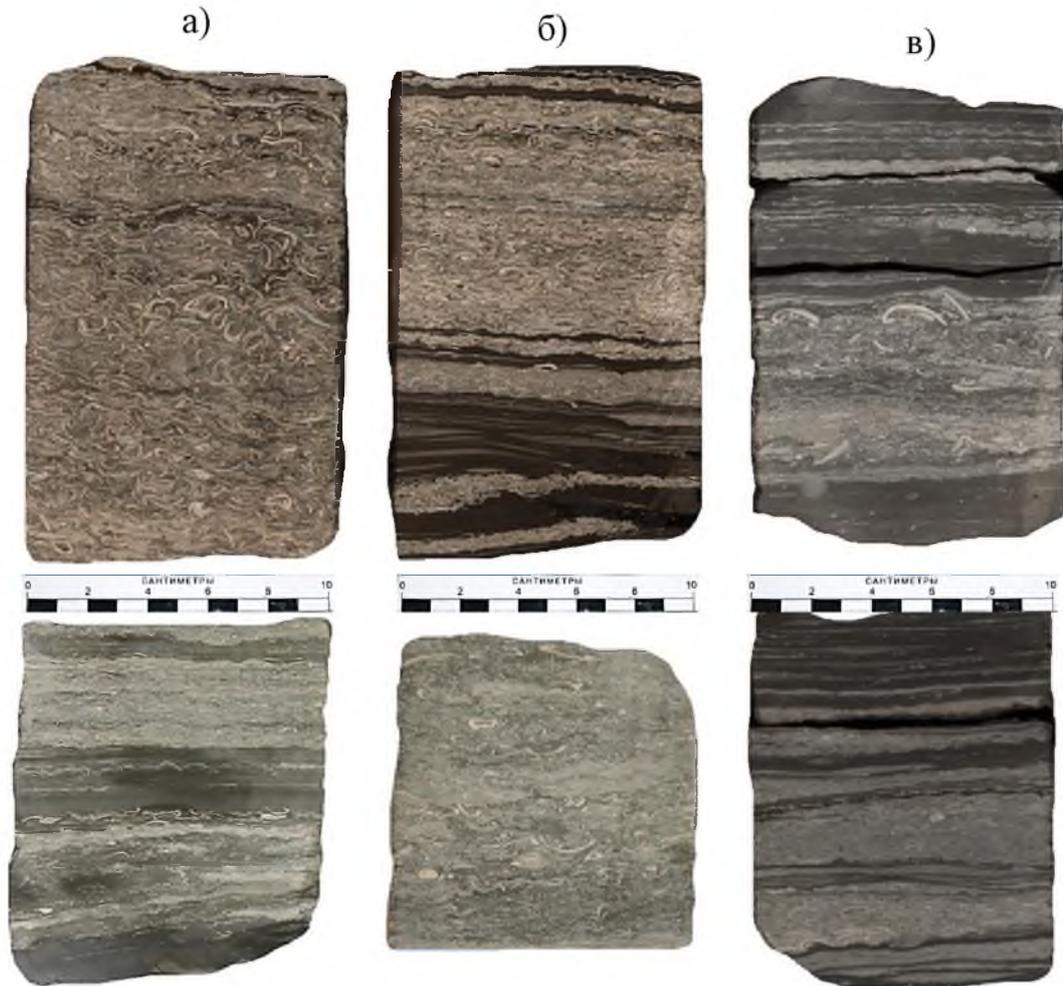


Рисунок 7.32 – Литогенетический тип III-B-1

Неравномерное переслаивание ракушняковых известняков, сложенных многочисленными битыми и целыми раковинами и аргиллитов, создающее неравномерную тонко-горизонтальную слоистость (*Нурольская впадина, верхневасюганская подсвита, глубина – 2560м*)

Аргиллиты темно-серого и темно-коричневого цвета, неравномерно горизонтальнослоистые, с линзочками ракушняка, силикокластики, с включениями раковин остракод (представители надсемейства: *Darwinula* и *Galliaecytheridea*), гастропод, пиритизированными ходами червей, фрагментами криноидей, комплексами микрофораминифер (*Ammodiscus* sp.-*Spirillina* sp., *Glomospirella* sp., *Tolypamma* sp.-*Glomospira* sp.) и агглютинирующих фораминифер (Татьянин, Беженцев, Полковникова, 2007). Аргиллиты темно-серого цвета содержат помимо фаунистических остатков многочислен-

ные остатки флоры (*Coniopteris cf. latilobus Bistritskaja*, *Coniopteris sp.*, *Nilssonia majskaja Bistritskaja*, *Czekanowskaja sp.*, *Carpolithes cinctus Nath*) (.....).

Аргиллиты углистые совместно с остракодами (*Darwinula aff. contracta Mandelstam*, *Timiriasevia aff. crustiformis Mandelstam*, *Galliaecytheridea (Palaeocytheridea) aff. rasilis Mandelstam et Lubimova*, *Galliaecytheridea sp.*) содержат раковины единичных гастропод, отпечатки двустворчатых моллюсков и остатки водорослевых форм.

Оксфордский комплекс остракод по данным Г.М. Татьяна и др. (2007), определенный в результате микрофаунистического анализа, представлен однообразным в видовом, но богатым в количественном отношении составом, основное развитие в котором получают виды родов *Darwinula* и *Timiriasevia*. Представители этих родов, по данным..... являются обитателями пресноводных и солоноватоводных водоемов (Практическое руководство..., 1999).

Ярким диагностическим критерием распознавания отложений песчаных приливо-отливных отмелей является наличие цилиндрических, полуконических прямых или слабоизогнутых ходов представителей ихнофауны *Skolithos*, илоедных животных типа *Cylindrichmus*, создающих горизонтально и (или) вертикально ориентированные ходы с концентрическим строением стенок (Pemberton et al., 2006). Отличительной чертой этих организмов является характерная многослойность стенок хода, связанная с медленным спокойным поступлением осадка в норку илоеда и дальнейшим уплотнением стенок при активной жизнедеятельности организма. По данным Дж. Пембертона, Р. Фрея (Pemberton et al., 1982) подобные многослойные ходы принадлежат полихетам рода *Nereis* или ракообразным *Callinassa* (Рисунок 7.33. – д, е).

Также типичным представителем ихнофауны *Skolithos* являются вертикальные U-образные цилиндрические или воронкообразные ходы организмов типа *Diplocraterion*. По данным Дж. Пембертона (Pemberton et al., 1982, 2006) U-образные следы животных интерпретируются как ходы обитания организмов (амфипод, полихет, эхиороидов, возможно ракообразных), питающихся взвесью. Обычно ходы такой морфологической конфигурации встречаются в дистальных частях приливо-отливных отмелей, также могут присутствовать в отложениях эстуариев. В изученных отложениях

ях подобные следы чаще встречаются в песчано-алевритовых толщах васюганской и тюменской свит (горизонты Ю-1 и Ю-2).

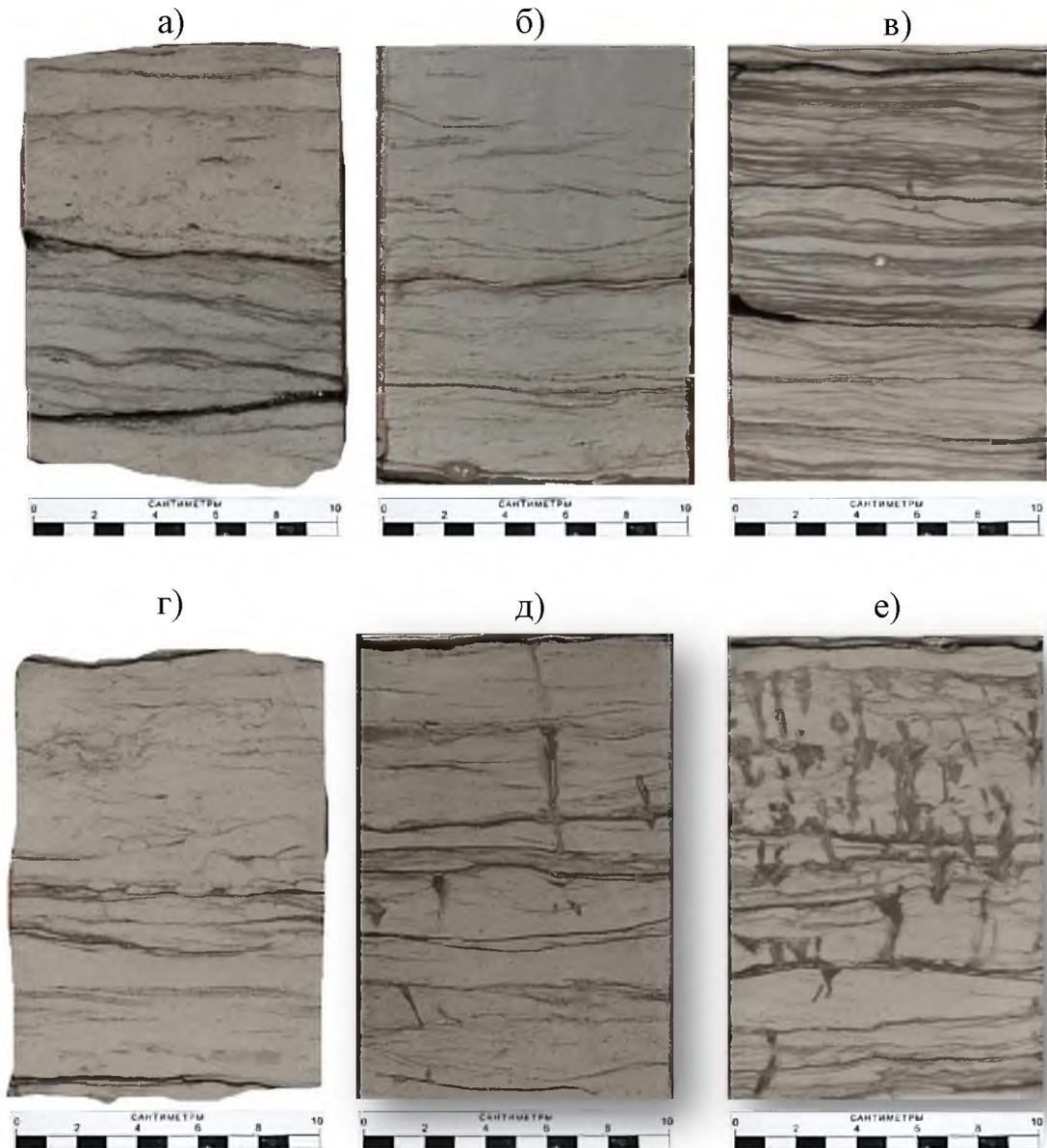


Рисунок 7.33 – Литогенетический тип **ВОП-1**

Песчаники мелкозернистые, в основном кварцевые, с примесью слюды, полевого шпата, с многочисленными обломками ракушек, с включениями глинистой мелкой плоскоокатанной галечки, среднесортированные, чаще слоистые (за счет тонких, 1-3 мм по размеру глинистых слойков): с горизонтальной слоистостью, специфической мелкомасштабной волнистой, линзовидной полосчатого облика, реже пологой мульдообразной, со сложной косой слоистостью типа «елочка», со следами биотурбаций (ихнокомплексы: (d) - *Skolithos*; (e) - *Cylindrichmus*); реже растительным детритом (*Нюрольская впадина, глубина -2508 м, васюганская свита, пласт Ю₁¹*)

Характерной чертой ваттовых отложений является наличие дистальных темпеститов – тонких прослоев параллельно слоистых песчаников, формирующихся во вре-

мя штормов. Деформированное приливно-отливной деятельностью побережье с узкой или средней полосой прилива (Рисунок 7.34.).



Рисунок 7.34 – Литогенетический тип **ВОП-2**

Песчаники мелко-тонкозернистые, с очень хорошей сортировкой материала, с прослоями алевролитов глинистых, со следами редких биотурбаций и корневыми остатками. Слоистость косая срезанная, характерна для штормовых прослоев (*Hummocky-cross-stratification*), в основании с мелкими деформационными текстурами, с включениями мелкой окатанной глинистой гальки. В глинистых прослоях отмечено наличие малого количества ходов *Planolites*, имеющих вид горизонтальных туннелей (без разветвления). Ходы заполнены переработанным заглотанным песчаным материалом и отличаются по составу от вмещающего субстрата (Pemberton, Frey, 1982) (викуловская свита, пласты гр. ВК, глубина -1489,8м)

Фации склонов подводных отмелей занимает по территории исследований обширные площади. Для дистальных частей отмелевых тел характерны сообщества хищных полихет, образующих ходы пассивного заполнения, заполненные осадком, как правило, той же литологии и структуры, что и вмещающая порода. Среда обитания современных аналогов (полихеты *Glyceria*) представляет собой прибрежные зоны, характеризующиеся высокой и низкой энергией преимущественно солоноватоводных бассейнов (Рисунок 7.35.) (Pemberton, Frey, 1982).

Ватты смешанного состава представляют собой тонкое переслаивание глин, алевролитов глинистых и песчаников тонко-, мелкозернистых, слабо окатанных, но хорошо сортированных, с преобладанием глинистого материала; с примесью слюды, полевого шпата, с тонкими прослоями углей (в), создающее мелкомасштабную (1-2 мм до 1 см) линзовидную, волнистую, горизонтальную слоистость, реже встречается сложная косая слоистость типа «ёлочки» с параллельными слойками, часто прерывистыми (Рисунок 7.36.).

Фация приливно-отливных каналов включает в себя отложения мощных приливно-отливных каналов. По сравнению с фацией приливно-отливной отмели характеризу-

ется более однородным распределением свойств коллектора внутри фации, низким значением расчлененности и высоким значением коэффициента песчаности (0,51 – 1).

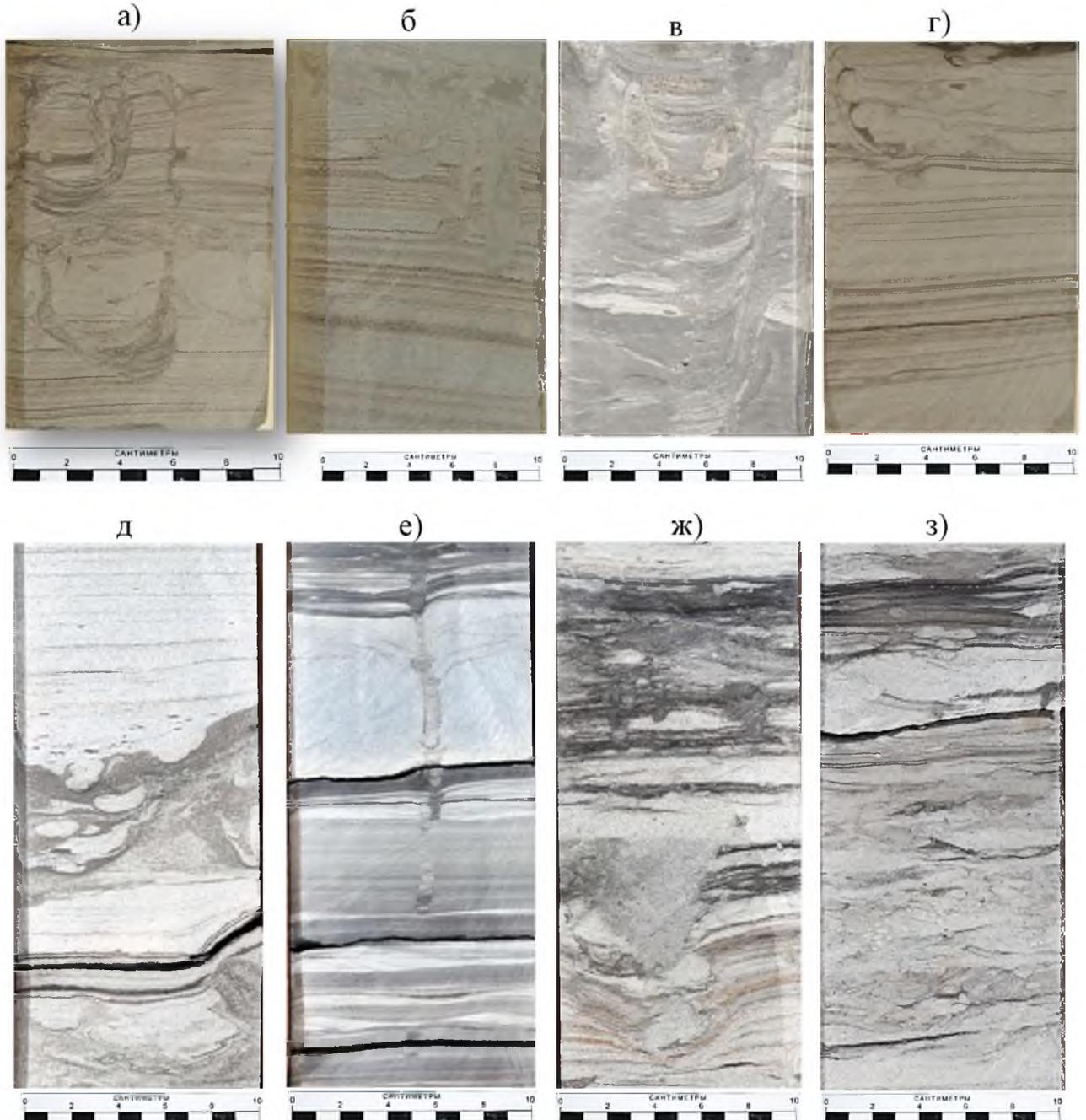


Рисунок 7.35 – Литогенетический тип **ВОП-3**:

Песчаники мелко-тонкозернистые, алевритистые и разномзернистые алевролиты с бимодальной слабонаклонной, чаще плоскопараллельной, реже с крупной неявно выраженной слоистостью, с характерными поверхностями переработки и глинистыми прослоями, с ихнокомплексами: *Arenicolites* (а) и U-образных ходов типа «*Diplocraterion-yo-yo*» (е); *Bergaueria* (з), *Diplocraterion* (б), *Conichmus* (ж), *Palaeorhynchus* (г) дистальных частей отмели (Пудинский мегавал, глуб. -2.....васюганская свита, пласт Ю₁⁴)

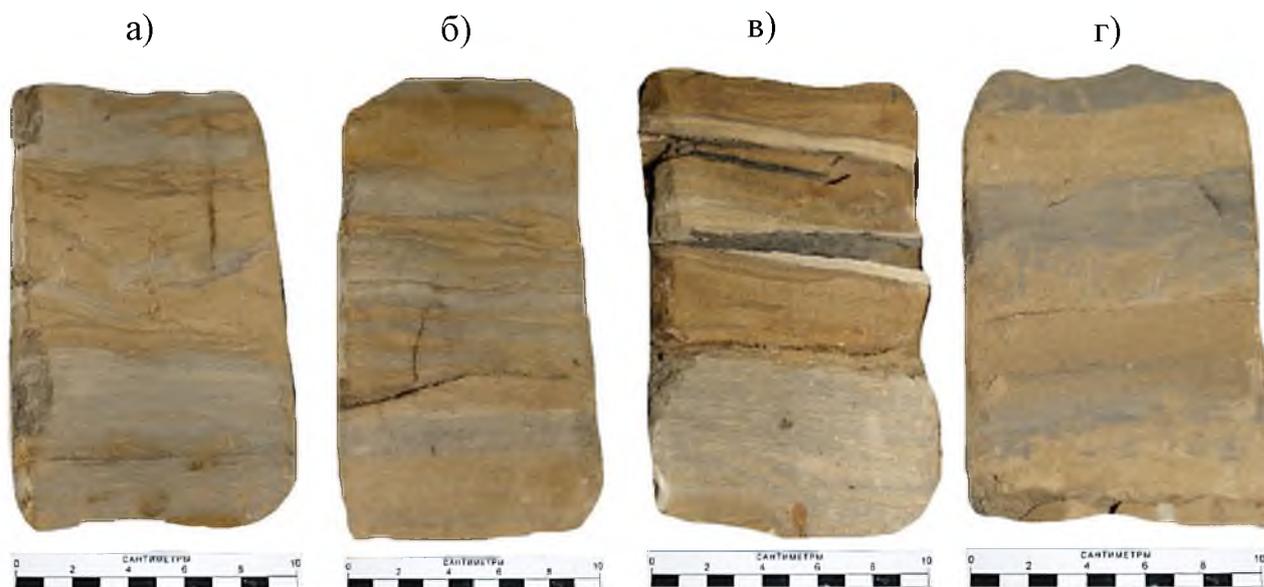


Рисунок 5.2.1 – Литогенетический тип **ВСО-1**:

а), б), в), г): Переслаивание глин, алевролитов глинистых и песчаников тонко-, мелкозернистых, слабо окатанных, но хорошо сортированных, с преобладанием глинистого материала; с примесью слюды, полевого шпата, с тонкими прослоями углей (в), создающее мелкомасштабную (1-2 мм до 1 см) линзовидную, волнистую, горизонтальную слоистость, реже встречается сложная косая слоистость типа «ёлочки»; слойки параллельны, часто прерывисты, иногда вогнуты, параллельны или образуют клиновидные (сходящиеся) серии, часто с включениями глинистой мелкой плоско окатанной гальки; с признаками биотурбации типа *Cylindrichnus*, *Arenicolites* и следами мелких деформаций осадка (*Мессояхская гряда, глуб. -850,5 м, покурская свита, гр. пластов ПК₁₋₃*)

Свойства могут локально ухудшаться. Фации приливных каналов характерны для условий с высокой активностью деятельности приливов. Эти отложения образованы преимущественно песчаниками с мелкой косой, горизонтальной, массивной слоистостью, реже линзовидно-волнистой слоистостью, встречается слабая биотурбация *Cylindrichnus*, *Arenicolites*.

Основание приливных каналов резкое, эрозионное, могут присутствовать мелкие интракласты (Рисунок 7.38.). Вверх песчаники становятся более тонкозернистыми и могут переходить в алевролиты и глины. Эрозионное основание русел указывает на постоянно действующие приливные течения. Мелкомасштабная косая слоистость ряби течения с иловыми шлейфами свидетельствует об относительно низкой энергии приливов, что также подтверждается присутствием биотурбаторов, способных жить в постоянно меняющихся гидродинамических условиях. Песчаники данной фации. Как прави-

ло, характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, которые могут локально ухудшаться за счет глинистой примеси и явлений биотурбации.

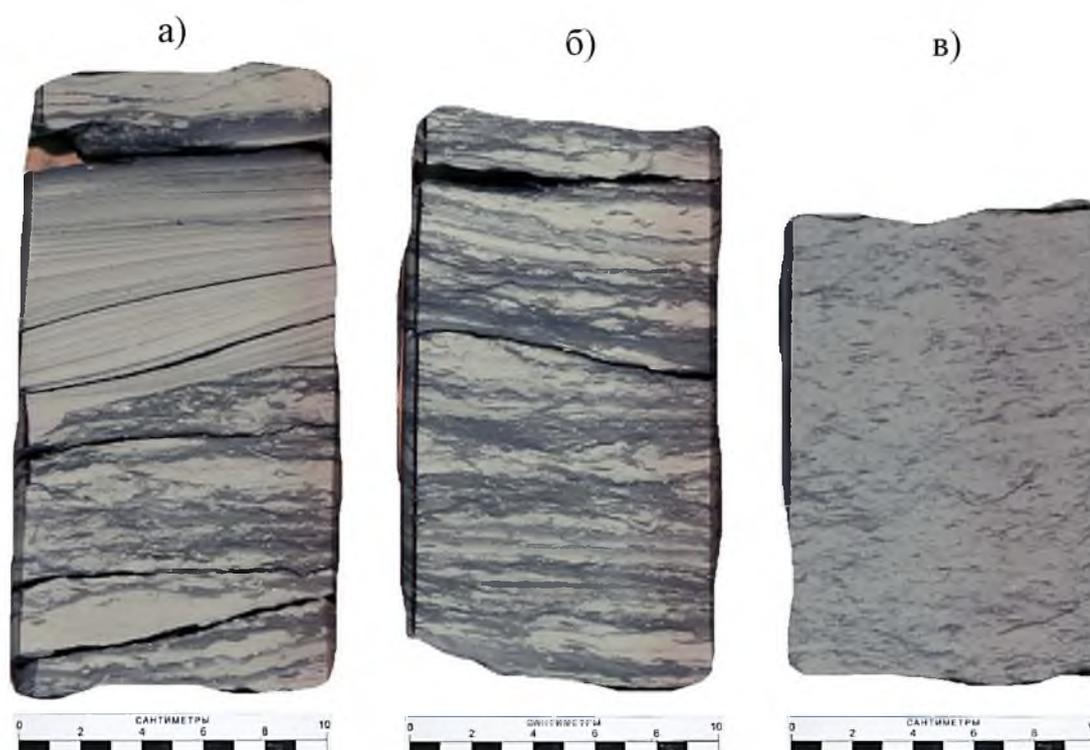


Рисунок 7.37 – Литогенетический тип ВСО-2

Переслаивание тонкослоистое беспорядочное линзовидно-волнистое интенсивно биотурбированных песчаников тонкозернистых и алевропелитов, с крайне неравномерным распределением глинистого цемента в песчано-алевролитовых прослоях, в прослоях штормовых песчаников (а), с косой срезанной слоистостью (*hummocky cross-bedding*) («рябчиковый» тип коллектора) (Западно-Полуденная, гл. -2288м, покурская свита, гр. пластов ПК1-3).

Пример мелких прибреговых приливных русел (проток), развитых в теле отмели приведен на Рисунке 7.38. Преобладание мелких горизонтальных ходов подповерхностного питания и межпластовых форм свидетельствует об обстановке формирования в условиях дистальной части высокоэнергетического берегового склона приливно-отливной отмели. Текстуры, называемые каналами или эрозионными руслами, сформированы в результате быстрого течения воды. Подобные текстурные формы характерны для осадков приливно-отливных равнин, встречаются в отложениях верхней части дельт

На рисунке 7.38. видно несколько эпизодически возникших каналов (а, б, в), имеющих резкие эрозионные поверхности. Внутри наиболее мощного эрозионного ка-

нала видны остатки передовых серий. На нижней эрозионной поверхности видны следы водоворотных ямок. По Рихтеру (Richter, 1937) косые мелкомасштабные серии (мощностью не более 1-3 см) образованы блуждающими эрозионными желобами стока в теле приливной отмели.

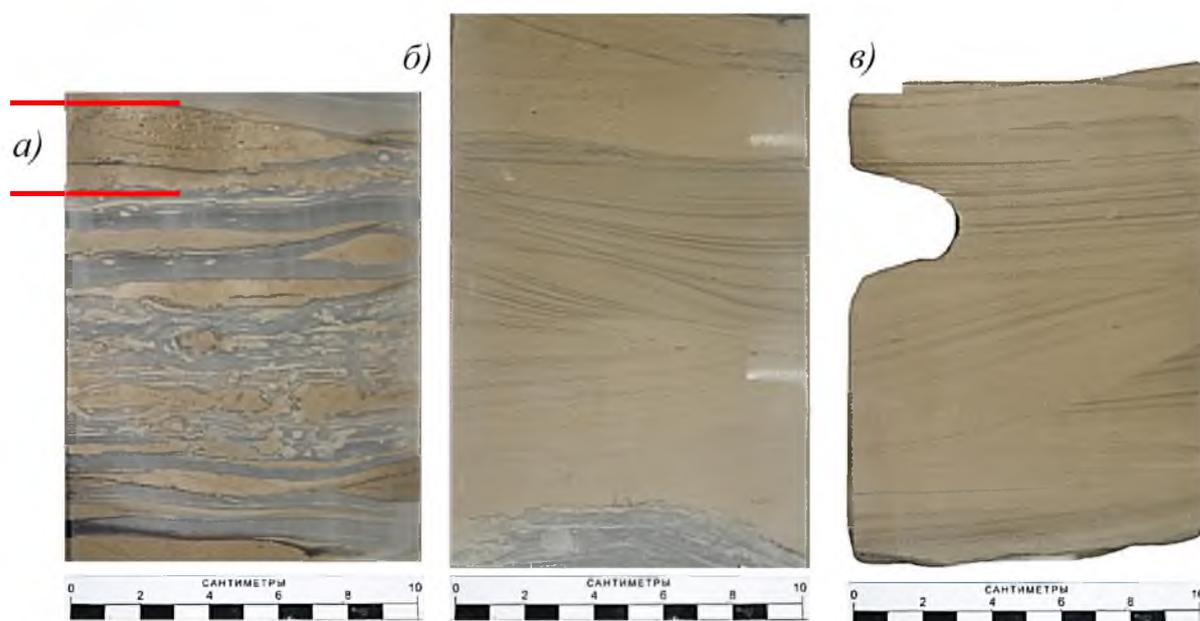


Рисунок 7.38 – Литогенетический тип ПРП-1

Песчаники мелко-, тонкозернистые, хорошо сортированные, с плоскостями сбросов, с мелкой косой срезанной слоистостью с признаками ряби течения (восходящая, разнонаправленная), подчеркнутый углисто-слюдисто-глинистыми намывами, часто с известковистым цементом, в основании плоскости сбросов часто развиты мелкие текстуры деформации (*викуловская свита, пласт ВК, глубина-1484м*)

Важнейшими диагностическими особенностями приливно-отливной зоны являются: 1) хорошо выраженная бимодальность направлений диагональной мелкомасштабной слоистости; 2) частое сочетание серий диагональных мелко- и крупномасштабных слойков по латерали и по вертикали, но в разных количественных соотношениях; 3) наличие следов перерывов в осадконакоплении и следов эрозии подстилающих отложений; 4) весьма характерна мелкая волнистая, часто линзовидная или полосчатая слоистость; 5) наличие морской фауны бедной в видовом соотношении; 6) наличие следов интенсивной биотурбации в отдельных слоях; 7) наличие прослоев, сложенных мелкими гальками глинистого состава, прослоев, обогащенных битой ракушей, торфянистым детритом; 8) наличие характерных штормовых прослоев.

Глава 8. Седиментологическая характеристика природных резервуаров морского генезиса

В соответствие с наиболее общими представлениями, главенствующими в терригенной седиментологии, на территории Земного шара в настоящий момент времени не существует современных аналогов древних внутриматериковых морей. По мнению Э. Хеллема для отложений морских эпиконтинентальных бассейнов весьма характерным было: «...латеральное постоянство отдельных горизонтов с очень небольшими фациальными изменениями или без них на площадях, превышающих сотни квадратных километров, - почти общее правило, и оно не является необычным даже на площадях, превышающих тысячи квадратных километров» (Э. Хеллем, 1983., стр. 114).

Согласно общепринятым геологическим суждениям моря, широко развитые в пределах Западной Сибири в юрские и меловые эпохи седиментации, заливали обширные пространства материковых отмелей, имели конфигурацию полузамкнутых водоемов, малые глубины, не превышавшие первых десятков метров, пологопогружающийся донный рельеф (около 5 м на 100 км) и характеризовалась значительным опреснением вод в окраинных их частях (Гурова, Казаринов, 1962; Сакс, Басов, Дагис, 1971; Сакс, 1972; Атлас..., 1976; Зонн, 1980; Мазур, 1980; Захаров, Сакс, 1983; Захаров, Месежников, Ронкина, 1983; Хэллем, 1983; Бочкарев, Федоров, 1985; 1985; Баженовский горизонт..., 1986; Селли, 1989; Атлас моллюсков, 1990; Сапьяник, 2000; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов..., 2000; Девятов, Сапьяник, 2009; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013; Алексеев, 2014; Алексеев, 2014 и многие другие авторы). В процессе заполнения осадочной чаши бассейна происходило постоянное вдольбереговое смещение депоцентров осадконакопления, сопровождающееся процессами изостазии (Алексеев, 2007).

Существование длительного устойчивого режима морского, временами относительного глубоководного бассейна фиксируется в разрезах появлением парагенезов специфических морских мелководных и относительно «глубоководных» фациальных комплексов, хорошо определяемых по литологическим критериям. Максимальные периоды трансгрессивного режима седиментации в эпиконтинентальных морях Западной

Сибири приходится по данным многих исследователей на раннетюрскую (*тогурская свита*), позднекелловейскую (*нижневасюганская подсвита и ее аналоги*), кимериджскую (*георгиевская свита и ее аналоги*), волжско-берриасскую (*баженевская свита и аналоги*) и туронскую (*кузнецовская свита*) эпохи осадконакопления (Сакс, Ронкина, 1957, 1958; Казаринов, 1958; Гурова, Казаринов, 1962; Захаров, 1966; Саркисян, Корж, Комардинкина и др., 1967; Одум, 1975; Ясаманов, 1975; Атлас литолого-палеогеографических карт..., 1976; Филина, 1976; Булынникова, Гольберт, Климова, Конторович, Полякова, Решетникова, Турбина, 1978; Зонн, 1980; Мазур, 1980; Захаров, Сакс, 1983; Захаров, Месежников, Ронкина и др., 1983; Филина, Корж, Зонн, 1985; Бочкарев, Федоров, 1985; Бладучан, Гольберт, Гурари, Захаров, Булынникова, Климова, Месежников, Вячкилева, Козлова, Лебедев, Нальняева, Турбин, 1986; Захаров, Занин, Зверев и др., 1986; Девятков, 1987; Белозеров, 1989; Ежова, Цибульникова, 1989; Захаров, Бейзель, Похилайнен, 1989; Девятков, Казаков, 1991; Захаров, Бейзель, Лебедева, Хоментовский, 1991; Гурари, Девятков, Казаков, 1992; Атлас литогенетических типов..., 1997; Казаков и др., 1997; Шурыгин, Никитенко, Девятков и др., 2000; Стратиграфия..., 2000; Литолого-фациальные предпосылки..., 2001; Решения..., 2004; Аркелл, 2004; Атлас фаций..., 2007; Алексеев, 2007; Девятков, 2009; Амон, Алексеев, Глебов и др., 2010; Чернова, 2010; Девятков, Никитенко, Шурыгин, 2011; Конторович, Конторович, Рыжкова и др., 2013; Алексеев, 2014 и многие другие авторы).

При литолого-фациальном изучении отложений, отнесенных к преимущественно иловым морским фациям, были выделены две крупные группы: **макрофации заливов, лиманного типа, в том числе частично опресненных** (*тогурская свита, нижневасюганская подсвита и их аналоги*) и **макрофация донных отложений** морского «относительного» глубоководья кимериджского и волжско-берриасского времени (*георгиевская, баженевская, куломзинская свиты их аналоги*). Среди рассмотренных литологических комплексов, наибольшим распространением пользуются тонкоотмученные глинистые осадки, реже встречаются карбонатные или песчано-алевритовые разности.

8.1. Макрофации заливов и опресненных бухт

Первая в мезозое крупнейшая трансгрессия краевых морей на Сибирскую сушу, оставившая свои следы в большинстве депрессионных зон бассейна в виде региональных глинистых покрывок (тогурской свиты и ее аналогов), согласно исследованиям В.А. Аркелла (1961), В.П. Девятова (1987), Ф.Г. Гурари, И.В. Будникова, Е.А. Еханина и др. (1988, 1989), Ф.Г. Гурари (1989), В.П. Девятова, А.М. Казакова, (1991, 1994), Ф.Г. Гурари, В.П. Девятова, А.М. Казакова (1992), О.С. Черновой (1995), В.С. Суркова, О.В. Серебренниковой, А.М. Казакова и др. (1999). В.В. Сапьяника (2000), О.С. Черновой (2002), С.В. Мелединой, Б.Н. Шурыгина, О.С. Дзюба (2005), В.П. Девятова, В.В. Сапьяника (2009), Черновой и др., 2011 датируется ранним тоаром.

Достаточно сглаженный рельеф, сформировавшийся к концу плансбахской эпохи, состоял из преимущественно невысоких плато. Центральные части крупнейших гранитоидных массивов испытывали устойчивую тенденцию к воздыманию. По мнению Ф.Г. Гурари (1987, 1994), в их пределах существовали низкие горы с отметками вершин 600-700 м.

Вначале позднего плинсбаха повышение уровня Бореального юрского бассейна вызвало значительное потепление климата (Гурари, Девятов, Казаков, 1990). Новый климатический цикл, начавшийся с потепления в конце плинсбахского века, достиг своего максимума в раннем тоаре. Согласно данным палеотермии температурный максимум раннего тоара, отмечен в различных регионах Евразии. Свидетельством этому является значительное увеличение содержания пыльцы *Classopollis* в тоарских палиноспектрах. О влажных и теплых условиях произрастания свидетельствует большое количество теплолюбивых и мезофитных облик спектров (Ильина, 1985; Касаткина, 1991; Костеша, Кабанова, Ткачева и др., 1990; 1991).

Эвстатический подъем уровня Бореального океана в раннем тоаре вызвал продвижение морских вод вплоть до Калгачского выступа (юго-восточная часть Западно-Сибирского бассейна). Крупнейшие впадины Западно-Сибирского бассейна значительно увеличившиеся в размерах начали заполняться вязкими илами будущей тогурской свиты и ее аналогов.

В окраинных южных и юго-восточных частях Западно-Сибирского осадочного бассейна береговая линия была сильно изрезанной, с существованием в его пределах мелководных ингрессионных заливов типа «озеро-море» (Чернова, 2002). Многочисленные бухты, различные по размерам и формам, служили ареной накопления глинисто-алевритовых и алеврито-песчаных осадков с разнообразными текстурами, характеризующими условия волнения на прибрежном мелководье. Песчано-алевритовый материал, поступавший в акваторию, рассеиваясь в прибрежной зоне, скапливался на повышенных участках дна, создавая мелководные аккумулятивные тела, с разнообразными текстурами зоны волнений. Детальная характеристика текстур прибреговых зон дана в Главе 7 «Седиментологическая характеристика природных резервуаров прибрегового и переходного генезиса» и в настоящей главе не приводятся. На крайнем юго-востоке бассейн окаймлялся полосой низменной суши, примыкающей к горной области, существовавшей на месте современного Енисейского кряжа (Гурари, 1990). Активизация речной сети существенно снизилась.

Тогурское море представляло собой мелководный, частично застойный внутриматериковый бассейн, охарактеризованный фациальными комплексами, резко отличными от мелководных комплексов эвгеосинклинальных морей. Максимальная глубина бассейна не превышала 40 метров. Наиболее глубоководные участки акватории располагались в центральных частях депрессионных котловин. В их пределах шло накопление тончайших дисперсных иловых отложений, послойно обогащенных карбонатным материалом, конкрециями сидерита и содержащих морскую фауну. Такие бассейны характеризуют, как правило, начальную стадию ингрессии морей на области с резко выраженными в рельефе выработанными впадинами (Твенхофел, 1936; Наливкин, 1956). Мелководность бассейна и выравненность территории предопределяли отсутствие крупных подводных течений.

В.К. Крумбейном математически было показано, что при достаточно малом наклоне дна в сторону океана могли возникнуть условия, когда волны, создаваемые сильными ветрами, на некотором расстоянии от берега, теряли бы свою энергию, не успевая его достичь (Слосс, Крумбейн. Дэлз, 1953). При этом осадки на обширных мелководных пространствах морского дна подвергались бы очень слабой волновой пе-

переработке. В прибрежье (крайний восток, юго-восток и южные районы Западной Сибири) были развиты остаточные приморские водоемы лагунного типа, с пониженной солёностью, с небольшими глубинами (от нескольких метров до первых десятков метров) с развитием отложений, охарактеризованных в Главе 7.3. «Макрофации лагун», с. 360.

Макрофация опресненных заливов и бухт (**ЗОБ**) (*Bays and desalinated bays*) охарактеризована следующими литогенетическими типами: 1) заливное мелководье прибреговых зон - **ЗОБ-1**. (Рисунок 8.1.); 2) центральная часть залива/бухты (*Central part of Bay*) - **ЗОБ-2** (Рисунок 8.2.); **ЗОБ-2**. (Рисунок 8.3.); **ЗОБ-3**. (Рисунок 8.4.); **ЗОБ-4**. (Рисунок 8.5.).

К началу раннего тоара рельеф территории исследования значительно пенеленизировался. Крупные положительные структуры бассейна уменьшились в размерах и представляли собой невысокие платообразные возвышенности. Межгорные депрессии наоборот увеличили свои площади (Чернова, 1995).

Первая крупная, по существу ингрессия, морского бассейна развиваясь по руслам рек, достаточно быстро (практически одноактно) перекрыла территорию бассейна, оставив свои следы во всех крупнейших впадинах и прогибах Западной Сибири. В южных и юго-восточных окраинах Западно-Сибирского осадочного бассейна существовали небольшие заливы и бухты, значительно опресненные из-за впадавших в них мелких и крупных водотоков. В прибреговых мелководных зонах шло накопление алевритопесчаных и глинистых осадков верхней сублиторали.

Текстуры пород и вещественная характеристика аналогичны описанным для макрофации пляжей и береговых зон (Глава 7, с. 345). Тектурные формы, созданные в большей степени переслаиванием глин, алевролитов и песчаников, а также отсутствие морских фаунистических комплексов организмов, свидетельствуют о малых глубинах. Для этой зоны выделен литогенетический тип (**ЗОБ-1**), характеризующий условия мелководья тогурского моря (Рисунок 8.1.).

Осадки, отлагавшиеся на обширных плоскодонных пространствах морского дна, подвергались очень слабой волновой переработке. Вероятнее всего, преобладающим гидродинамическим фактором являлась энергия волн, созданных локальными ветрами.

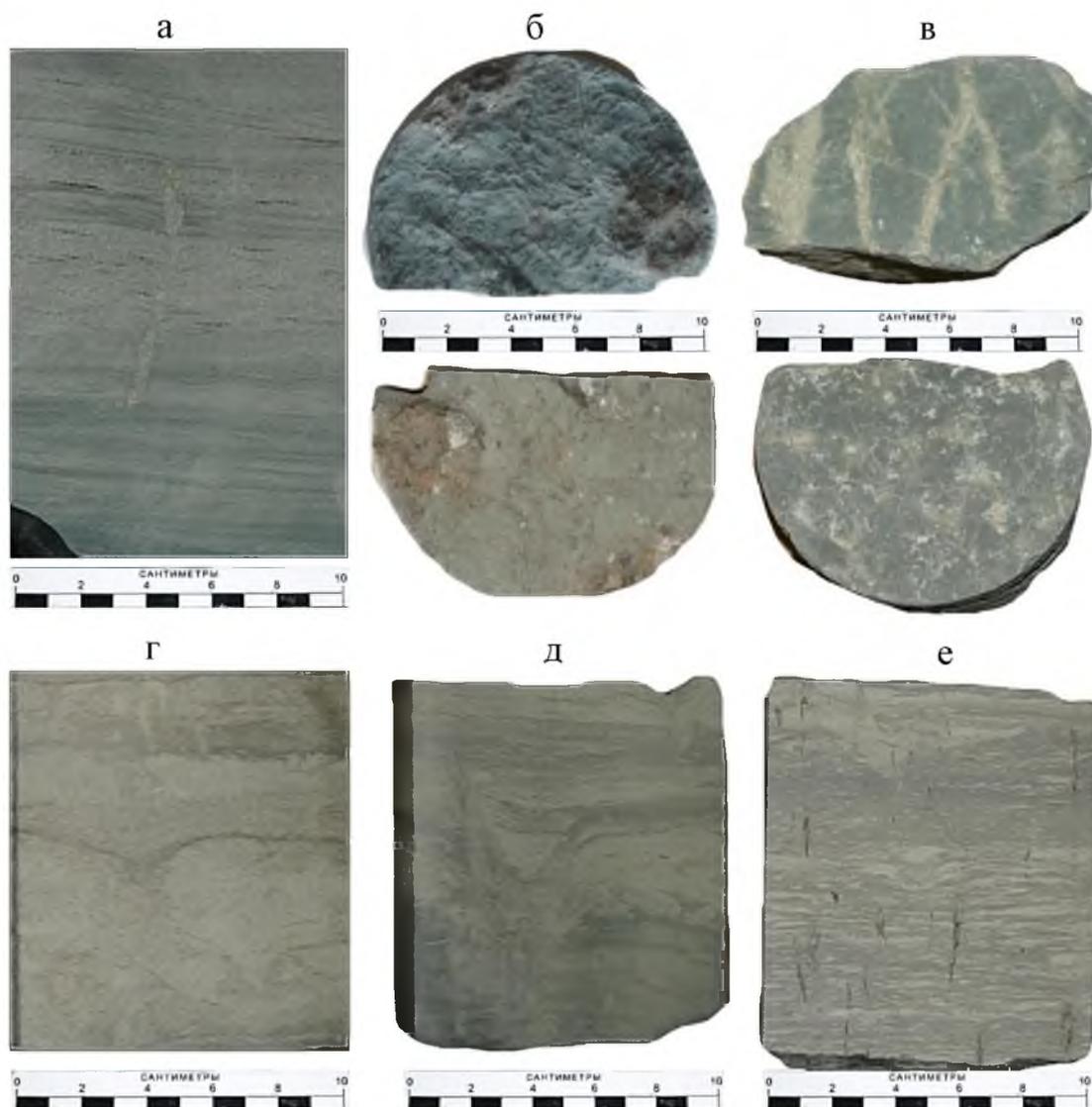


Рисунок 8.1 – Литогенетический тип ЗОБ-1.

Тонкое переслаивание алевролитов и алевролитистых глин мелководных прибереговых отложений, создающих разнообразные виды слоистости, многочисленными ходами жизнедеятельности илоедных червеобразных и ракообразных организмов (а, б, г, е), с остатками нитевидных корней растений (*Пайдугинская впадина, тогурская, иланская свиты, глубина -3220м*)

Песчаники и алевролиты зоны мелководья залива характеризуются средней и хорошей сортировкой угловато-окатанных, реже полуокатанных зерен. Текстура пород этого типа характеризуется пологоволнистой, косоволнистой, перекрестно-волнистой, линзовидной слоистостью, обусловленной прослоями глин и редкими намывами растительного детрита и слюды, образующими нитевидные прослои. Границы раздела прослоев разного гранулометрического состава слабоволнисты и не параллельны, что ино-

гда придает относительно грубозернистым прослоям линзовидный характер. Слоистость песчано-алевритовых прослоев тонкая, косоволнистая, перекрестная; в глинисто-алевритовых - слабо волнистая или горизонтальная. В песчаных породах очень часто присутствуют биотурбационные текстуры, возникающие при зарывании в грунт донных организмов. Биотурбации представлены, в основном ходами роющих животных (типа ракообразных) и выполнены переработанным слоистым песчаным материалом (Рисунок 8.1. – а, б, д) и ориентированы поперек общей слоистости в породе.

Для пород характерно наличие сложных текстур размыва и пластичного течения осадка в вязком состоянии. Иногда при более интенсивном размыве пород, как правило, в подошвенных участках образуются конгломератовидные текстуры с окатанными включениями песчаного или глинистого материала. Часто присутствуют породы смешанного состава, возникшие за счет неполного перемива ранее образованного осадка и переотложения его на месте размыва. При этом может одновременно присутствовать пластическая деформация полувязкого осадка. В результате чего возникают плохо сортированные, «мусорные» породы, содержащие в своем составе остатки размывших пород самых разных форм и размеров, имеющие как четкие, так и неясные, сливающиеся с основной массой породы контуры. Ископаемые остатки флоры встречаются в незначительном количестве в виде мелкого и тонкого растительного детрита, ориентированного послойно и образующих тонкие нитевидные прослойки.

Основными обитателя раннетюрского моря являлись мелкокамерные тонкостенные пеллециподы, панцирные, ракообразные (филлоподы), рыбы и конхострахи, являющиеся обитателями центральных частей заливов/бухт. Породы их вмещающие выделены в литогенетический тип **ЗОБ-2** (Рисунки 8.2. и 8.3.). Накопление отложений, содержащих подобные микро- и макрофаунистические комплексы происходило в спокойной, плохо аэрируемой воде ниже нормального базиса действия волн.

Застой в бассейне, вероятно, возник в результате комбинации высокой органической продуктивности, ровного теплого климата и крайне слабого наклона дна в сторону океанического бассейна. В совокупности эти факторы вызвали ограничение циркуляции и подавление волновых процессов, связанных с приливами и ветрами (Сапьяник, 2000).

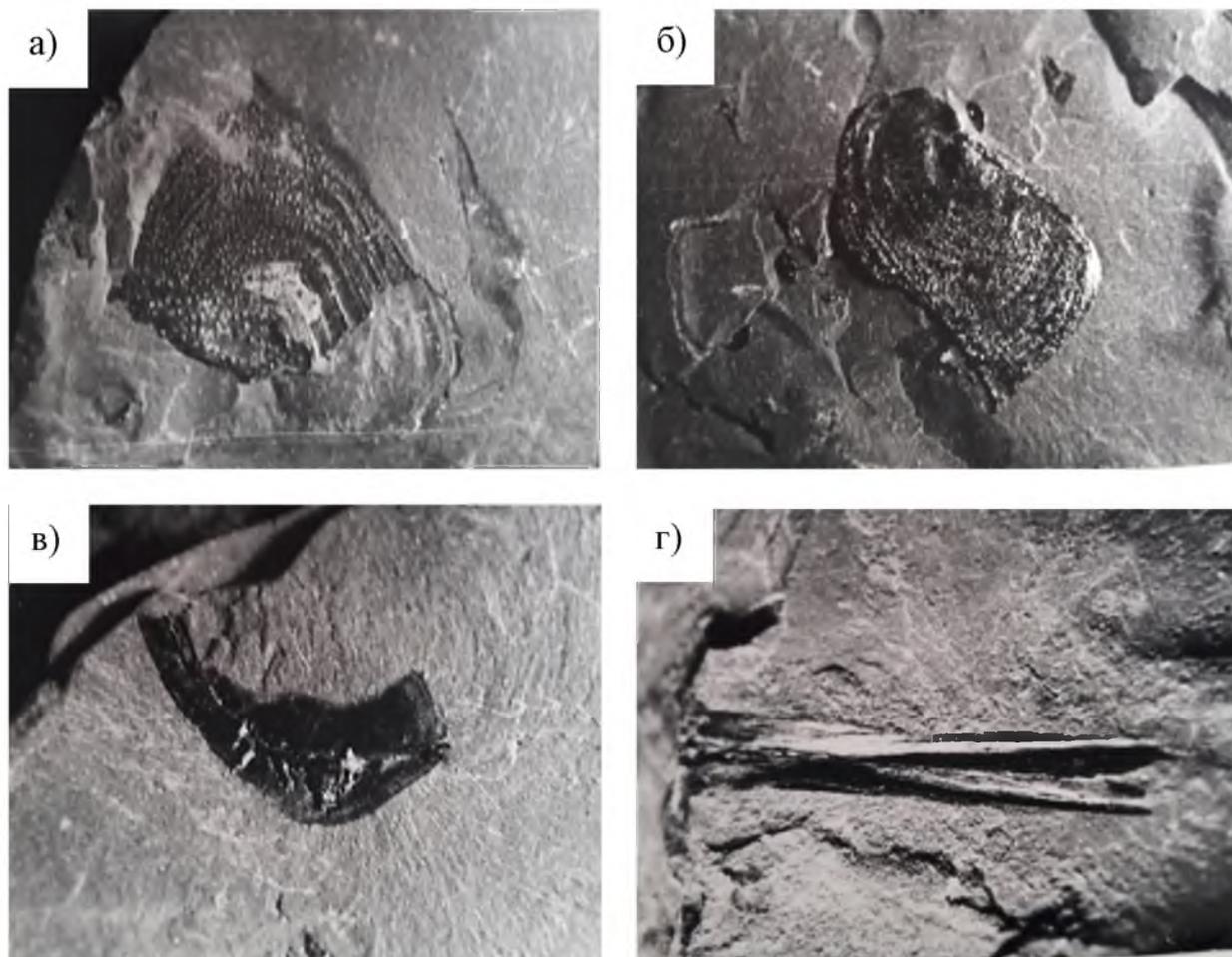


Рисунок 8.2 – Литогенетический тип ЗОБ-2

Аргиллиты черные, горизонтально-слоистые, жирные на ощупь, тонкоотмученные, с известковистыми конкрециями неправильной формы, с фауной филопод, чешуей рыб, с остатками раковин тонкостенных пелеципод: а, б) остатки панцирного покрова ракообразных; в, г) – разрозненные фрагменты скелетных остатков ихтиофауны (коллекция О.С. Черновой) (*Нюрольская впадина, тогурская свита, глубина -3050м*)

Вследствие крайней мелководности тогурского моря небольшие неровности его дна оказывали непропорциональное воздействие на ограниченную циркуляцию придонных вод. Потоки пресной воды, приносимые мелкими водотоками с южного обрамления, привели к значительному опреснению бассейна. Высокие среднегодовые температуры в сочетании с достаточно влажным климатом являлись, казалось бы залогом высокой биологической продуктивности для морей подобного типа. Однако фаунистические остатки, обнаруженные в керне скважин в аргиллитах тогура, свидетельствуют об угнетенности фауны (мелкоразмерные особи, обедненном видовой состав).

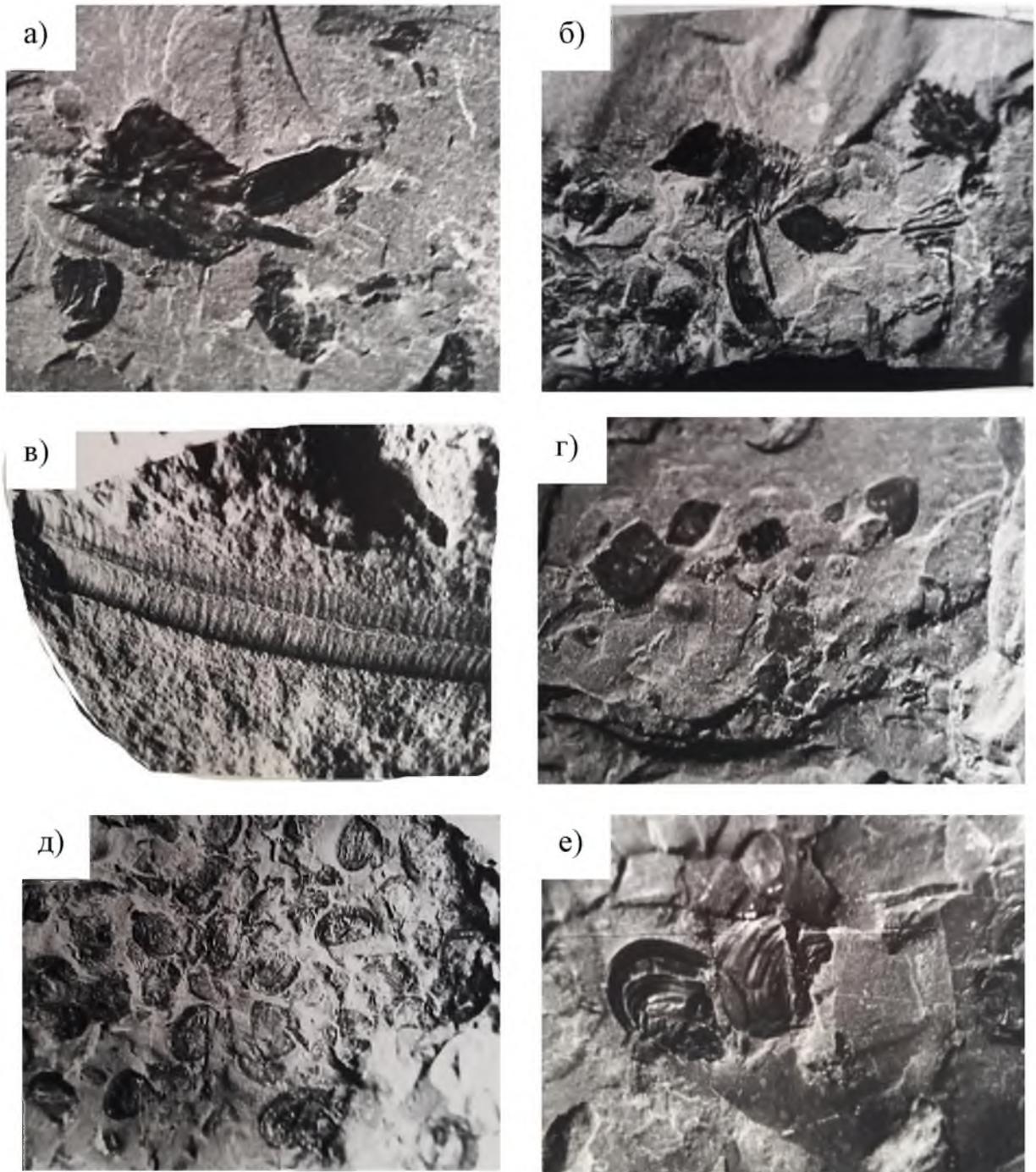


Рисунок 8.3 – Литогенетический тип ЗОБ-1

Аргиллиты черные, горизонтально-слоистые, жирные на ощупь, тонкоотмученные, с известковистыми конкрециями неправильной формы, с неотчетливой пятнистой текстурой, фауной филлопод, чешуей рыб, с остатками раковин тонкостенных пелеципод: а, б, г) остатки панцирного покрова ракообразных; в) остаток неопределенного членистого тела хорошей сохранности; д, е) – разрозненные раковинки тонкостенных филлопод (коллекция О.С. Черновой) (*Нюрольская впадина, тогурская свита, глубина -3007м*)

Из микроорганизмов встречены однообразные комплексы фораминифер. В отдельных слоях отмечена довольно высокая плотность фауны (Арчинская, Еллейская, Кулгинская, Южно-Табаганская, Волковская и др. площади), однако при этом, слои переполнены остатками одного лишь вида (Чернова, 1995). Некоторые формы претерпели сильные диагенетические преобразования, что затруднило более точное их определение. Таксономическое однообразие и высокая плотность фауны в отдельных маломощных слоях обычно являются свидетельством условий с высоким физиологическим стрессом (Сапьяник, 2000).

Понижения дна бассейна локально препятствовали придонной циркуляции вод, тем самым позволив существовать изолированным объемам застойной воды, вокруг которых накапливались аэробные осадки. По мере заполнения депрессий происходило восстановление циркуляции воды и аэрации дна. Другой причиной, по мнению В.В. Сапьяника, сказавшейся на облике фауны, могло служить наличие в водах большого количества гумусовых кислот, т.к. величина Ph сильно влияет на рост организмов (Сапьяник, 2000).

В керне многих скважин Нюрольской впадины (Арчинская, Южно-Табаганская, Южно-Урманская др. площади) определены обильные остатки листоногих подотряда *Kazacharthra* семейства *Ketmeniidae* со значительно преобразованными фрагментами абдамена и обломками щита. Сильно давленные раковины, сохранившие мелкую ячеистую скульптуру, позволили отнести встреченные таксоны к роду *Lioestheria* (Рисунок 8.3.). Помимо макроформ выявлены сильно диагенетически преобразованные остатки форманифер (род *Saccamina* sp., aff. *Atpyllacea* Schl., *Evolutinella* sp., *Ammodiscida* in. fam., *Ataxophragmiidain. famil.*, *Trochammina* sp.).

Породы, характеризующие литогенетический тип **ЗОБ-3**, представлены серыми пелитоморфными аргиллитами, тонкоплитчатыми, с параллельной горизонтальной слоистостью, с включениями ископаемой флоры на плоскостях наслоения и серыми алевролитами, которые чаще выполняют тонкие пропластки (Рисунок 8.4.). В породах присутствуют редкие остатки фауны, слитные конкреции сидерита, развиты прослои (1-3см) светло-коричневого мергеля (состав: кальцит - 5,9%, доломит - 26,7%, сидерит - 23,8%, глинистый материал - 43,6%).

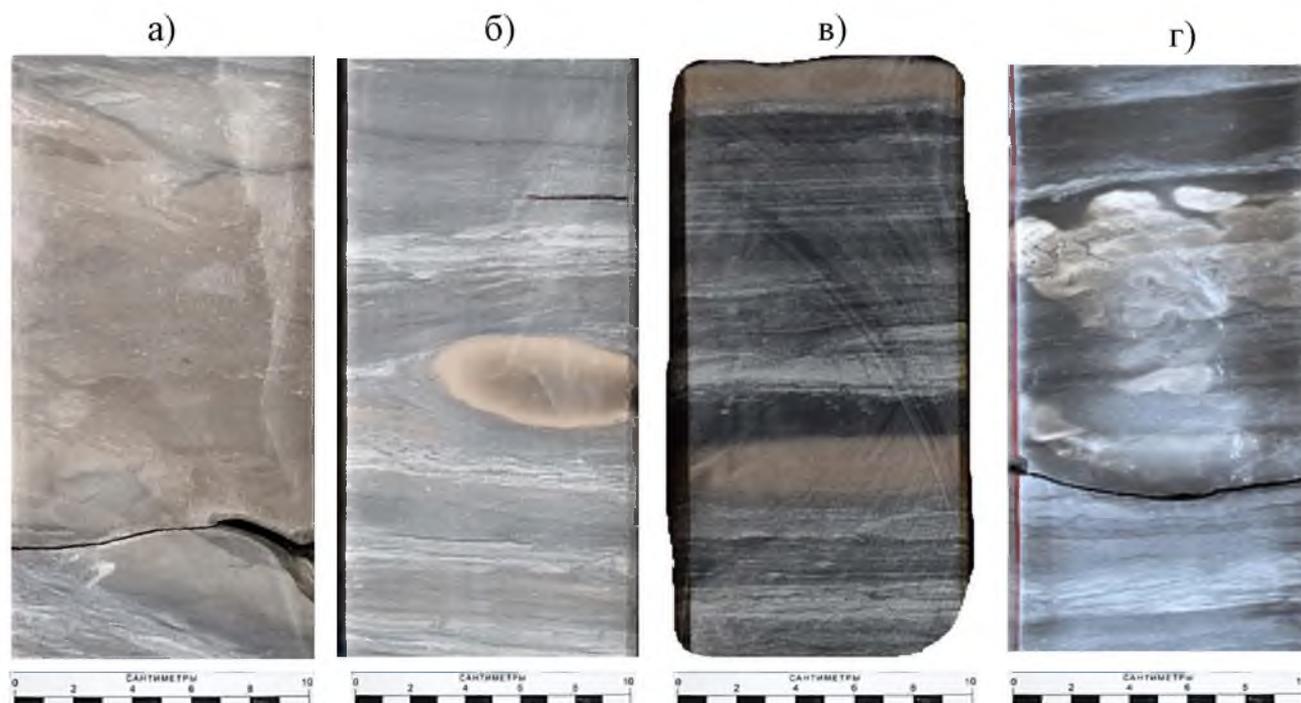


Рисунок 8.4 – Литогенетический тип ЗОБ-3

Аргиллиты, алевролиты кварцевые, глинистые, серые, известковистые, горизонтально-слоистые, с намывами растительного детрита, остроугольно-раковистые, с редкой фауной, со «слитными» пластовыми конкрециями» сидерита, мергеля, с текстурами оползания и смятия (*Усть-Тымская впадина, тогурская свита, глубина -3072 м*)

Также характерны обильные деформационные текстуры. Реже встречаются прослой песчаников, серых с зеленоватым оттенком, мелкозернистых, кварцевых, тонкослоистых за счет тонких включений пелитового и углистого материала, плотных, крепких, сцементированных глинистым цементом контактового типа

Породы литогенетического типа **ЗОБ-4** характеризуют наиболее «глубоководные» условия накопления и встречаются преимущественно в наиболее прогнутых частях раннеюрских депрессионных зон. В литологическом плане породы данного типа тонкоотмучены, по большей степени массивные, иногда тонкослоистые, стабильной садки, содержат малочисленные остатки растительного детрита, приуроченные, как правило, к плоскостям наслоения (Рисунок 8.5.).

Главное отличие породы данного типа - значительное обогащение основной пелитовой массы органическим веществом.



Рисунок 8.5 – Литогенетический тип ЗОБ-4

Аргиллиты темно-коричневые, до черных, битуминозные, пелитоморфные, тонкоплитчатые, параллельно-слоистые, с многочисленными зеркалами скольжения под углом падения 40-45° по отношению к оси керна, с включениями остатков ископаемой флоры на плоскостях напластования (*тогурская свита, глубина -3125 м*)

Концентрация органического углерода в тогурских аргиллитах, согласно исследованиям (В.Е. Андрусевич, А.И. Богомолова, Л.И. Богородской, Л.С. Борисовой, Л.Ш. Гиршгорн, С.И. Голышева, И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, В.А. Гущина, В.П. Девятова, О.М. Ермилова, С.В. Ершова, Н.П. Запивалова, А.М. Казакова, М.К. Калинин, М.М. Колгановой, А.Э. Конторовича, И.Н. Кос, Е.А. Костыревой, Н.Я. Медведева, Г.Н. Перозио, И.Д. Поляковой, А.С. Ровенской, В.Н. Ростовцева, С.Н. Резника, А.В. Рылькова, О.В. Серебренниковой, О.Ф. Стасовой, Ю.М. Столбова, Г.Г. Сысоловой, Г.И. Тищенко, С.В. Фадеевой, Ю.А. Фомина, А.С. Фомичева, Е.А. Фурсенко, О.В. Шигановой, В.В. Шиманского, Е.С. Шляхтер) колеблется от 0,17 до 19,4%. Максимальные значения зафиксированы в западных районах и составляют 15-19,4%. Изотопные данные свидетельствуют о преимущественно сапролевом типе органического вещества. Состав битумоидов в аргиллитах типа **ЗОБ-4** следующий: количество углеводородов колеблется от 17 до 51%, смол 30-35%, асфальтенов 14-46%. Соотношение насыщенных и нафте-

ноароматических углеводородов в основном больше 1. Распределение нормальных алканов в битумоидах типа МГТ-3 сдвинуто в область низкомолекулярных углеводородов и сосредоточено на C4160 - C4200. Отложения данного типа широко распространены в пределах наиболее прогнутых депрессий Западной Сибири.

8.2. Макрофации трансгрессивных покровов (горизонт Ю₂⁰, барабинская толща Ю₁⁰)

В условиях неглубокого моря в конце средней - начале верхней юры (J₂bt-kl), а также в начале кимериджского века (J₃km) при трансгрессии моря на сушу сформировался особый тип плохо сортированных пород песчано-алевролитового состава, содержащих то или иное количество глауконита, включения галек фосфатного состава и характеризующихся наличием комковатых, перемятых текстур. Породы в большей степени не сортированные, разнозернистые, известковистые значительно пиритизированные, содержат обильные остатки разнообразной морской фауны (пелеципод, фораминифер, белемнитов и др.). Неоспоримым свидетелем их морского происхождения является совместное нахождение глауконита и фосфата. Их происхождение многие исследователи связывают с конденсированными разрезами – аномально маломощными толщами, сформировавшимися при низкой скорости осадконакопления, за очень короткое время в условиях трансгрессирующего шельфа (Решения..., 2003; Татьянин, Беженцев, Полковникова и др., 2007; Барабошкин, 2009).

В стратиграфическом отношении подобными литологическими особенностями характеризуются песчано-алевритовые и глинистые слабосцементированные, с сидеритовыми оолитами и многочисленными остатками морской фауны, глауконитсодержащие породы, встреченные в виде маломощных (1-2 см) прослоев в составе нижневасюганской подсвиты (пахомовская пачка, пласт Ю₂⁰), а также слагающие барабинскую пачку (пласт Ю₁⁰), фиксируемую в подошве георгиевской свиты, и датируемую, согласно найденным многочисленным находкам аммонитов в региональных стра-

тиграфических схемах верхами позднего оксфорда – низами раннего кимериджа (Решение..., 2003).

Существует несколько точек зрения, относительно содержания глауконита в отложениях, отнесенных к покровным трансгрессивным телам. По мнению В.И. Бгатова (1970), появление глауконита в составе песчаников свидетельствует об условиях, трансгрессирующего моря на сушу с развитой на ней корой выветривания. При этом песчаные осадки сформированы в мелководной части шельфа и приурочены к повышенным участкам положительных структур.

В пониженных частях структур и в депрессионных зонах синхронные отложения представлены алевролитами, глинисто-алевритовыми породами, содержащими пирит и карбонаты. Характерной чертой бассейна являлась резко восстановительная обстановка в осадках в диагенезе (существенно пиритовая геохимическая фация). Окислительно-восстановительная обстановка менялась от восстановительной до резко восстановительной, что привело к уменьшению содержания в породах сидерита и повышенным содержаниям пирита по сравнению с вышележащими породами. Барабинское море было незначительным по глубине, нормальной солёности, на отдельных его участках со следами слабого опреснения.

Согласно исследованиям А.В. Ежовой (Атлас..., 1997) повышенная зернистость пород и наличие в составе глауконита свидетельствует о приуроченности отложений к повышенным участкам морского дна, на которых в период седиментации существовал более активный режим динамики водной среды, где окислительно-восстановительная граница совпадает с поверхностью осадка. Для образования глауконита наиболее благоприятными являются донные обстановки в мелких тёплых водах (глубиной не более 50 м) с медленным осаждением осадочных зерен, насыщенных органическим материалом.

По литологическому составу пород, их структурно-текстурным признакам, степени сохранности и характеру захоронения остатков микрофауны в изученном районе выделяется один литогенетический тип, сформированный на подводных поднятиях мелководной части шельфа. Вещественным ее выражением являются песчаники, алевролиты разномзернистые, плохо отсортированные, карбонатизированные, пиритизиро-

ванные, фосфатизированные с глауконитом и морской фауной. Породы барабинской пачки преимущественно зеленого цвета, насыщенность которого зависит от количества и равномерного или пятнистого распределения глауконита (Рисунок 8.6.).



Рисунок 8.6 – Литогенетический тип ШГТ-1

Песчаники мелко-среднезернистые, плохо сортированные, серые, с голубоватым или зеленоватым оттенком, крепкоцементированные, с карбонатно-глинистым цементом, со следами биотурбаций, с включениями ростров белемнитов, раковинами моллюсков, мелкой сыпью пирита, в отдельных прослоях с очень крупными зёрнами глауконита (0,2-1 мм) (*Колтогорский прогиб, Каймысовский свод, Сургутский свод, барабинская пачка, глубина -2360м*)

В карбонатных разностях цвет беловато-серый. Часты пятнистые окраски с бурыми пятнами или характерны пятнистые вариации серого цвета, обусловленные разной зернистостью и разным содержанием глинистого материала. Неравномерная пиритизация пород с развитием тонкоагрегатного сажистого черного цвета пирита также

придает породам пятнистый облик. Аутигенный комплекс представлен пиритом, кальцитом, доломитом, сидеритом, фосфатами. Содержание глауконита различное, от единичных зерен до 10-15%, количество пирита достигает 25%. Часто в породах присутствуют оолитовые структуры, выполненные пиритом и кальцитом, которые, по всей видимости, являются замещенными остатками организмов. В породах обильны конкреции пирита в виде неправильных пятен, отдельных кристаллов, размерами от нескольких см до слоев мощностью в 5-7 см. Текстура пород конгломератовидная, иногда брекчиевидная, часто неправильно-слоистая, со следами подводного перемыва и элементами оползания слабо консолидированного осадка.

В изученных средне-, и верхнеюрских отложениях широко распространены подводные перемывы, несогласия и размывы, фиксирующие стратиграфические перерывы присутствием в кварцевых песчаниках тёмно-зелёного, автохтонного, крупнозернистого неправильной формы глауконита и фосфата, залегающих непосредственно над перерывом, реже на 30-60 см выше его. Их появление обусловлено рецессией или процессом возобновления накопления осадков на морском дне после перерыва, вызванного морскими подводными течениями (Гейм, Наливкин, 1956).

На склонах положительных структур и в депрессионных зонах в условиях относительного глубоководья накапливались более тонкие осадки. Они представляют другой литогенетический тип из алевролитов, глин и мергелей, содержащих глауконит и фосфаты, и относятся к фациям относительно глубоководной части шельфа. Но на исследуемой территории мощность данных отложений невелика, измеряется первыми сантиметрами, и в качестве самостоятельной единицы данный тип не приводится.

8.3. Макрофации илового относительного глубоководья

Фации илового относительного глубоководья были широко развиты во многие эпохи юры и мела, представлены как правило, аргиллитами с прослоями алевролитов, переслаиванием аргиллитов и алевролитов, с частыми фациальными замещениями в окраинных частях бассейна (нижневасюганская подсвита). Аргиллитовые разности

хорошо выражены в зонах прогибов и депрессионных впадин. Морской глубоководный характер седиментации на всей территории Западно-Сибирского осадочного бассейна установился во время максимального развития позднеюрско-неокомской трансгрессии. Многими исследователями отмечаются небольшие глубины баженовского моря - осадконакопление в относительно глубоководной части затопленной шельфовой платформы осуществлялось на глубинах от 100-150 до 200 метров, в центральной части плиты на глубинах свыше 200-400 метров. Следы инфауны в породах баженовской свиты позволяют сделать вывод о присутствии кислорода в верхней части осадка баженовского моря в некоторые временные интервалы (Стратиграфия..., 2000).

Накопление отложений происходило в условиях медленной фоновой, преимущественно биогенной седиментации, в условиях отсутствия постоянных волнений и течений. Основной перенос осадков и дальнейшее его перераспределение по площади происходило во взвешенном состоянии, в верхней части водной толщи (Атлас литогенетических типов..., 1997).

Постоянный и длительный морской режим, обеспечивший достаточно спокойную гидродинамику среды седиментации и способы поступления осадочного материала в глубоководные зоны бассейна обусловил накопление монотонных тонкодисперсных вязких илов, обогащенных рассеянным органическим веществом, пиритом, кремнеземом, карбонатным и фосфатным материалом, а также карбонатных разностей (известняков, доломитов, сидеритов), с частыми реликтами скелетов радиолярий, вплоть до радиоляритов, которые характеризуют различные показатели солености, окислительно-восстановительные условия их накопления и темпы седиментации.

По данным биостратиграфии и геохимического изучения глинистых осадочных пород в наиболее погруженных участках существовал застойный характер придонных вод, плохая аэрация и участками сероводородное или углекислое заражение.

Макробентос глубоководных участков георгиевского и баженовского моря представлен крупными беспозвоночными животными (моллюсками, аммонитами, теутидами, белемнитами брахиоподами и гастроподами, ракообразными, а также рыбами). Микрофауна представлена различными фораминиферами, планктонными организмами, водорослями и т.п. (Подобина, 1974; Булынникова, Гольберт, Климова,

Конторович, Полякова, Решетникова, Турбина, 1978; Захаров, Сакс, 1983; Захаров, Шурыгин, 1985; Татьянан, 1985; Бладучан, Гольберт, Гулари. Захаров. Булынникова. Климова, Месежников, Вячкилева, Козлова, Лебедев, Нальняева, Турбина, 1986; Бладучан, 1987; Атлас моллюсков и фораминифер..., 1990; Подобина, 2000; Маринов, Меледина. Дзюба и др., 2006). Согласно проведенным исследованиям изучаемая часть разреза выделена в макрофазию илового относительного глубоководья. В ее составе выделены и описаны нижеперечисленные литогенетические типы, подробное описание которых с фотоматериалами в работе не приводится:

1. кремнистые породы (*силициты*) - радиоляриты, темно-серые, крепкие, мелкокристаллические, с незначительной примесью глинистого материала, мелкодисперсного фосфата, с ихтиодетритом, содержащие более 50% органического и хемогенного (SiO_2) вещества, представленного скелетами радиолярий, с включениями линзочек аутигенного кварца;
2. кремнисто-глинистые породы (органический и хемогенный (SiO_2), ракушняки и пелетовые известняки);
3. карбонатно-глинистые и глинистые породы (SiO_2 - примесь до 33%, глинистые ракушняки, глинистые пелетовые известняки, буровато-серые, плотные, однородные, крепкие, скрытокристаллические);
4. известняки-ракушняки, известняки кокколитофоридовые);
5. сапропелевые известняки и аргиллиты, содержащие примесь О.В. неясного происхождения;
6. Аргиллиты черные, плитчатые, пиритизированные, с пониженной битуминозностью, с отпечатками двустворок и фрагментарными обломками аммонитов.
7. аргиллиты битуминозные, черные, с коричневатым оттенком, массивные, часто горизонтально-слоистые, за счет прослоев обогащенных тонкокристаллическим пиритом и сидеритом, с остатками онихитов (теутейд) и редкими раковинами моллюсков, с прослоями листоватых разностей, радиоляритов, глинистых известняков, иногда в основании глауконит.

Глава 9. Литолого-петрофизическая зональность разнофациальных толщ и ее влияние на процесс разработки залежей углеводородов

Главной целью поведенного исследования являлось комплексное изучение юрско-меловых терригенных природных резервуаров, направленное на выявление литолого-петрофизической зональности разнофациальных толщ и определение степени влияния условий седиментации на разработку месторождений УВ.

Для достижения поставленной цели было проведено седиментологическое моделирование терригенных разнофациальных толщ с выделением литогенетических типов слагающих фациальные последовательности, принадлежащие континентальной, переходной и морской группам макрофаций (обстановок седиментации).

Затем на основе методики гидродинамических единиц потока, описанной в главе *«Методика прогноза фильтрационно-емкостных свойств природных резервуаров»*, в пределах каждой выделенной литофации определенного типа природного резервуара были получены корреляционные зависимости геофизических (данные ГИС), петрофизических (пористость, проницаемость), седиментологических и минералого-петрографических параметров коллектора. В результате комплексирования седиментологических и петрофизических параметров изученных терригенных резервуаров для каждой рассмотренной макрофации, сложенной набором определенных литогенетических типов отложений, было выделено оптимальное количество гидравлических единиц потока (HFU) и рассчитаны пороговые значения их индикаторов (FZI).

На основе полученных типовых моделей макрофаций в межскважинном пространстве для каждой из них было смоделировано распределения двух основных параметров коллектора - пористости и проницаемости с позиций методики HFU. В ходе исследований была определена последовательность моделирования, выявились неопределенности и возможные ошибки при применении методики HFU, были рассмотрены возможные пути их решения.

В качестве технической реализации разработанной методологии приводится пример интегрированного комплексирования петрофизических и седиментологических методов изучения сложно построенных терригенных резервуаров Западной Сибири.

9.1. Комплексное литолого-петрофизическое моделирование терригенных резервуаров с позиций интегрированного подхода

Разработка и апробация методологии комплексного литолого-петрофизического моделирования в целях построения корректной геостатической модели терригенного природного резервуара проводилась автором в составе научного коллектива Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (ЦППС НД, НИ ТПУ) в период 2002-2005 годов. В качестве главного объекта исследования было выбрано Крапивинское нефтяное месторождение, по причинам: 1) значительного объема геолого-геофизической информации; 2) проведенными сейсморазведочными работами (3D); 3) значительным фондом скважин и продолжающимся эксплуатационным бурением; 4) равномерным распределением по площади исследования разведочных скважин, пробуренных с отбором керна, и характеризующихся его наличием; 5) наличием обширной базы лабораторно-аналитических исследований. Обозначенные преимущества позволяли отработать методологию моделирования, выявить и усовершенствовать ее слабые стороны.

Выбранное в качестве примера Крапивинское нефтяное месторождение по оценкам большинства исследователей относится к категории сложнопостроенных, так как характеризуется: 1) значительной латеральной и вертикальной неоднородностью свойств резервуара; 2) совместной локализацией в залежах как трудно, так и хорошо извлекаемых запасов; 3) большой изменчивостью коллекторских свойств по разрезу; 4) «скачкообразным» поведением водонефтяного контакта (ВНК); 5) неравномерным распределением по площади высокодебитных скважин и низко продуктивных; 6) аномально высокими темпами обводнения отдельных скважин. Освоение таких месторождений происходит, как правило, неравномерно и приводит к быстрому истощению активных запасов и не подтверждению первоначальной оценки коэффициента извлечения нефти (КИН) и как следствие - к снижению промышленной и экономической значимости месторождения.

В результате пробной эксплуатации в 32 разведочных скважинах (на начало 2002 г.) проведено опробование и гидродинамическое прослушивание, что дало возмож-

ность оценить продуктивность залежей, как по разрезу, так и по площади. По результатам работ отмечено, что основной промышленный объект на месторождении - пласт Ю₁³ наиболее продуктивен в своей верхней части (индексируемой как пачка Ю₁^{3А}) в зоне наибольших дебитов, выделенной лишь в пределах северной части месторождения (район эксплуатационного куста №1).

Гидродинамические исследования проведены на 16 эксплуатационных скважинах (8 из них – на установившихся и неуставившихся режимах, 8 – только на неуставившихся режимах, вследствие низких буферных давлений (дебитов)). Промыслово-геофизические исследования по контролю над разработкой с целью определения профилей притока с попутным определением герметичности эксплуатационных колонн проведены в 15 добывающих скважинах.

Особенностью геологического строения залежей нефти основного объекта разработки - пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения является их локальное распределение в пределах покровно развитого природного резервуара. Для объяснений существующих различий в отметках ВНК по выделяемым залежам уже было построено несколько моделей, в основу которых положены тектонические, литологические, либо тектоно-литологические факторы, контролирующие зоны развития нефтяных полей.

На начало 2000-х годов в качестве основной модели при составлении технологической схемы разработки была принята литологическая модель ОАО «ТомскНИ-ПИНефть», в соответствии с которой, сложное распределение залежей УВ в пласте Ю₁³ на месторождении, объяснялось наличием в теле коллектора серии низко проницаемых песчаных полос, выполняющих роль фронтальных экранов (Белозеров, 2003).

Эксплуатационное бурение, проводимое на месторождении, показало, что по ряду участков наблюдается несоответствие построенной модели с полученными результатами. Так, бурение скважины №327 выявило, что зона литологического замещения коллектора находится западнее, прогнозируемой по данным сейсморазведки. Это привело к консервации бурения ряда эксплуатационных скважин куста №5.

Низкая фильтрационно-емкостная характеристика пласта Ю₁³ в скважинах №326 и №345, расположенных, согласно модели, в зоне промышленной нефтеносности, свидетельствовала о более масштабном развитии литологических экранов, формы которых

не были определены. В тоже время, положительные результаты бурения скважин №1001 и №1002, расположенных за пределами проектной сети скважин в юго-западной части центральной залежи, свидетельствуют о её расширении в этом направлении. Наметился и ряд труднообъяснимых явлений в режимах эксплуатации залежей.

Для отработки технологии моделирования в качестве исходных данных использованы: керновый материал по 68 разведочным скважинам, данные ГИС, результаты лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств керна, и гидродинамические исследования 366 скважин.

Выделение литогенетических типов пород и их типизация по разрезу и по площади проводилась на основании детальных литологических исследований керна. Типизация электрометрических моделей фаций и текстурно-структурный анализ керна позволили выделить 12 литогенетических типов пород, принадлежащих к 8 литолого-фациальным зонам, расположенным в пределах исследуемой территории.

Продуктивные пласты представляют собой сложно построенную систему разновозрастных и разнофациальных, неоднородных в литологическом плане резервуаров и разделяющих их, плотных углисто-глинисто-алевролитовых пачек, служащих локальными флюидоупорами.

Главный объект разработки - нефтеносный пласт Ю₁³ сложен алевролитами и песчаниками разной степени сортировки (от очень хорошей до плохой), массивными и косо-волнистослоистыми. Его накопление происходило в процессе регрессии морского мелководного бассейна, вызванной тектоническими подвижками, произошедшими в конце позднего келловоя – начале раннего оксфорда (Геологическая..., 2003). Морской генезис осадков подтверждается наличием в керне скважин фораминиферовых комплексов, обломков раковин морских организмов, специфических ихнофоссилий, присутствием зерен глауконита и хлорита. Значительная фациальная изменчивость пласта Ю₁³ обусловила неоднородность коллекторских свойств и эффективных мощностей резервуара. Согласно построенным картам изопахит, объединенным в единую карту для Крапивинско-Двуреченской зоны нефтегазонакопления, в которую входит одноименное месторождение, отслеживается увеличение мощностей пласта Ю₁³ на запад и юго-

запад, соответствующее формированию пласта преимущественно на западных склонах локальных поднятий, содержащих залежи УВ на данной территории.

Основной тип резервуаров прибрежного генезиса представлен регрессивными песками барового типа, для которых свойственен резкий переход в кровле пласта и постепенный в его подошве, что обусловлено изменением гранулометрического состава с увеличением зернистости песчаников снизу вверх по разрезу. Сверху вниз по разрезу усложняется структура порового пространства, уменьшаются размеры пор, сокращается их сообщаемость

9.1.1. Сейсмогеологическая характеристика Крапивинского нефтяного месторождения

В структурном отношении Крапивинское нефтяное месторождение приурочено одноимённому локальному поднятию, осложняющему юго-западный склон более крупного Моисеевского куполовидного поднятия расположенного в пределах южной части Каймысовского свода (юго-восток Западно-Сибирской плиты). Основная нефтеносность района связана с отложениями васюганской свиты (отложения горизонта Ю-I J_3Ox_{1-3})

В региональном структурном плане месторождение находится в южной части Каймысовского свода. Структура фундамента обусловлена разломами СВ-ЮЗ и СЗ-ЮВ простирания. На более крупномасштабных картах магнитных и гравитационных аномалий на территории месторождения прослеживаются разломы с теми же направлениями простирания. При этом наиболее протяженный и ярко выраженный разлом имеет СЗ-ЮВ простирание (в дальнейшем главный разлом). Разломы перпендикулярного простирания не пересекают главный разлом (Рисунок 9.1.). Расположение разломов по отношению к главному, а именно отсутствие аналогичных разломов по разные стороны от разлома указывает на сдвиговую природу главного разлома СЗ-ЮВ простирания.

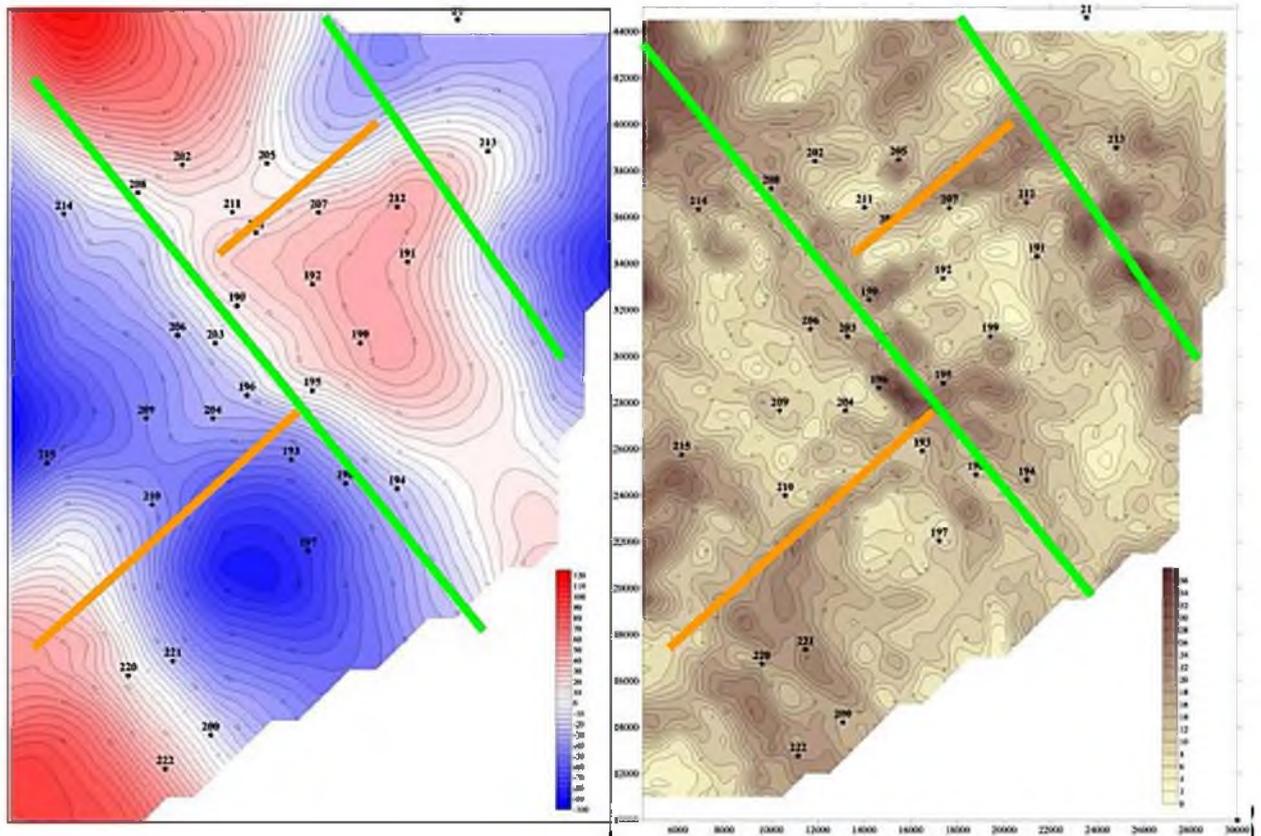


Рисунок 9.1 – Карта магнитного поля и градиента гравитационных аномалий (Геологическая..., 2003)

- разломы СЗ-ЮВ простирания
- разлом СВ-ЮЗ простирания

Для сдвиговых обстановок характерно сочетание деформаций сжатия и растяжения в зоне разлома, которые по-разному изменяют свойства коллектора. Главный разлом на временных разрезах выражен небольшими по протяженности 1-2 км узкими горстами и грабенами, при этом разлом отчетливо прослеживается по данным магнито- и гравиразведки при этом нельзя провести корреляцию между разломами на этих картах и разломами на временных разрезах поскольку они имеют разные координаты скважин. На северо-востоке месторождения прослеживается аналогичный разлом.

Образование разломов перпендикулярного направления произошло либо до образования главного разлома, в этом случае последовательность разломов на разных блоках главного сдвига должна повторяться. При такой последовательности возможно присутствие только горстов и грабенов с очень близким простиранием. Если же они

возникли в результате сдвиговых деформаций при движении блоков относительно друг друга, то в этом случае эти разломы будут образовывать структурные ассоциации характерные для сдвиговых обстановок горсты и грабены с более широким разбросом в азимутах простирания и присутствием «цветковых структур» - выдавливания пород.

Разломы СВ-СЗ простирания менее четко выражены на картах магнитных и гравитационных аномалий, но отчетливо прослеживаются на сейсмических разрезах. Эти разломы образуют узкие горсты шириной до 1 км и протяженностью 3-5 км.

Все они хорошо прослеживаются в фундаменте и на уровне коры выветривания по смещению сейсмических горизонтов. Выше при приближении к коллектору разломы обнаруживаются по излому сейсмических горизонтов и по уменьшению амплитуды. В коллекторе прослеживаются только единичные разломы на ЮВ месторождения.

Карты атрибутов доюрских отложений. Временная толщина тюменской и васюганской свит указывает на то, что накопление осадков происходило неравномерно по площади, в зонах развития горстов СВ-ЮЗ простирания время между фундаментом и кровлей баженовской свиты значительно меньше, чем там, где эти горсты отсутствуют (Рисунок 9.2.). Принимая во внимание отсутствие не согласий, можно сделать вывод о том, что на фоне общего опускания фундамента оно происходило неравномерно по территории и зоны над горстами были выше относительно других участков. Что в свою очередь оказывало влияние на состав осадков.

Кроме этого постепенное уменьшение амплитуды смещения вдоль разломов свидетельствует об уменьшении тектонической активности во время образования Тюменской и Васюганской свит. В обстановках растяжения эллипс напряжений имеет наименьшую величину напряжений перпендикулярно плоскости разлома. Поэтому эти зоны будут более активно проводить растворы, чем зоны сдвигов.

Поскольку на сейсмических разрезах нет явных признаков пересечения пласта Ю₁³ разломами, их влияние на свойства коллектора возможно по следующему механизму. Как правило, трещины сопровождающие разломы распространены в пространстве значительно шире и не обнаруживаются на прямую на сейсмических разрезах. В зависимости от типа трещиноватости зоны разломов будут проводящими или изоли-

рующими, определить эти параметры можно с помощью гидродинамического испытания скважин.

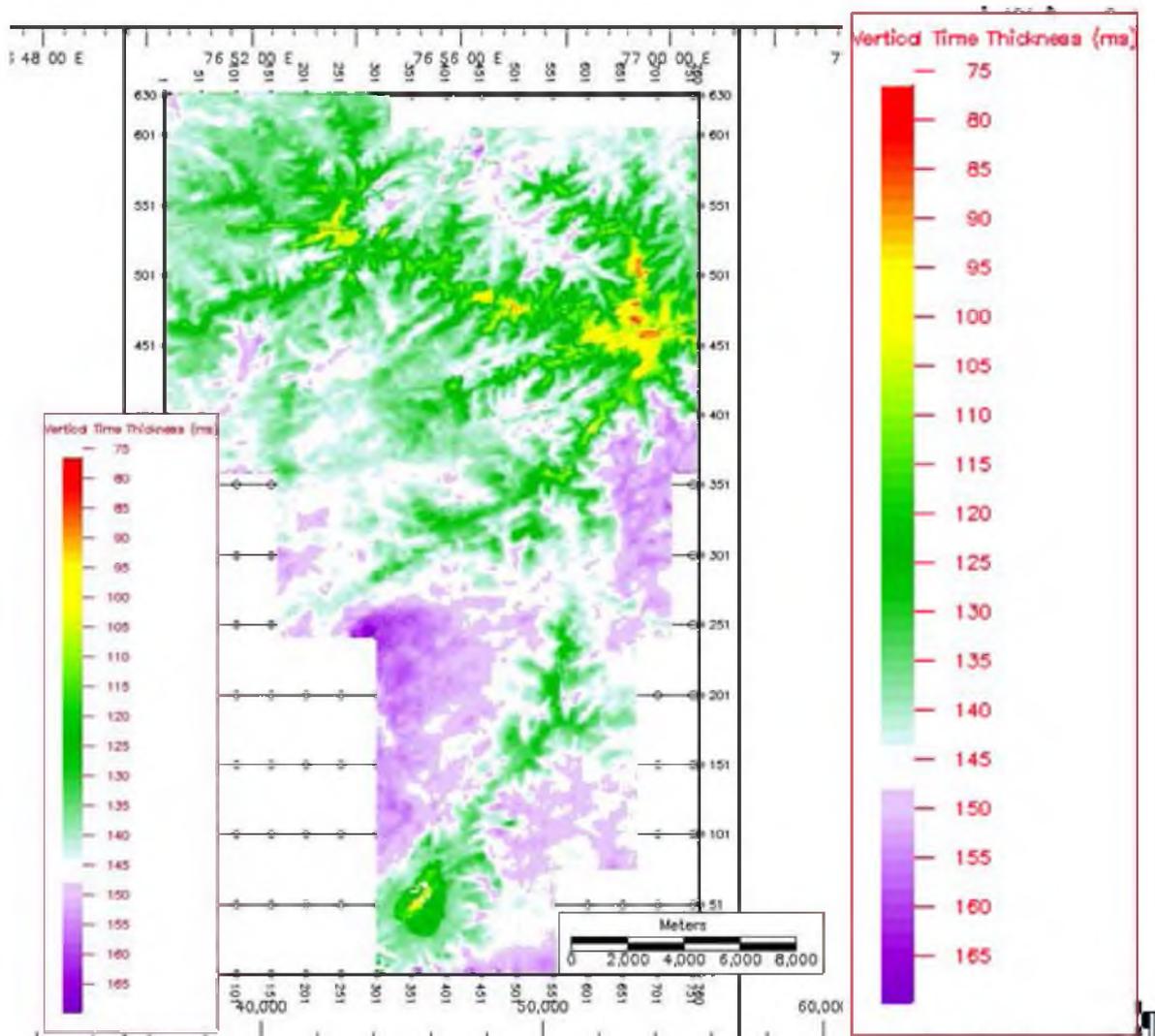


Рисунок 9.2 – Вертикальная временная толщина между фундаментом и кровлей баженовской свиты (Геологическая..., 2003)

Структурная эволюция участка месторождения выглядит следующим образом. На время образования коры выветривания фундамента поверхность представляла собой денудационную равнину, рельеф которой определялся ранее описанной системой разломов. На что указывает карта сейсмических атрибутов по коре выветривания фундамента (Рисунок 9.3.).

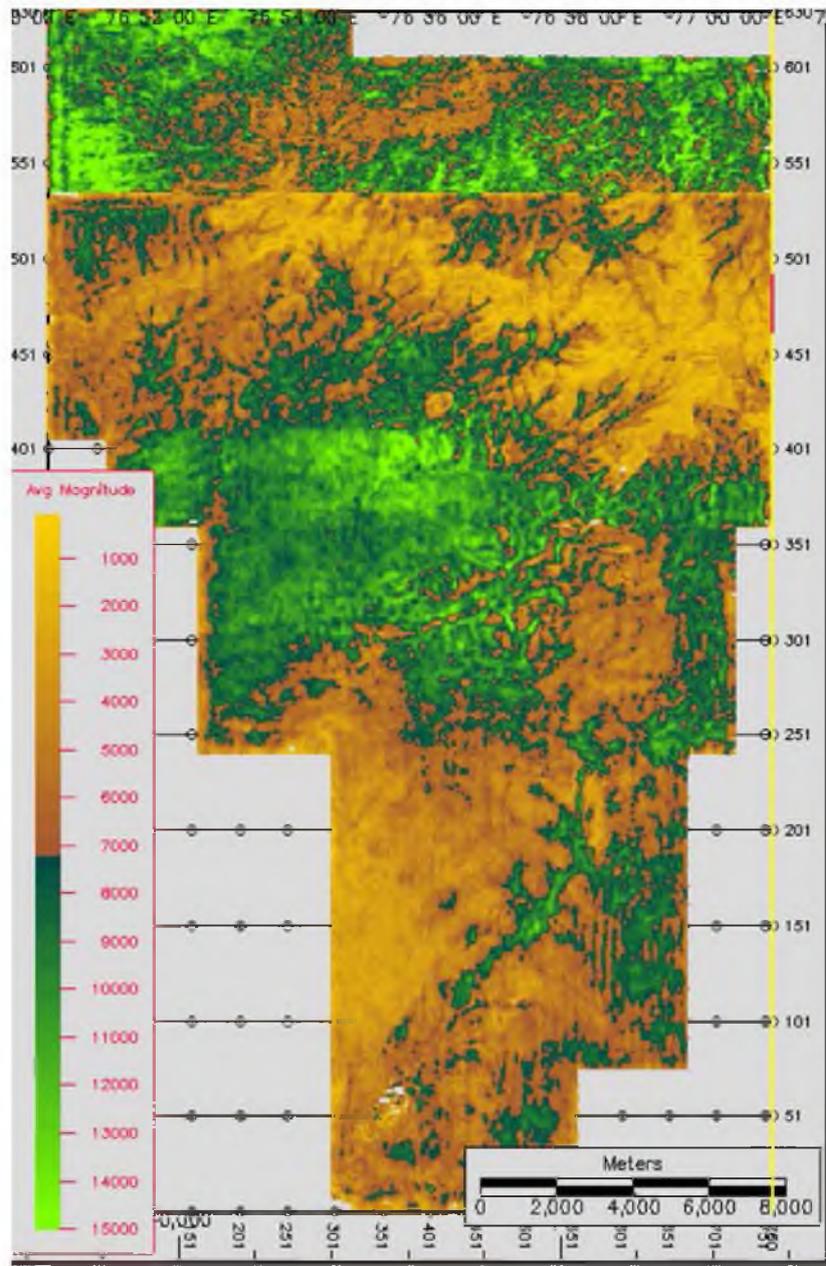


Рисунок 9.3 – Карта сейсмического атрибута - среднеквадратическая амплитуда (RMS) по коре выветривания фундамента (Геологическая..., 2003)

Далее во время образования Тюменской свиты стали преобладать обстановки речного осадконакопления, при этом направление течений было В-З и участки месторождения разделенные сдвигами имели речную сеть разного типа. Такой вывод можно сделать на основе карт сейсмических атрибутов между горизонтами В2 и В3. На СВ и ЮЗ преобладали меандрирующие русла, в центральной части реки с прямыми долинами (Рисунок 9.4 - а), что указывает на разный угол наклона этих участков в дальнейшем

это могло повлиять на осадконакопление пласта Ю₁³, в зоне баровых тел, с большим наклоном скорость изменения отложений по латерали больше (Рисунок 9.4 – б).

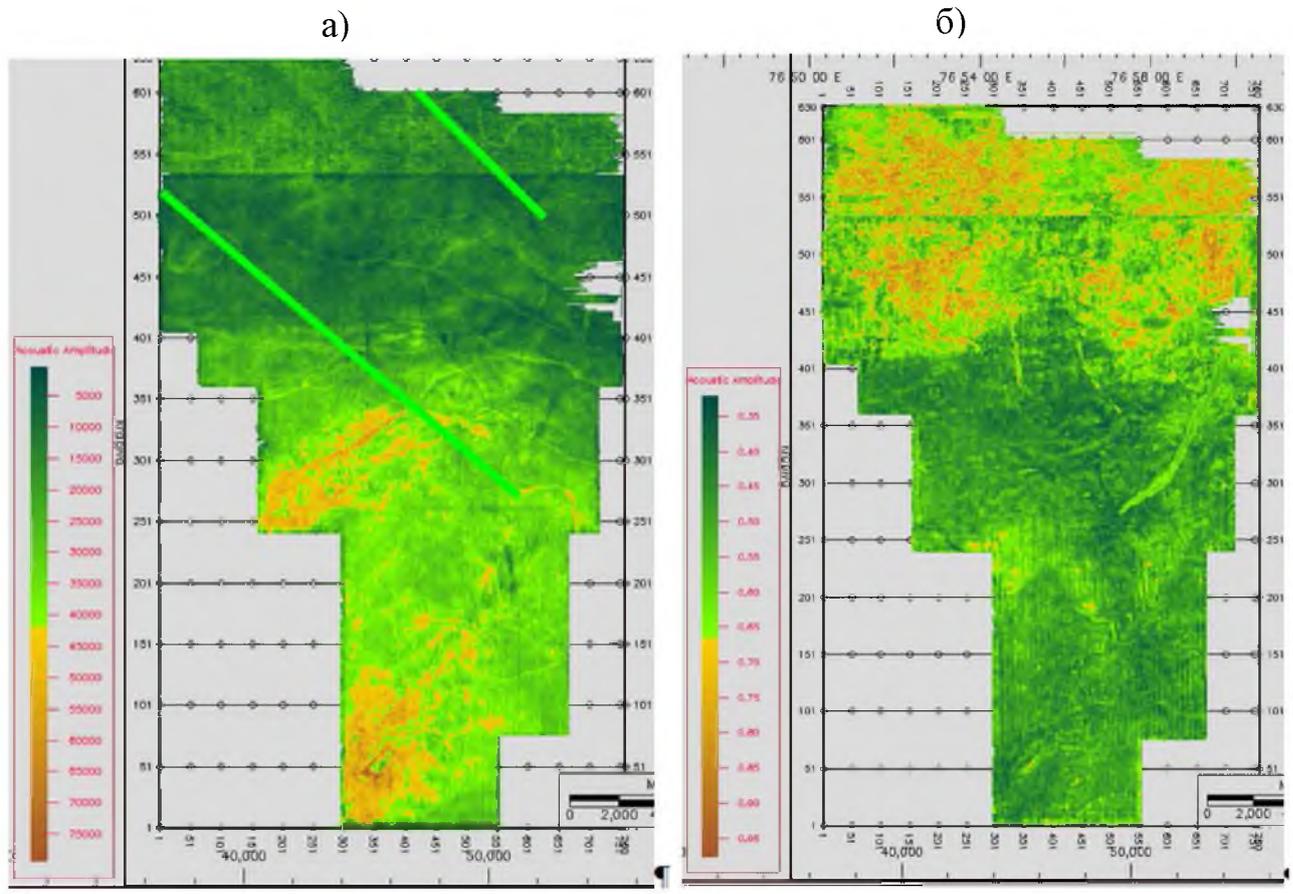


Рисунок 9.4 - Карта сейсмического атрибута - среднеквадратическая амплитуда (RMS) между горизонтами B2 и B3 (а); карта сейсмического атрибута - среднеквадратическая амплитуда (RMS) от горизонта B3 до B3-20 мс. (б)
(Геологическая..., 2003)

Карты атрибутов пласта Ю₁³. Согласно анализу карт сейсмических атрибутов можно выделить несколько сейсмофациальных зон границы, между которыми имеют СВ-ЮЗ простирание, эти зоны отличаются по амплитудным и фазовым характеристикам (Рисунок 9.5.). Границы между зонами на юге и в центре месторождения трассируются крупными горстами в фундаменте, граница на севере прослеживается менее четко, но так же приурочена к горстовым образованиям.

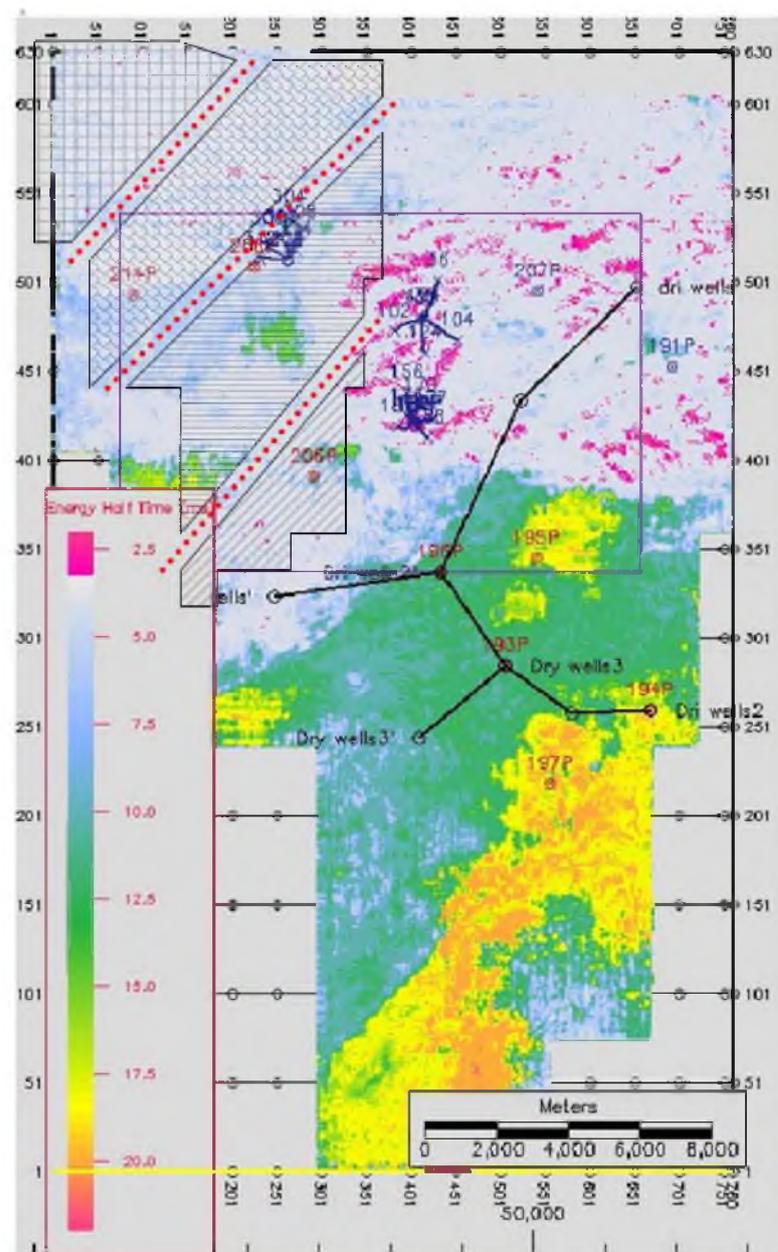


Рисунок 9.5 – Карта сейсмического атрибута - среднеквадратическая амплитуда (RMS) между горизонтом II а и +20 мс (Геологическая..., 2003)

9.1.2. Биостратиграфическая и литологическая характеристика келловей-верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения

Для целей стратиграфического расчленения верхнеюрской продуктивной толщи Крапивинского нефтяного месторождения были использованы фондовые данные микрофаунистического анализа, палинокомплексы (состав спор и пыльцы с количествен-

ными показателями, характеризующими отдельные стратиграфические единицы). Определения возраста проведены на керне скважин 191; 192; 194; 198; 199; 202; 205; 207; 208; 209; 210; 211; 213; 215.

На территории Крапивинского месторождения верхнеюрский комплекс отложенный носит полифациальный характер и выделяется в объеме васюганской, георгиевской, баженовской свит. Характерной особенностью отложений верхнего отдела юры является их регрессивно-трансгрессивно залегание на подстилающих отложениях тюменской свиты и наличие в верхней части разреза черный битуминозных аргиллитов баженовской свиты, являющихся прекрасным региональным, литолого-фациальным и хронологическим репером (Рисунок 9.6.).

Своеобразное литолого-фациальное положение отложений верхнего отдела юры, несмотря на миграцию отдельных фациальных комплексов, обеспечило достаточную синхронизацию верхней границы этих осадков, в то время, как у большинства свит меловой системы многими исследователями отмечается значительно скользящие во времени границы продуктивных отложений.

Подощва верхнеюрских отложений, проводимая по подошве трансгрессивного пласта Ю₂⁰, имеет менее четкие границы и во многих случаях проводится по промыслово-геофизическим показателям с большей долей условности. Пласт Ю₂⁰, сформированный в условиях мелководного морского бассейна, представлен мелкозернистыми алевролитами, алевритистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Характерным является уменьшение зернистости песчано-алевритовых пород вверх по разрезу, что подчеркивает трансгрессивный характер его осадков. Характерным является уменьшение зернистости песчано-алевритовых пород вверх по разрезу, что подчеркивает трансгрессивный характер его осадков.

На нижнекелловейских аргиллитах согласно залегает прибрежно-морской полифациальный верхнеюрский терригенный комплекс, содержащий залежи Крапивинского месторождения. Комплекс пород верхнеюрского возраста, выделяемый в объеме горизонта Ю-1, вскрыт всеми пробуренными разведочными и эксплуатационными скважинами, общая мощность отложений варьирует в пределах от 20-30 м, эффективная мощность составляет 15-24 м.

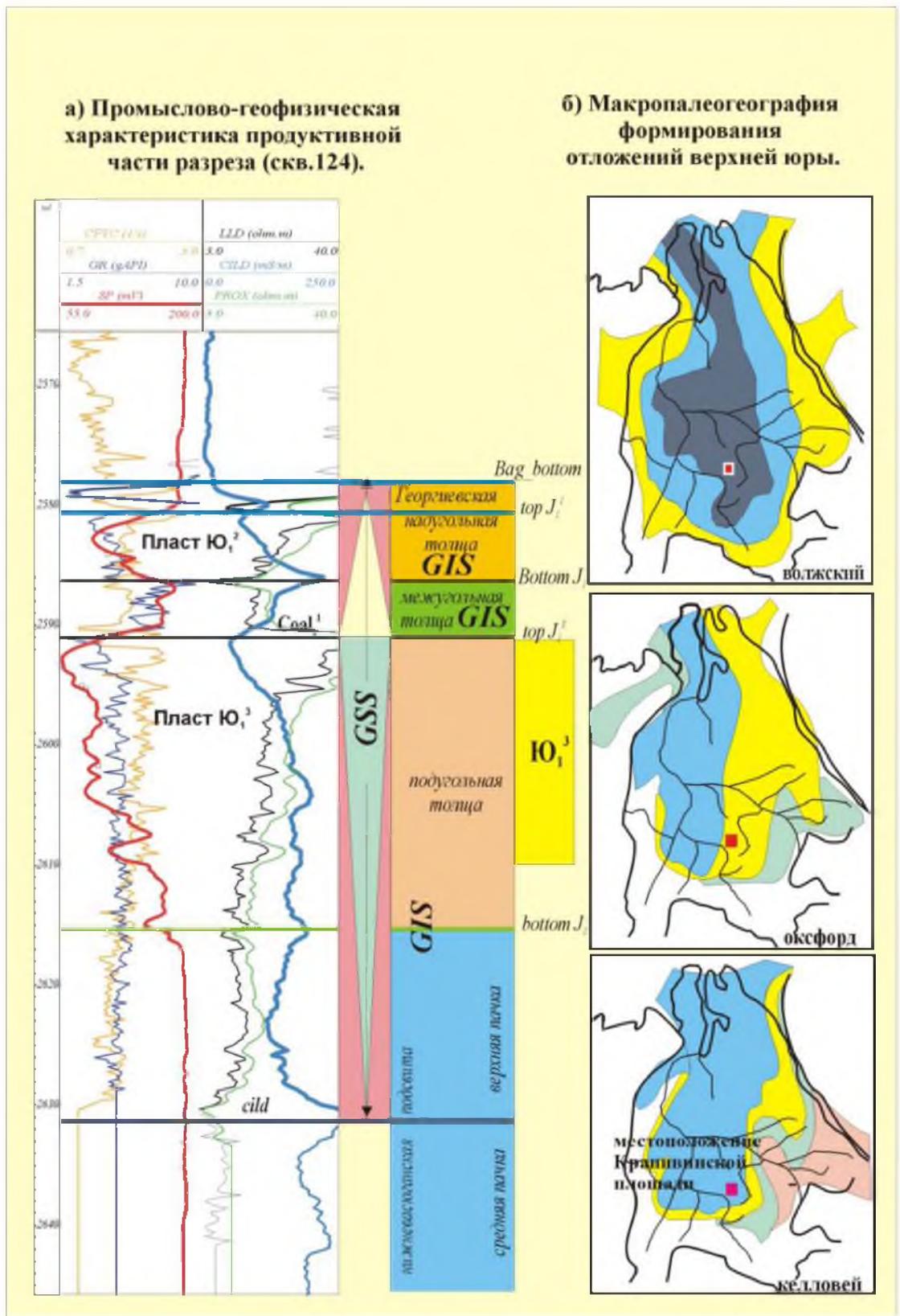


Рисунок 9.6 – Выделение продуктивного горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения на основе характеристики реперных горизонтов (по В.Б. Белозерову, 2003)

Согласно (Решения..., 1991) отложения васюганской свиты выделены в объеме келловей-оксфорда ($J_2k1 - J_3ox_{1-3}$). Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю (глинистую), имеющую келловей-раннеоксфордский возраст, и верхнюю (существенно песчанистую), ранне-позднеоксфордского возраста. Нижняя подсвита сложена темно-серыми, иногда битуминозными аргиллитами, аргиллитистыми плотными крепкими глинами с прослоями алеврито-песчанистого материала. Для пород характерны включения пирита, прослойки глинистого сидерита, намывы обугленного растительного детрита. Встречаются обломки раковин пелеципод и аммонитов (Решения..., 1991).

В наиболее полных разрезах нижневасюганской подсвиты выделяются, согласно схеме 1991 г. три пачки (Рисунок 9.7.). **Верхняя** и **нижняя** сложены аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников, средняя – толщей глин (Белозеров В.Б. и др. 1980). **Нижняя пачка** хорошо выражена в разрезах во впадинах. На сводовых частях поднятий наблюдается ее опесчанивание. В данных разрезах песчаный аналог глинистой нижней пачки носит название пласта $Ю_2^0$. **Средняя пачка** хорошо прослеживается по латерали и опесчанивается в восточном направлении (зона перехода васюганской свиты в наунакскую). Для **верхней** пачки нижневасюганской подсвиты характерны частые фациальные замещения, которые индексируются, как пласты $Ю_1^6$, $Ю_1^5$ и $Ю_1^4$.

В пределах Крапивинского месторождения отложения нижневасюганской подсвиты присутствуют не в полном объеме. Вскрыта подсвита практически всеми скважинами, пробуренными в пределах структуры (за исключением скв. 190, 194, 209, 212). Общая ее мощность в пределах месторождения достаточно выдержана и составляет в среднем 25 – 30 м.

Нижняя пачка (пласт $Ю_2^0$), сформирована в условиях мелководного морского бассейна, в литологическом плане представлена мелкозернистыми алевролитами, алевритистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Характерным является уменьшение зернистости песчано-алевритовых пород вверх по разрезу, что подчеркивает трансгрессивный характер осадков. На мелководно-морской генезис указывает присутствие редких включений глауконита, наличие коколитофорид, глауконитовый

и пиритовый поровый и пленочный цемент, сидеритовые оолиты и крупные пиритовые и сидеритово-лимонитовые стяжения, установленные в разрезах.

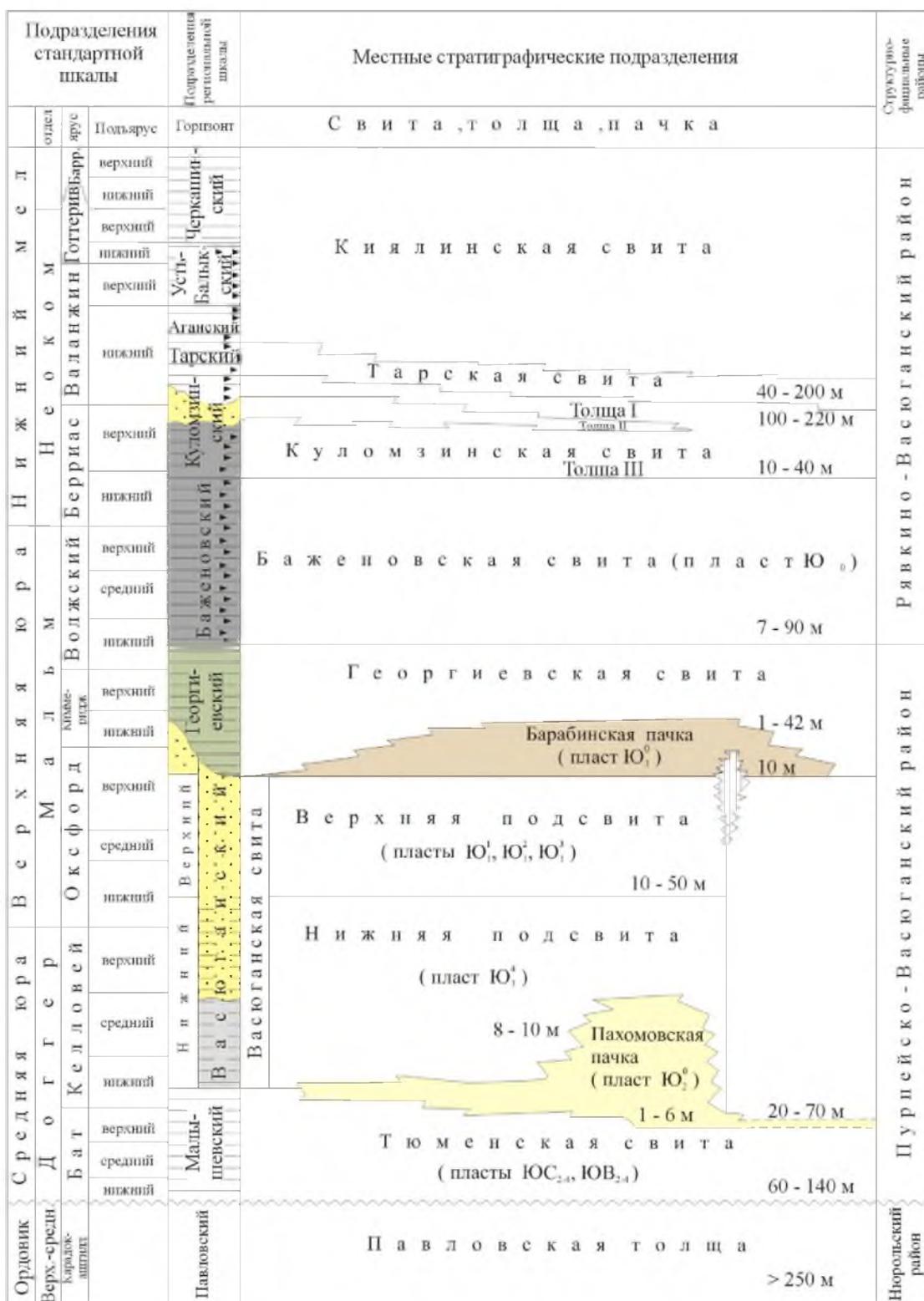


Рисунок 9.7 – Фрагмент стратиграфической схемы палеозоя-мезозоя Западной Сибири (Решения..., 1991)

Средняя пачка, выделяемая как группа песчаных пластов Ю₁⁶, Ю₁⁵ нижне-среднекелловейского возраста отсутствуют.

Верхняя пачка (пласт Ю₁⁴) сложена глинами и тонкозернистыми алевролитами, присутствует в разрезах практически всех скважин, но как таковая на месторождении не выделяется, так как не представляет интереса в нефтепоисковом отношении. Часто разрез представлен тонкослоистым переслаиванием аргиллитов с алевролитами. По промысловой характеристике ГИС, на кривой спонтанной поляризации (ПС) во многих скважинах наблюдаются отрицательные аномалии, часто примыкающие к вышележащему пласту Ю₁³.

Возраст нижневасюганской подсвиты по находкам аммонитов, двустворок, фораминифер, комплексов диноцист определяется в объеме от конца позднего бата до начала раннего оксфорда включительно (Меледина, 1994; Проблемы стратиграфии..., 1995; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2000).

На Крапивинской площади пласт Ю₁⁴ содержит келловей-раннеоксфордские палинокомплексы (данные О.Н. Костеша, В.М. Кабановой, 1996, ТГУ), комплексы фораминифер и аммонитов, брахиоподы (определения Е.В. Полковниковой, Г.М. Татьянина, 1996, ТГУ, А.Н. Алейникова, 1997 СНИИГГиМС). По комплексам фораминифер зоны *Dorothia insperata* - *Trochammina rostovzevi* установлен средний-позднекелловейский возраст отложений подсвиты (скв. №191), где обнаружены представители видов родов *Ammobaculites Lapidus Gerke et Shar.*, *Glomospira Oxfordiana Shar.*, *Kutsevella*. В аргиллитах скв. №213 (инт. 2736,2 - 2741,2 м) определены *Recurvoides scherkalyensis Levina*. В скв. №194 помимо фораминифер *Recurvoides scherkalyensis Levina* и *Recurvoides singularis Lutova* в керне (2737 - 2744,5 м) обнаружены и отпечатки раковин аммонитов. Уровень позднего келловей установлен А.Н. Алейниковым (СНИИГГиМС) в скв. №209 (2795 – 2800) по находкам аммонитов *Quenstedtoceratinae gen. et.sp.indet.* Очень интересный комплекс аглютинирующих фораминифер с доминантами *Ammobaculites sp.* определен в скв. №209.

В составе верхней подсвиты, по материалам ГИС отчетливо выделяется группа песчаных пластов, относимых по индексации геологического совещания в Правдинске к верхневасюганской подсвите горизонта Ю-I (п. Правдинск, 1965г.). Томскими геоло-

гами верхневасюганская подсветы подразделена на три толщи: *подугольную* (регрессивную прибрежно-морского генезиса, пласты Ю₁⁴, Ю₁³); *межугольную* (регрессивно-трансгрессивную, переходную) и *надугольную* (трансгрессивную, прибрежно-морского генезиса, пласты Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰) (Белозеров, Брылина, Даненберг, 1989). А.М. Казаковым в стратиграфических целях было предложено назвать эти стратиграфические подразделения соответственно: нижней, средней, верхней пачками, так как в пределах Крапивинской структуры в разрезах скважин не наблюдается угольных пластов, между которыми были бы заключены глинистые отложения, разделяющие пласты Ю₁³ - Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰ (Решения..., 2003).

Согласно принятой в ОАО «ТомскНИПИнефть» индексации проницаемых пластов горизонта Ю-1 для Каймысовского свода (Уточнение..., 1996: Уточнение..., 2000) при пробной эксплуатации месторождения принята индексация с выделением песчаных пластов Ю₁² и Ю₁³⁻⁴. Все выделенные стратиграфические подразделения имеют четкую стратиграфическую характеристику по фораминиферам и спорово-пыльцевым комплексам.

Пласт Ю₁³⁻⁴ вскрыт всеми пробуренными скважинами. Представлен серыми, мелко-среднезернистыми массивными, реже слоистыми песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глинистых пропластков, слюдистыми, слабо карбонатизированный, с редкими включениями обугленного растительного детрита и обломков фауны. Общая мощность пласта в пределах северо-западной (*северный купол - район скважин №208; №314*) и южной части (*район скважин №220, №221, №222, №223*) характеризуется наибольшими значениями (15-20 м). На южной периклинали и в северо-восточном направлении она не превышает 10-12 м. В периферийных частях структуры эффективная мощность несколько уменьшается. Пласт выделен как подугольная литологическая ритмотолща **Ю₁³⁻⁴** регрессивного типа.

Снизу вверх она подразделяется на три ритмопачки: **ритмопачка Ю₁^{3B}** - имеющая покровное распространение, залегает на глубине от 2663,8 м (скв. 191) - до 2786,2 м (скв. №210), имеет общую мощность 5-22 м и представлена мелкозернистыми серыми песчаниками и алевролитами полимиктового состава; **ритмопачка Ю₁^{3B}** имеющая преимущественно мелкозернистый состав песчано-алевритовых осадков с отдельными

прослоями крупно – и грубозернистых пород в кровельной части, общей мощности от 5 до 18 м и *ритмопачки* - $Ю_1^{3A}$, выявленной лишь в северной части месторождения.

Ритмопачка $Ю_1^{3A}$ залегает на глубинах - 2692,6 м (скв. №208) до 2746,8 м (скв. №216), в литологическом плане представлена разнозернистыми песчаникам, преимущественно кварцевого состава. Прослой более грубозернистого состава, по данным детального макроописания керна разведочных скважин, сосредоточены в средней и верхней частях пачки.

Фораминиферы, по которым установлен раннеоксфордский возраст подугольной ритмотолщи, определены в скважинах №191, №194. Это переходный комплекс с *Recurvoides scherkalyensis Levina* и *Recurvoides singularis Lutova* с отпечатками в керне раковин мелких брахиопод в скв. №194.

Сборный комплекс фораминифер, содержащий формы характеризующие отложения позднего келловоя низов раннего оксфорда выделен из керна в скв. №191. Это многочисленные *Ammobaculites igrimensis Bylyn.et.Levina*, *Recurvoides scherkalyensis Levina*, *Recurvoides singularis Lutova*, *Haplophragmoides* и др. формы. Комплекс многочисленный, хорошо определяемый. Помимо микрофауны, в керне скважин обнаружены макроостатки – отпечатки и раковины двустворок, пиритизированные остатки раковин ладьеногих моллюсков, мелкие брахиоподы. В скважинах №202, №205, №208, №209 датировка раннего оксфорда подтверждается спорово-пыльцевыми комплексами.

Межугольная ритмотолща в пределах изученной территории имеет повсеместное распространение, характеризуется преимущественно глинисто-алевритовым составом, с подчиненным положением тонкозернистых алевритовых и песчаных пропластков и не имеет в своём составе свойственных ей угольных пропластков. В кровле толщи залегает своеобразная глинисто-аргиллитовая пачка, темно-серая, с буроватым оттенком, плотная, интенсивно пиритизированная.

Достаточно уверенно эта глинистая толща характеризуется по данным гаммакаротажа, нейтронного и индукционного каротажей. В подошве межугольной толщи отмечается наличие плотного пропластка, хорошо выделяемого по высоким значениям кажущегося сопротивления и очень низким показаниям ГК. По скважинам северо-западной части месторождения (скв. №187) эта часть разреза представлена глинистыми

известняками, имеющими промыслово-геофизическую характеристику близкую к угольным пластам. Мощность пачки довольно устойчива во всех скважинах и составляет от 6 до 10 м. В северо-восточном направлении отмечается зона увеличенных мощностей межугольной толщи.

По палеонтологическим данным межугольная ритмотолща имеет средне-оксфордский возраст, подтвержденный в скв. №192, №205, №207, №210, №211, №213, №215. В скв. №192 обнаружен комплекс фораминифер, включающий в себя формы, характерные для позднего оксфорда, а также экземпляры особей, обитавших в ранне-среднеоксфордское время (*Recurvoides sp.*, *Glomospira Oxfordiana Shar.*, *Globulina alexandrae Dain*, *Dentalina sp.*, *Lenticulina sp.* и др. формы. В скв. №207, №205, №202, №208 и №209, помимо микрофауны обнаружен микрофитопланктон.

Пласт Ю₁² имеет несколько отличную литологическую характеристику. Отложения пласта вскрыты также всеми скважинами на месторождении, представлены хорошо отсортированными мелко- иногда среднезернистыми полимиктовыми песчаниками (более крупнозернистый материал в разрезах пласта не встречается) с каолинитовым цементом порово-пленочного типа, составляющим 7-10 % объема порового пространства породы. Общая и эффективная мощность пласта в пределах поднятия достигает 4-6 м. Открытая пористость и проницаемость песчаников уменьшается в южном направлении от 18 до 14 % и от 25 до 4 мДа. Пласт залегает на глубинах от 2665,8 до 2746 м.

По фораминиферам, обнаруженным в керне №192 скважины и скв. №199, а также по зональным аммонитам *Amoeboceras sp.* (скв.194) возраст пласта датируется поздним оксфордам – переходом к кимериджу.

В кровле пласта Ю₁² залегает своеобразная песчано-алевролитовая толща, выделяемая на территории Томской области в качестве барабинской пачки. Это особый, в литологическом плане, тип пород, отличный от всего верхнеюрского разреза. Характеризуется песчано-алевролитовым составом, наличием комковатых текстур, содержанием значительного количества глауконита и обладает слабой сортировкой обломочного материала. Вещественным выражением данного типа являются песчаники и алевролиты,

разнозернистые, плохо отсортированные, карбонатизированные, пиритизированные, фосфатизированные с глауконитом и морской фауной.

Приуроченность отложений к повышенным участкам Крапивинской группы структур объясняет повышенную зернистость пород, их локальное распространение, наличие в составе глауконита. Комплекс палеонтологических и литологических данных указывает на то, что начало трансгрессивного цикла приурочено к основанию надугольной толщи. Причем песчаный пласт Ю₁¹ и Ю₁⁰ имеют одинаковый мелководно-морской генезис с тождественным комплексом фауны.

Отложения георгиевской свиты на территории Крапивинской группы поднятий имеет небольшую мощность. Свита представлена монотонной глинистой толщей однообразного литолого-минералогического состава, темно-серого цвета с характерным зеленоватым оттенком. В керне скважин часто присутствует ихтиодетрит, многообразная микрофауна морского типа, обломки белемнитов, пелеципод и других организмов. В скважинах №198, №199 определены комплексы фораминифер и установлен уровень раннего кимериджа (Решения..., 2003).

Венчает разрез верхней юры битуминозная аргиллитовая толща **баженовской свиты**. Черные или буровато-черные плитчатые битуминозные аргиллиты баженовской свиты содержат редкие прослои карбонатов, и обычных пластичных глин, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками. Мощность свиты стабильна на всей территории и составляет в среднем 24-28 м. Баженовская свита имеет своеобразную промыслово-геофизическую характеристику, позволяющую легко вычленять ее в разрезах скважин, и является великолепным маркирующим горизонтом.

Таким образом, на территории Крапивинского месторождения проведенными исследованиями установлены четкие стратиграфические критерии для пород верхнеюрской толщи Крапивинского месторождения, заключающиеся в следующем:

1. Пласты горизонта Ю-I имеют свои узкие стратиграфические диапазоны. Внутри пласта Ю₁¹ проходит граница среднего и верхнего оксфорда, Ю₁² имеет преимущественно среднеоксфордский возраст, Ю₁³ - раннеоксфордский, в нижней части Ю₁⁴ проходит граница между оксфордским и келловейским ярусами (Атлас моллюсков..., 1990).

2. Все подразделения келловей-верхней юры охарактеризованы микро- и макрофауной, подкреплены спорово-пыльцевыми спектрами.

3. Определенные видовые формы фораминифер свидетельствуют о накоплении данной толщи в условиях шельфовой зоны. Найденные фораминиферовые ассоциации, встречаются в керне многих скважин, расположенных к северо-западу от Крапивинской группы поднятий (Дуклинская скв. №2), что позволяет предположить наличие на территории Томской области единой структурно-фациальной зоны северо-восточного направления.

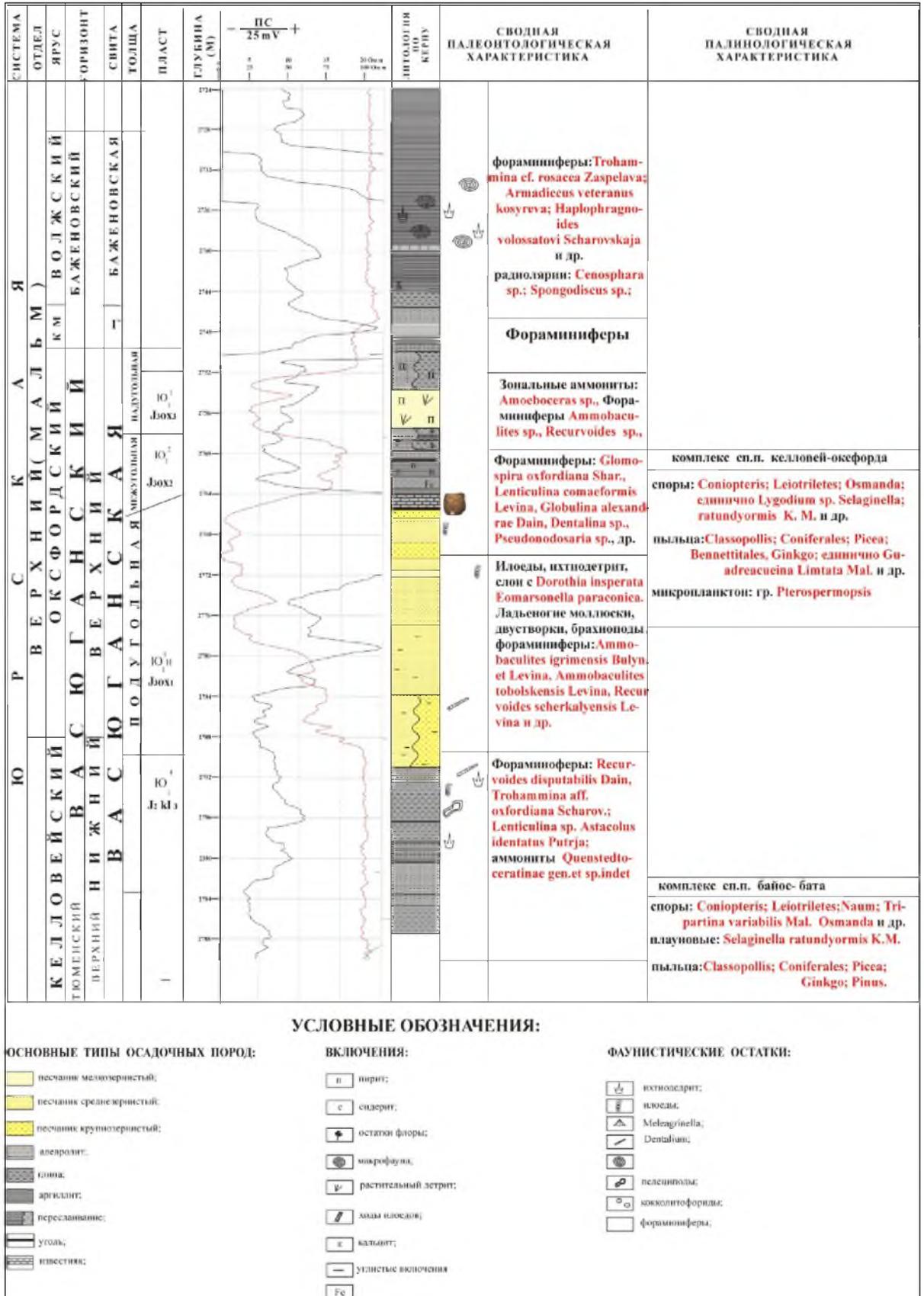
4. По единому фораминиферовому ряду, характеризующему все переходы от среднего-позднего келловей к раннему-среднему и далее позднему оксфорду, кимериджу следует предположить, что на протяжении всей позднеюрской эпохи седиментации в пределах изучаемой территории существовали единые условия осадконакопления, без стрессовых фациальных изменений.

Проанализированные палеонтологические и литолого-минералогические данные позволили составить сводный биостратиграфический разрез Крапивинского месторождения, приведенный на Рисунке 9.8

Следует отметить, что многие схемы корреляции песчаных пластов, построенные лишь на основе данных ГИС, без учета палеонтологических, фациальных особенностей и анализа мощностей, имеют низкую степень достоверности этих построений.

Согласно литолого-минералогической характеристике пород-коллекторов, основную роль в формировании продуктивных пластов васюганской свиты играют алевриты крупнозернистые и песчаники средне-мелко и мелкозернистые. По составу преобладают полевошпатово-кварцевые разности, реже кварцевые граувакки; меньшую роль играют мезомиктово-, полевошпато- и кремнекласито-кварцевые песчаники, а также аркозы. В строении пластов увеличение роли кварца приурочивается к верхней части пласта Ю₁³.

В фациальном отношении пласты коллекторы отвечают литогенетическим типам, сформированным в пределах регрессивных баровых тел, подробно описанных в подглаве 7.2., с. 355 «*Макрофации барьерно-баровых систем*». Для выделенных литотипов пород была проведена типизация петрофизических параметров (Рисунок 9.9.).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

<p>ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД:</p> <ul style="list-style-type: none"> песчаник мелкозернистый; песчаник среднезернистый; песчаник крупнозернистый; алевролит; глина; аргиллит; переслаивание; угля; известняк; 	<p>ВКЛЮЧЕНИЯ:</p> <ul style="list-style-type: none"> пирит; сидерит; остаток флоры; микрофауна; растительный астрит; моллюсков; кальцит; углевые включения; Fe 	<p>ФАУНИСТИЧЕСКИЕ ОСТАТКИ:</p> <ul style="list-style-type: none"> ихтиодетрит; илоеды; <i>Melagrinella</i>; <i>Dentalium</i>; пеллинолы; кокколитофориды; фораминиферы;
--	---	--

Рисунок 9.8– Сводный биостратиграфический разрез верхнеюрских Отложений Крапивинского месторождения (по О.С. Черновой, 2003)

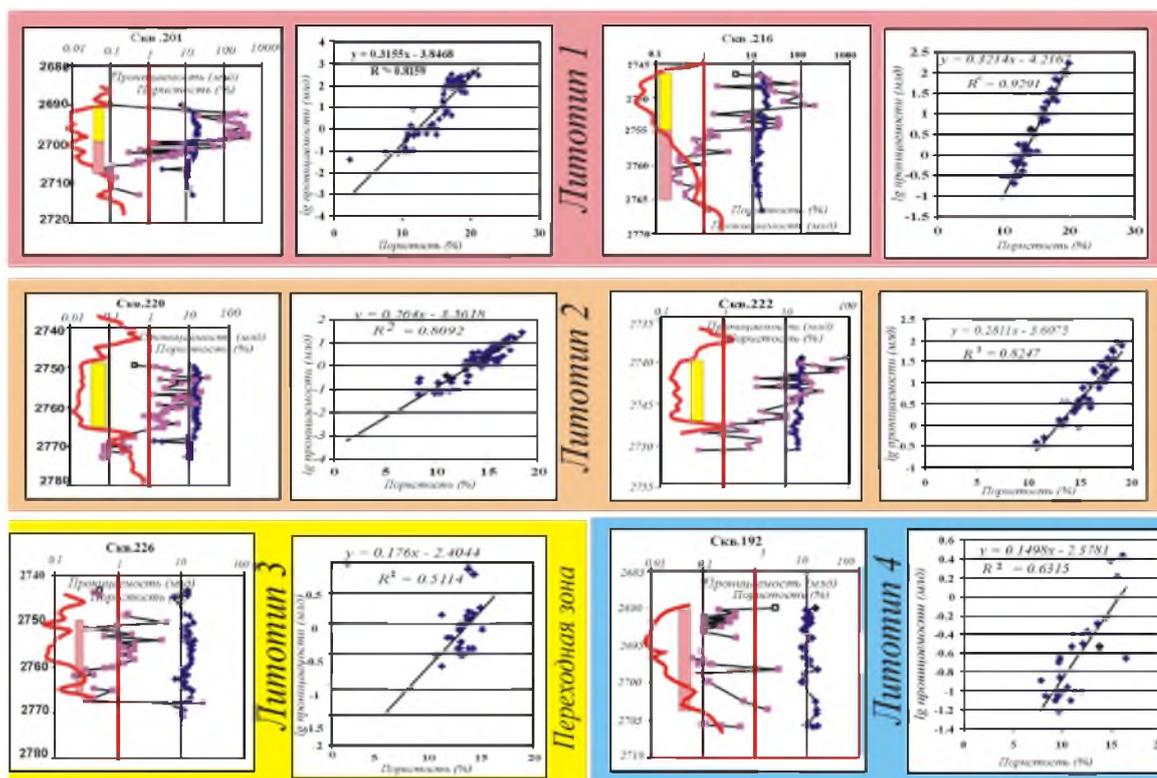


Рисунок 9.9 – Литологические типы разрезов фильтрационно-емкостной неоднородности пласта Ю₁³ (по В.Б. Белозеру, 2003)

I тип высокеемкостного коллектора вскрыт скважинами, пробуренными в северо-западной части Крапивинской структуры (район эксплуатационного куста №1) и генетически связан с отложениями I литотипа, отвечающего центральной части крупной постройки регрессивного барового генезиса. Формирование коллектора I типа обусловлено условиями мелководно-морского осадконакопления в зонах активной гидродинамики. Зона распространения коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными параметрами контролируется определенными палеогипсометрическими отметками палеорельефа.

II тип коллектора продуктивного пласта Ю₁³ также связан с мощными регрессивными песчаными телами барового типа, развитыми в районе эксплуатационного куста № 2 (скважины №433 - №191Р). Их отличительными признаками является увеличение зернистости вверх по разрезу и соответственно улучшение емкостных и фильтрационных свойств при снижении остаточной водонасыщенности. В структуре порового пространства преобладают поровые каналы больших размеров. По сравнению с кол-

лекторами I типа они обладают более низкой проницаемостью, хотя по макропризнакам практически неотличимы.

Для описанных типов характерно сочетания высокопроницаемой песчаной пачки в кровле пласта и низкопроницаемой в средней и нижней его частях, где величина фильтрационного параметра составляет 1-3 мд. и ниже. Форма кривой ПС каротажа для данного типа имеет воронкообразный вид. В зависимости от значений коллекторских свойств кровельной части пласта в первом типе можно выделить три подтипа - подтип 1а, где величина проницаемости составляет сотни и первые тысячи милитарси, подтип 1б, для которого эти значения изменяются от десятков до сотен милитарси и подтип 1в, характеризующийся снижением этого параметра до первых десятков милитарси.

III тип коллектора приурочен к склоновым частям песчаных баровых тел. Он характеризуется прерывистым послойным нефтенасыщением и развит только в пределах скважин: №102, №59, №201, №156. Для этого типа разреза значения проницаемости по пласту в целом не превышают 1-2 милитарси и лишь в редких случаях отмечаются единичные прослои со значением проницаемости первые десятки и даже сотни милитарси. Форма кривой ПС каротажа резервуара характеризуется воронкообразным видом.

Подобные генетические типы высокеемкостных коллекторов зафиксированы в направлении от Крапивинской до Карандашовской, Западно-Моисеевской и Двуреченской площадей. Сопоставляя полученные результаты седиментологических исследований с данными региональной геологии, следует ожидать наличие зоны высокеемкостных коллекторов I и II генетических типов, связанных с регрессивными песчаными телами барового типа вдоль всего восточного склона Каймысовского свода.

Перспективные продуктивные **коллектора IV генетического типа** наиболее распространены на изучаемой территории и занимают ее большую часть (скважины №220, №222, №223, №209, №206, №210, №218, №204). Они приурочены к отложениям, сформированным на участках водного бассейна с пониженной и средней гидродинамической активностью среды осадконакопления. Этот тип коллектора присущ песчаными телам отмелевого типа (подводным песчаными языкам). Появление коллекторов

этого типа также возможно в зоне, связанной с нижней частью зарождающихся регрессивных песчано-алевритовых тел барового типа (нижняя и средняя части барового тела).

В данном типе значения проницаемости пласта $Ю_1^3$ изменяются в пределах от 1-2 до 10 мД. Участки повышенной проницаемости могут быть приурочены как кровельной части пласта (скв. №225, №197), так его средней (скв. №194, №198) и нижней (скв. №218, №226) частям, что отражается в сложнопостроенной форме кривой ПС каротажа.

В восточных частях Крапивинской площади распространены малоперспективные коллектора преимущественно *V и VI генетических типов*. Их накопление происходило в наиболее приподнятых структурных зонах, в сводовых частях локальных поднятий III порядка. В фациальном плане здесь происходило накопление литогенетических типов пород, отнесенных к зоне волнений фации прибрежно-морского мелководья. Породы характеризуются развитием горизонтальной, волнистой и линзовидной слоистости, обусловленной намывами обугленного растительного детрита и глинистых частичек. По составу песчано-алевритовые разности соответствуют полевошпато кварцевым грауваккам, имеющим низкие фильтрационно-емкостные параметры.

В соответствии с фациальной зональностью мелководного морского бассейна и седиментологической обстановкой, выделенные генетические типы коллекторов четко соответствуют определенным уровням палеогипсометрии, имеют определенные ассоциативные закономерности в распространении по площади и разрезу.

Итогом проведенных литолого-фациальных исследований является схема прогноза развития зон с улучшенными свойствами песчано-алевритовых коллекторов, составленная для Крапивинского нефтяного месторождения (Рисунок 9.10).

Охарактеризованные типы коллекторов достаточно хорошо проявляются при анализе сейсмогеологической информации, по результатам 3D сейсморазведки (Рисунок 9.11.) . Для участка месторождения было проведено одномерное сейсмическое моделирование. По результатам привязки сейсмических горизонтов к геологическим границам коллектор расположен между горизонтами В0 и первой нулевой фазой под горизонтом В1.

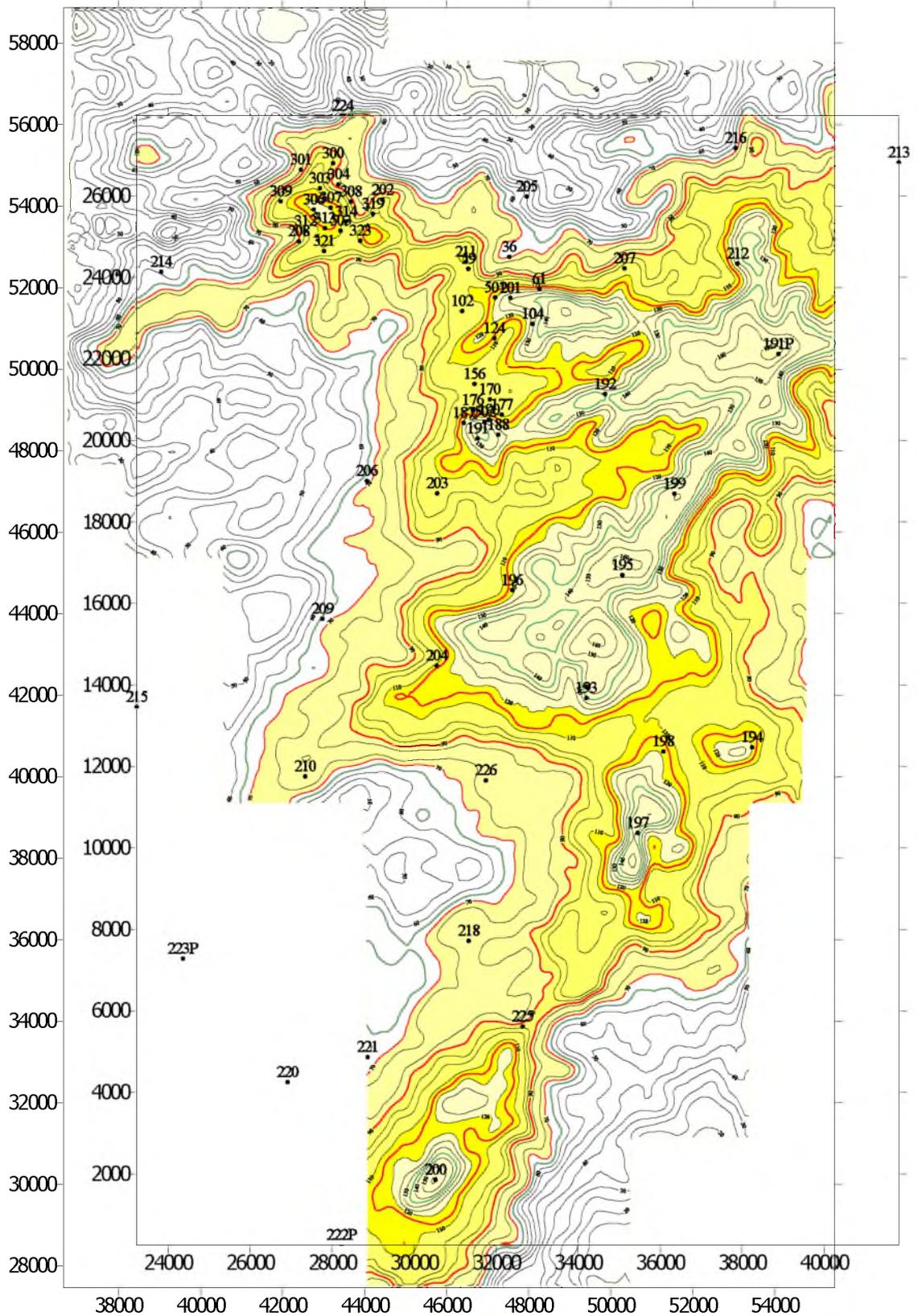


Рисунок 9.10 – Схема прогноза зон улучшенных коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения: 90 – 115 м – высокодебитные коллекторы; 70 - 90 м – дебиты от низких до средних; 65 – 70 м – низкие дебиты; ниже 65 м – «сухо»; выше 125 – 130 м – нет коллекторов (Составила О.С. Чернова, 2003)

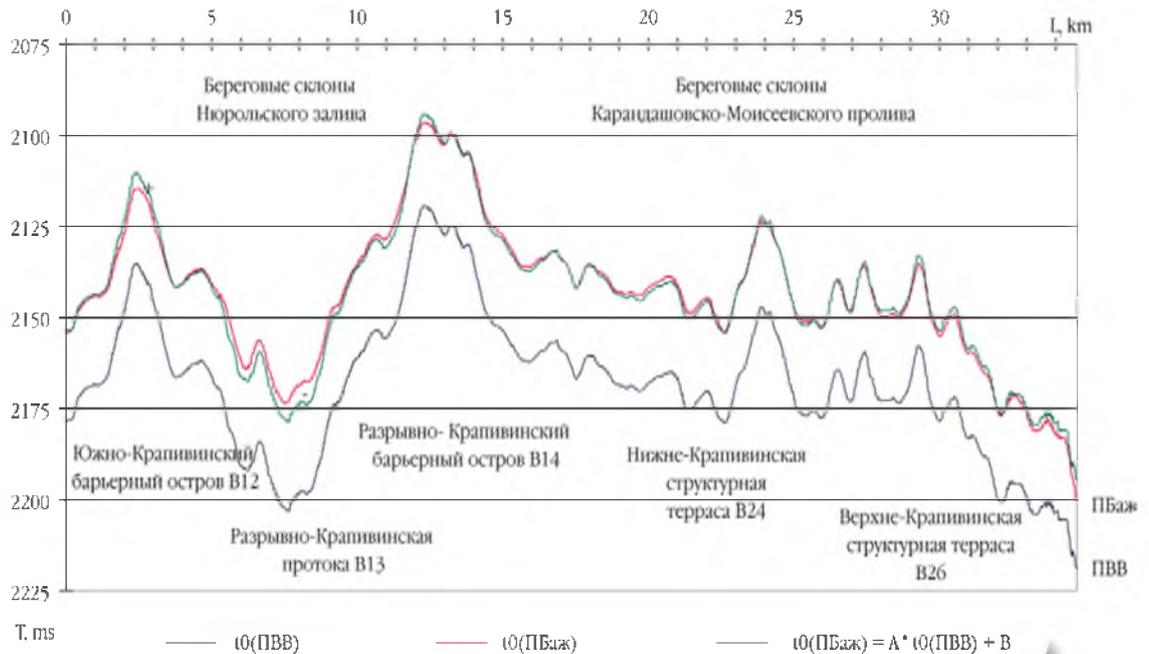


Рисунок 9.11 – Сейсмоморфологический анализ верхнеюрских горизонтов Пбаж и Пвв по 3D слалом-профилю Крапивинского месторождения (Геологическая..., 2003)

При моделировании четко можно проследить изменения в подошве пласта, моделирование для кровли затруднено ввиду близости сильного отражения от баженоской свиты, и тем, что картина усложняется присутствием пласта $Ю_1^2$. На полученных картах видно, что коллектор 1-го типа приурочен к зонам грабенов фундамента, напротив коллектор 3-го типа встречается над горстами фундамента (Рисунок 9.12.)

Коллектора первого типа характеризуются резким изменением акустической жесткости пород внутри пласта $Ю_1^3$, коллектора третьего типа наоборот имеют плавный переход по этому параметру. На основе этого моделирования можно сделать вывод о характере изменения физических свойств пласта по площади.

Так I тип коллектора, характеризующий наиболее высокочастотные песчаные разности, встречен только на северо-западе Крапивинской структуры (скв. №208 – №314). Его отсутствие наблюдается на северном, восточном и западном склонах Двуреченского поднятия, а также в присводовой части и на восточном склоне Западно-Моисеевской локальной структуры. В разрезах он находится в ассоциации с V типом

коллектора, соответствующим нижним частям барового тела. I и V типы коллекторов характеризуют тела, сформированные в единой фациальной обстановке.

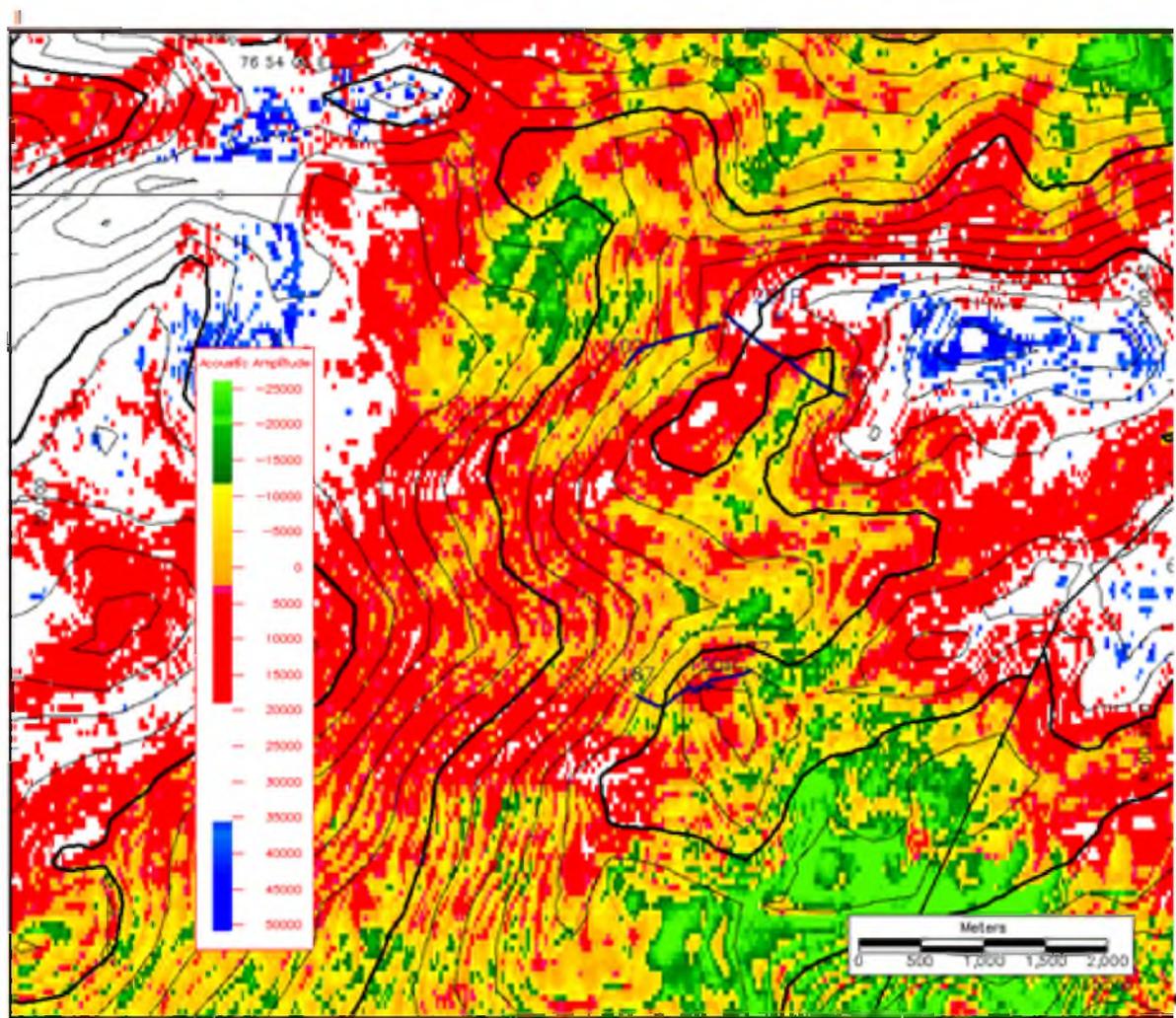


Рисунок 9.12– Суммарная амплитуда горизонтов B0 и B1 (Геологическая..., 2003)
Условными обозначениями разной цветовой гаммой показаны выделенные типы коллекторов: I – голубым; II – белым; III – желтым; IV – красным; V и VI - зеленым

II тип коллектора, развитый в пределах 2 куста, характеризует аналогичное песчаное тело барового типа. Поэтому, в ассоциации с ним, мы также встречаем V тип коллектора. В небольшой седловине, в склоновых частях разделяющих «высокоемкостной бар» и «среднеёмкостной бар» развиты II, III, V и VI типы коллекторов. Переход между разными баровыми постройками зафиксирован наличием коллекторов III типа, с прерывистым послойным нефтенасыщением (скважины №102, №59, №156).

На тектонической террасе (район скв. №220, №223, №222) широко развиты коллекторы IV типа со слабым развитием в основании песчаных отмелевых тел коллекторов V типа. В этом типе не наблюдается деление резервуара по коллекторским свойствам, для него характерно более однородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик в разрезе. Значения проницаемости здесь изменяются в пределах 10-100 мд., а форма кривой ПС-каротажа имеет блоковый вид.

Разрезы скважин №226, №225, №214, №224 в фациальном плане характеризуют склоновые части баровых и отмелевых песчаных систем. В северо-восточном направлении широко развиты коллекторы преимущественно V и VI типов, реже встречен IV тип.

На основе региональной геологии, выделенных литотипов, их пространственного распространения и установленного мелководно-морского генезиса отложений природные резервуары Крапивинской структуры по основному типу пород коллекторов прибрежного генезиса представлены регрессивными песками барового типа. Для них свойственен резкий переход в кровле пласта и постепенный в его подошве, что обусловлено изменением гранулометрического состава с увеличением зернистости песчаников снизу вверх по разрезу. Сверху вниз по разрезу усложняется структура порового пространства, уменьшаются размеры пор, и сокращается их сообщаемость.

В момент формирования аккумулятивных песчаных построек раннеоксфордского времени море намывало осадки с северо-запада и северо-востока по направлению к Каймысовскому своду. Этот материал затем был переработан волнами и вдольбереговыми течениями и формировал узкую гряду песчаных тел параллельно простиранию Каймысовского свода, в наиболее приподнятых частях, которого располагалась низменная островная суша.

Вдольбереговые течения с северо-запада текли в направлении на юг, омывая и перерабатывая прибереговые аккумулятивные формы. Благодаря такому направлению течений, западная часть Крапивинского месторождения могла находиться под флювиальным воздействием, в этом случае возможно приращение барового тела к берегу и формирование типичных континентальных фаций.

Сопоставляя полученные результаты седиментологических исследований с данными региональной геологии, следует ожидать наличие зоны высокоемкостных кол-

лекторов I и II типов, связанных с регрессивными песчаными баровыми телами и далее, вдоль восточного склона Каймысовского свода.

Характерен приближенный вариант воронкообразной формы кривой спонтанной поляризации (СП). В литологическом плане, нижнюю часть барового тела составляют разномерные алевриты и тонкозернистые песчаники; в средней части мелко-, и средне-мелкозернистые песчаники, а в кровле мелко-среднезернистые до разномерных песчаные разности. Снизу вверх по разрезу уменьшается и карбонатность пород, которая в совокупности с направленным изменением вещественного и гранулометрического составов обуславливает характеристики пород коллекторов регрессивных песчаников барового типа. Лучшие породы коллекторы располагаются в верхней части пласта при повышенных значениях пористости (до 20-27 %) и газопроницаемости (I и II типы коллектора). Снизу вверх по разрезу уменьшается остаточная водонасыщенность пород от 80-90 % до 20 – 25%.

Рассматривая территориальную приуроченность выделенных фильтрационных типов разреза можно отметить, что первый свойственен для севера и северо-востока Крапивинского поднятия, второй - южным и юго-западным районам, третий - центральной и восточной частям площади и четвертый локализован в виде узкой полосы разделяющей третий и первый тип разреза в северной части структуры. Для всех выделяемых типов характерна значительная дифференциация проницаемости по разрезу.

Изложенные выше результаты исследования по условиям седиментации, анализ литолого-фациальных и фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта Ю₁³ позволяют выявить основные закономерности распространения типов коллекторов Крапивинского резервуара (Рисунок 9.13.).

Объединенный анализ фациального районирования с выделенными типами фильтрационной неоднородности резервуара Ю₁³ и результатами пробной эксплуатации позволил построить прогнозную схему фациального районирования и увязать её с седиментационной моделью (Рисунок 9.14.).

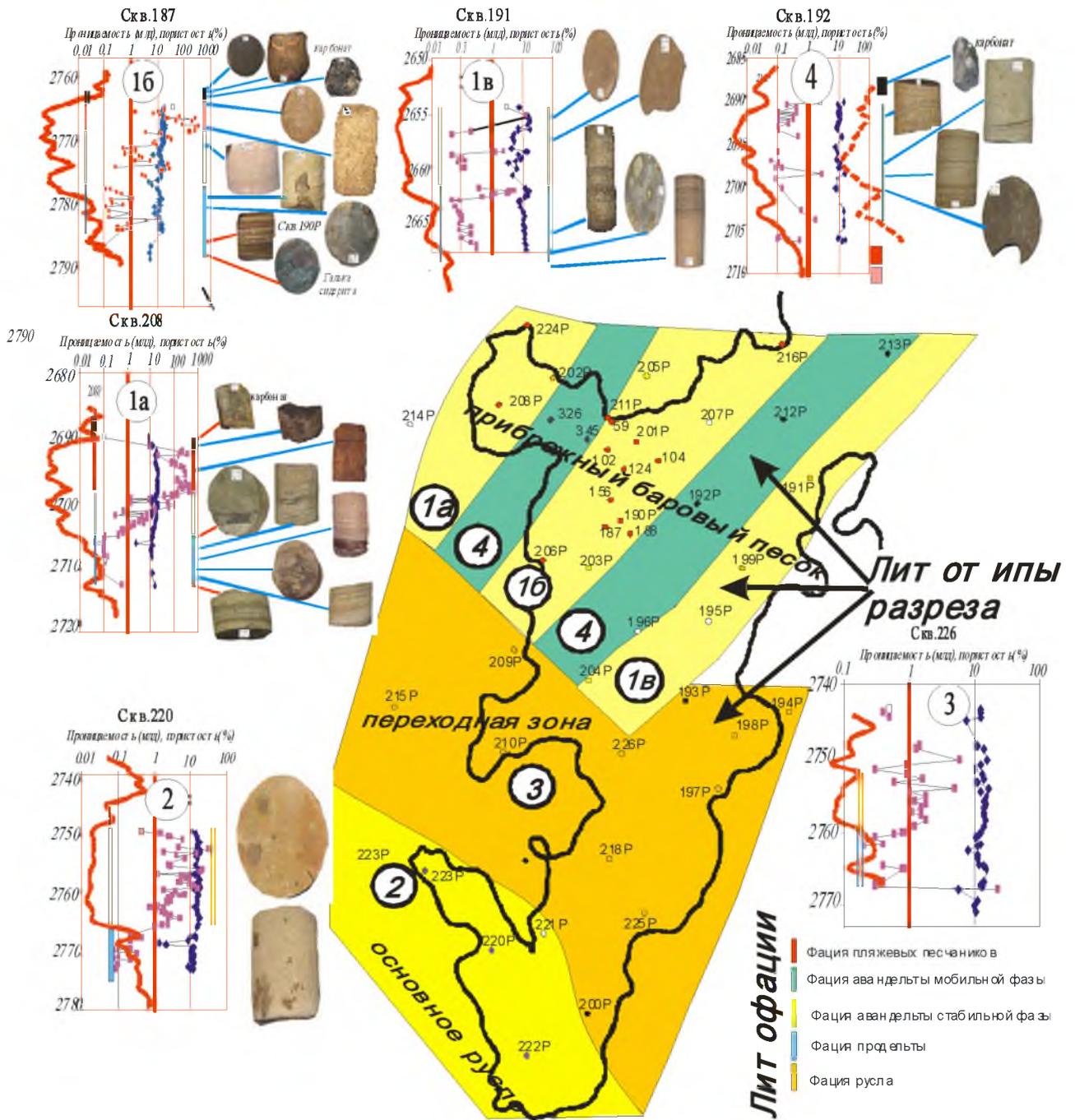


Рисунок 9.13 – Литолого-фациальная модель пласта Ю₁³, характеризующая пространственное распределение типы коллекторов пласта Ю₁³ (по В.Б. Белозеру, О.С. Черновой, 2003)

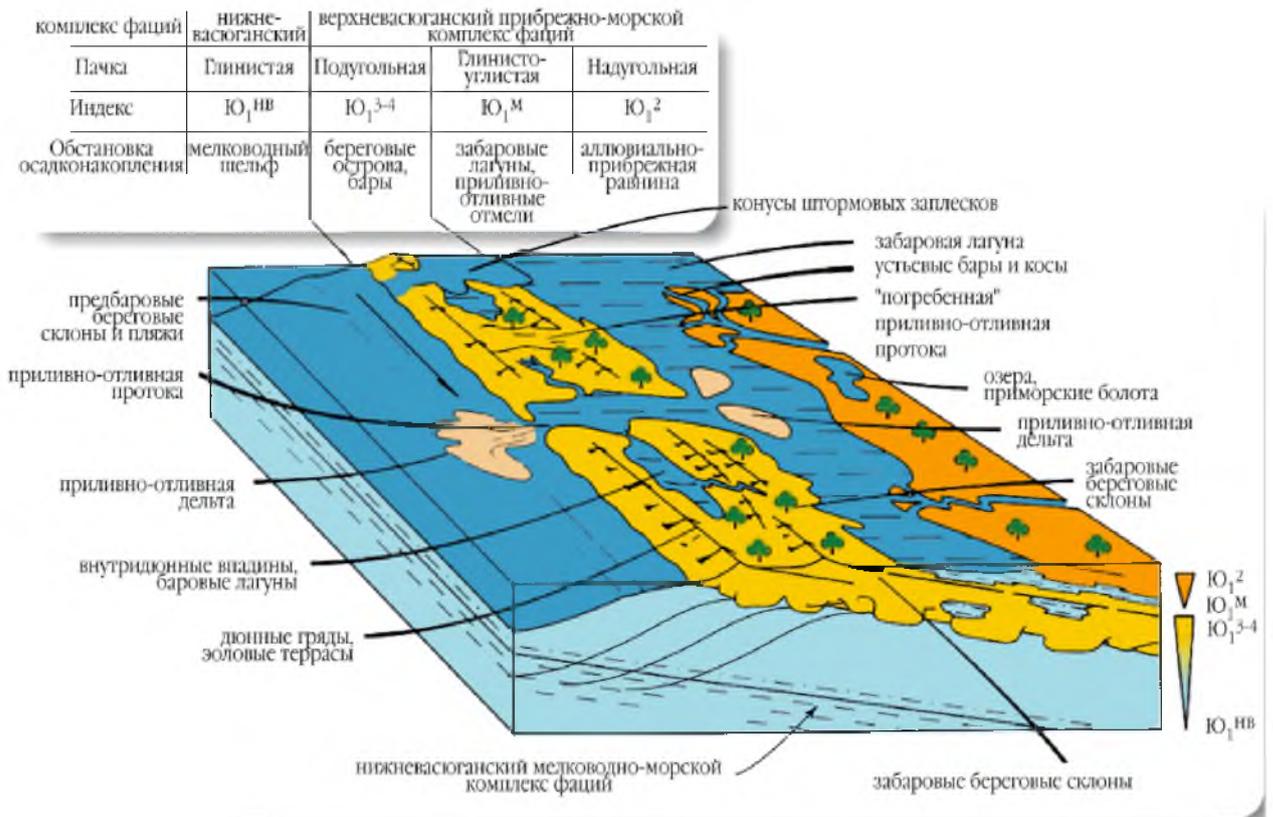


Рисунок 9.14 – Блок-модель верхневасюганского горизонта Крапивинского нефтяного месторождения (по В.Б. Белозерову, 2003)

9.1.3. Петрофизическое моделирование пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения

Основой для построения петрофизической модели месторождения являлась база лабораторно-аналитических данных, полученных в результате специализированных исследований. Результаты этих исследований позволили получить количественные оценки различных параметров горных пород, необходимых для описания коллекторов, их классификации, характеристики связей параметров для последующей интерпретации данных ГИС. Работа с базой лабораторно-аналитических данных преследовала несколько целей: 1) оценка полноты и качества исходных данных для получения объективных параметров пород-коллекторов, их классификации и закономерностей изменения их характеристик;

2) оценка статистических параметров горных пород и их корреляционных связей, необходимых для последующей количественной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (пористость, проницаемость, водонасыщенность, плотность, акустические и электрические свойства);

3) оценка статистических параметров коллекторов и их корреляционных связей, необходимых для интерпретации данных сейсморазведки (скорости продольных и поперечных волн, объемные плотности, акустические жесткости) и определения физико-механических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона).

Количественная характеристика имеющихся в распоряжении материалов приведена в Таблице 9.1. Как следует из приведенной таблицы, условиям детального статистического анализа петрофизических закономерностей удовлетворяют определения карбонатности, открытой пористости, газопроницаемости, различных видов плотности и остаточной водонасыщенности. Объем данных по этим параметрам достаточен для изучения как связей по отдельным скважинам, так и для изучения их пространственной изменчивости. По остальным параметрам возможна лишь обобщенная статистическая характеристика коллекторов месторождения. Явно недостаточным является количественная сторона анализов геологического плана – гранулометрических данных и определений глинистости. Тем не менее, именно эта сторона вопроса определяет возможности классификации коллекторов и их эксплуатационные возможности.

На Рисунках 9.15. – 9.18. показаны комплексные взаимосвязи петрофизических параметров (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности) и гранулометрических характеристик коллекторов, согласно которым именно наличие грубо- и крупнозернистого материала приводит к увеличению фильтрационно-емкостных свойств песчаников Крапивинского месторождения.

Учитывая неоднородное распределение песчаного материала в разрезе месторождения и общий регрессивный характер осадконакопления, взаимосвязи базовых петрофизических параметров изменяются по вертикали, сохраняя общий вид полулогарифмической зависимости проницаемости от пористости или линейный остаточной водонасыщенности от пористости.

Таблица 9.1. – Статистические данные по лабораторно-аналитической изученности
 керна верхнеюрских отложений группы пластов Ю₁¹⁻⁴ Крапивинского месторождения
 (по материалам ОАО «ТомскНИПИнефть»)

№ п/п	Виды анализа	Количество анализов	
			в %
Стандартные лабораторные исследования			
1.	Общее количество исследованных образцов	2674	100
2.	Гранулометрический анализ (6 фракций)	148	5.5
3.	Массовая глинистость	117	4.4
4.	Карбонатность	2185	81.7
5.	Открытая пористость	2582	96.6
6.	Эффективная пористость	114	4.3
7.	Плотность скелета образца	2096	78.4
8.	Плотность высушенного образца	2457	91.9
9.	Плотность увлажненного образца	846	31.6
10.	Газопроницаемость параллельно напластованию	2235	83.6
11.	Газопроницаемость перпендикулярно напластованию	598	22.4
12.	Коэффициент нефтенасыщенности	139	5.2
13.	Коэффициент остаточной водонасыщенности (по Ханину)	1527	57.1
14.	Параметр пористости (по электрическому сопротивлению)	704	26.3
15.	Параметр насыщенности (по электрическому сопротивлению)	445	16.6
16.	Скорость пробега продольных упругих волн	995	37.2
17.	Скорость пробега поперечных упругих волн	255	9.5
Лабораторные исследования при атмосферных и пластовых условиях			
18.	Время пробега продольных волн при атмосферных условиях	259	9.7
19.	Время пробега поперечных волн при атмосферных условиях	258	9.6
20.	Время пробега продольных волн при пластовых условиях	218	8.2
21.	Время пробега поперечных волн при пластовых условиях	218	8.2
22.	Параметр пористости (по электрическому сопротивлению) при атмосферных условиях	263	9.8
23.	Параметр пористости (по электрическому сопротивлению) при пластовых условиях	218	8.2
24.	Удельное электрическое сопротивление при пластовых условиях	218	8.2
25.	Диффузионно-адсорбционная активность	18	0.7

$K_{пр}, mD$

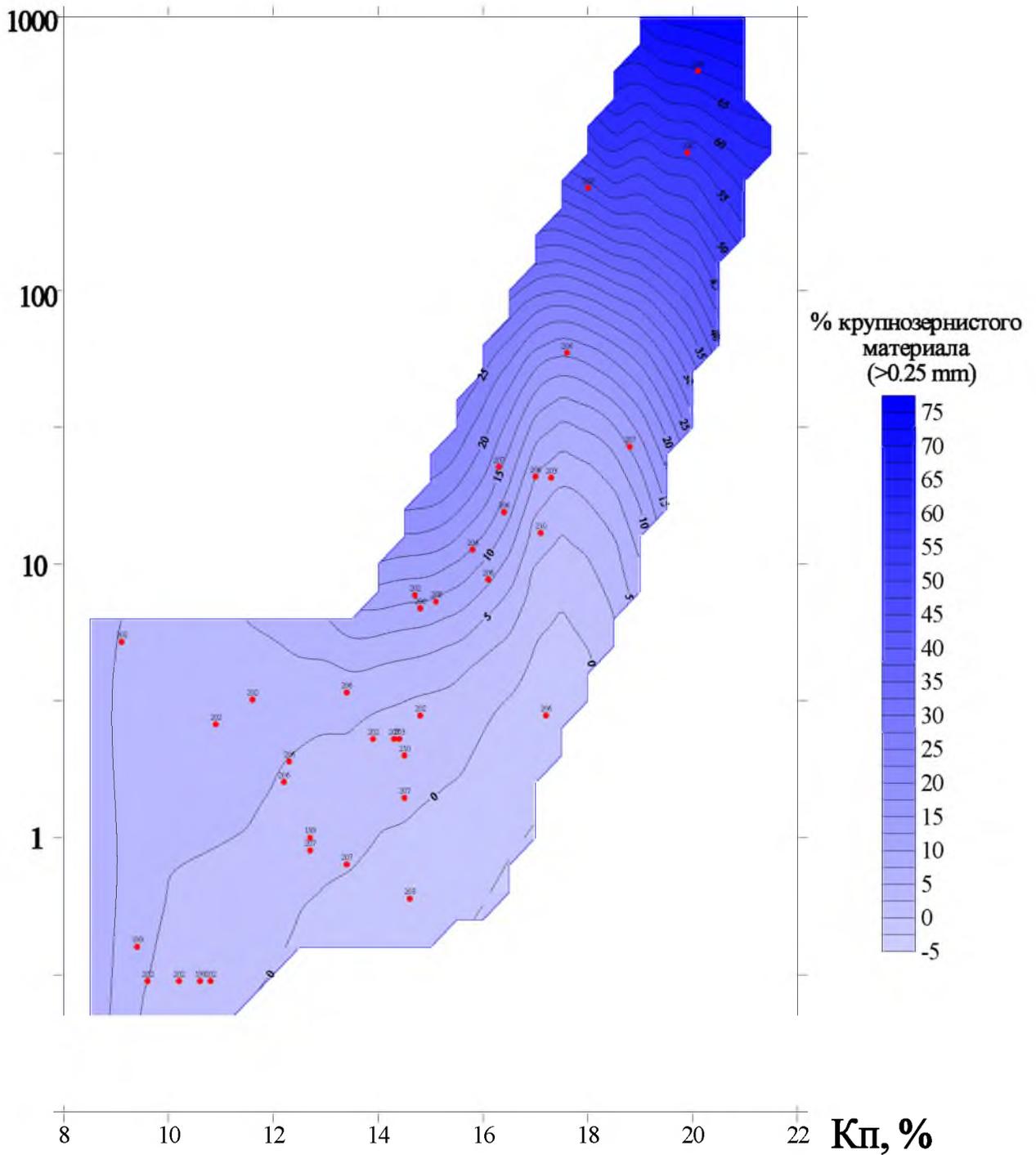


Рисунок 9.15 – Корреляционная зависимость проницаемости, открытой пористости и гранулометрического состава крупнозернистых коллекторов (> 0,25%) коллекторов Крапивинского нефтяного месторождений (Геологическая ..., 2003)

Кпр, mD

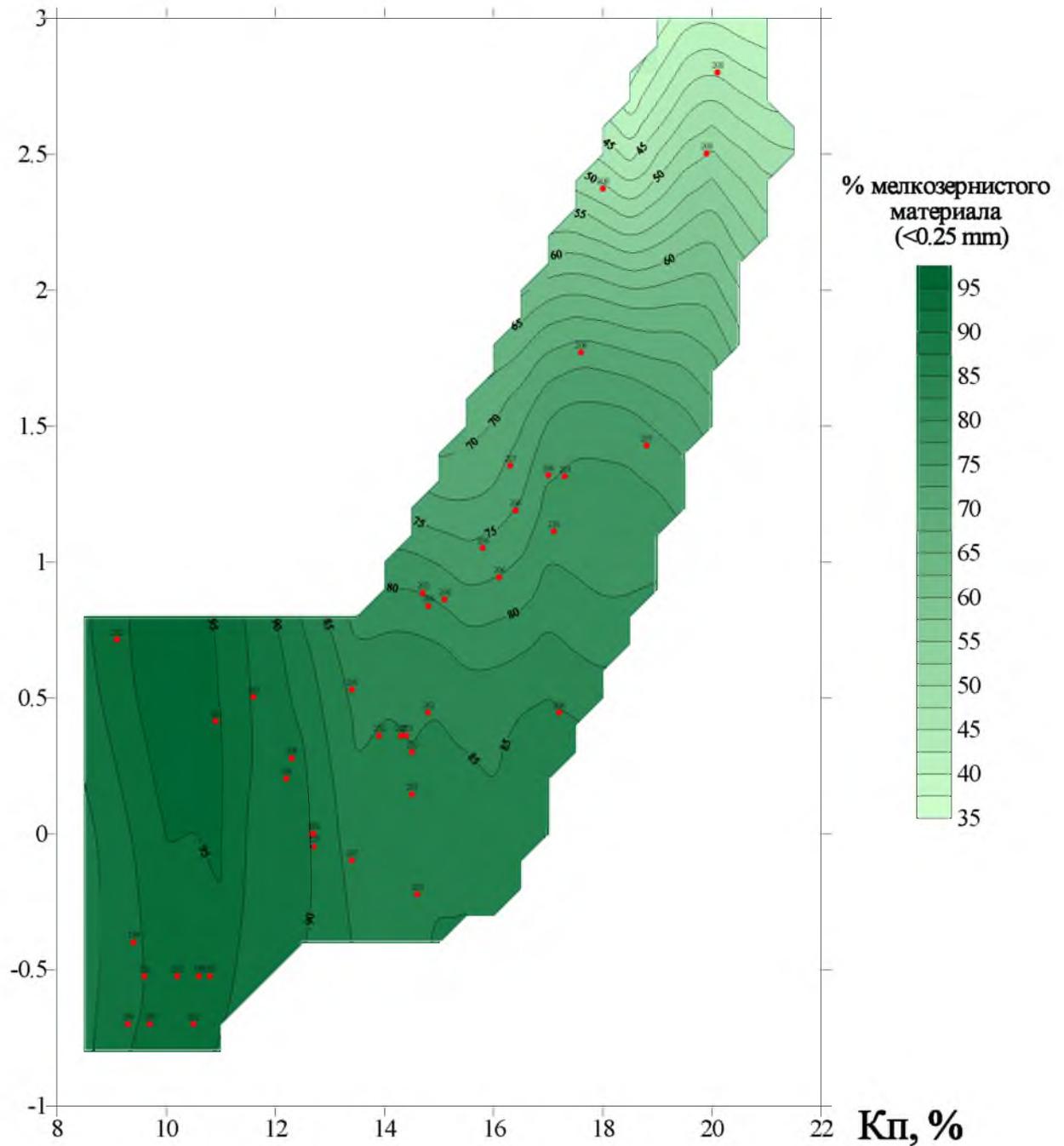


Рисунок 9.16. – Корреляционная зависимость проницаемости, открытой пористости и гранулометрического состава мелкозернистых коллекторов (<0,25 мм) коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая ..., 2003)

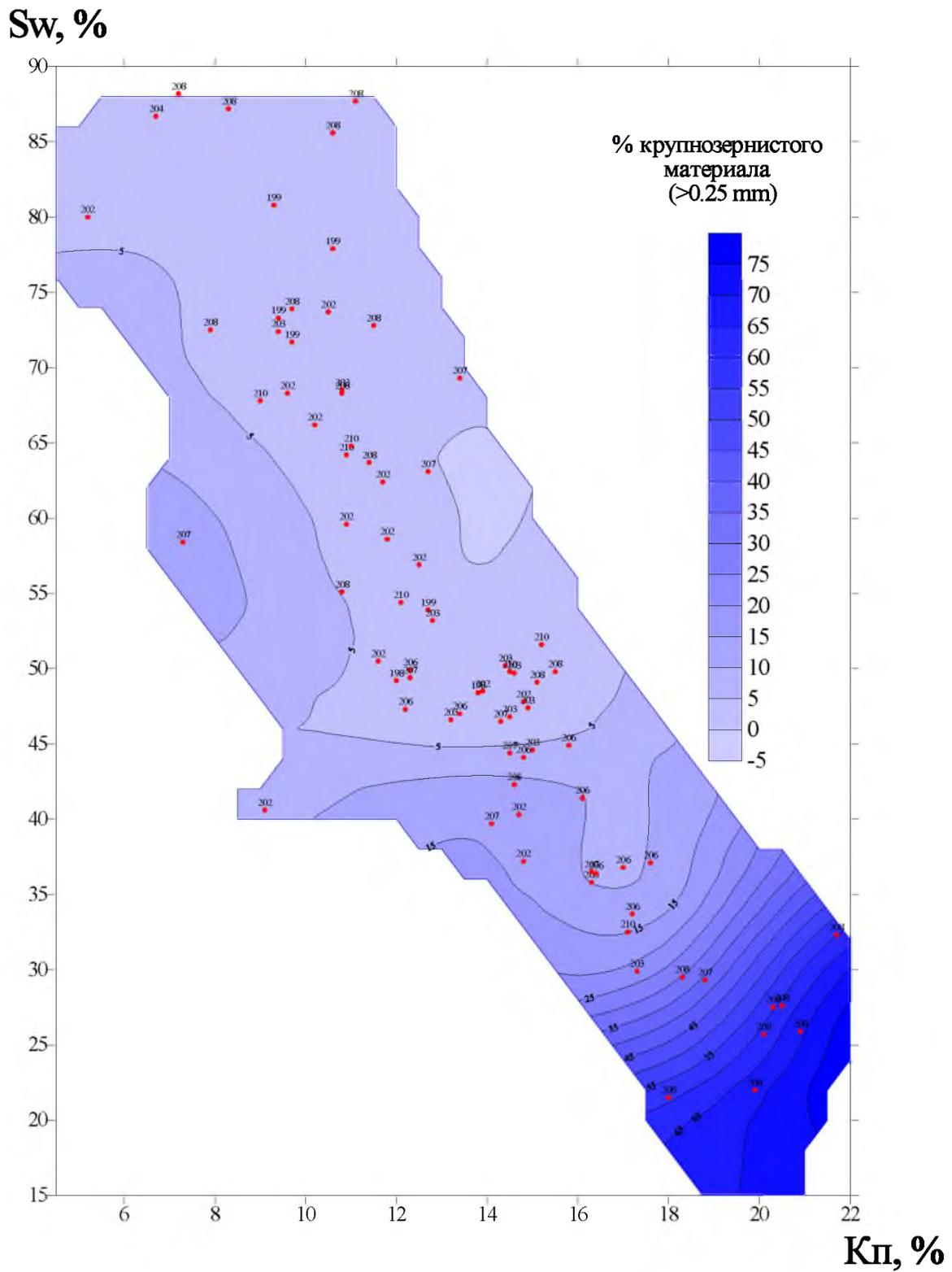


Рисунок 9.17 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности, открытой пористости и гранулометрического состава крупнозернистых коллекторов (> 0,25%) Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая..., 2003)

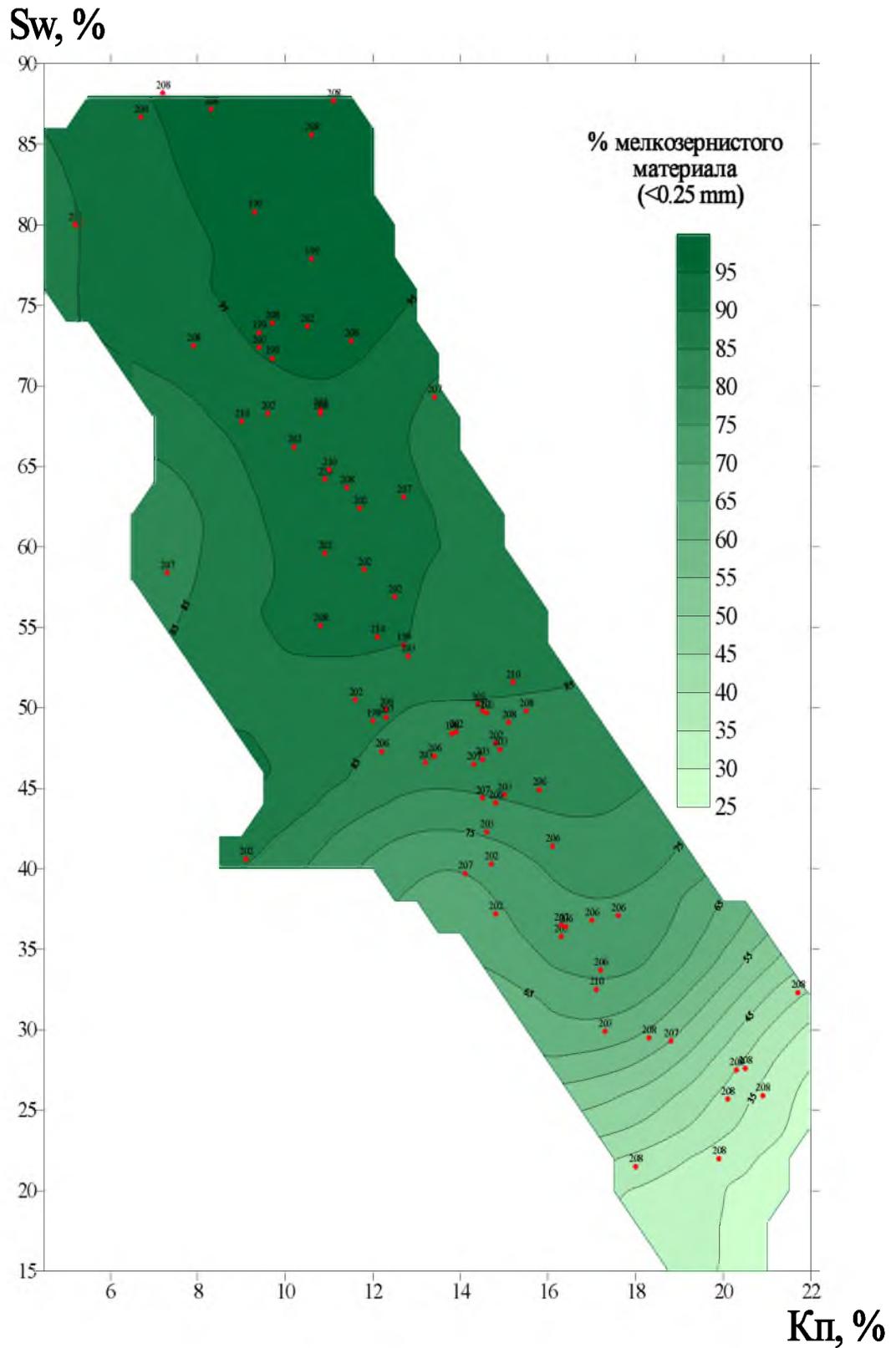


Рисунок 9.18 – Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности, открытой пористости и гранулометрического состава мелкозернистых коллекторов (<0,25 мм) Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая ..., 2003)

Корреляционный анализ взаимосвязей различных петрофизических параметров между собой создал предпосылки для получения объективных связей для последующего использования при интерпретации данных ГИС. База лабораторно-аналитических данных по Крапивинскому месторождению достаточна для оценки количественных связей пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности для мелкозернистых ($<0,25\%$) и крупнозернистых ($>0,25\%$) пород-коллекторов.

Важной особенностью является тот факт, что распределение характеристик взаимосвязи пористости и проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности является пространственно-зависимым, т.е. коэффициенты уравнений закономерно изменяются по площади месторождения, не варьируя базовой формой связи.

Коэффициенты корреляции оказываются достаточно высокими, подтверждая достоверность определений. Наблюдается пространственное изменение связей двух типов – северо-западного и северо-восточного простирания, согласованное с преимущественной ориентировкой структур Крапивинского поднятия и локализацией областей различных условий осадконакопления, установленных в результате седиментологических исследований для коллекторов горизонта Ю-I.

Объединение данных по всем скважинам в единый блок и получение по нему обобщенных параметров связи в данном случае оказывается неоправданным, т.к. приводит к ухудшению количественных характеристик корреляции и последующей недостоверности прогноза проницаемости по данным ГИС. Необходимо использование набора частных зависимостей, индивидуализированных по скважинам. При этом для вновь пробуренных скважин возможно интерполяция параметров уравнений, согласно данным (Рисунки 9.19. и 9.20.) с последующим уточнением по данным лабораторных исследований. Важным элементом статистического анализа является определение базовых данных по параметрам матрицы скелета коллекторов (плотность скелета, скорость и время пробега упругих волн в матрице). Эти характеристики однозначно выявляются при анализе законов распределения лабораторных данных или корреляционных связей

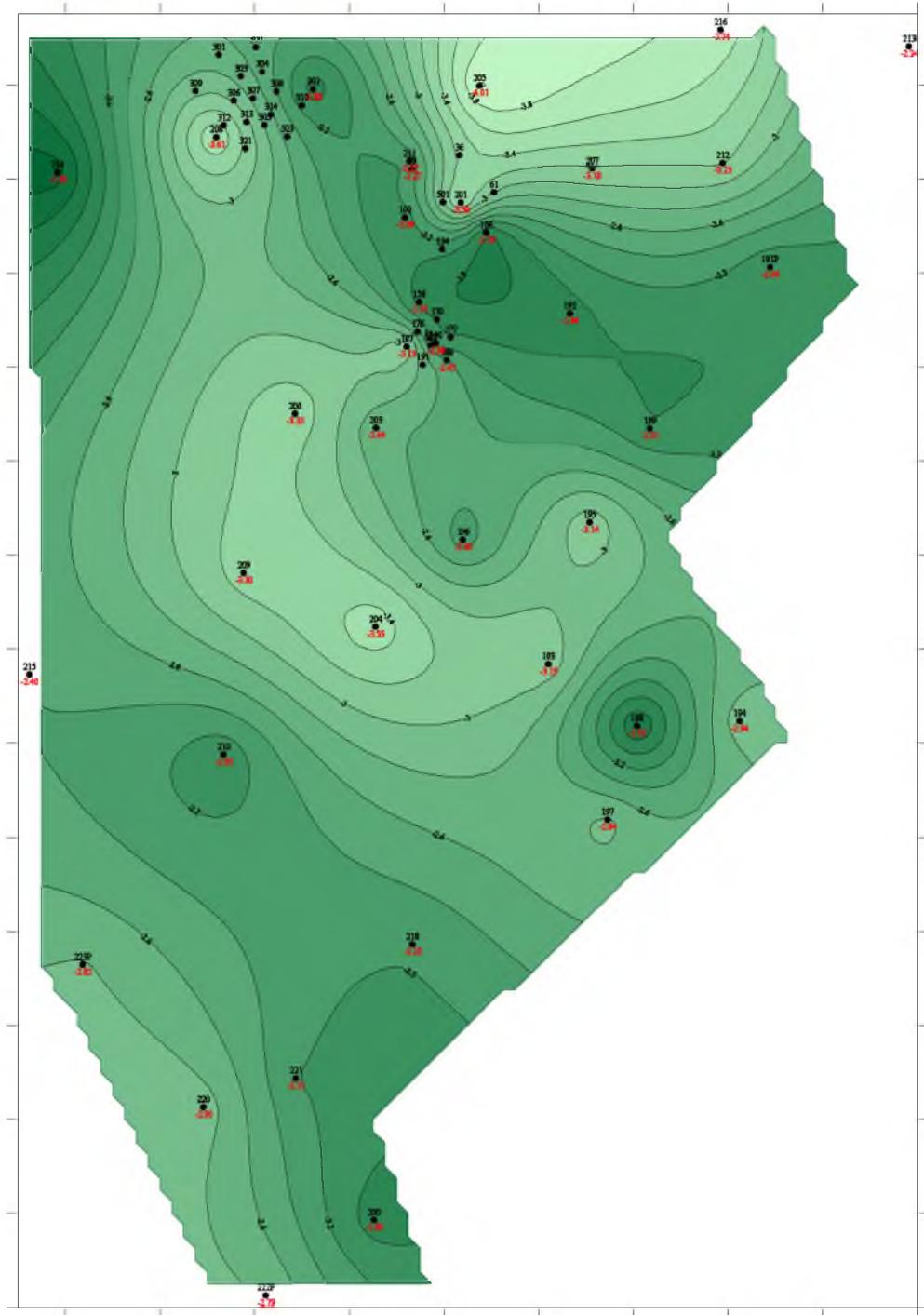


Рисунок 9.19 – Пространственное распределение коэффициента A уравнения связи пористости и проницаемости $Lg(K_{пр}) = A * K_{п} + B$ Крапивинского нефтяного месторождения (по В.П. Меркулову, 2003)

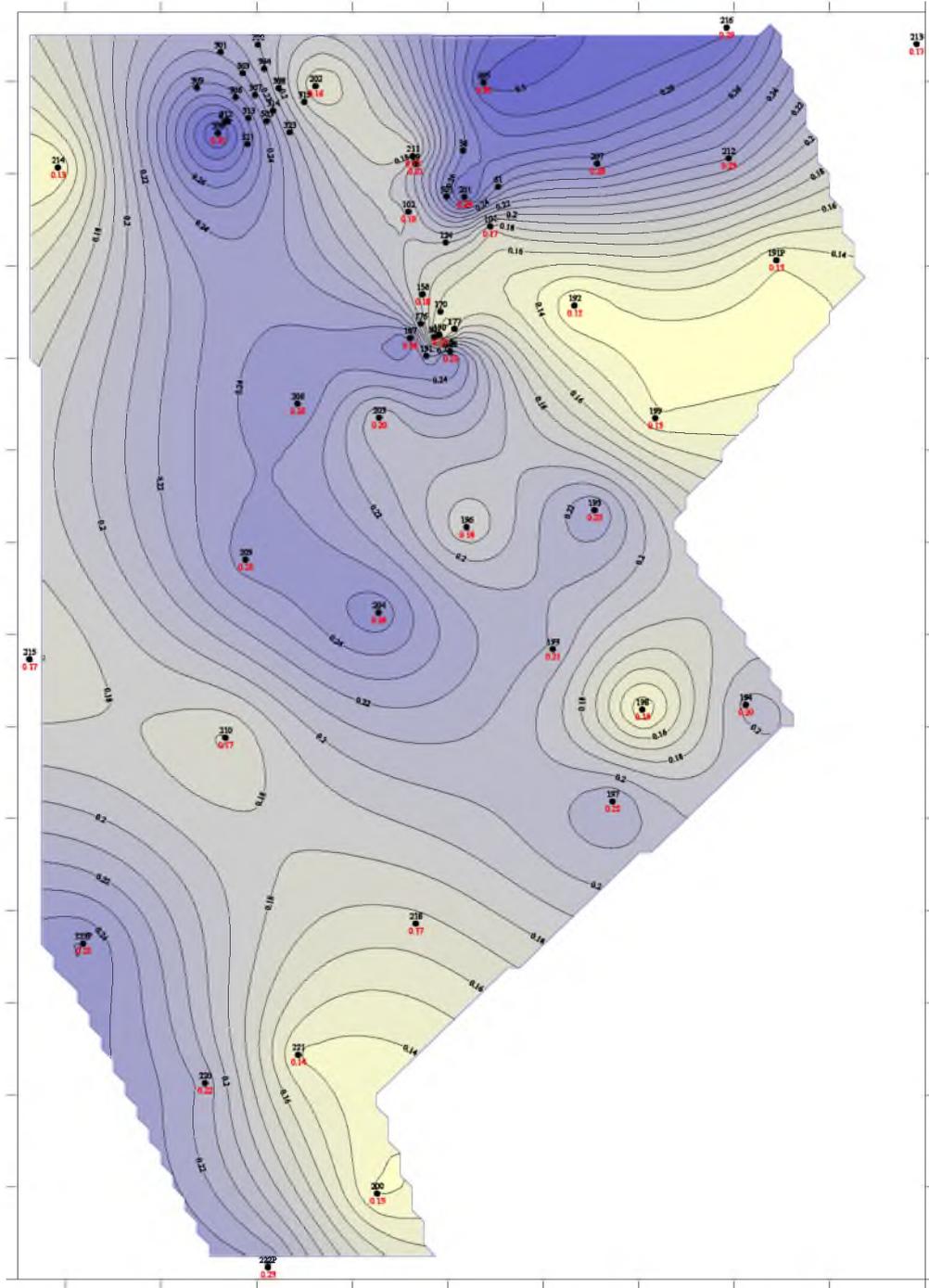


Рисунок 9.20 – Пространственное распределение коэффициента В уравнения связи пористости и проницаемости $Lg(K_{пр}) = A * K_{п} + B$ Крапивинского нефтяного месторождения (по В.П. Меркулову, 2003)

На Рисунке 9.21. показана гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского месторождения. Плотность скелета может быть опреде-

лена как медианное значение закона распределения, близкого к нормальному, и составляет 2.652 г/см^3 .

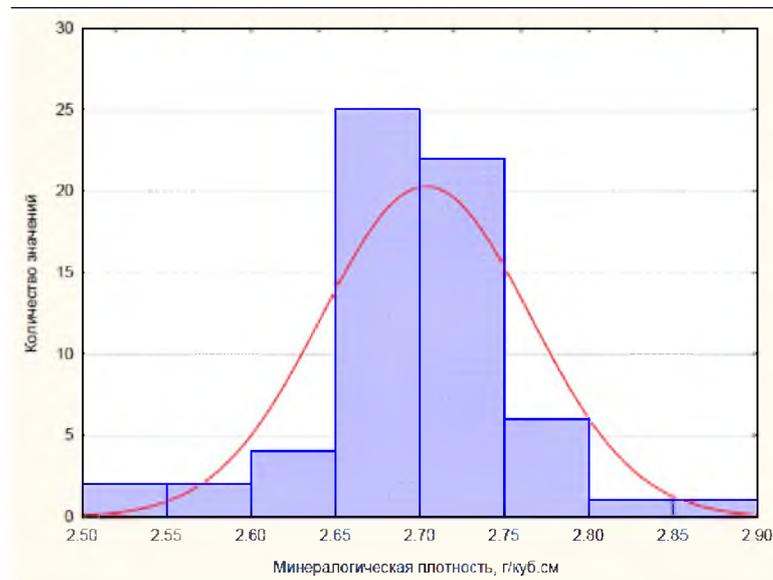


Рисунок 9.21 – Гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского нефтяного месторождения

Скорость и время пробега упругих волн в скелете определяются из корреляционной зависимости открытой пористости и лабораторных акустических измерений (Рисунок 9.22.).

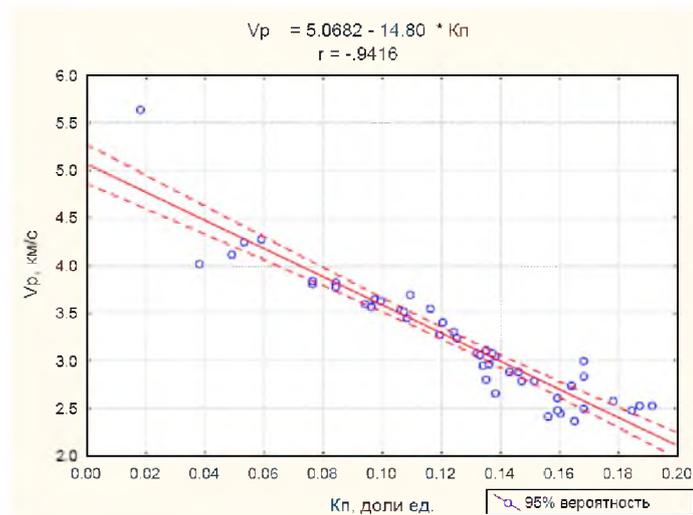


Рис. 9.22 – Корреляционная зависимость скорости пробега продольных волн и открытой пористости песчаников Крапивинского месторождения

Скорость пробега в скелете составляет 5115.7 м/с или 195.5 мкс/м. Эта величина практически не изменяется по площади месторождения и может служить постоянным параметром для оценки пористости по акустическому методу.

9.1.4. Интерпретация данных ГИС для построения цифровой петрофизической модели объекта

Характеристика комплекса ГИС. Во всех разведочных скважинах Крапивинского месторождения выполнен типовой комплекс геофизических методов исследований для Западной Сибири, согласно «Технической инструкции на проведение геофизических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ». Исследования выполнялись комплектами аппаратуры российского каротажа в скважинах, заполненных пресным буровым раствором ($R_c=1-3$ 0мм) (Таблицы 9.2. – 9.3.).

Таблица 9.2 – Типовой комплекс исследований (ГИС)

Виды каротажа	Аппаратура
Стандартный каротаж с СП	Э-1, АБКТ, КСП-1, КСП-2
Боковое каротажное зондирование	Э-1, АБКТ, КСП-1, КСП-2
Микрокаротаж	МДО-2, МДО-3, МК-АГАТ
Индукционный каротаж	АИК-4, БИК, АИК-М, АИК-5
Боковой каротаж	Э-1, АБКТ, АБК-3, ВИК
Микробоковой каротаж	МБКУ, МК-АГАТ
Каверномер	КС-Б, СКО, СКП-1
Акустический каротаж	СПАК-4, СПАК-6
Инклинометрия	КИТ, КИТ-А

Таблица 9.3 – Типовой комплекс ГИС, применяемый в эксплуатационных скважинах Крапивинского месторождения

Виды каротажа	Аппаратура
Стандартный каротаж с СП	Э-1, АБКТ, КСП-1, КСП-2
Боковое каротажное зондирование	Э-1, АБКТ, КСП-1, КСП-2
Индукционный каротаж	АИК-4, БИК, АИК-М, АИК-5
Боковой каротаж	Э-1, АБКТ, АБК-3, ВИК
Гамма-каротаж	ДРСТ, СИ-23Г
Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	2ННК М, СРК-М

9.1.5. Петрофизическое обоснование методики интерпретации.

Обзор исследований керна

Отбор керна на Крапивинском месторождении произведен в 31 скважине. Освещенность керном продуктивных отложений и качество керна материала приведены в Таблице 9.4. Приведенные данные показывают, что пласты Ю₁², Ю₁³ в достаточной степени охарактеризованы керном, выборка керна является представительной и может быть использована для увязки данных керна с параметрами пласта, полученными по результатам интерпретации ГИС.

Таблица 9.4 – Освещенность керном горизонта Ю-I

Пласт	Общая толщина, м	Интервал бурения с отбором керна %	Общий вынос керна, м	Вынос керна %	Вынос керна по эффективной мощности %
Ю ₁ ²	117,6	95,6	89,5	72,8	82
Ю ₁ ³	500	94	337	72	229,6

Обоснование применения констант a , m , n в уравнении Дахнова-Арчи для определения водонасыщенности. Константы a , m , n в уравнении Дахнова-Арчи для

пласта Ю₁² были приняты по результатам предыдущих работ: $P(n) = \frac{1.87}{Kn^{1.3}}$ (9.1)

Для определения этих констант пласта Ю₁³ как единого объекта, были использованы данные 413 измерений параметра пористости (Pn) и соответствующих им коэффициентов пористости $Kп$ этого интервала для 23 скважин Крапивинского месторождения (Рисунок 9.10.). По данным регрессионного анализа найдена зависимость:

$$P(n) = \frac{2.19}{Kn^{1.29}}, \text{ где } a=2.19, m=1.29. \text{ (9.2)}$$

Показатель насыщения был также найден по данным лабораторных измерений (всего 93 измерения) ОАО «ТомскНИПИнефть». После построения в логарифмическом масштабе зависимости параметра насыщения от водонасыщенности, по уравнениям регрессии (Рисунки 9.23. – 9.24.) определен показатель насыщения:

$$n. P(n) = \frac{1}{Kv^2} \quad n=1.93. \text{ (3)}$$

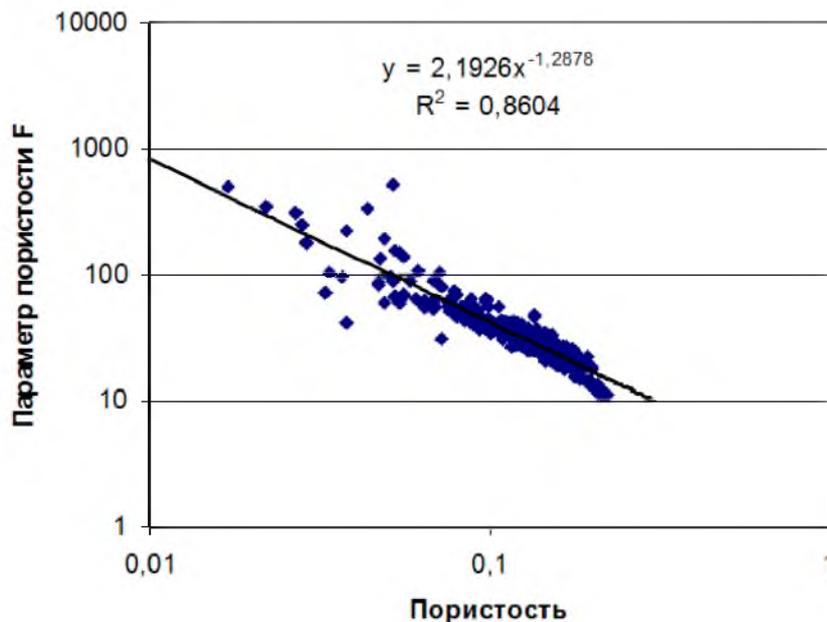


Рисунок 9.23 – Зависимость параметра пористости $P(n)$ от пористости по исходным данным ОАО «ТомскНИПИнефть» (Геологическая..., 2003)

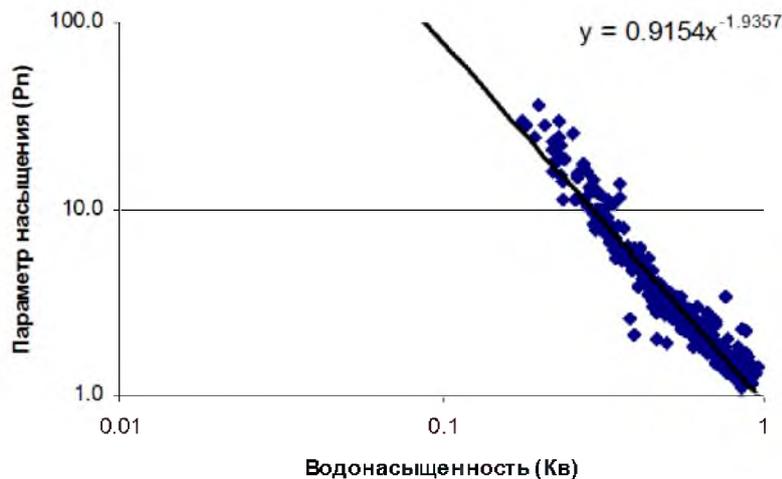


Рисунок 9.24 – Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности (Геологическая..., 2003)

Определение граничных условий. Граничное условие по пористости. Для определения коллектор-неколлектор были использованы граничные значения основных петрофизических параметров – пористости и проницаемости. Нижний предел пористости коллекторов соответствует проницаемости в 1 мД (KINT) - стандартное нижнее значение проницаемости для выделения нефтенасыщенных коллекторов. Далее была построена вариограмма распределения пористости в различных диапазонах проницаемости (0-1; 1-10; 10-100; 100-500; 500-1000 мД). Для выделения граничного значения пористости использовался стандартный критерий - пороговое значение перекрытий диапазонов. В анализе участвовало 1480 образцов, это количество было нормировано на 1. Предел пористости соответствует 0.14 (Рисунок 9.25.).

Граничное условие по глинистости. Для определения верхнего предела глинистости, при котором коллектор еще может отдавать УВ, были построены подобные вариограммы для различных пределов пористости и определено критическое значение глинистости, равное 17,5%.

Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств. Для построения петрофизической модели месторождения была произведена количественная оценка петрофизических параметров, характеризующих каждый интервал коллектора. В число этих параметров входили: пористость, водонасыщенность, проницаемость и распреде-

ление этих свойств как по площади, так и по глубине. Детальный анализ результатов исследований в этих скважинах позволил произвести определение петрофизических параметров, характеризующих коллектор и сопоставить результаты интерпретации с керновыми данными.

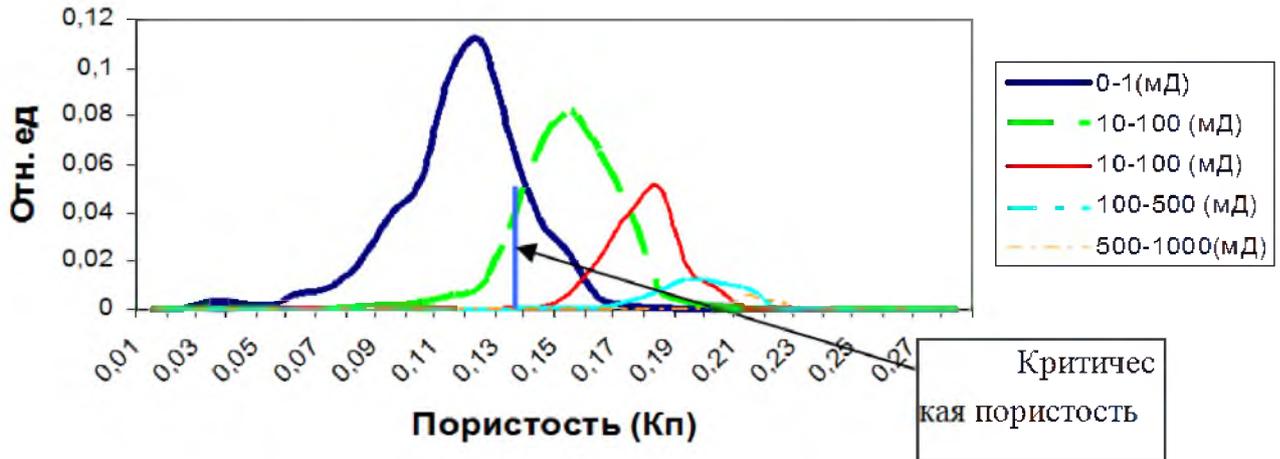


Рисунок 9.25 – Статистические распределения пористости, сгруппированные по проницаемости (Геологическая ..., 2003)

После настройки алгоритмов интерпретации в выбранных таким образом скважинах методика была распространена на остальные объекты исследования. В качестве опорных были выбраны скважины №187, №203, №204, №205, №206, №207 №210, коллектор в которых наиболее полно представлен хорошо изученным керном. Для интерпретации использовались кривые ГК, ПС, НГК или НКТ, ИК, и ГГК в 5 скважинах, в которых проведен этот вид исследований. Обработка заключалась в поточечном определении глинистости, пористости, водонасыщенности продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³. Продуктивная зона выделена по кривой ПС.

Определение коэффициента глинистости. Для определения параметра глинистости проводился анализ эффективности применения методов ГК и СП. Глинистость рассчитанная по этим методам сравнивалась с данными по керну. Определения глинистости по керну проводились в скважинах (№ 187, 203, 204, 205, 206, 207 210). Коэффициенты корреляции по ГК и СП составили 0,79 и 0.6 соответственно (Рисунки 9.26.

– 9.27.). Наилучший коэффициент корреляции, достигнут при совместном применении этих методов, он равен 0,85. Далее была найдена эллиптическая аппроксимация, которая выражается формулой: (Рисунок 9.28.)

$$K_{\text{эл}} = \sqrt{((0,7071 * (SPn - GRn) + 0,01)^2 + (0,7071 * (SPn + GRn) - 1,1142)^2 * 0,16)} \quad (9.4), \text{ где:}$$

SPn – Нормированная кривая ПС: $SPn = (SP - SP_{\text{Гл}}) / (SP_{\text{чист}} - SP_{\text{Гл}})$

SP – измеренное значение ПС в точке

SP_{Гл} – опорное значение ПС в глинах

SP_{чист} – опорное значение ПС в чистых песках

GRn – нормированная кривая ГК: $GRn = (GR - GR_{\text{Гл}}) / (GR_{\text{чист}} - GR_{\text{Гл}})$

GR – измеренное значение ГК в точке

GR_{Гл} – опорное значение ГК в глинах

GR_{чист} – опорное значение GR в чистых песках

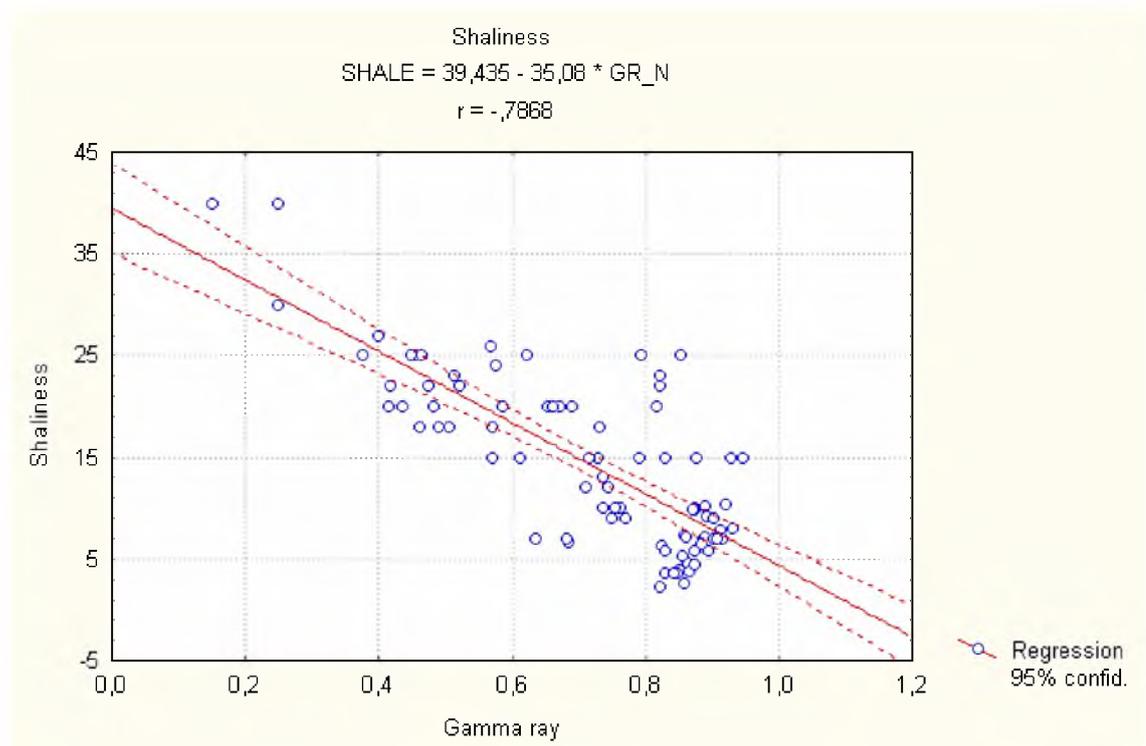


Рисунок 9.26 – Корреляционная зависимость между глинистостью по керну и объемной глинистостью по ГК (Геологическая..., 2003)

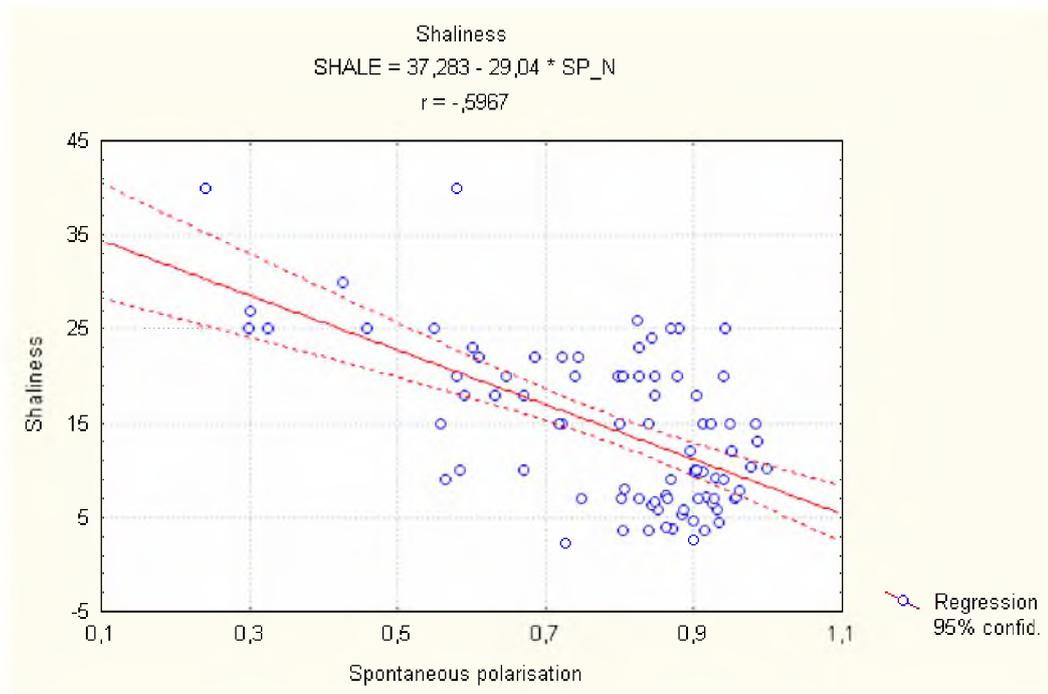


Рисунок 9.27 – Корреляционная зависимость между глинистостью по керну и объемной глинистостью по СП (Петрофизический анализ ..., 2003)

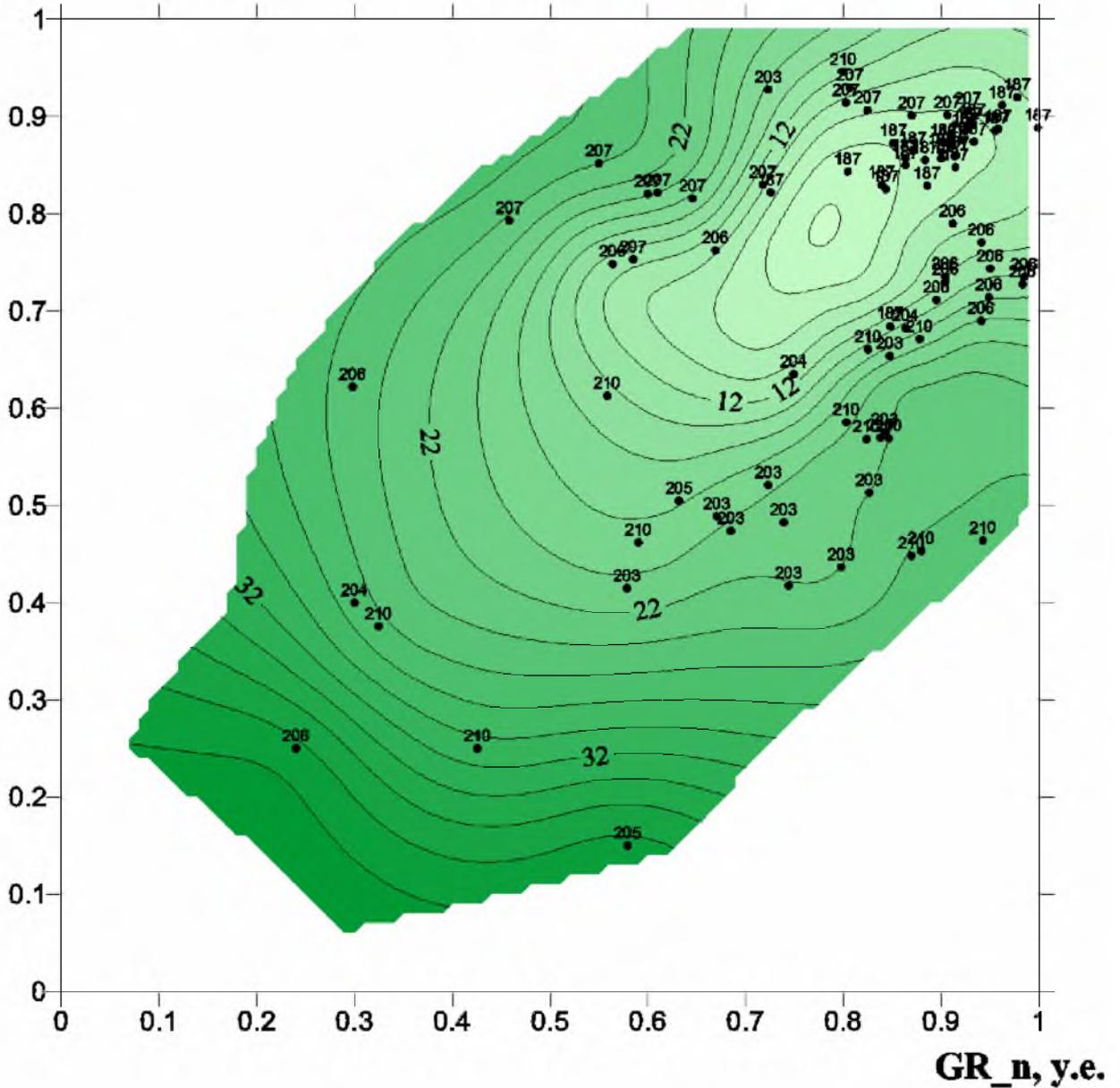
Определение коэффициента пористости. Определение коэффициента пористости проводилось по показаниям НКТ или НКГ с применением двух опорных пластов. Для достоверной количественной оценки коэффициента пористости по показаниям НК-Т с применением двух опорных пластов, для которых можно провести количественную интерпретацию, выбирались пласты, удовлетворяющие следующим условиям:

- пласты должны иметь достаточную мощность и значительно различаться по водородосодержанию.
- желательно, чтобы литология опорных пластов совпадала с литологией исследуемого разреза.
- опорные пласты следует выбирать в пределах или непосредственной близости от исследуемых отложений, чтобы избежать введения температурной поправки.

В исследуемом интервале не имеется выдержанного пласта с низким значением водородного индекса (низкой пористостью). Поэтому в качестве опорного пласта с низкой пористостью, был выбран карбонатизированный песчаник низов куломзинской

свиты скважины № 187, находящийся на 145 метров выше кровли пласта Ю₁³. Водородный индекс этого песчаника принят 0.05.

SP_n, у.е.



210
• - номер скважины с фактическим определением глинистости

30 - изолинии глинистости пород

Рисунок 9.28 – Связь распределения глинистости песчаников пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения в зависимости от нормированных данных методов ПС и ГК (Геологическая..., 2003)

Для условий Крапивинского месторождения в качестве опорного пласта с высокой пористостью был выбран хорошо выдержанный горизонт нижневасюганских глин, прослеживаемый в каждой скважине. Чтобы корректно определить коэффициент пористости по показаниям ННК-Т, необходимо определить водородный индекс глинистой составляющей, ω . Величина ω определяется, в основном, общей водонасыщенностью глин, которая, в свою очередь, зависит от содержания в глинах связанной, поровой и реликтовой воды. Из-за отсутствия сведений о вещественном составе глин, было принято: содержание кристаллизационной воды в молекуле глины $\omega = 30\%$, а плотность - $2,72 \text{ г/см}^3$. Пористость определялась по данным нейтронного каротажа. По стандартной формуле:

$$PHI = NPHI - 0.3 * V_{sh} \quad (9.5), \text{ где:}$$

PHI- эффективная пористость

NPHI – нейтронная пористость

V_{sh} – относительный объем глин.

Как было сказано выше, на Крапивинский площади использовались разные виды нейтронного каротажа: НКТ и НГК. Для каждого вида была выбрана опорная скважина. Для НКТ – скв.№ 187, для НГК – скв.№ 192. Для приведения к единому масштабу записи проводилось нормирование. Например для НКТ:

$$NEUT_{norm} = NEUT_{mean_187} + \left(\frac{NEUT - NEUT_{mean}}{St_DEV} \right) * St_Dev_{187} \quad (9.6), \text{ где:}$$

NEUT_norm – нормированное значение кривой НКТ исследуемой скважины

NEUT_mean_187- среднее значение кривой НКТ в опорном интервале эталонной скважины №187.

St_Dev_187 – стандартное отклонение кривой НКТ в опорном интервале эталонной скважины №187.

NEUT_mean – среднее значение кривой НКТ исследуемой скважины в опорном интервале.

St_Dev – Стандартное отклонение кривой НКТ исследуемой скважины в опорном интервале

NEUT – текущее значение кривой в исследуемой скважине.

Для расчёта нейтронной пористости была применена линейная интерполяция по опорным пластам. В качестве опорных были выбраны два пласта в скважине № 187. Первый опорный пласт находится в куломзинской свите (на 120 метров выше подошвы баженовской свиты). Это плотный песчаный пласт с максимальными значениями кривой НКТ, его нейтронная пористость по данным керна составляет 0.05. В качестве второго опорного пласта принят выдержанный по площади пласт нижневасюганских глин с нейтронной пористостью 0.3.

Приведенные значения НКТ исследуемых скважин к эталонной скважине №187 использовались для нахождения нейтронного индекса.

$I_NEUT = (NEUT_norm - Neut_187_tight) * (NEUT_187_shale - NEUT_187_tight)$ (9.7), где:

I_NEUT – нейтронный индекс

$NEUT_norm$ – нормированное значение кривой НКТ исследуемой скважины

$NEUT_187_tight$ – значение кривой НКТ скважины №187 в опорном пласте куломзинской свиты.

$NEUT_187_shale$ – значение кривой НКТ скважины № 187 в чистых глинах нижневасюганской свиты.

Нейтронная пористость находилась по формуле:

$$NPHI = 0.05 + (0.3 - 0.05) * I_NEUT \quad (9.8)$$

Таким образом, все скважины, в которых были проведены измерения НКТ, приводятся к единому уровню относительно опорной скважины №187 хорошо представленной керном. Сопоставление пористости по керну с пористостью по данным ГИС представлено на Рисунке 9.29.

Скважины, в которых был проведен НГК, приводятся к уровню скважины №192 подобным образом. В качестве опорного плотного пласта принят песчаный пласт куломзинской свиты на 100 метров выше подошвы баженовской свиты, его пористость - 0.05. Опорный глинистый пласт – тот же что и для скважины №187. Скважина №192 так же хорошо представлена керном. Угли и углистые аргиллиты надежно определялись по данным нейтронного и гамма-каротажа. Карбонатизированный песчаник так же выделялся по совместным показаниям этих данных. Признаки выделения углей и плотных карбонатизированных песчаников являются стандартными для названных методов.

Определение коэффициента нефтенасыщенности. В мощных и относительно чистых пластах диаграммы индукционного каротажа (ИК) имеют достаточно хорошее разрешение и практически не искажены влиянием вмещающих пород, диаметр зоны проникновения не превышает 4-6 диаметров скважины, следовательно, ИК может быть использован для расчета коэффициента насыщения. В показания диаграммы ИК вводилась поправка за скин-эффект. Расчет водонасыщенности проводился по формуле Дахнова-Арчи:

$$K_v = \eta \sqrt{\frac{a * R_v}{PHI^m * R_n}} \quad (9.9), \text{ где:}$$

a - параметр извилистости каналов $a=2,19$; m - параметр сцементированности $m=1,3$ параметр водонасыщенности $n=2$.

R_v – сопротивление пластовой воды. Для условий Крапивинского месторождения сопротивление пластовой воды - 0,065 Ом.м (минерализация - 35 г/л, температура – 94 °С) (Рисунок 9.31.)

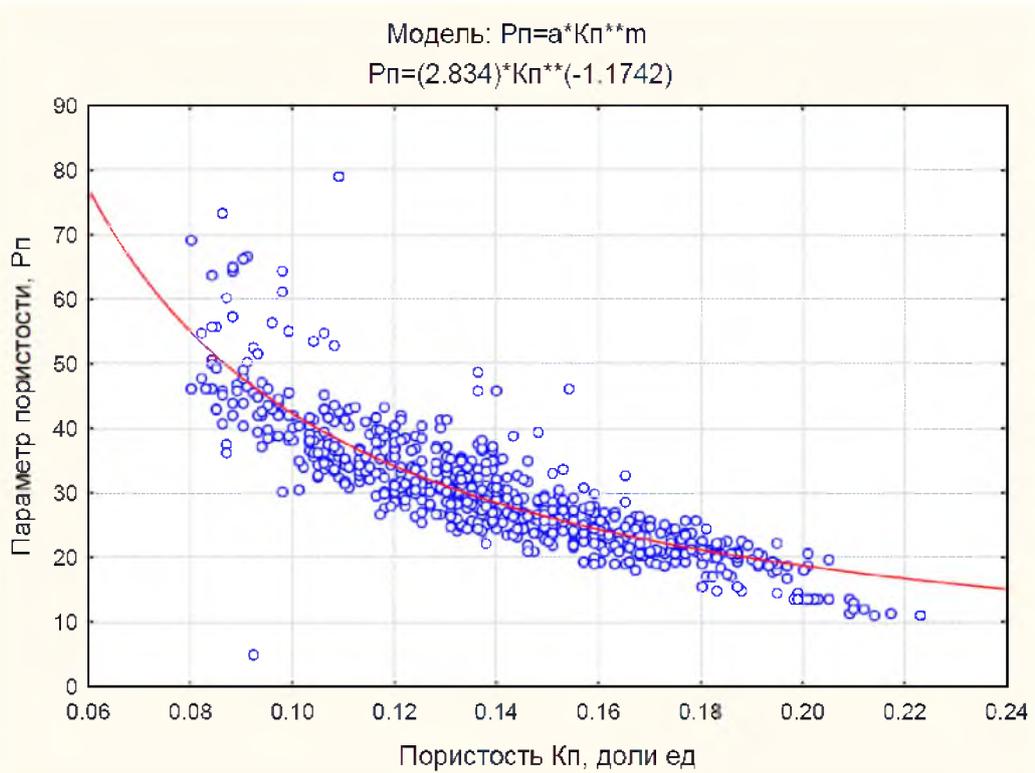


Рисунок 9.31 - Определение значения констант a , m уравнения Дахнова – Арчи методом нелинейного корреляционно-регрессионного анализа для коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения (по В.П. Меркулову, 2003)

Физико-гидродинамическая характеристика пород-коллекторов. Анализ фильтрационно-емкостных свойств пород терригенных резервуаров Крапивинского нефтяного месторождения проведен на основе концепции гидравлических единиц потока (Amaefulle и др. 1993), позволившей выделить типы пород-коллекторов с близкими характеристиками порового пространства. Вариация геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определила существование различных гидравлических единиц, имеющих характерные взаимосвязи между статическими (пористость, распределение пор по размерам) и динамическими параметрами (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления).

Описание методики гидравлических единиц потока приведено в главе 4 настоящей диссертации. Опуская детальную ее характеристику, следует отметить, что основная идея метода гидравлических единиц заключается в выделении групп образцов, принадлежащих к отличительным типам породы, характеризующихся уникальными взаимосвязями между емкостными и фильтрационными свойствами. Такими уникальными характеристиками являются *величина FZI*, определяющая связь между пористостью и проницаемостью, *функция Леверетта*, связывающая водонасыщенность и капиллярное давление.

Знание типа гидравлической единицы (т.е. величины FZI) позволяет корректно определить динамические характеристики коллектора по измерениям только статических свойств (пористости). Для определения FZI в скважинах без отбора керна используется корреляция с данными каротажа - гамма активностью, амплитудой ПС, сопротивлением, интерпретированной пористостью и глинистостью.

С точки зрения геологической значимости - индикатор гидравлических единиц FZI является уникальной характеристикой пористой среды, включающей в себя геологические атрибуты текстуры и минералогии породы, и позволяющий выделять четко выраженные «геометрические фации» или - гидравлические единицы потока. Многочисленные экспериментальные данные подтверждают связь FZI с геометрией порового пространства - медианным радиусом (по капиллярометрии) и удельной поверхностью (по десорбции аргона) (Дорогиницкая, Дергачева, Анашкин и др., 2007; Дорогиницкая, Еникеев, Ефимов и др., 2010).

Как и ожидалось, FZI увеличивается с ростом среднего радиуса пор и уменьшением удельной поверхности. Аналогично FZI связан с гранулометрическим составом породы (Рисунок 9.32.), увеличение значения FZI характеризует рост среднего размера зерен и снижение содержания мелкой фракции частиц.

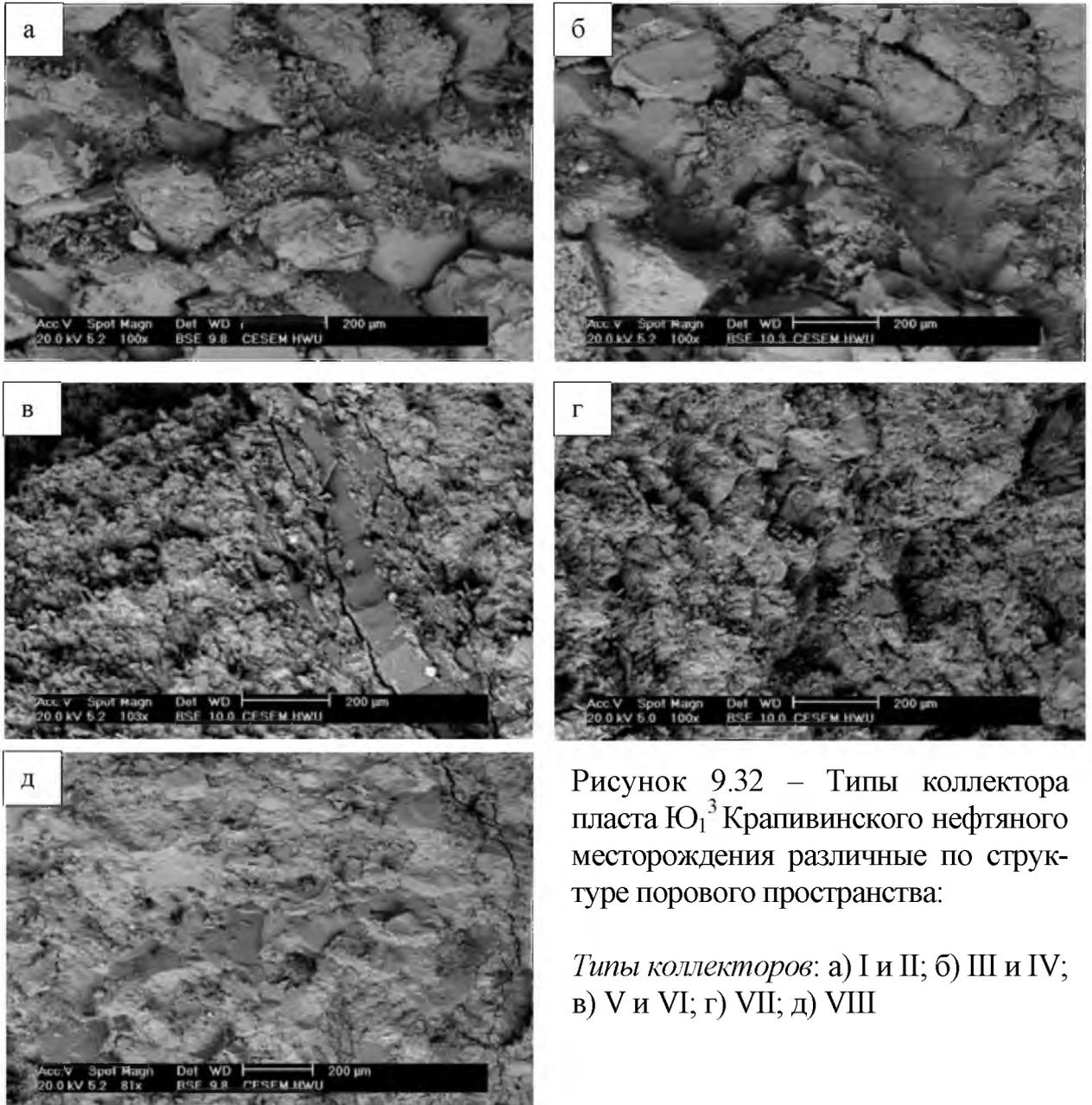


Рисунок 9.32 – Типы коллектора пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения различные по структуре порового пространства:

Типы коллекторов: а) I и II; б) III и IV; в) V и VI; г) VII; д) VIII

Изменение минералогического состава матрицы и цемента пород закономерно отражается на величине FZI. Увеличение FZI характеризует изменение пропорции состава матрицы в сторону увеличения содержания кварца (Рисунок 9.31.-а) и снижения доли полевых шпатов (Рисунок 9.31 - б). При общей тенденции к снижению содержа-

ния глинистого цемента с увеличением FZI (Рисунок 9.31 - а), наблюдается характерное изменение типа глин от гидрослюдистого к каолинитовому (Рисунок 9.31 - б,в).

По сравнению с каолинитом гидрослюды имеют более развитую поверхность и сильно набухают в воде, тогда как каолинит в нефтеносных породах, как правило, гидрофобизирован и не смачивается водой. Кроме того, гидрослюдистые минералы имеют хрупкую структуру, и течение жидкости в породе может приводить к разрушению и миграции глинистых частиц блокирующих поровые каналы.

При проводимых исследованиях была использована следующая процедура выделения гидравлических единиц потока. Концепция гидравлических единиц подразумевает, что весь объем породы состоит из нескольких отличительных типов коллектора, характеризующихся уникальным значением FZI. Разброс значений FZI около истинного среднего, может быть вызван случайными экспериментальными погрешностями при анализе керна, поэтому вместо использования непрерывного диапазона FZI, более корректно сгруппировать образцы в гидравлические единицы.

Процесс выделения и получения характеристик гидравлических единиц включал три основных стадии - определение числа гидравлических единиц, определение характера гидравлических единиц (граничные и истинные значения FZI, функции Лавретта и др.) и выделение гидравлических единиц по данным каротажа в скважинах без отбора керна. Для выделения гидравлических единиц по данным керна использована серия качественных, графических и аналитических методов, кратко перечисленных ниже по тексту.

Графический анализ графиков $k-\phi_z$ и $RQI-\phi_z$, позволил выделить явные группы образцов с близкими свойствами (Рисунок 9.33.).

Графический анализ гистограммы показал наличие индивидуальных гидравлических единиц. Поскольку FZI имеет логнормальное распределение, на гистограмме, построенной в логарифмическом масштабе по оси x, выделилось n-е количество нормальных распределений с характерными средними значениями, соответствующих определенным гидравлическим единицам. Однако при распределения полученных значений произошло наложение их друг на друга.

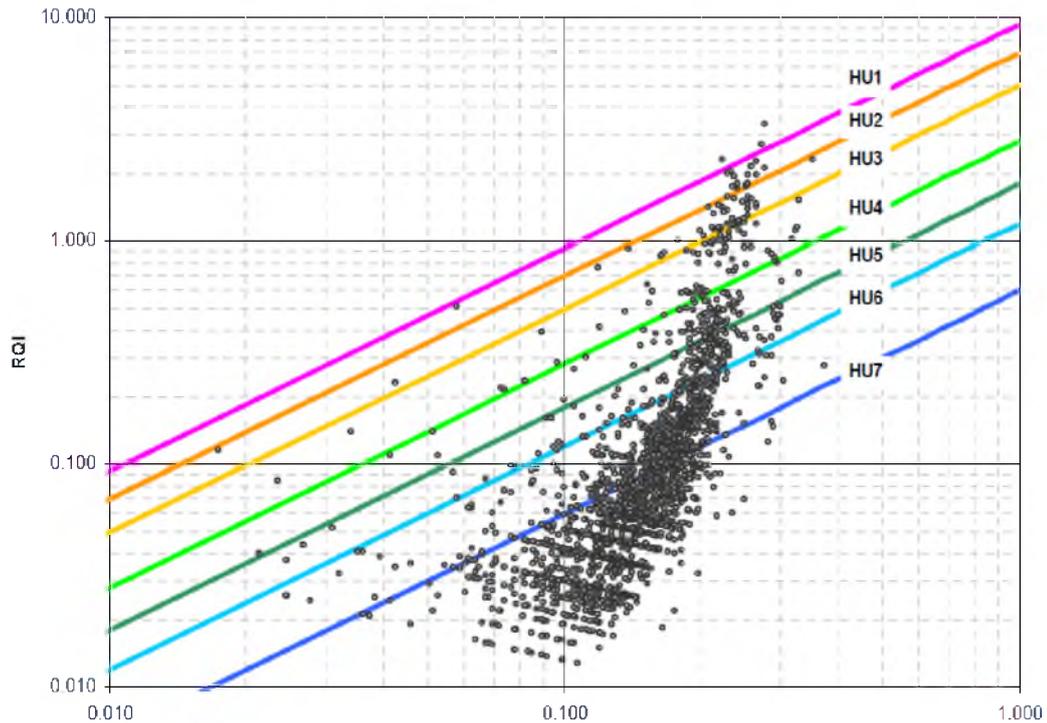


Рисунок 9.33 – Кросс-плот параметра качества коллектора (RQI) и нормализованной пористости (Геологическая..., 2003)

Графический анализ накопленной функции вероятности дал более информативные сведения, поскольку более сглаженный график уменьшил разброс данных. На графике в логарифмическом масштабе по оси x, каждое нормальное распределение образует характерную прямую линию. По такому графику достаточно уверенно выделились границы 7 основных гидравлических единиц (Рисунок 9.34.). Поскольку данный график не характеризует среднего значения нормальной выборки, среднее FZI для каждой группы рассчитывалось осреднением.

Стратиграфически модифицированный график Лоренца характеризует распределение проводимости среди объема пород содержащих флюид. Для этого по оси y была отложена фильтрационная характеристика коллектора – нормализованная накопленная проводимость $\Sigma(k \cdot h)$, а по оси x – емкостная характеристика пород – нормализованная накопленная емкость $\Sigma(\phi_e \cdot h)$. При этом основное отличие от оригинального графика Лоренца заключается в том, что данные были упорядочены не в порядке увеличения, а в порядке стратиграфического положения. Данный график, по сути, является анало-

гом записи скважинного расходомера - синтетическим профилем притока. Места перегиба кривой характеризуют границы гидравлических единиц, поскольку в пределах каждой из них коллектор имеет близкие гидродинамические свойства.

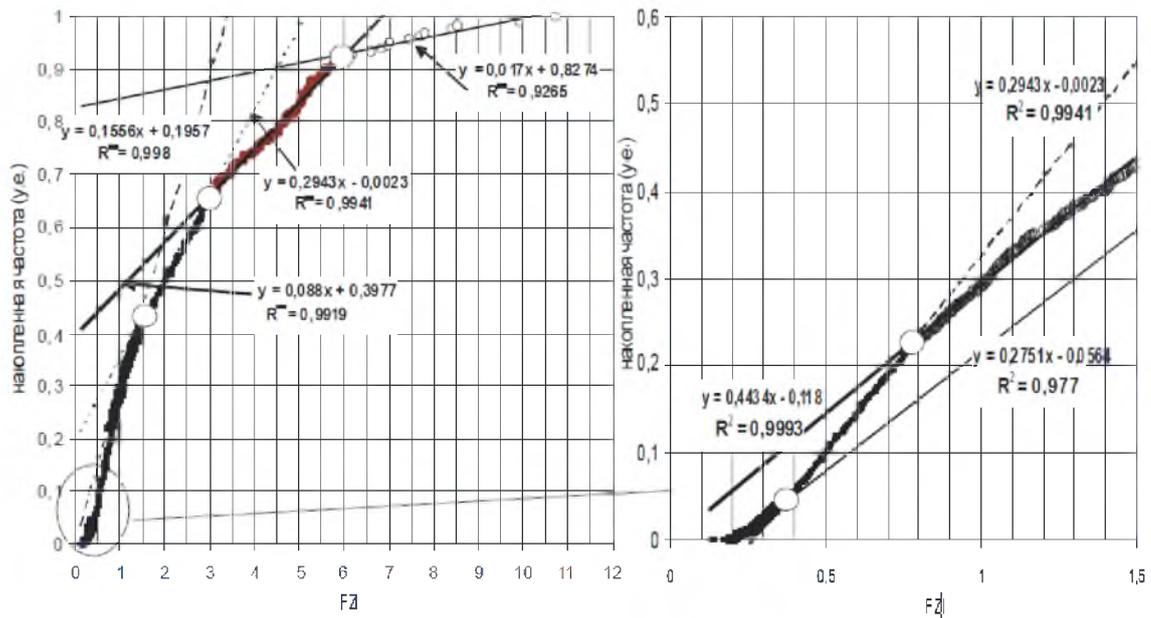


Рисунок 9.34 – Функция накопленной частоты FZI для пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая..., 2003)

Как показывает пример модифицированного графика Лоренца для скважины №187 (Рисунок 9.35) в ее разрезе могут четко выделяются 5 групп коллектора с близкими свойствами.

Кластерный анализ, как наиболее эффективный аналитический метод выделения подобных популяций, позволили избежать субъективизма присущего графическим методам анализа. Для выделения гидравлических единиц был использован иерархический метод Варда (Ward's) при котором все образцы один за другим постепенно объединялись в группы до тех пор пока не было достигнуто желаемое число кластеров. Несмотря на то, что число кластеров являлось входными данными для анализа, он был использован для определения числа гидравлических единиц, путем задания различного числа кластеров и сравнения ошибки расчета проницаемости с использованием корреляций (т.е. среднего FZI) для соответствующего числа кластеров. Рисунок 9.36. показывает, что выделение более чем 7 кластеров не приводит к снижению погрешности расчета,

что подтверждает предварительные результаты графического анализа графиков накопленного распределения вероятности.

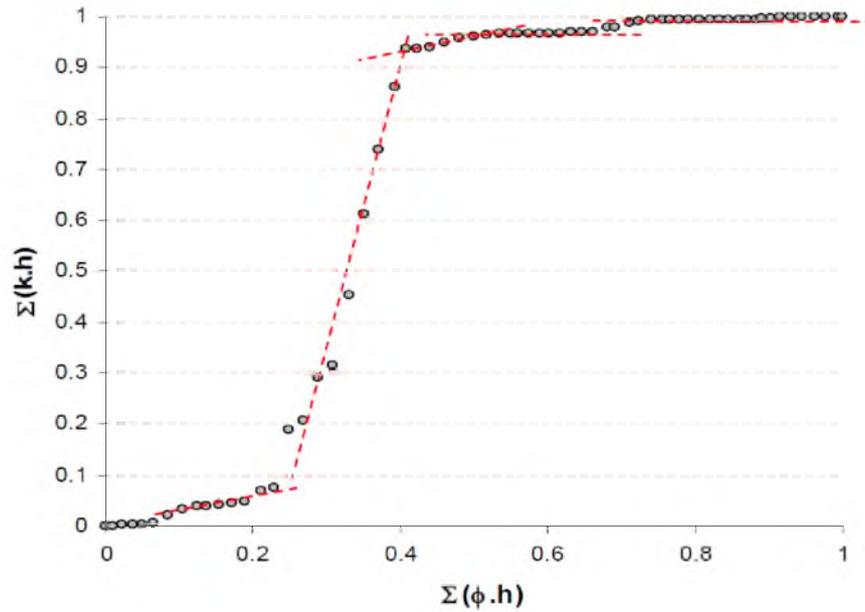


Рисунок 9.35 - Стратиграфически модифицированный график Лоренца по скважине №187 Крапивинского нефтяного месторождения

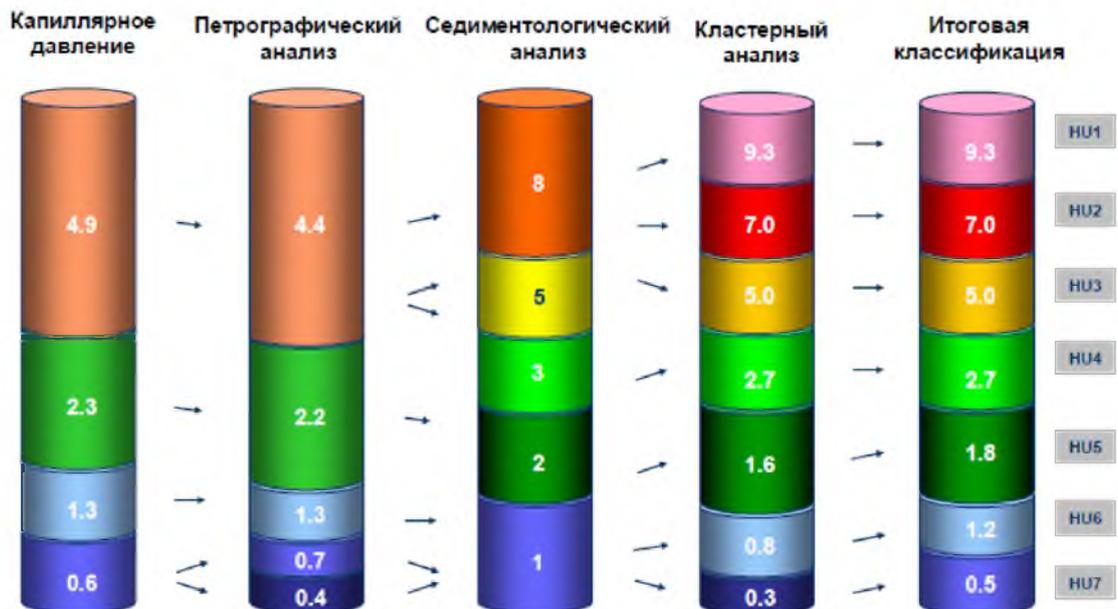


Рисунок 9.36 - Сравнение классификаций типов коллектора по примененным методикам анализа (Геологическая..., 2003)

Анализ зависимостей капиллярного давления с использованием метода Винленда (Winland 1972) позволил классифицировать породы по величине радиуса пор соответствующих 35% насыщенности несмачивающей фазы, которая является хорошей характеристикой системы крупнейших взаимосвязанных пор. Значения радиуса Винленда полученные для системы вода-воздух образуют 4 основные группы (Рисунок 9.37.). Аналогичная картина наблюдается при сравнении функций Леверетта, которые также разделяются на 4 группы.

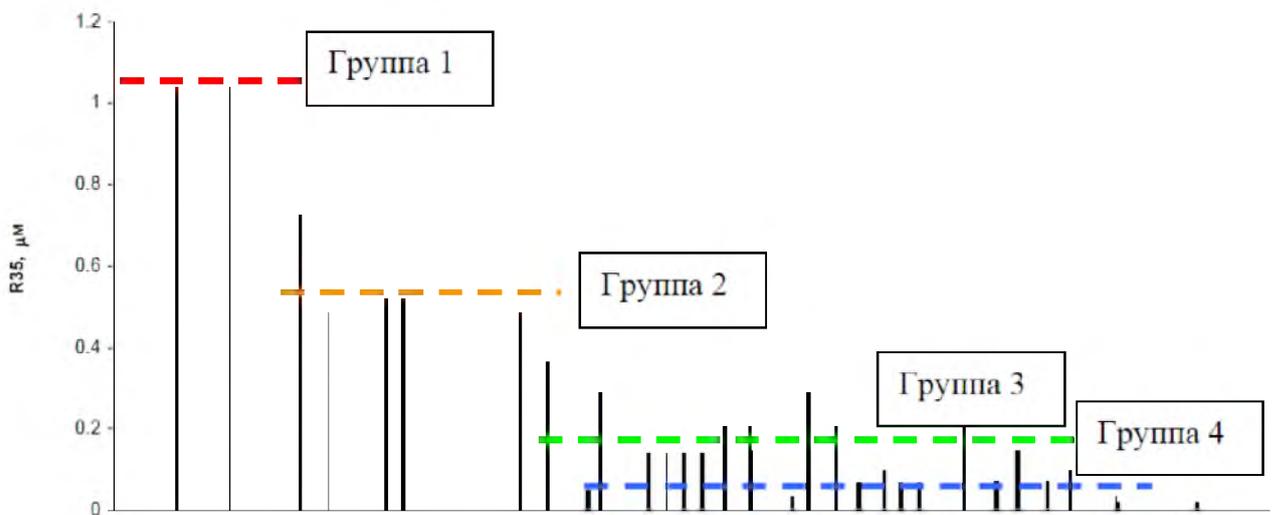


Рисунок 9.37 - Распределение радиусов Винленда (R35) для групп коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения

Результаты седиментологического и петрографического анализа кернa наполнили классификацию гидравлических единиц геологическим содержанием и позволили разделить типы пород по текстурным, минералогическим и гранулометрическим характеристикам. По описанию кернa и анализу условий осадконакопления среди пород пласта Ю₁³ явно выделяются 5 основных литогенетических типа. Данные петрографического анализа позволяют классифицировать коллекторы пласта Ю₁³ по гранулометрическому и минералогическому составу на 5 «литолого-структурных групп».

Сравнение классификаций по различным методам показывает, что группы могут перекрываться и быть вложенными друг в друга. Результаты по анализу капиллярного давления и петрографических исследований не выделяют группы пород с достаточной

точностью, что может быть связано с не представительностью выборки экспериментальных образцов.

Описание керна и кластерный анализ позволили достичь лучшей точности за счет большого количества исходных данных. Однако следует отметить, что он имеет тенденцию выделять с большей детальностью гидравлические единицы среди самых низко проницаемых пород, которые составляют большую часть выборки образцов. Поскольку экспериментальные данные для низко проницаемых образцов могут иметь высокую относительную погрешность, и вариация проницаемости для этих классов незначительно влияет на разработку залежи, результаты кластерного анализа были скорректированы для трех последних классов по данным описания керна и анализа капиллярного давления.

Итоговая классификация обобщает данные по пластам Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴ и базируется на основе скорректированных данных кластерного анализа. Характеристики выделенных гидравлических единиц приведены в Таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Средние характеристики гидравлических единиц коллекторов

НУ	FZI мин	FZI	RQI	□, д.е.	к, мД	Седиментологическая характеристика
1	8.29	9.34	2.35	0.199	1178	Песчаники среднезернистые, однородные, хорошо отсортированные. Фация гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа.
2	6.34	6.98	1.60	0.189	537	
3	3.92	4.98	1.06	0.176	226	Песчаники средне-мелкозернистые, однородные. Фация гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа.
4	2.08	2.68	0.56	0.163	68	Песчаники мелко-среднезернистые с градиционной слоистостью, обуславливающей послойную нефтенасыщенность. Прерывистая волнистая текстура наслоения. Фация склоновых частей баровых систем.
5	1.50	1.80	0.37	0.168	28	Песчаники мелкозернистые и алевролиты с прослоями глинисто-углистого детрита. Фация подводных отмелей.
6	1.00	1.20	0.21	0.147	9	Песчано-алеврито-глинистые разности. Разнообразная слоистость. Фация осадков зоны волнений.
7	0.00	0.60	0.06	0.120	1	

В дальнейшем, определение гидравлических единиц по данным геофизических исследований в скважинах, пробуренных без отбора керна, может быть осуществлено по показаниям радиоактивного каротажа, поскольку FZI имеет хорошую корреляцию с естественной гамма-активностью пород.

Корреляция пористость-проницаемость по газу. Для каждой гидравлической единицы известно характерное значение FZI уникально определяющее корреляцию между пористостью и проницаемостью по уравнению 9.10:

$$k = 1014 \cdot (FZI)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}, \quad (9.10), \text{ где:}$$

k – проницаемость по газу в мД с коррекцией для эффекта Клинкенберга,

ϕ_e - открытая пористость в долях единицы.

Для коллекторов Крапивинского месторождения были получены 7 зависимостей «пористость-проницаемость», которые в дальнейшем были использованы для определения проницаемости по данным ГИС (при условии известного типа гидравлической единицы).

По гамма-каротажу были определены распределения FZI и гидравлических единиц по разрезу, с использованием которых была рассчитана проницаемость по данным интерпретации пористости. Полученный результат намного лучше согласуется с данными керна, чем оценка проницаемости по стандартному методу.

Остаточная водо- и нефтенасыщенность. Остаточная водонасыщенность (по данным капиллярметрии), также как и остаточная нефтенасыщенность (по экспериментам вытеснения) хорошо коррелируются с параметром RQI. Используя экспоненциальную и линейную зависимости для образца с известными пористостью и проницаемостью могут быть определены критические насыщенности.

$$S_{wr} = 0.25 + 0.75 \cdot 0.0001^{RQI}, \quad (9.11), \text{ где:}$$

S_{wr} - остаточная водонасыщенность в долях единицы.

$$S_{or} = 0.15 + 0.27 \cdot RQI, \quad (9.12)$$

где S_{or} - остаточная нефтенасыщенность в долях единицы.

Капиллярное давление. Исходные экспериментальные данные по измерению капиллярного давления относятся к системе «вода-воздух» и были скорректированы для применения к системе «вода-нефть». Значения поверхностного натяжения вода-воздух в поверхностных условиях (0.0726 Н/м) и «вода-нефть» в пластовых условиях (0.035 Н/м) были приняты по справочным данным для воды и нефти с близкими свойствами. Угол смачивания «вода-воздух-порода» предполагается равным 0, а средний угол смачивания для системы «вода-нефть-порода» по данным измерений образцов скважин №201Р и №192Р (Пероziо Г.Н. 1991) составляет 20°. Зависимости капиллярного давления вода-нефть, как и ожидалось, имеют вид характерный для преимущественно гидрофильных пород и имеют сильный разброс значений в зависимости от структуры порового пространства образцов.

Традиционный подход к описанию зависимостей капиллярного функцией Леверетта не позволяет найти универсальную функцию для всех гидравлических единиц. Каждому типу породы была присвоена зависимость капиллярного давления, аппроксимированная уравнением Кори-Брукса. Функции Леверетта разделяются на 4 основные группы (Рисунок 9.38), которые объединяют гидравлические единицы 1-2-3, 4-5 и включают единицы 6, 7 и 8. Обобщенные зависимости функций Леверетта для каждой гидравлической единицы могут быть описаны уравнением Кори-Брукса (9.13), используя параметры приведенные в Таблице 9.6.

$$J = J_0 \cdot \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{\frac{1}{\lambda}} \quad (9.13)$$

Таблица 9.6 – Параметры, описывающие функции Леверетта для гидравлических единиц

Гидравлическая единица	S_{wc}	\square	J_0
1	0.15	0.75	1.0
2	0.15	0.75	1.0
3	0.15	0.75	1.0
4	0.28	0.90	1.1
5	0.28	0.90	1.1
6	0.40	1.00	1.2
7, 8	0.55	1.10	1.5

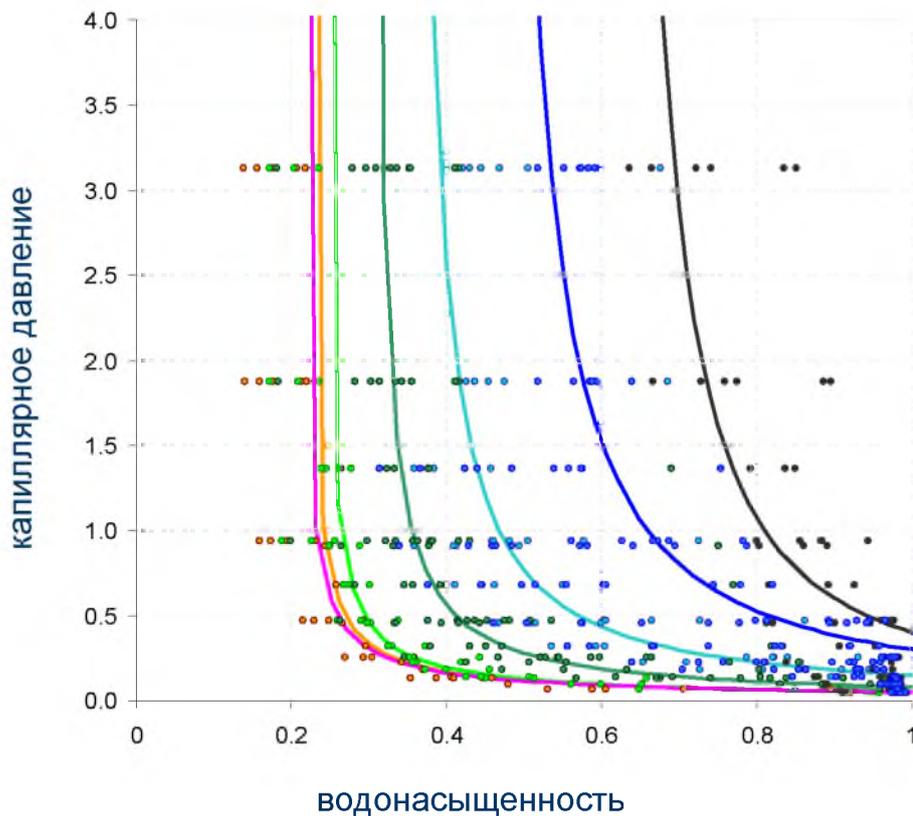


Рисунок 9.38 – Обобщенные зависимости капиллярного давления для выделенных классов коллекторов (гидравлических единиц потока) пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая..., 2003)

Относительные фазовые проницаемости. Из 15 экспериментальных определений только 6 были признаны корректными и сгруппированы по гидравлическим единицам (Рисунок 9.39.). Зависимости имеют вид характерный для гидрофильных коллекторов – критическая проницаемость по воде ниже 0.3, высокая критическая проницаемость по нефти (до 0.9) и относительно высокие значения насыщенности связанной водой (0.25-0.4). Экспериментальные результаты были аппроксимированы аналитическими функциями Кори (9.14), (9.15) и для получения монотонных зависимостей которые могут быть использованы при последующих расчетах и моделировании. В итоге были получены 3 группы функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для гидравлических единиц 1-2-3, 4-5 и 6-7-8, описывающихся параметрами, приведенными в таблице, следующей ниже по тексту.

$$k_{rw} = k_{rw}^* \cdot \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{k_{rw}^{exp}} \quad (9.14)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^* \cdot \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{k_{ro}^{exp}} \quad (9.15)$$

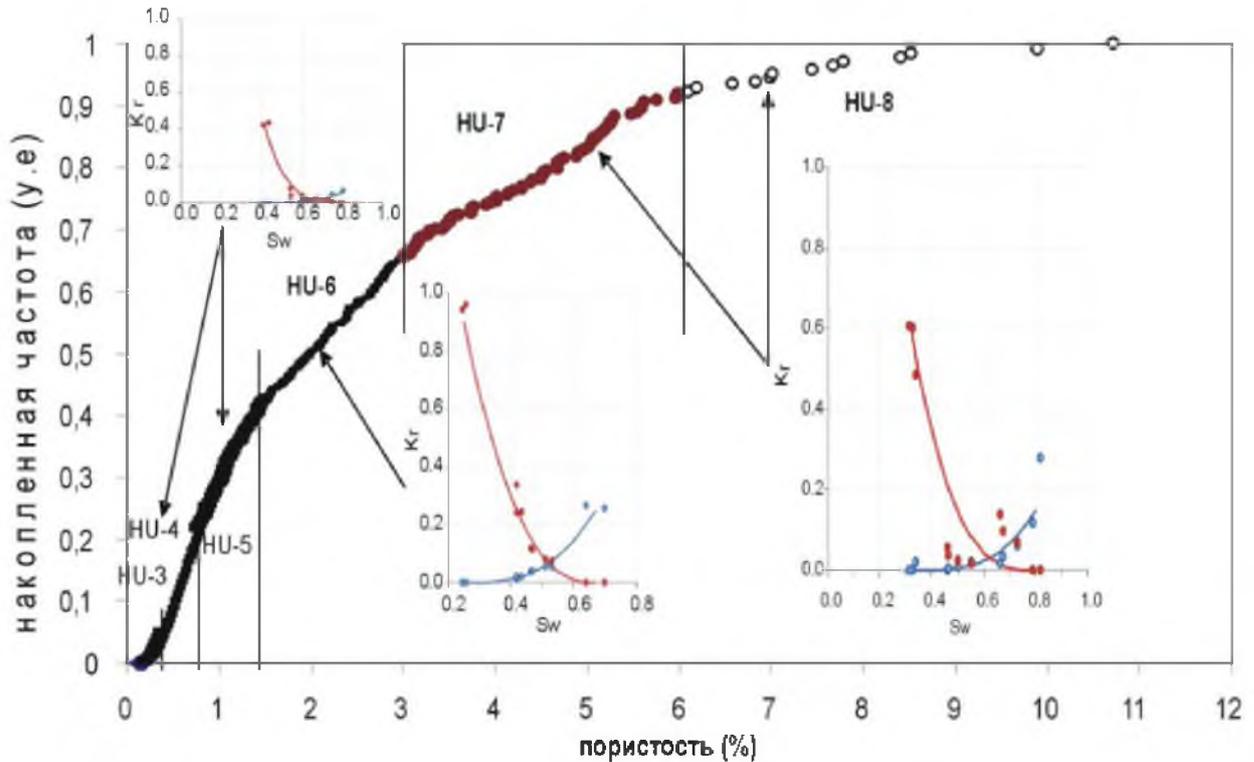


Рисунок 9.39 – Систематизация относительных фазовых проницаемостей и классов коллектора (гидравлических единиц потока) для пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая..., 2003)

Рассчитанные по представленной методике гидравлические единицы потока, увязанные с седиментологической характеристикой продуктивного пласта, позволили получить наглядное представление о латеральном распространении и закономерностях чередования гидравлических единиц потока (HFU), отражающих классы коллекторов с улучшенными свойствами в пределах изучаемой геологической структуры. Сводный профиль распределения выделенных гидравлических единиц потока (HFU), для природных резервуаров барьерно-барового генезиса приведен на Рисунке 40.

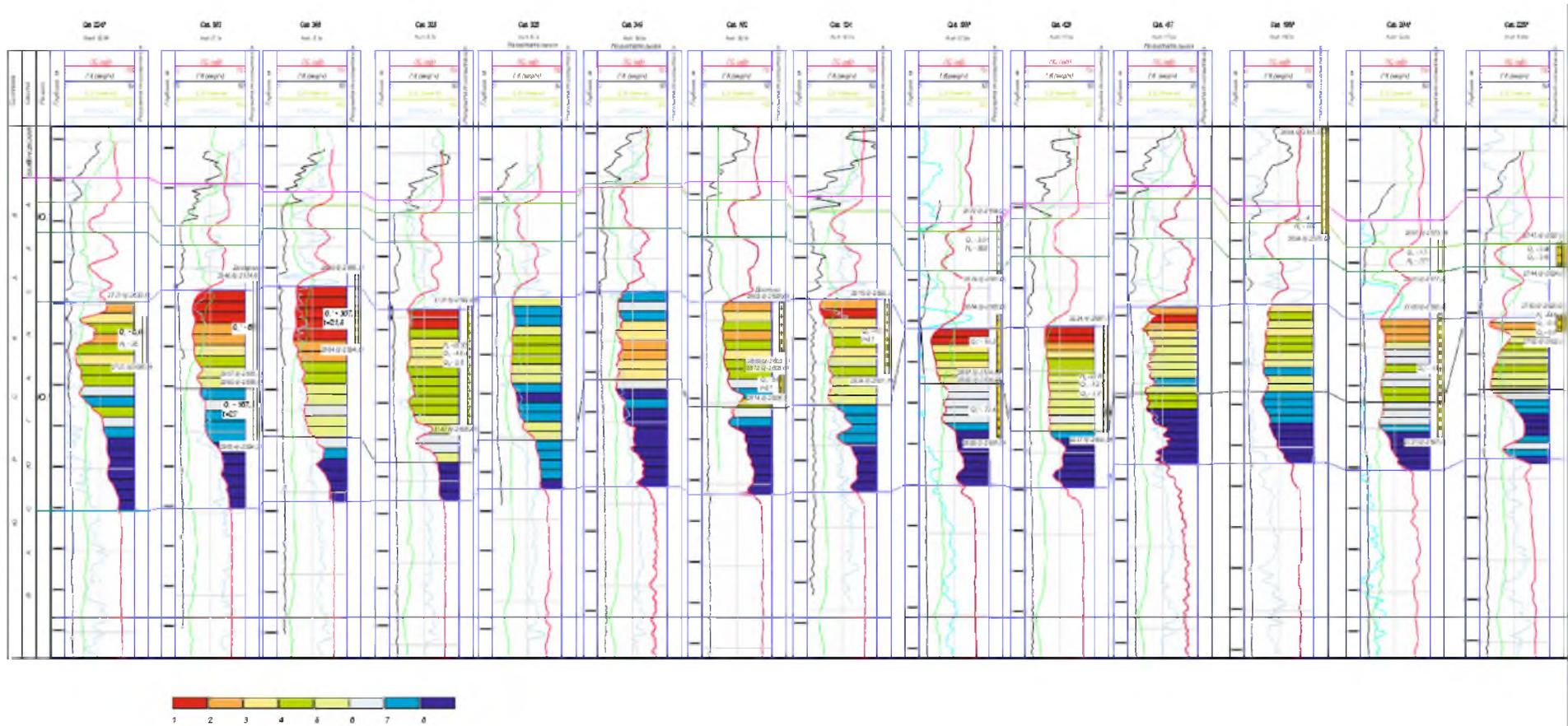


Рисунок 9.40. – Сводный корреляционный профиль распределения выделенных гидравлических единиц потока (HFU) в отложениях барьерно-барового генезиса

На основе карты средней эффективной пористости полученной по корреляции с акустической жёсткостью и данных по пористости (в результате поточечной интерпретации ГИС) в разрезе каждой скважины методом стохастического моделирования получено 3-х мерное распределение пористости. Распределение проницаемости было получено по соответствующим зависимостям Кармена-Козени для каждого из типов коллектора с использованием гридов типа коллектора и пористости (Рисунок 9.41.).

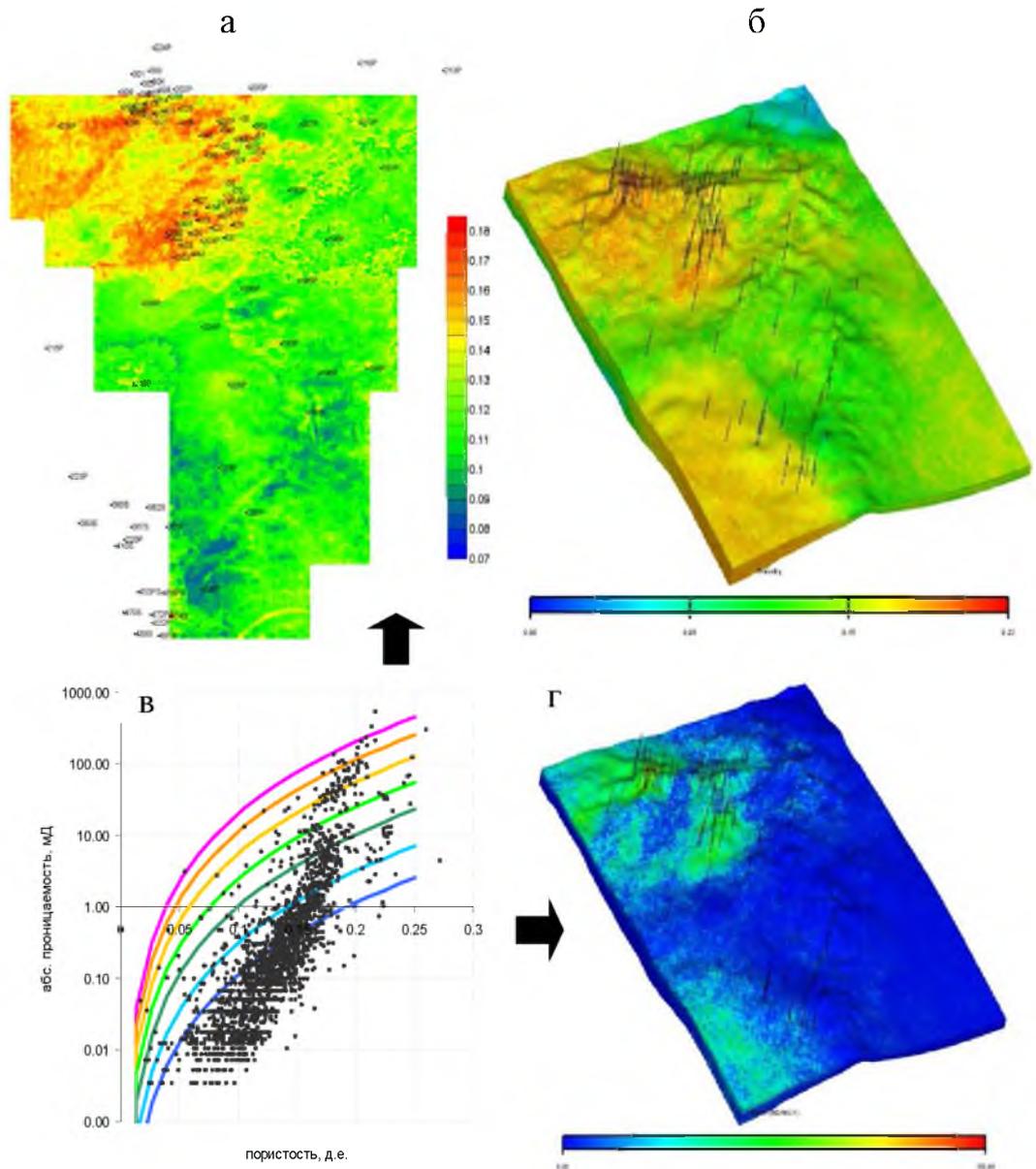


Рисунок 9.41 – Моделирование свойств пласта-коллектора Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая..., 2003):

а) - сейсмическая карта средней пористости по пористости; б) -3D распределение пористости; в) - зависимости Кармена-Козени для каждого типа коллектора; г) - 3D распределение проницаемости

Вышеизложенная методическая последовательность работ по применению методик комплексирования литологических и петрофизических исследований кернового материала позволила получить количественные характеристики базовых коллекторских свойств пород (*пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности*) и на основе комплексного использования данных лабораторных исследований керна, производить выделение литолого-петрофизических типов разрезов изучаемых продуктивных толщ юрского и мелового возраста.

Предлагаемая комплексная методология детально рассмотрена на примере барово-барьерного терригенного резервуара Крапивинского нефтяного месторождения и основана на интерпретации данных типового комплекса геофизических исследований скважин на основе количественных оценок интерпретационных параметров, получаемых путем комплексного интегрированного моделирования петрофизической и детальной седиментологической информации.

Методология показала свою ликвидность на основе совместного анализа данных исследований керна и комплекса ГИС при оценке комплексного параметра (FZI), характеризующего класс коллектора, и позволяющего осуществлять прогноз значений фильтрационно-емкостных параметров, дающих право количественно разграничивать коллектор, оценивать положение флюидоконтактов, создавая тем самым базу достоверных исходных данных для гидродинамического моделирования резервуаров различного генезиса.

С применением описанной технологии в ходе детальных комплексных седиментологических исследований пространственного распределения литогенетических типов отложений различной фациальной принадлежности были выявлены закономерности в петрофизических параметрах изучаемых юрско-меловых резервуаров, позволившие типизировать комплексные литолого-петрофизические характеристики изученных макрофациальных комплексов.

Технологические факторы обеспечивают показатели разработки, отражающие поведение залежи в процессе эксплуатации и напрямую зависящие от внутреннего строения разнофациальных терригенных коллекторов, которое проявляется в закономерных изменениях гранулометрической структуры пласта по разрезу (макронеодно-

родность), его текстурных особенностях на уровне наличия упорядоченной и хаотичной слоистости (слоистая неоднородность) и направленной ориентировки зерновой массы песчаников отдельного прослоя (микронеоднородность).

Значительная неоднородность свойств и петрофизических параметров свойственна большинству природных резервуаров юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. Выявленные закономерности внутренней организации терригенных толщ определены процессами циклической седиментации, господствующими в юрско-меловые эпохи осадконакопления и предопределившими формирование разномасштабных литологических циклов, закономерно изменяющихся во времени и пространстве аккумуляции. Эволюционное развитие и формирование литологических циклов обусловили фациальные условия в бассейне седиментации, определившие закономерности распределения неоднородности в вертикальном и латеральном направлении.

Типизация природных резервуаров, сформированных в разных фациальных зонах, с позиций концепции гидравлических единиц потока позволила создать единый классификационный ряд обобщенных параметров единиц потока для рассмотренных терригенных резервуаров, установив тем самым связь между седиментологической (качественной) и петрофизической (количественной) составляющими их моделей.

В ходе исследований, в результате генетической литолого-петрофизической типизации юрско-меловых природных резервуаров, развитых в пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна, обобщенных по степени неоднородности свойств для них была разработана обобщённая классификация гидравлических единиц потока, увязывающая в единый классификационный ряд параметры резервуаров формировавшихся в различных условиях седиментации. Классификация представлена в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Генетическая литолого-петрофизическая типизация
юрско-меловых природных резервуаров
Западной Сибири (на основе гидравлических единиц потока), О.С. Чернова, 2017

Обстановка осадконакопления (макрофаза)	Часть природного резервуара	Ассоциация литологических типов / литологический тип	HFU	Ранг FZI	Среднее значение FZI	Диапазон пористости, %	Диапазон проницаемости, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент вариации
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Резервуары типа «Layer-cake» - Однородно-слоистый резервуар								
Барьеры	Центральная часть барьера	Песчаники средне-мелкозернистые, слабосцементированные, хорошо сортированные, массивные, с редкими углесто-глинистыми намывами, с горизонтальной или клиновидной слоистостью	1	Более 2,567	2.567 и выше	18 – 20	170 - 1600	0,33
Дельта волнового влияния	Проксимальная часть волновой дельты	Песчаники средне-мелкозернистые, хорошо сортированные	2	2.540 – 3.320	2.593	17 – 18	165 - 1400	0,28
Пляжи		Песчаники мелкозернистые, слюдистые, с прослоями кальцита	3	2.124 – 2.540	2.256	14 – 18	140 - 950	0,46
Резервуары типа «Jigsaw-puzzle» - Мозаичный резервуар								
Устьевые бары	Центральная часть устьевого бара	Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, косо-слоистые	4	1.55 – 2.124	1.63	16 – 18	22.0 – 32.0	0,72
Бары вдольбереговые	Центральная часть бара (Р)	Песчаники средне-мелкозернистые, слабосцементированные, массивные	5	1.525 – 2.540	2.313	15.0 – 18.0	24.0 – 29.0	0,70
	Центральная часть бара (Т)	Песчаники мелко-среднезернистые, хорошей сортировки	6		1.744	14.5 – 15.3	20.0 – 26.7	0,84

Дельта волнового влияния	Дистальная часть волновой дельты	Песчаники мелко, реже среднезернистые, хорошо сортированные, слабосцементированные	7	1.095 – 1.525	1.256	14.2 – 18	7.0 – 8.5	0,65
Устьевые бары	Гребень устьевового бара	Песчаники мелкозернистые, алевритистые, с прослоями угля, намывами растительного детрита	8	1.053 – 1.095	1.066	12 – 14	12.0 – 16.0	0,69
Конусы выноса дельты речного влияния	Фронт дельты	Песчаники тонко-, мелкозернистые, бимодальные, с веерообразной слоистостью, разнонаправленной	9	0.880 – 1.095	0.923	14 – 18	11.0 – 14.0	0,84
Бары вдольбереговые	Склоны бара регрессивного / трансгрессивного	Алевролиты разномзернистые, переслаивающиеся с песчаниками мелкозернистыми, с биотурбациями	10	0.014 – 1.095	0.054	12.3 – 14	9.0 – 12.0	0,70
Устьевые бары	Склон устьевового бара	Алевролиты разномзернистые, переслаивающиеся с песчаниками мелко-, тонкозернистыми, с намывами угля	11	0.52 – 1.014	0.732	12 – 16	4.3 – 5.1	0,72
Шельфовые подводные гряды	Центральные части	Песчаники мелкозернистые, прослоями алевритистые, хорошо сортированные, с известковым цементом	12	0.760 – 0.880	0.745	10 – 14	0.17 – 0.55	0,66
Приливно-отливные отмели	Опесчаненный ватт	Песчаники мелко-, тонкозернистые, хорошо сортированные	13	0,642 – 0.760	0.698	10 – 15.5	70.00 – 120.00	0,60
Приливно-отливные отмели	Переслаивающийся ватт	Переслаивание алевролитов и	13-a	0,445 – 0,580	0.625	5 - 14	0.20 – 1.70	0,45
Резервуары типа «Labyrinth» - Резервуар - Лабиринт								
Меандровые отмели		Песчаники крупнозернистые, с включениями галек, косо-	14	Более 3.320	0.610	16 – 20	0.85 – 1.4	1,58

		слоистые,						
Отмели горной реки		Грубозернистые песчаники с включениями прослоев мелкогалечниковых конгломератов	15	0.342 – 0.642	0.595	9 – 12	0.72 – 1.1	1,78
Каналы приливно-отливные		Песчаники и алевролиты разномзернистые, с мелкой косою, иногда разнонаправленной слоистостью	16	0.417 – 0.720	0.632	10 – 14	1.5 – 1.9	1,38
Береговые валы		Песчаники мелкозернистые, с прослоями алевролитов глинистых	17	0.465 – 0,642	0.534	11 - 12.6	0.22 – 0.66	1,12
Пойменные кривасы (пески разлива)		Алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками, с мелкокомасштабной косою, волнистой слоистостью	18		0.386	9 – 11.0	0.17 – 0.66	1,32
Устьевые бары	Основание устьевого бара	Алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками мелкозернистыми, с субгоризонтальной параллельной, иногда слабо волнистой слоистостью, с многочисленными глинистыми намывами	19	0.333 – 0.465	0,327	6 – 8	0.01 – 0.14	1,29
Резервуары, формирующиеся в условиях низкой энергетической среды седиментации, не являющиеся коллекторами								
Марши дельтовой равнины		Песчаники тонко-мелкозернистые, переслаивающиеся с алевролитами	20	0.310 – 0.333	0.323	0 – 6	0.1 - 3	
Продельта		Алевролиты глинистые, переслаивающиеся с аргиллитами	21	0.225 – 0.310	0.256	0 – 5	< 1	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных комплексных фациально-генетических исследований терригенные юрско-меловые природные резервуары Западной Сибири рассмотрены с позиций целостных динамических систем, функционирующих в определенном временном интервале и определенном термобарическом режиме, вещественный состав и внутреннее строение которых предопределены древними условиями осадконакопления.

В целях как теоретического, так и практического использования, на основе предложенного интегрированного подхода разработана методика палеоседиментологического моделирования по керну скважин, базирующаяся на четкой системе понятий, увязанных в определенной логической последовательности, согласно установленным иерархическим уровням организации в пространстве осадочного вещества, характеризующим соподчиненные седиментологические единицы.

На основе детальных литолого-фациальных исследований по комплексу генетических признаков в керне скважин выделено и охарактеризовано 125 литогенетических типов отложений, слагающих макрофациальные комплексы основных типов юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири. Закономерности распределения по разрезу и по латерали литогенетических типов пород и макрофаций, установленных по керну скважин, позволили выявить иерархическую соподчиненность седиментологических объектов разного ранга, связанных определенными парагенезами.

Разработанная автором схема иерархии соподчиненных седиментологических объектов позволяет, зная природные механизмы и процессы, обуславливающие формирование определенных типов осадочных последовательностей, предсказывать появление возможных парагенетических ассоциаций и их латеральных вариаций для различных нефтегазоносных территорий, с конкретным типом литогенеза и геотектоническим режимом.

По результатам исследования литолого-петрофизических характеристик выделенных литогенетических типов отложений, рассмотренных в качестве гидравличе-

ских единиц потока (HFU), для каждой HFU на керновом материале получены индивидуальные зависимости пористости и проницаемости, увязанные с электрометрическими параметрами фаций. Литолого-петрофизические характеристики пород-резервуаров разнофациальных толщ, изученные на основе комплексного анализа пространственных параметров петрофизической, литологической и фильтрационной неоднородности в резервуарах каждого выделенного фациального типа позволили обосновать взаимосвязи гидравлических единиц потока (HFU) и индикаторов гидравлического типа коллектора (FZI) с фациальной неоднородностью осадочных тел.

Оценка свойств, выполненная посредством расчета петрофизических алгоритмов (HFU, FZI, RQI), характеризует пространственную изменчивость литолого-минералогических, структурно-текстурных и фильтрационно-ёмкостных характеристик пластов-коллекторов, сформированных в различных обстановках седиментации и позволяет выделять литогенетические типы пород с близкими характеристиками порового пространства, прогнозировать тип и петрофизические параметры каждого рассмотренного типа природного резервуара.

Разработанная методика петрофизических исследований (в области главных свойств резервуара – пористости и проницаемости), базирующаяся на основе метода гидравлических единиц потока (HFU), с учетом их связи с геологическими и гидродинамическими параметрами нефтегазоносного коллектора, позволяет более мобильно и объективно осуществлять преобразование геологических моделей в гидродинамические.

На основе комплексирования результатов седиментологических и петрофизических исследований кернавого материала, разработанные типовые генетические модели разнофациальных терригенных природных резервуаров, включают в себя описание, слагающих их литогенетических типов и фаций, и закономерности распределения свойств, могут быть использованы локальными недропользователями, не обладающими детальной седиментологической информацией, увязанной с петрофизическими исследованиями кернавого материала по типовым объектам разработки Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Предложенная методика комплексирования технологий седиментологического и петрофизического моделирования позволяет отображать слоисто-неоднородную структуру терригенного коллектора, с детальным учетом фильтрационно-емкостной пространственной неоднородности терригенного природного резервуара при построении его геостатической модели.

Рассмотренная методика построения геостатических моделей терригенных резервуаров дает возможность получения типовых зависимостей параметров для каждого фациального типа природного резервуара. Рассчитанные таким образом параметры могут быть использованы на месторождениях с аналогичным распределением HFU, но низкой информационной базой по другим данным (особенно керну скважин), необходимым для качественного моделирования процесса разработки. Это позволит снизить неопределенность, связанную с поведением залежи в процессе эксплуатации скважин и увеличить эффективность разработки, как с точки зрения коэффициента увеличения нефти, так и с точки зрения экономических параметров.

Разработанная классификация единого ряда классов гидравлических единиц потока (HFU) для Западной Сибири может служить основой для автоматической корректировки геологических и гидродинамических моделей, построенных на основе выделения типов HFU-коллекторов, при адаптации и мониторинге процессов разработки залежей нефти и газа.

Вопросы экономической эффективности применения разработанного интегрированного подхода литолого-петрофизического моделирования при построении трехмерных геостатических моделей для обоснования разработки залежей нефти и газа заключается в следующем:

1. Предлагаемая методика, стандартизируя подход к построению геологических и гидродинамических моделей, снижает роль субъективного фактора в их построении, что особенно актуально для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки.
2. Учитывая установленную связь HFU с геологическими и гидродинамическими параметрами терригенного коллектора, мобильность и объективность адаптации геолого-геофизической модели к модели гидродинамической в

процессе разработки, сокращается время принятия решений для повышения эффективности эксплуатации залежей нефти и газа.

3. Разработанный подход позволяет более корректно отображать в моделях фильтрационно-емкостные свойства залежей, распределенные на основе совокупности рассчитанных для них гидравлических единиц потока (HFU), а также наиболее полно учитывать геологические, петрофизические и гидродинамические параметры коллектора в HFU-моделях.
4. При подсчете запасов УВ данная методика может служить инструментом для сравнительной оценки групп запасов группы месторождений не только по количеству, но и по качеству запасов, корректировке подсчета запасов, выбора способа разработки залежи УВ и методов воздействия на продуктивные пласты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Аксенова Т.П. Условия образования нижне-среднеюрских отложений Нюрольской впадины // Геология и проблемы поиска новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. – С. 98–100.
2. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие / ВУ.П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с.
3. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007 – 209 с.
4. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014 – 284 с.
5. Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н., Глебов А.Ф., Залевский О.А., Качкин А.А., Лебедев А.И., Чернова О.С. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / Екатеринбург: Из-во Уральского гос. Горного ун-та, 2011. – 268 с.
6. Алексеев В.П., Рыльков С.А., Ворожев Е.С., Чернова О.С. Иерархичность и инверсия структур осадочного чехла (на примере сочленения Урала и Западно-Сибирской плиты) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. – №3 (15), С. 13–18.
7. Алексеев В.П., Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., Чернова О.С., Щергина Е.А. О некоторых закономерностях формирования продуктивных пластов АВ_{1,3} в нижнемеловых отложениях Широкого Приобья (Западная Сибирь) / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири (СНИИГГиМС). – 2014, №4 (20). – С.18–28.
8. Алексеев В.П., Чернова О.С., Амон Э.О. и др. Закономерности изменения состава и строения коллектора Ю-1 в широтном Приобье и его ближайшем окружении (Западная Сибирь) // Литосфера. 2014. №3, С.51–69.
9. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф. и др. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 257 с.
10. Аргентовский Л.Ю., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Зининберг П.Я., Елисеев В.Г., Кулахметов Н.Х., Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н., Соколовский А.П., Ясович Г.С. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1968. – С.27–95.
11. Аркелл В.А. Юрские отложения земного шара. – М.: Изд-во иностр. лит-ры, 1961. – 800 с.

12. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004 – 148 с.
13. Атлас литогенетических типов угленосных отложений Алдано-Чульманского района Южно-Якутского каменноугольного бассейна / Александров А.В., Желинский В.М., Коробицына В.М., Сюдюков Ш.А., Фролов В.И. М.: Изд-во Наука, 1970. – 226 с.
14. Атлас литогенетических типов угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна / Ботвинкина Л.Н., Жемчужников Ю.А., Тимофеев П.П., Феофилова А.П., Яблоков В.С. М.: Изд-во АН СССР, 1956. – 368 с.
15. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. III. Триасовый, юрский и меловой периоды / Ред. А.П. Виноградов. М.: Всесоюзный аэрогеологический трест Министерства геологии СССР, 1968. – 71 л.
16. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины м-ба 1:5 000 000 / Ред. И.И. Нестеров. Тюмень.: ЗапСибНИГНИ, 1976. – 24 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ, Вып. 93).
17. 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.
18. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. В 3 т. Т. 1. Обломочные и глинистые породы / Под ред. Хабакова А.В. М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 578 с.
19. Баженов В.А., Даненберг Е.Е., Тищенко В.М. Некоторые вопросы геологического строения доюрской эрозионно-тектонической поверхности и подошвенных образований чехла в связи с их нефтегазоносностью в Томской области // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – С. 71–78 с.
20. Баженов В.А. Грубообломочные отложения в зоне контакта чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 19–26.
21. Баженовский горизонт Западной Сибири / Бладучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров А.В. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 276 с.
22. Байбородских Н.И., Булынникова А.А., Карцева Г.Н., Ронкина З.З., Большехетская серия Усть-Енисейского района // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Ч.I. – Тюмень, 1969. – 92 с.

23. 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.
24. Барабошкин Е.Ю. Конденсированные разрезы: терминология, типы, условия образования // Вестник Московского Университета, Серия 4: Геология. – М.: изд-во МГУ, 2009. №3, С. 13-20.
25. Батурин В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. – М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1947. – 340 с.
26. Бейзель А.Л. Изменения интенсивности сноса осадков - основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006. № 5–6, С. 34–44.
27. Белов Р.В. Зональный прогноз нефтегазоносности континентальных отложений нижней-средней юры Нюрольского бассейна (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. –1995. – № 6. – С.138–144.
28. 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.
29. 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.
30. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Литостратиграфия континентальных отложений нижней и средней юры юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. – С.111–119.
31. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С.75–83.
32. 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.
33. 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.

34. 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. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С.11-23.
35. 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: СНИИГГиМС, 1991. – С.171–180.
36. Белозёров В.Б. Генезис фильтрационно-емкостной неоднородности песчаных коллекторов / Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 2006 – С. 128–135.
37. Белозеров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов ваюганской свиты Западной Сибири. Томск: Известия ТПУ, 2007. Т. 311. №1. – С.67–72.
38. Белозёров В.В. Изучение возможностей геофизических методов в связи с геологическим моделированием месторождений углеводородов // Записки Горного Института. – 2008. –Т.174. – С. 17–19.
39. Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н., Мангазеев В.П., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора модели. // Нефтяное хозяйство. 2006. – № 5. – С.66–70.
40. Белозёров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 319. – № 1. – Томск. С. 116–123.
41. Бененсон В.А., Самсонов А.В., Дашкевич Н.Н. и др. Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. Вып. №9. 1987. – С.36–41.
42. Бергер М.Г. Терригенная минералогия. – М.: Недра, 1986. – 227 с.
43. Берлин Т.С., Найдин Д.П., Сакс В.Н. и др. Климаты в юрском и меловом периоде на севере СССР по палеотемпературным определениям // Геология и геофизика. 1966. №1. – С.17–31.
44. Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири / Ровнина Л.В., Родионова М.К., Мазур В.М. и др. М.: Наука, 1985. – 104 с.
45. Борисенко З.К. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М.: Недра, 1980. – 207 с.
46. Борисов Ю.П. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных залежей / Тр. ВНИИ, М.: Гостоптехиздат», 1959. Вып. 21. – 160 с.

47. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. – 288 с.
48. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010 – 138 с.
49. Ботвинкина Л.Н. О трансгрессивных и регрессивных рядах фаций угленосных толщ // Известия АН СССР, серия геология. – 1956б. – № 2 – 237 с.
50. Ботвинкина Л.Н. Слоистость разных фациальных типов осадочных пород // Методы изучения осадочных пород. М.: Госгеолтехиздат, 1957. – Т. 1. – 150 .
51. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород / Тр. ГИН АН СССР. М.: Изд. АН СССР, 1962. Вып. 59. – 552 с.
52. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости // Труды геологического ин-та АН СССР. М.: Изд-во «Наука», 1965. Вып. 119. – 260 с.
53. Ботвинкина Л.Н. Ритмы и циклы в осадочных горных породах. Периодичность осадконакопления. М.: Знание, 1977. Вып. 3. – 48 с.
54. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика её изучения. Свердловск: Изд-во Уральского института, 1991. – 335 с.
55. Ботнева Т.А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972.–256 с.
56. Бочкарев В.С., Боярских Г.К., Нестеров И.И. Тектоническое строение Западно-Сибирской равнины // Тр. ВНИГНИ, вып. 218. – М.: Недра, 1980, С.133–157.
57. Вопросы тектоники Ямало-Гыданского региона и прилегающих территорий / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, П.В. Пенягин и др. // Горные ведомости. – 2005. – №12.– С.42–63.
58. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М. Генеральные тектонические модели Западно-Сибирской геосинеклизы // Горные ведомости. – 2008. – №3. – С. 6–23.
59. Бочкарев В.С., Федоров Ю.Н. Палеобатиметрия Западно-Сибирского бассейна на конец времени накопления баженовской свиты // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Сборник научных трудов, Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 35–41.
60. Брадучан Ю.В. Региональные стратиграфические подразделения мезозоя Западной Сибири // Основные проблемы геологии Западной Сибири. Тюмень. 1985. – С. 11–21.
61. Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булынникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ред. В.С. Вышемирский. Новосибирск, Наука, 1986. – 217 с.

62. Брадучан Ю.В. Биостратиграфические аспекты верхнеюрских отложений Западной Сибири // Биостратиграфия мезозоя западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – С 69–77.
63. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Балин В.П., Дещеня Н.П. Анализ ресурсной базы углеводородного сырья и концепции ее освоения в Ямало-Ненецком автономном округе // Известия вузов. Нефть и газ. 1997. – № 6. – С. 7–10.
64. Брехунцов А.М., Гмызин С.В., Дещеня Н.П., Деревягин А.А., Кекух С.Г., Плесовских И.А. Результаты выполнения программы минерально-сырьевой базы Ямало-Ненецкого автономного округа в 2003 году // Горные ведомости. Тюмень, 2004. –№1, – С. 6–13.
65. Бро Е.Г. Влияние катагенеза на физические свойства терригенных пород и минерализацию подземных вод. Л.: Недра, 1980 – 151 с.
66. Буданов В.И., Медведев В.С. Микроформы донного рельефа береговой зоны приливного, моря. Тр. Океанограф. комиссии. Т. XII. Изд. АН СССР, 1961.
67. Будников И.В., Гурари Ф.Г., Девятков В.П. и др. Нижне-среднеюрские осадочные бассейны Западно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. – М.: Наука, 1989. – С. 12–20.
68. Букринский В.А. Геометрия недр: учебник для вузов / В.А. Букринский.–М.: Недра, 1985.–526 с.
69. Булынникова А.А., Байбородских Н.И., Вахитов Ф.Ф., Колонольцева Е.П. К стратиграфии верхнемеловых отложений северо-восточных районов Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1970. №7. – С. 25–33.
70. 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.
71. Булынникова А. А., Трандафилова Е. Ф. Верхний отдел. Меловая система. Стратиграфия юрских и меловых отложений // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1972. – Вып. 48 – С. 84–97.
72. 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.
73. Булынникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофашии нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / Под ред. А.В. Гольберта, А.Э. Конторовича. М., Недра, 1978. – 87 с. (Тр.

СНИИГГиМСа, вып. 248.)

74. Бурлева О.В., Вакуленко Л.Г., Ян П.А., Микуленко И.С. Типовые разрезы песчаного горизонта Ю-1 на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2000. – С.44–47.
75. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках: М.: Мир, 1977. – 215 с.
76. 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.
77. 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.
78. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Особенности перехода от верхнетюменской к нижневасюганской подлите в Широком Приобье // Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография бореального мезозоя. Новосибирск: Изд-во «Гео», 2006. – С.177-179.
79. Вакуленко Л.Г., Ельцов И.С., Ян П.А. Седиментационная модель нижнеюрских отложений Ажарминского структурно-фациального района (Западная Сибирь) по материалам глубокого бурения // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Ярославль: Изд-во ЯГПУ, 2007. – С.31–33.
80. Вакуленко Л.Г., Ельцов И.С., Ян П.А., Аксенова Т.П., Родякин С.В. Литология юры юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (по результатам бурения параметрических скважин «Восток») // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ. – С.397–405.
81. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Седиментогенез нефтеносного горизонта Ю-2 и его значение при поисках и разведке залежей углеводородов // Изв. Том. политех. ун-та. Науки о Земле, 2010. – т. 316, № 1, С. 61–66.
82. Вакуленко Л.Г., Аксенова Т.П., Ельцов И.С., Замирайлова А.Г., Ян П.А. Литолого-фациальная характеристика юрских отложений южной части Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции Западной Сибири // Геология и геофизика, 2010. т. 51 (4), С. 425–436.
83. Вассоевич Н.Б. История представлений о геологических формациях (геогенерациях). – В кн.: Осадочные и вулканогенные формации. Л.: Недра, 1966. – С. 3–24.
84. Вассоевич Н.Б., Меннер В.В. Системные уровни организации сообществ осадочных пород // Известия АН СССР. Серия геология. – 1978. – № 11. – С.5–14 с.

85. Вахрамеев В.А., Добрускина И.А., Заклинская Е.Д., Мейен С.В. Палеозойские и мезозойские флоры Евразии и фитогеография этого времени. М., Наука, 1970. – 426 с. (Тр. ГИН АН СССР, вып. 208.)
86. Вахрамеев В.А. Климаты Северного полушария в меловом периоде // Палеонтол. журн. – 1978. – № 2. – С. 3–17.
87. Верзилин Н.Н. Методы палеогеографических исследований. Л., Недра, 1979, 247 с.
88. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М.: Недра, 1966. – 115 с.
89. Воинов В.В. и др. Изучение геологической неоднородности продуктивных пластов, НТС по добыче нефти, №14, 1966.
90. 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, реферат 10 к 165. – С. 9–12.
91. Вотах О.А., Соловьев В.А. Система понятий статической тектоники осадочной оболочки континентов // Геология и геофизика – 1970. – №4 – С. 127–139.
92. Вылцан И.А. Ритмоанализ как критерий установления ранга стратиграфических подразделений // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. М.: Наука, 1977. – С. 196–202.
93. Вылцан И.А. Ритмы – индикаторы геотектонических условий седиментогенеза // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. М.: Наука, 1977. – С. 237–243.
94. Вылцан И.А. Осадочные формации и их историко-геологические типы. Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – 123 с.
95. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород: учебное пособие / И.А. Вылцан. – Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – 484 с.
96. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ГП «Роснефть», ВНИИОЭНГ, 1995. – 150 с.
97. Гайдебурова Е.А. Строение пограничных нефтегазоносных отложений средней и верхней юры Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1984. – С. 32–40.
98. 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.

99. Гапонова Л.М. Повышение эффективности разработки месторождений на основе мониторинга геолого-гидродинамических моделей // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. 2006. – № 12. – С.36–39.
100. Геккер Р.Ф. Введение в палеоэкологию. М.: ГосНТИЛ по геол. и охране недр, 1957. – 126 с.
101. Геологические тела (терминологический справочник). Под редакцией Ю.А. Косыгина, В.А. Кулындыщева, В.А. Соловьева. М.: Недра, 1986. – 334 с.
102. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта АВ₁¹⁺² + АВ₁³ Самоглорского месторождения) / под. ред. К.Е. Закревского. – Тюмень: Вектор Бук, 2017 – 384 с.
103. Геолого-промысловые методы изучения нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Барков С.Л., Белкина В.А., Дорошенко А.А. и др. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 1999.–212 с.
104. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. – 120 с.
105. Глушко Н.К. Особенности раннесреднеюрской флоры Южного Ямала по палинологическим данным // Спорово-пыльцевой метод при реконструкции палеорастительности и определении био-фаций. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, Вып. 187, 1984. – С. 4–9.
106. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д., Сакс В.Н., Тесленко Ю.В. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / Ред. В.Н. Сакс. М.: Наука, 1968. – 152 с.
107. Гриффитс Дж. Научные методы исследования осадочных пород: Пер. с англ. – М.: Мир, 1971. – 421 с.
108. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Герашенко И.Л. Методы палеогеографических реконструкций. Л.: Недра, 1984. – 271 с.
109. Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Недра, 1975. – 67 с.
110. Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К., Наливкин В.Д., Нестеров И.И., Осыко Т.И., Ровнин Л.И., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Симоненко Т.Н., Соколов В.Н., Трофимук А.А., Чочиа Н.Г., Эрвье Ю.Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963. – 201 с.
111. Гурари Ф.Г. Микуленко К.И., Старосельцев В.С. и др. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. – Вып.100 – 148 с.

112. Гурари Ф.Г. Литостратиграфические подразделения // Региональные и местные стратиграфические подразделения для крупномасштабного картирования Сибири. Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 1986. – С. 21–29.
113. Гурари Ф.Г., Еханин Е.А. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1987. – №10, – С. 19–26.
114. Гурари Ф.Г., Еханин Е.А. Маркирующие горизонты и проблемы корреляции разрезов нижней части чехла центра и юга Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 53–60.
115. Гурари Ф.Г., Будников И.В., Девятков В.П. и др. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С.60–75.
116. Гурари Ф.Г. Особенности седиментации нижне-среднеюрских отложений на юге Западной Сибири // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 49–58.
117. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Еханин А.Е. и др. Нефтегазоносные комплексы нижней-средней юры Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С.3–9.
118. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Казаков А.М. Палеогеография Сибири в лейасе // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 1990. – С.9–18.
119. Гурари Ф.Г. К стратиграфии нижне-среднеюрских отложений южной половины Западной Сибири // Местные и региональные стратиграфические подразделения в практике геологического изучения Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1992. – С. 112–120.
120. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Казаков А.М. Прослой морских отложений в континентальной тюменской серии Западной Сибири // Советская геология, 1992. №8. - С.81-85.
121. Гурари Ф.Г. Проблемы литостратиграфии мезозоя Западно-Сибирской равнины // Проблемы стратиграфии и палеогеографии бореального мезозоя. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000 – С. 36–37.
122. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
123. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. М.: Гостоптехиздат, 1962. – 352 с.

124. 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.
125. Гусейн-Заде М.А. Вопросы макронеоднородности пласта. В кн. Подземная гидродинамика. М.: Гостоптехиздат, 1961. – 387 с.
126. Гуськов С.А., Беляев С.Ю., Истомин А.В., Волкова В.С. Кайнозойский этап развития арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы, включая Карское море // Геология и геофизика. – 2013. – С.156-162.
127. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозеров В.Б. и др. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. – С.77–83.
128. 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.
129. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М: Недра, 1982. – 448 с.
130. Девятов В.П. Битуминозные глины нижнего тоара Сибири // Геология угленосных и горючесланцевых формаций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1987. – С. 116–124.
131. Девятов В.П., Князев В.Г., Сапьяник В.В. Реперные горизонты в нижней и средней юре Сибири // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 53–60.
132. Девятов В.П., Казаков А.М. Морская нижняя и средняя юра Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность триас-нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 40–54.
133. Девятов В.П., Казаков А.М., Касаткина Г.В. и др. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры Западной Сибири // Геология и геофизика. 1994. – №12. – С.3–17.
134. Девятов В.П. Главнейшие геологические события мезозоя Сибири / Девятов В.П., Сапьяник В.В. // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология фанерозоя Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С. 123–130.
135. Девятов В.П., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 16–17: Приложение к журналу «Геология и геофизика», т. 52, 2011. – С. 87–101.

136. Дельты – модели для изучения: Пер. с англ. М.: Недра, 1979. – 323 с.
137. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. М.: Недра, 1966. – 206
138. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии. М.: Недра, 1988. – 204 с.
139. Дёмина А.И. Методика анализа прерывистости продуктивных пластов на основе трехмерных геологических моделей // Газовая промышленность, 2006. – №12. – С. 64–66.
140. Дёмина А.И., Дорошенко А.А., Дорошенко Алексей А. Технология построения карт на основе фациально-стохастического моделирования // Газовая промышленность, 2006. – №7. – С. 31–33.
141. Диагенез и катагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971 – 349 с.
142. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. М.: Недра, 1982. – 230 с.
143. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М: Недра, 1991.–368 с.
144. Долотов Ю.С. Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. М.: Наука, 1989. – 269 с.
145. Долотов Ю.С. Процессы рельефообразования и осадконакопления на приливных побережьях Мирового океана. М.: Научный мир, 2010. – 180 с.
146. 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: СТТ, 2007. – 278 с.
147. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / под ред. д.г-м.н. Шнурмана И.Г. Краснодар: Просвещение-Юг. 2010 – 306 с.
148. Драгунов В.И., Айнемер А.И., Васильев В.И. Основы анализа осадочных формаций. Л.: Недра, 1974. – 159 с.
149. Дэвис Дж. Статистический анализ данных в геологии. М.: Недра, 1990. – 427 с.
150. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, 2007.
151. Дюфур М.С. Методологические и теоретические основы фациального и формационного анализов. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1981.–160 с.

152. Егорова Л.И. Основные предпосылки поиска залежей нефти и газа в верхнетриас-нижнеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) // Актуальные вопросы геологии Сибири. Томск, 1988 – С.66–73.
153. Егорова Т.Г., Цибульникова М.Р., Смирнова Н.И. Литолого-фациальные особенности продуктивного горизонта Ю₁ верхнеюрских отложений Томской области // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.150–154.
154. Егорова Л.И., Тищенко Г.И. Возможности прогнозирования песчаных тел верхнетриас-нижнеюрско-ааленских отложений в связи с особенностями их формирования // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.73–82.
155. Егорова Л.И. Особенности геологического строения верхнетриас-нижнеюрских отложений юго-востока Западно Сибирской плиты (Томская область) и перспективы их нефтегазоносности // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.66–73.
156. Егорова Л.И., Тищенко Г.И. Возможности прогнозирования песчаных тел верхнетриас-нижнеюрско-ааленских отложений в связи с особенностями их формирования // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.73–82.
157. Егорова Л.И., Тищенко Г.И. Строение триас-нижнеюрских отложений Томской области // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С.18–27.
158. Ежова А.В. Роль геохимических показателей для палеогеографических реконструкций верхнемеловых пород Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 1979. – №2. – С. 160–163.
159. Ежова А.В. Цибульникова М.Р. Морские фации верхнеюрских терригенных отложений Нюрольской впадины // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.131–138.
160. Еханин А.Е. Перспективы поиска залежей разного фазового состава в нижне-среднеюрском нефтегазоносном надкомплексе Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1990. – №4 – С.2–5.
161. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология. М.: Гостоптехиздат, 1962 – 536 с.
162. Жемчужников Ю.А. Что такое фация? // Литологический сборник. М.: Гостоптехиздат, 1948. – Вып.1. – С. 50–58.

163. Жемчужников Ю.А., Яблоков В.С. Фациально-циклический метод изучения угленосных отложений // Тр. лаборатории геологии угля. – М.-Л: Известия АН СССР. – 1956. – Вып.5. – 259 с.
164. Жемчужников Ю.А. Сходство и различие между фациальными, фациально-циклическим и фациально-геотектоническим методами изучения угленосных толщ. М.: Известия АН СССР. Серия геология. – 1958. – № 1. - С.3-11.
165. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Нюрольского бассейна. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. - Вып. №225 - С. 22-31.
166. Жуковская Е.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Септариевые конкреции в оксфордских отложениях центральных и южных районов Западной Сибири // Ученые записки Казанского университета. Серия естественные науки. – Казань: 2011. – Т.153, кн.4. – С. 211-217.
167. Закиров С.Н. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. II. Москва - Ижевск, 2009, 483 с.
168. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование – М.:ООО «ИПЦ Маска», 2009.- 376 с.
169. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. М.: 2010 – 110 с.
170. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
171. Запывалов Н.П., Сердюк З.Я., Яшина С.М. Условия формирования отложений бат–келловей–оксфорда в Межовско–Убинском районе // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1970. – С.13–18.
172. Зарипов О.Г., Ушатинский И.Н., Бабицын П.К. Литолого-геохимические показатели нефтеносности пород баженовской свиты // Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 110. Тюмень. –1976, С. 64–68.
173. Захаров В.А. Позднеюрские и раннемеловые двустворчатые моллюски севера Сибири и условия их существования. М.: Наука, 1966. – 189 с.
174. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Биостратиграфия, фации и стратиграфия средней юры Советской Арктики / Тр. ИГГ СО РАН, 1978. Вып. 352. – 206 с.
175. Захаров В.А., Сакс В.Н. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. М.: Недра, 1983. – С. 5–32.
176. Захаров В.А., Месежников М.С., Ронкина З.З. и др. Палеогеография севера СССР в юрском периоде / Ред. К.В. Боголепов. Новосибирск: Наука, 1983. – 191 с. (Тр. ИГиГ СО АН СССР, вып. 573).

177. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Метод реконструкции рельефа дна и глубин морских палеобассейнов на основе анализа катен бентоса // Среда и жизнь в геологическом прошлом. Палеобассейны и их обитатели. Новосибирск: Наука. 1985. – С. 97–107.
178. Захаров В.А., Занин Ю.Н., Зверев К.В. и др. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (Усть-Енисейская впадина). Новосибирск: СО АН СССР, 1986. – 82 с.
179. Захаров В.А., Бейзель А.Л., Похиалайнен В.П. Открытие морского сеномана на севере Сибири // Геология и геофизика, 1989 а, N 6. – С. 10–13.
180. Захаров В.А., Бейзель А.Л., Лебедева Н.К., Хоментовский О.В. Свидетельства эвстатики мирового океана в верхнем мелу на севере Сибири // Геология и геофизика.–1991.–Т.8.–С.9–14.
181. 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.
182. Зенкович В.П. Основы учения о развитии морских берегов. Изд. АН СССР, 1962.
183. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 212 с.
184. Золотова О.В. Палеогеография байос-батских отложений юго-восточных и центральных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, 2009, № 1, С. 64–69.
185. Золотова О.В. Обстановки формирования горизонта Ю-2 юго-восточных районов Юганского Приобья и прилегающих территорий // Геология нефти и газа, 2011. № 5, С. 19–25.
186. Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю. и др. Основные этапы развития юрского седиментационного бассейна Западной Сибири. – М.: Наука, 1973. – С.49–67.
187. Зонн М.С. Палеогеографические условия накопления баженовской свиты и ее аналогов в северных районах Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты. М.: Изд-во ИГиРГИ, 1980. – С. 18–25.
188. Иванов Г.А. Угленосные формации. Л.: Наука, 1967. – 407 с.
189. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
190. Ильина В.И. Палинологическая характеристика юрских отложений Сибири // Микрофоссилии мезозоя Сибири и Дальнего Востока. М.: Тр. ИГиГ СО АН СССР, Вып. 138, 1971. – С. 6–51.
191. Ильина В.И. Сравнительный анализ палинологических комплексов морских и континентальных отложений нижней юры Сибири // В кн. Палинология в СССР. М.: Наука, 1976. – С. 76–79.

192. Ильина В.И. Палинология юры Сибири. – М.: Наука, 1985. – 237 с.
193. Ильина В.И., Кабанова В.М., Костеша О.Н. и др. К палинологическому обоснованию региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры (без келловей) Западной Сибири // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 49–67.
194. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987. – 375 с.
195. Кабанова В.М., Костеша О.Н., Макаренко С.Н. Палиностратиграфия отложений нижней части осадочного чехла на юго-востоке Западно-Сибирской равнины // Триас Западной Сибири (материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты). Новосибирск, 2001. – С. 143–154.
196. Казаков А.М., Девятов В.П. Стратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С.110–118.
197. Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В. Индексация пластов группы «Ю» в нижнесреднеюрских отложениях Западной Сибири // Актуальные проблемы региональной геологии Сибири (стратиграфия, тектоника, палеогеография, минералогия). Новосибирск, 1992. – С.64–65.
198. Казаков А.М., Девятов В.П. Стратиграфия и седиментогенез нижней-средней юры Западной Сибири // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. М.: Наука, 1994. – С.25–34.
199. Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Сысолова Г.Г. Нефтегазоносные резервуары и номенклатура продуктивных пластов в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. – №6 – С.2–8.
200. Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В. Стратиграфия и фации нижней-средней юры Томской области // Перспективы нефтегазоносности слабоизученных комплексов отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Палеозой. Нижняя – средняя юра. Мел. Томск, 1995а.–С.31–32.
201. Казаков А.М., Серебренникова О.В., Девятов В.П. и др. Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997б. – №10 – С. 11–20.
202. Казаков А.М., Серебренникова О.В., Девятов В.П. и др. Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазоносности среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998. – №3 – С. 19–28.

203. Казаненков В.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. и др. Палеогеографические реконструкции и нефтеносность продуктивных горизонтов Ю₃ и Ю₂ группы Тайлаковских месторождений // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Тринадцатая научно-практическая конференция. Т. 2. Ханты-Мансийск, ИздатНаукаСервис, 2010. – С. 5–14.
204. Казанский Ю.П. Седиментология. Новосибирск, 1976. – 272 с.
205. 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.
206. Казанский Ю.П. Введение в теорию осадконакопления. Новосибирск, 1983. – 223 с.
207. Казаринов В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М.: Гостоптехиздат, 1958. – 323 с.
208. Карогодин Ю.Н. Классификация, структура и номенклатура ритмов и соподчиненных с ними литостратиграфических, гидрогеологических и нефтегазоносных подразделений // Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. – С. 150–167.
209. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. – 242 с.
210. 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.
211. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию / Тр. ин-та геол. и геофизич. СО АН СССР. Новосибирск: Наука, 1990. – 239 с.
212. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома. Новосибирск: Изд-во СО РАН СССР, филиал «Гео», 2000. – 200 с.
213. Касаткина Г.В. Палинологическая характеристика нижней – средней юры Западно-Перевальной и Пономаревской площади Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских Отложений Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991. – С. 79–84.
214. Кейт М., Дегенс Э. Геохимические индикаторы морских и пресноводных осадков // Геохимические исследования. М.: Иностранная литература, 1961. – С. 56–84.
215. Киричкова А.И., Батяева С.К., Быстрицкая Л.И. Фитостратиграфия юрских отложений юга Западной Сибири. М.: Недра, 1992. – 216 с.

216. Клейтон В. Дойч Геостатистическое моделирование коллекторов / перевод с англ. под ред. Бирун Е.М., Левина Д.Н. Инст-т компьютерных исследований, 2011. – 397 с.
217. Конибир Ч.Э.–Б. Палеогеоморфология песчаных тел. М.: Недра, 1979.–256 с.
218. Конкреции и конкреционный анализ. М: Мир, 1977. – 245 с.
219. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. – 680 с.
220. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып.2. Западно-Сибирский бассейн. Новосибирск: Изд-во ИОГГМ СО РАН, 1994. – 201 с.
221. Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И. и др. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна // Геология и геофизика, 1995. – С. 110–126.
222. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Лившиц В.Р. Ресурсы нефти и газа Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения // Геология нефти и газа – 1998. – №9 – С. 2–9.
223. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б., Ян П.А., Быков В.В., Попов А.Ю., Саенко Л.С. Седиментогенез коллекторов среднего–верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика, 2010. – Т.51 (2) – С. 187–200.
224. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013. – Т.54 (8) – С. 972–1012.
225. 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.
226. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2002. – 250 с.
227. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисейско-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. Т.52., №8, С. 1027–1050.
228. Копелиович А.В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. М.: Наука, 1965. – 312 с.
229. Корж А.М. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. М.: Наука, 1975. – 136 с.
230. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 377 с.

231. Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Проблема эпигенеза // Эпигенез и его минеральные индикаторы. М.: Наука, 1971. – С. 9–34.
232. Костеша О.Н., Кабанова В.М., Ткачева Л.Г. и др. Стратиграфия нижней части осадочного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты // Геология и нефтегазоносность триас – среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С. 63–79.
233. Костеша О.Н., Кабанова В.М., Ткачева Л.Г. и др. Новые данные по палиостратиграфии нижней части осадочного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты // Геология и нефтегазоносность триас – среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 55–63.
234. Косыгин Ю.А., Боровиков А.М., Соловьев В.А. Принципы построения систем тектонических понятий, терминов и знаков. – В кн.: Тектоника Сибири, т. V. М.: Наука, 1972. – С.93–97.
235. Крапивнер Р.Б. Ваттовые отложения бассейнов Нижней Оби и Печоры и их значение для понимания палеогеографии четвертичного периода // Сборник статей по геологии и гидрогеологии. 1965, Вып. 4, С. 130-155.
236. Крашенинников Г.Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР. М.: Изд-во МГУ, 1957 – 219 с.
237. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М.: Высшая школа, 1971. – 368 с.
238. Круть И.В. Исследование оснований теоретической геологии. М.: Наука, 1973 – 208 с.
239. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии. М. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – 243 с.
240. Куликович А.Е., Кожевников Д.А. Циклостратиграфический анализ осадочных бассейнов по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. – 1998., №3, С.39–51.
241. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмцова А.В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010 – 130 с.
242. Кутырев Э.И. Условия образования и интерпретации кривой слоистости. Л.: Недра, 1968.–128 с.
243. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
244. Лебедев Б.А., Аристова Г.Б., Бро Е.Г. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1976. – 132 с.

245. Леонтьев Е.И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е.И. Леонтьев Л.М. Дорогиницкая, Г.С. Кузнецов и др. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
246. Леонтьев О.К. Основы геоморфологии морских берегов. Изд. МГУ, 1961.
247. Лидер М.Р. Седиментология. М.: Мир, 1986. – 439 с.
248. Литодинамика, литология и геоморфология шельфа. М.: Наука, 1976. – 270 с.
249. Логвиненко Н.В. Постдиагенетические изменения осадочных пород. Л.: Наука, 1968. – 94 с.
250. Логвиненко Н.В. Морская геология. Л.: Недра, 1980. – 332 с.
251. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород: учебник для студ. вузов (3-е изд.) / Н.В. Логвиненко. – М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.
252. Мазур В.М. Условия образования баженовской свиты // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Недра, 1980. – С. 183–196.
253. Мазур В.М. Использование данных геохимического изучения пород при стратиграфических исследованиях // Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. – М.: Наука. – 1985. – С 14-33.
254. Македонов А.В., Зарицкий П.В. Конкреции и конкреционный анализ // Методы корреляции угленосных толщ и синонимии угольных пластов. Л.: Наука, 1968. – С. 234–260.
255. Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизации осадков гумидных зон. Л.: Недра, 1985. – 242 с.
256. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. 2006. № 5. С. 66–70.
257. Маринов В.А., Меледина С.В., Дзюба О.С. и др. Биофациальный анализ верхнеюрских и нижнемеловых отложений центральных районов Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2006. – Т. 14, № 4, С.81–96.
258. Маринов В.А., Соболев Е.С. Новые данные по стратиграфии верхнего мела Усть-Енисейского района (север Западной Сибири) // Палеонтология, стратиграфия и палеогеография бореального мезозоя. Новосибирск: Гео, 2006. – С.22–24.
259. Маркова Л.Г. Материалы к истории флоры мезозоя Западно-Сибирской низменности. // Изв. Сиб. отд. АН СССР. 1968. – № 15. – С.13–22.
260. Маруашвили Л.И. Палеогеографический словарь. М.: Мысль, 1985. – 365 с.
261. Маслов А.В., Алексеев В.П. Осадочные формации и осадочные бассейны: учебное пособие / А.В. Маслов, В.П. Алексеев. – Екатеринбург. Изд-во УГГГА, 2003. – 203 с.

262. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. Чл.-кора АН СССР В.С. Суркова. М.: Недра, 1986. – 149 с.
263. Мейен С.В. Основы палеоботаники: Справочное пособие. – М.: Недра, 1987б. – 403 с.
264. Мейен С.В. Теоретические проблемы палеоботаники. – М.: Наука, 1990. – 287 с.
265. Меледина С.В., Шурыгин Б.Н., Дзюба О.С. Палеобиогеография и зональная стратиграфия нижней и средней юры Сибири на основе стадийности в развитии моллюсков // Геология и геофизика, 2005. – Т. 46 (3). – С. 239–255.
266. 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.
267. Меркулов В.П., Чернова О.С. Закономерности пространственной изменчивости фильтрационно-емкостных параметров верхнеюрских коллекторов в связи с условиями седиментации. Новосибирск. Изд-во НОЦ «ЮКОС», 2002. – С.182–188.
268. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. – М.: Изд-во ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002.–179 с.
269. Методические рекомендации по использованию микрофоссилий растительного и проблематичного происхождения для выявления обстановок древнего осадконакопления / Сост. Петросьянц М.А. М.: ВНИГНИ. 1985. 17 с.
270. Методы изучения осадочных пород / Отв. ред. Н.М. Страхов.– М.: Госгеолтехиздат, 1957. – Т.1. – 612 с.
271. Методы палеогеографических реконструкций / В.И. Славин, Н.А. Ясаманов. М.: Недра, 1982. – 255 с.
272. Михайлова Н.А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. Академия наук СССР, Министерство нефтяной промышленности СССР, Институт геологии и разработки горючих ископаемых // отв. ред. д-р геол.-минер. наук Саркисян С.Г. М.: Наука, 1973. – 53 с.
273. Мищенко М.В., Чернова О.С. Литогенетические типы и фации аллювиального комплекса отложений Нюрольской впадины (Томская область) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012. – №1с, – С.68–72.
274. Мкртчян О.М., Филина С.И. Особенности строения пласта Ю-2 Западной Сибири и размещения в нем залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1985, № 3, С. 48–53.

275. Мкртычан О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. – 126 с.
276. Могучева Н.К. Фитостратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 1990. – С. 35–44.
277. Муромцев В.С. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1979. – 74 с.
278. 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.
279. 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.
280. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. – 260 с.
281. Мухер А.Г., Ясович Г.С. Условия формирования и нефтеносность байос-батских отложений Красноленинского района // Критерии поисков и закономерности размещения залежей нефти и газа в центральных и северных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. – С. 83–90.
282. Мясникова Г.П. Научные результаты по геологии, поискам, разведке нефтяных газовых месторождений Западной Сибири. // Вестник недропользователя. – 1999. – №3. – С. 76–80.
283. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Волков В.А. и др. Региональные закономерности геологического строения горизонтов нижней–средней юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск, Издат-НаукаСервис, 2009, с. 65–86.
284. Наливкин Д.В. Учение о фациях: Геогр. условия образования осадков. Том 2. Изд. акад. наук СССР, 1956. – 393 с.
285. 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.
286. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. – 464 с.

287. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б.Л. Никитенко; науч. ред. чл.-кор. РАН Б.Н. Шурыгин; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Новосибирск: Издательство Параллель, 2009. 680 с.
288. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов. / Кашик А.С., Билибин С.И. Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. // Технологии ТЭК. М., 2003. – №3. – С 12–17.
289. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в м-бе 1:5 000 000 / Ред. И.И. Нестеров. Тюмень, 1976. – 85 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 93).
290. Огарков А.М., Тищенко Г.И. Закономерности размещения углеводородных скоплений в эрозионно-тектонических выступах палеозоя // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С.4–12.
291. Панова Е.Г., Шишлов С.Б. Структурно-генетический и геохимический анализ осадочных формаций. СПб.: С.–Петерб. гос. ун-т, 2013. – 152 с.
292. Перельман А.И. Геохимия эпигенетических процессов. М.: Недра, 1965. –210 с.
293. Перозио Г.Н. Об эпигенетических изменениях в терригенных породах мезозоя центральной части Западно-Сибирской низменности / Тр. СНИИГГиМС, 1961. – Вып. №17, С.166–184.
294. Перозио Г.Н. Эпигенетические преобразования в песчаниках и алевролитах юры и мела Западно-Сибирской низменности / Литология и полезные ископаемые.–1966. - №3. – С. 58–70.
295. Перозио Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1971 – 160 с.
296. Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А., Косухина И.Г. Вещественный состав и катагенетические преобразования терригенных пород Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба и его прибортовых частей // Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С.78–83.
297. Подобина В.М. Фораминиферы верхнего мела северо-восточных районов Западной Сибири, их биогеографические связи, значение для стратиграфии и палеогеографии // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Западной Сибири. Томск: Томский госуниверситет, 1974. – С.100–121.
298. Подобина В.М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири. Томск: НТЛ, 2000. – 388 с.

299. Попов Б.А. Формирование профиля подводного склона в условиях умеренного прилива. Тр. океанографической комиссии, т. XII. Изд. АН СССР, 1961.
300. Попов В.И. Определение формационных единиц и их положения в основном ряду вещественных геологических образований. – В кн.: Материалы Новосибирской конференции по изуч. геол. формаций, Т.1., Новосибирск, 1955. – С.35–52.
301. Попов В.И. Геологические формации – естественноисторические сообщества генетически связанных сопряженных горных пород. Ч.1. Самарканд: Изд-во Узб. гос. ун-та, 1959.–148с.
302. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии. Болотник Д.Н., Макарова Е.С., Рыбников А.В., Саркисов Г.Г. // Нефтяное хозяйство. М. – 2000. – №7. – С. 35–36.
303. Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. – М.: Наука, 1967. – С. 70–98.
304. Практическое руководство по микрофауне СССР: Остракоды мезозоя. – Л.: Недра, 1999. – Т.7. – 244 с.
305. Предтеченская Е.А., Вакуленко Л.Г., Аксенова Т.П. Вещественный состав нижне-среднеюрских песчаных пластов в западной части Томской области // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Томск: Изд-во ТГУ, 1998. – Т.2. – С.118–120.
306. Предтеченская Е.А., Девятов В.П., Будников И.В. Литология и коллекторы нижне-среднеюрских отложений западной Сибири // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990.– С.52–63.
307. Предтеченская Е.А. Катагенетические критерии прогноза зон разуплотнения в нижне-среднеюрских отложениях Западно-Сибирского осадочного мегабассейна / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2010, №3. – С.35–43.
308. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А.А. Трофимук. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1996. – 252 с.
309. 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.
310. Проничева М.В. Палеогеоморфология в нефтяной геологии. М.: Наука, 1973. – 173 с.
311. Прошляков В.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974. – 233.

312. Прошляков В.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ: учебник / В.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1981.–284 с.
313. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, ЗапСибНИГНИ. 1981.–20 л.
314. Региональные стратиграфические схемы триасовых, юрских и меловых отложений Западной Сибири, рассмотренные VI МРСС по мезозойским отложениям Западной Сибири 14-16 октября 2003 г. Утверждены МСК РФ по триасу и юре 9 апреля 2004 г., по мелу 8 апреля 2005 г. как корреляционные. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005, – 65 с.
315. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39.0-047-00. Минтопэнерго РФ, Москва, 2000.
316. 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.
317. Рейнек Г.–Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. – 439 с.
318. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1969. Ч. 1. – 143 с.
319. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1970. Ч. 2. – 274 с.
320. Решения заседания юрской секции (Тюмень, 1976) // Основные типы разрезов мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1977. – С.159–160.
321. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
322. 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.
323. Ровнина Л.В., Родионова М.К., Садовникова Т.Н. и др. Комплексные исследования стратиграфии юры и нижнего мела Западной Сибири. М.: Недра, 1978. – 138 с.
324. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. Л.: Недра, 1977.– 408 с.

325. Романовский С.И. Динамические режимы осадконакопления. Л.: Недра, 1985–263 с.
326. Романовский С.И. Физическая седиментология. Л.: Недра, 1988. – 239 с.
327. 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.
328. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. Томск: Изд-во ТГУ, 2004. – 162 с.
329. Ростовцев Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезо-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники // Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1961. – С. 30–39.
330. 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.
331. Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 14. М.: Недра, 1969. – 281 с.
332. Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / Труды ЗапСибНИГНИ. 1970. – Вып. 28. – С.45–58.
333. Рудницкая Д.И., Фоменко В.В., Фролова Л.А. Сейсмогеологическая модель строения нижнеюрских отложений Приколтогорской площади (Томская область) // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С.45–52.
334. Рухин Л.Б. Основы литологии. М.: Недра, 1969. – 779 с.
335. Рыбников А.В., Саркисов Г.Г. Стохастические геологические модели – методы, технологии, возможности // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – С.22–25.
336. Рыжкова С.В. Литолого-фациальный анализ татарской свиты (келловей–оксфорд, юг Западной Сибири) // Фациальный анализ в нефтегазовой литологии. Труды II Регионального совещания, посвященного 100-летию д.г.-м.н. Л.Н. Ботвинкиной (г. Томск, 9–11 апреля 2012 г.). Томск, Изд-во ЦППС НД, 2012. – С. 214–222.

337. Сакс В.Н. Некоторые общие вопросы палеогеографии и палеобиогеографии мезозойской эры // Проблемы палеозоогеографии мезозоя Сибири. М.: Наука, 1972. – С. 5–18. (Тр. ИГиГ СО АН СССР, вып. 111).
338. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. М.: Госгеолтехиздат, 1957. – С.27–41.
339. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Палеогеография Хатангской впадины и прилегающих территорий на протяжении юрского и мелового периодов // Сборник статей по геологии Арктики. Л., Изд-во НИИГА, 1958. – С.70–89.
340. Сакс В.Н., Ронкина З.З. О развитии рельефа Сибири на протяжении мезозойской эры // Геология и геофизика, 1960 (1). – С.58–73.
341. Сакс В.Н., Басов В.А., Дагис А.А. и др. Палеозоогеография морей Бореального пояса в юре и неокоме // Проблемы общей и региональной геологии. Новосибирск, Наука, 1971. – С.179–211.
342. Сапьяник В.В. Расчленение нижне-среднеюрских отложений Сибири по фораминиферам // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С.63–79.
343. Сапьяник В.В. Следы раннеюрских трансгрессий на юге Западной Сибири // Доклады АН, 2000, Том 371, №5, С. 659–662
344. Саркисян С.Г., Корж М.В., Комардинкина Г.Н. и др. Западная Сибирь в юрском периоде. М.: Наука, 1967. – 176 с.
345. Саркисян С.Г., Процветалова Т.Н. Палеогеография Западно-Сибирской низменности в ранне-меловую эпоху. М.: Наука, 1968. – 80 с.
346. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
347. Седиментология / Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Пер. с польского. М.: Недра, 1980. – 640 с.
348. Селли Р.Ч. Дельтовые фации и геология нефти и газа // В кн.: Достижения в нефтяной геологии / Под ред. Хобсона Г.Д.. М.: Недра, 1980. – С.201–227.
349. Селли Р.Ч. Введение в седиментологию. М.: Недра, 1981. – 266 с.
350. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. М.: Недра, 1989. – 294 с.
351. Семин Е.И. Геологическая неоднородность нефтегазоносных пластов и некоторые способы ее изучения / Тр. ВНИИ, Вып.34. М.: Гостоптехиздат, 1961. – 278 с.

352. Сидоренков А.И., Самошкин А.А., Высоцкий В.Н., Зобнин Ю.А. Конкреционный анализ кимериджских отложений месторождения Большой Салым // Постседиментационное минералообразование в осадочных формациях. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С.26-43.
353. Сидоров С.В., Низаев Р.Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений / Нефтяное хозяйство. №3, 2006. – С.42–45.
354. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. и др. СПб.: Недра, 1998. – 352 с.
355. Системные исследования при прогнозировании нефтегазоносности недр / А.А. Бакиров, А.Н. Дмитриевский, Л.П. Мстиславская. Под ред. А.А. Бакирова – М.: Недра, 1986. – 203 с.
356. Слосс Л.А., Крумбейн В.К., Дэплз Э.В. Комплексный фациальный анализ // Осадочные фашии в геологической истории (пер. с англ.). Л.-М.: Недра, 1953. – 289 с.
357. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, Э.О. Амон, Ю.Н. Федоров и др., под ред. В.П. Алексеева, Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. – 325 с.
358. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича, В.И. Марченко. М.: Недра, 1983. – 509 с.
359. Справочник по нефтепромысловой геологии / Быков Н.Е., Фурсов А.Я., Максимов М.И. и др. М.: Недра, 1981. – 525 с.
360. Стасенков В.В., Климушин Н.М., Бреев В.Л. Методы изучения геологической неоднородности. М.: Недра, 1972. – 234 с.
361. Степанов Д.Л., Месежников М.С. Общая стратиграфия. Л.: Недра, 1979. – 424 с.
362. Стирс Д.А. Физиография засоленных маршей. Изв. АН СССР, сер. географ., № 6. Изд. АН СССР, 1958.
363. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. М.: Изд-во АН СССР, 1960, Т. 2. – 574 с.
364. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, утвержден бюро МСК 18 октября 2005 г. СПб: Изд-во ВСЕГЕИ. 2006. – 96 с.
365. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (Усть-Енисейская впадина) / В.А. Захаров, Ю.Н. Занин, К.В. Зверев, Н.К. Лебедева, А.Ф. Хлонова, О.В. Хоментовский, А.Л. Бейзель, Л.Г. Эндельман. – Новосибирск: ИГиГ СО АН, 1986. – 82 с.
366. Стратиграфия СССР. Меловая система. В 2-х полутомах. /Под ред. М.М. Москвина. – М.: Недра, 1987. – 326 с.

367. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Жемчужников Ю.А., Яблоков В.С., Боголюбова Л.И., Ботвинкина Л.Н., Феофилова А.П., Ритенберг М.И., Тимофеев П.П., Тимофеева З.Ф. М.: Изд-во АН СССР. Ч.1. 1959. – 331 с. Ч.2. 1969. – 346 с. (тр. ГИН АН СССР. Вып.15)
368. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. – 141 с.
369. Сурков В.С., Гулари Ф.Г., Смирнов Л.В., Казаков А.М. и др. Нижне-среднеюрские отложения Западно-Сибирской плиты, особенности их строения и нефтегазоносность // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1991. – С.101–110.
370. Сурков В.С., Девятков В.П., Казаков А.М. Нефтегазоносные комплексы и нефтегазогеологическое районирование нижне-среднеюрских отложений Томской области // Геология нефти и газа. – 1997. – №11. – С. 4–14.
371. Сурков В.С. Строение грабен-рифтов и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Рифтогенез и нефтегазоносность. М.: Наука, 1993. – С.77–84.
372. Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П. и др. Нижнесреднеюрские отложения юга Западной Сибири (стратиграфия, фациальное районирование) // Геология нефти и газа, 1999, № 1–2, С.22–32.
373. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М. и др. Седиментогенез и геохимия нижне-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во Наука, 1999. – 213 с.
374. 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.
375. Татьяна Г.М. Стратиграфия и фораминиферы верхней юры юго-востока Западной Сибири. Дис. канд. геол. наук. Томск: Изд-во ТГУ, 1985. – 150 с.
376. Татьяна Г.М., Беженцев А.Ф., Полковникова Е.В. и др. Материалы по уточнению стратиграфии, выявлению условий и причин формирования низкоомных нефтенасыщенных пород-коллекторов верхневасюганской подсвиты Каймысовской НГО (Западная Сибирь) // Материалы межрегиональной научно-практической конференции: Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. Томск, 2007. – С. 310-315.
377. Твенхофел У.Х. Учение об образовании осадков. М.: Изд-во ОНТИ НКТП СССР, 1936.–911с.

378. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под ред. Шпильмана В.И., Змановского Н.И. Л. – Тюмень: изд. ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 1998.
379. Теодорович Г.И. Аутигенные минералы осадочных пород. М.: Недра, 1958.–226 с.
380. Тимофеев П.П. Юрская угленосная формация Южной Сибири и условия ее образования. М.: Наука, 1970. – 204 с.
381. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. М.: Наука, 2006. – 202 с.
382. Толковый словарь английских геологических терминов / Под ред. Зоненшайна Л.П. М.: Мир, 1977. В 3-х т. Т.1.–586 с. Т.2.–588 с. Т.3.–543 с.
383. Трофимук А.А., Фотиади Э.Э., Гурари Ф.Г. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1972. – 308 с.
384. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Методические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск: ИГИГ, 1983. – 123 с.
385. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шамимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, В.И. Русских, Ю.Н. Федоров и др.; под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 158 с.
386. Угольная база России. Т.2. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай) /под редакцией А.П. Авдеева, В.Ф. Череповского, Г.Н. Шарова, А.З. Юзвицкого. М.: Изд-во Геоинформцентр, 2003. – 604 с.
387. Указания к региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным Межведомственным стратиграфическим комитетом 30 января 1978г. Тюмень. 1984. – 82 с.
388. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. - Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1978. – 208 с.
389. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Основные особенности строения и состава баженовской свиты // Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносных мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Свердловск, Среднеуральское изд-во, 1978. – С.176–206. (Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 96).

390. Ушатинский И.Н., Ясович Г.С. Верхнеюрские карбонатные конкреции и генерация карбонатов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири. / Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. №201. Новосибирск, 1985. – С. 69–76.
391. Фациальная корреляция пласта ВК1 (Красноленинское месторождение) в автоматизированном режиме / В.П. Алексеев, А.И. Лебедев, А.В. Прядко, Ю.Н. Федоров, Г.Р. Хуснуллина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – №4. – С. 9–14.
392. Федоров Б.А., Останкова О.С., Чернова О.С., Захарова А.А. Применение седиментологических моделей при проектировании разработки Широкого месторождения // Нефтяное хозяйство – № 8 – 2006. С. 58 – 62.
393. Феофилова А.П. Переход угленосных отложений в соленосные в Западном Донбассе / Тр. ГИН АН СССР. М.: Наука, 1966. Вып. 140. – 169 с.
394. Филина С.И., Зонн М.С., Ульмасвай Ю.В. Литолого-стратиграфическое обоснование расчленения разрезов юрских отложений Западно-Сибирской низменности. // Этапы развития юрского седиментационного бассейна Западной Сибири. М.: Изд. ИГиРГИ, 1973. – С.54–71.
395. Филина С.И. Литология и палеогеография юры Среднего Приобья. М.: Наука, 1976.–88 с.
396. 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.
397. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука, 1984. – 36 с.
398. Формы геологических тел. М.: Недра, 1977. – 245 с.
399. 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.
400. Фотиади Э.Э., Кузнецов Г.Ф. Новые представления о глубинном геологическом строении западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика, №10, 1964. – С.38–45.
401. Фролов В.Г. Генетическая типизация морских отложений. М.: Недра, 1984. – 221 с.
402. Фролов В.Т. Литология: учебное пособие (издание 3-е) /В.Т. Фролов. М.: Изд-во МГУ, 1995.– 352 с.
403. Хабаров Е.М., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю., Плисов С.Ф. Палеогеографические критерии распределения коллекторов в средне-верхнеюрских отложениях юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа, 2009. – С. 26–33.

404. Хасанова К.А., Митяев М.Ю. Методика построения геологической модели нефтяного коллектора (на примере пласта БП₁₁ Вынгаяхинского месторождения, Западная Сибирь) // Литосфера, 2014. №4 – С. 106–112.
405. Хворова И.В. Задачи и некоторые результаты изучения литологии формаций. – В кн.: Вулкано-осадочные и терригенные формации. М.: Изд-во АН СССР, 1963. – С.24–39.
406. Херасков Н.П. Геологические формации (опыт определения). // Бюллетень МОИП, отд-ние геологии, 1952. – Т. 27, №5. – С. 31–52.
407. Хлонова А.Ф. Палинология меловых отложений Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: Наука, 1974. – 166 с.
408. Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели. – М.: Изд-во МГУ, 2006, 256 с.
409. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность. М.: Мир, 1983. – 328 с.
410. Цейслер В.М. Основы фациального анализа: учебное пособие / В.М. Цейслер. М.: Изд. МГГРУ, 2004. – 143 с.
411. Черников О.А. Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость. М.: Наука, 1969. – 120 с.
412. 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.
413. Чернова О.С. Литология и палеогеография нижнеюрских отложений западной части Томской области (в связи с их нефтегазоносностью) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Томск: 1995. – 290 с.
414. Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета, 2002. Т. 305. № 8. – С. 96-117.
415. Чернова О.С. Методологические аспекты геолого-геофизического моделирования резервуаров нефти и газа // НОЦ «ЮКОС-НОВОСИБИРСК», 2002 – С. 234–238.
416. 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.

417. Чернова О.С. Стадийность построения комплексных геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Том 305. – № 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – Томск. С. 259–267.
418. Чернова О.С. Системно-литологическое расчленение и корреляция васюганской свиты Усть-Тымской впадины // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. – С.90-98.
419. Чернова О.С. Глоссарий седиментологических терминов. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2005. – 459 с.
420. Чернова О.С., Захарова А.А. К вопросу о классификации обстановок осадконакопления, фаций, генетических типов пород и осадочных текстур с позиций кластерного анализа // Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). - Новосибирск. 2006. – С. 175–178.
421. Чернова О.С. Роль и место текстурного анализа в прогнозе обстановок осадконакопления // Актуальные вопросы литологии и седиментологии. Томск: Изд-во ТГУ, ООО «Дельтаплан», 2007. – 133 с.
422. Чернова О.С. Седиментология резервуара: учебное пособие / О.С. Чернова – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2008. – 380 с.
423. Чернова О.С. Седиментологические особенности верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (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, 2009. – С. 16–25.
424. Чернова О.С., Клименко А.В. Моделирование литолого-петрофизической зональности Двуреченско-Крапивинской зоны нефтегазонакопления // Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2009.– С. 99–110.
425. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие / О.С. Чернова. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. – 256 с.
426. Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 316. – №.1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 72–79.
427. Чернова О.С. Фациально-циклический анализ юрской продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты // Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб.

- (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2010.– С. 83–92.
428. Чернова О.С. Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 317. – № 1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 116–121.
429. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 317. – №1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 122–127.
430. Чернова О.С. Обстановки седиментации терригенных природных резервуаров: учебное пособие / О.С. Чернова. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2011.–107 с.
431. 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.
432. 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.
433. Чернова О.С. Схема классификации текстур осадочных горных пород / Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2012.– С. 27–45.
434. Чернова О.С., Чухланцева Е.Р. Гидравлические единицы потока при моделировании залежей углеводородов: подходы к выделению, методика, неопределенности // Недропользование – XXI век.–2015., Вып.№5 (55) – С.44–53.
435. Чернышев Н.И. Построение палеогеографических карт по данным электрокаротажа. В кн.: Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений. Пермь, 1972. № 10. - С.129-133.
436. 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.
437. Чоловский И.П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1966. – 180 с.
438. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 680 с.

439. Чухланцева Е.Р., Чернова О.С. Сеноманские дельтовые природные резервуары Западной Сибири (на примере ластов ПК₁³ Мессояхской группы месторождений // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии (10–15 сентября 2014 г.). Материалы VII Всероссийского совещания, г. Владивосток, о. Русский. – С. 325–328.
440. Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. М.: Наука, 1966. – 240 с.
441. Шаралов И.П. Метагеология. М.: Наука, 1989. – 280 с.
442. Шарданова Т.А., Соловьева Н.А. Методическое руководство по геологическому анализу древних морских отложений: учебное пособие / Т.А. Шарданова, Н.А. Соловьева. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 104 с.
443. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения (распределение, структуры, текстуры): методическое руководство / В.Н. Шванов. – Л.: Недра, 1969. – 270 с.
444. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 1987. – 269 с.
445. Шванов В.Н. Структурно-вещественный анализ осадочных формаций. СПб.: Недра, 1992. – 230 с.
446. 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
447. 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.
448. Широкова Ю.Ф. Аптский, альбский и сеноманский ярусы // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. С.202–205.
449. Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб.: Изд-во ЛЕМА, 2010. – 276 с.
450. Шляхтер Е.С. Особенности строения нижне-среднеюрских отложений (по сейсмическим данным) и перспективы их нефтегазоносности на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1993. - №4 - С.13-18.
451. Шрок Р.Р. Последовательность в свитах слоистых пород. М.: ИЛ, 1950. - С.3-330.
452. Шуляк Б.А. К вопросу о динамике песчаных микроформ в береговой зоне моря. Тр. Ин-та

океанологии. АН СССР, т. 28. Изд. АН СССР, 1958.

453. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И., Москвин В.И. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика, 1995. Т.36, 11. – С.34–51.

454. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 476 с.

455. 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.

456. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». – 2000. – 480 с.

457. Шурыгин Б.Н. Биогеография, фации и стратиграфия нижней и средней юры Сибири по двустворчатым моллюскам. Новосибирск: Академ. изд-во «Гео», 2005. – 154 с.

458. Шутов В.Д. О некоторых специфических чертах прогрессивного эпигенеза в условиях платформенной области. – Ученые записки ЛГУ, 1962. № 310. Сер. геол. наук, Вып. № 12. – С. 147–160.

459. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые, 1967. №5. – С.86–103.

460. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: методическое пособие / М.М. Элланский. – Тверь.: Изд-во ГЕРС, 2001. – 259 с.

461. Ямпольский В.З., Захарова А.А., Иванов М.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Том 309. – №7. – С.50–54.

462. Ян П.А., Вакуленко Л.Г. Смена состава ихнофоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (10). – С.1517–1537.

463. Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Бурлева О.В., Аксенова Т.П., Микуленко И.К. Литология келловей-оксфордских отложений в различных фациальных зонах Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 2011. – №11–12. – С.1897–1907.

464. Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования: учебное пособие / О.В. Япаскурт. – М.: ЭСЛАН. 2008 – 356 с.

465. Япаскурт О.В. Стадийный анализ литогенеза: учебное пособие / О.В. Япаскурт. – М.: Изд-во МГУ, 1994. – 142 с.

466. Ясаманов Н.А. Ландшафтно-климатические условия юры, мела и палеогена юга СССР. М.: Недра, 1975. – 223 с.
467. Ясаманов Н.А. Климаты и ландшафты мезозоя и кайнозоя Западной и Средней Сибири (палеогеографические факторы бокситонакопления). М.: Недра, 1976. – 142 с.
468. Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F., Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units Theory and Applications, paper SPE 30158 prepared for presentation at the SPE Petrovietnam Conference held in Hochimi
469. Aguilera R., Aguilera M.S. The Integration of Capillary Pressures and Pickett Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers, paper SPE 71725 prepared for presentation at the 2001 SPE Annual and Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September- 3 October, 2001.
470. Akatsuka, K. 3D Geological Modeling of a Carbonate Reservoir, Utilizing Open-Hole Log Response-Porosity & Permeability-Lithofacies Relationship, paper SPE 87239 prepared for presentation at the 9th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, U.A.E., 15-18 October, 2000.
471. Allen, J.R.L. Current Ripples. North Holland, Comp. Amsterdam, 1968. – 433 p.
472. Al-Ajmi, F., Holditch, S.A. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, paper SPE 63254 prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.
473. Al-Khalifa, M.A., Payenberg, T.H.D., Lang S. The role of conceptual geological models in more accurately estimating in place hydrocarbon. An example from the Cooper Basin, South Australia. 2006, SPE 100956.
474. Amaefule, J.O., Keelan, D.K. Stochastic Approach to Computation of Uncertainties in Petrophysical Properties, SCA Paper 8907, 1989, P. 1-28.
475. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab D, Kersey D.G., and Keelan D.K, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx., 1993.
476. Antelo, R., Aguirre, O. Permeability Calculations From Clustering Electrofacies Technique for the Petrophysical Evaluation in La Pena and Tundy Oil Fields, paper SPE 69400 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28 March, 2001.

477. Babadağlı, T., Al-Salmi, S. Improvement of Permeability Prediction for Carbonate Reservoirs Using Well Log Data. - paper SPE 77889 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia, 8-10 October, 2002.
478. Bann, K.L., Fielding, C.R.F., Mac-Eachern, J.A. and Tye S.C. In press. Differentiation of estuarine and offshore marine deposits using integrated ichnology and sedimentology: Permian Pebble Beach Formation, Sydney Basin Australia. Geological Society of London Special Publication: Ichnology as Applied to Palaeoenvironmental and Stratigraphic Analysis, 2004, 149 p.
479. Barman, I., Sharma, A.K., Walker, R.F., Datta-Gupta, A., Permeability Predictions in Carbonate Reservoirs Using Optimal Non-Parametric Transformations: An Application at the Salt Creek Field Unit, Kent Country, TX, paper SPE 39667 prepared for presentation at the 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April, 1998. P. 19-22.
480. Basoi, R.E., Shahin N., Dawood, S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117728, presented at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – November 3–6. – 2008. – UAE, Abu Dhabi, 2005., 22 p.
481. Berg, R.R. Method for Determining Permeability from Reservoir Rock Properties, *Trans., GCAGS* (1970) 20, 303 p.
482. Bromley, R.G. Trace fossils: biology and taphonomy. Unwin Hyman Ltd, London, 1990:280p.
483. Bromley, R. G. Trace fossils: biology, taphonomy and applications. Second edition. London, Chapman & Hall, xvi + 361 pp. ISBN 0 412 61480 4. 1996.
484. Conybeare, Ch.E.B., Crook K.A.W. Manual of sedimentary structures: Australian Dept. Nat. Development, Bur. Min. Res., Geol., Geophys., Bull., 102., 1968. – 327 p.
485. Corbett, P.W.M., Ellabad Y., Mohammed K., Posysoev A. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Modeling // EAGE 65th Conference & Exhibition. – Stavanger, Norway, 2–5 June 2003. – P. 67–99.
486. Corbett, P., Svirsky D., Ryazanov, A., Pankov, M., Posysoev, A. Hydraulic Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil Field. SPE 87056, 2004.
487. Davies, D.K., Vessell, R.K. Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir: North Robinson Unit, West Texas, paper SPE/DOE 35433 prepared for presentation at the SPE/DOE 10th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa OK, 21-24 April, 1996.
488. Djebbar, Tiab and Erle C. Donoldson. Petrophysics. P. 94–102. Houston 1999.
489. Dubrule, O. and Haldorsen, H. H. Geostatistics for Permeability Estimation Reservoir Characterization, L.W. Lake and H. B. Canwell, Jr. (eds.). Academic Press (1986), P. 223-247.

490. Ebanks, W.J., The Flow Unit Concept – An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects, Proc., AAPG Annual Convention. 1987 – P. 85–99.
491. Ekdale, A.A., Bromley, R.G. and Pemberton, S.G., 1984, Ichnology: Trace fossils in sedimentology and stratigraphy. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Short Course 15, 317pp.
492. Fisk, H.N. Bar-finger sands of Mississippi delta. Geometry of sandstone bodies. Tulsa, Oklahoma. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1961. – P.29–52.
493. Jian, F.X. and et af.: A Genetic Approach to the Prediction of Petrophysical Properties, Jour. Pet. Geology (January 1994), Vol 17,1, P. 71–88.
494. Jennings, J.W., Lucia F.J. Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping. – paper SPE 71336 prepared for presentation at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition
495. Johnson, W.W. Permeability Determination from Well Logs and Core Data, paper SPE 27647 prepared for presentation at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16–18 March, 1994.
496. Jude, O. Amaefule, J.O, Djebbar, T., David, G. K. end Dare, K. K. Core Laboratories of Oklahoma; Core Laboratories «Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data To Identify (Flow) Units and Predict Permeability in Uncured Intervals/ Wells» SPE 26436, 2002. – P. 205–220.
497. 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.
498. Galloway, W.E., Hobday, D.K. Terrigenous clastic depositional systems applications to petroleum, coal, and uranium exploration. New York – Berlin – Heidelberg – Tokyo: Springer-Verlag, 1983 – 423 p.
499. Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J., Miller, J.D., Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. – paper SPE 38679 pre-pared for presentation at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October, 1997.
500. Gressly, A. Observation's geologiques sur le Jura Sulfurous – Nouv Mem. Soc. Helvetique, Sci, Natur., – 1838, 2.
501. Kazeem, A.L., Mike, O.O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. – August 1–3. –2005. – Nigeria, Abuja, 2005. – 15 p.
502. Kolodzie, S. Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference.

503. Lee, S.H., Datta-Gupta A., Electrofacies Characterization and Permeability Predictions in Carbonate Reservoirs: Role of Multivariate Analysis and Nonparametric Regression. - paper SPE 56658 prepared for presentation at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3-6 October, 1999.
504. Maghsood, Abbaszadeh, Hikari, Fujii, Fujio Fujimoto. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and Applications. SPE 30158
505. Martinsson, A. Toponomy of trace fossils. // In: T.P. Crimes, J.C. Harper (eds.) Trace fossils. Liverpool: Seel House, 1970. – P.323–330.
506. Mathisen, T., Lee, S.H., Datta-Gupta, A. Improved Permeability Estimates in Carbonate Reservoirs Using Electrofacies Characterization: A Case Study of the North Robinson Units, West Texas, paper SPE 70034 prepared for presentation at the SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 15-16 May, 2001.
507. Pemberton, S.G. Applications of ichnology to petroleum exploration: A core workshop. SEPM Core Workshop No. 17. 1992. – 429 p.
508. Pemberton, S.G. and Frey R.W. Trace fossil nomenclature and the Palaeophycus-Planolites dilemma. *Journal of Paleontology*, 56. 1982. – P.843–881.
509. Pemberton, S.G., and Mac-Eachern J.A. Applied Ichnology Short Course: The Use of Trace Fossils in Sequence Stratigraphy, Exploration and Production Geology: SEPM Short Course 18, Houston, TX, 2006, 274 p.
510. Pettijohn, P.J., Potter, P.E. Atlas and glossary of primary sedimentary structures. New York: Springer, 1964. – 370 p.
511. Picard, M.D., High, L.B. Sedimentary structures of ephemeral streams. *Developments in sedimentology*. Amsterdam: Elsevier, 1973. – 223 p.
512. Pirson, S.J. Sedimentological studies by log curve shapes. *Geologic well log analysis*, 1970. – P.36–58.
513. Pirson, S.J. SP and EH curves as redoxomorphic logs. *Geologic well log Analysis*, Houston, Texas, Gulf., 1970. – P.1–35.
514. Pittman, E.D., Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection Capillary Pressure Curves for Sandstone: *AAPG Bulletin*, (1992) v. 76, No. 2, pp. 191–198.
515. Porras, J.C., Barbato, R., Khazen, L., Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Models in the Santa Barbara and Piritall Fileds, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin. - paper SPE 53671

prepared for presentation at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999.

516. Porras, J.C., Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin, VII Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Paper SPE 69458 (2001), 6 pp.

517. Potter, P.E., Blakely, R.F., Random processes and lithological transitions, *Journ. Geology*, 76, 1968. – P.154–170.

518. Rincones, J.G., Delgado, R., Ohen, H., Enwere, P., Guerini, A., Marquez, P., Effective Petrophysical Fracture Characterization Using the Flow Unit Concept-San Juan Reservoir, Orocual Field Venezuela. - Paper SPE prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.

519. Ringrose, P.S. Total property modeling: Dispelling the Netto-Gross Myth, *SPE Res Eval & Eng.* Oct. 2008, vol. 11, №5.

520. Sabins, F.F. Anatomy of stratigraphic trap. Bisti field, Hew Mexico. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*, 1963. Vol. 47. N. 2. – P.193–228.

521. Saner, S., Kissami, M., Al Nufaili, S., Estimation of Permeability From Well Logs Using Resisitivity and Saturation Data, *SPE Formation Evaluation*, March, 1997. P. 27-31.

522. Seilacher, A. Biogenic sedimentary structures // In: Imbrie J., Newell N.D. (eds.). *Approaches to Palaeoecology*. New York: Wiley, 1964. – 316 p.

523. Seilacher, A. Bathymetry of trace fossils. *Marine Geol.* № 5. – 1967. – P.413–426.

524. Selley, R.Ch. *Applied Sedimentology*. New York: Academic Press, 2000. – 520 p.

525. 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.

526. 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.

527. Sheriff, R.E. *Reservoir Geophysics*. Tulsa OK, SEG, 1992. – 401 c.

528. Shrock, R.R. *Sequence in layered rocks*. New York: McGraw–Hill, 1948. – 507 p.

529. Sloss, L. Concepts and applications of stratigraphic facies in North America. *Rep. XXI Sess. Int. Geol. Congr.*, pt. XII. Copenhagen, 1960, 13 p.

530. Soto R., Torres, F., Arango S., Cobaleda G. Improved Reservoir permeability Models from Flow Units and Soft Computing Techniques: A Case Study, Suria and Reforma Libertad Fields, Colombia, pa-

per SPE 69625 prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, 25-28 March, 2001.

531. Steers, I. The coastline of England and Wales. Cambridge. 1946 (2-ed. - 1948).

532. Yao, C.Y., Holditch, S.A. Reservoir Permeability Estimation from Time-Lapse Log Data, paper SPE 25513 prepared for presentation at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, U.S.A., 21-23 March, 1993.

533. Uchman, A. Taxonomy and palaeoecology of flysch trace fossils: the Marnoso-arenacea Formation and associated facies (Miocene, Northern Apennines, Italy) \\ Berengaria, 1995, v.15, 83 p.

534. Vail, P.R., Mitchum, R.M., Thompson, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. AAPG, Oxford, 1977. – 342 p.

535. Visher, G.S. Use of vertical profile in environmental reconstruction. Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1965. Vol. 49. № 1. – P.41–61.

536. Walker, R.G. and Noel, P.J. Facies models response to Sea level change. – GeoText 1, 1992. – 454 p.

Фондовая литература

537. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения // Отчет по договору с ОАО «Томскнефть». Отв. Исп. М.В. Панков. Томск, 2004 – 425 с.

538. Анализ сырьевой базы территории деятельности ОАО «Томскгаз» и оценка потенциальных ресурсов УВ Томской области // Промежуточный отчет, IV этап: Разработка, выбор и обоснование методических основ авторской оценки сырьевой базы УВ региона. Отв. исп. Скоробогатов В.А. М., 1999. – 249 с.

539. Атлас литогенетических типов терригенных отложений юры Томской области // Отчет по дог. 3-96, ТПУ. Отв. исп. Чернова О.С. Томск, 1997. – 269 с.

540. Атлас литогенетических типов и фаций верхнеюрских отложений горизонта Ю-1 Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения // Отчет по дог. 3-999, ТПУ. Отв. исп. Чернова О.С. Томск, 1999. – 112 с.

541. Влияние сульфидных образований на петрофизические свойства коллекторов горизонта Ю-1 // Отчет о НИР по теме 3-24/90, №ГР 01900012622; отв. исп. Мальцева (Чернова) О.С., Томск, 1990 г. – 108 с.

542. Геология и детальный прогноз нефтегазоносности юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных с целью определения наиболее эффективных направлений поисково-разведочных работ // Отчет по теме 35-78-1/2. Отв. исп. Даненберг Е.Е. ДП ТО СНИИГГиМС. Томск, 1978. – 241 с.

543. Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область) // Отчет по теме 25-4/95. Отв. исп. Даненберг Е.Е. ДП ТО СНИИГГиМС. Томск, 1983. – 267 с.
544. Изучение низкоомных коллекторов на нефтяных месторождениях Томской области // Отчет по теме 2-54/94. Отв. исп-ли: Ежова А.В., Меркулов В.П. ТПУ, Томск, 1996. – 108 с.
545. Комплексный анализ геологического строения, палеогеографии, вторичных изменений и нефтегазоносности юрских отложений центральных районов Томской области с построением карт масштаба 1:1000000 и 1:200000 с целью выдачи рекомендаций по лицензированию // Отчет по договору 6-98. Науч. рук. Конторович А.Э., отв. исп. Моисеев С.А., ИГНГ СО РАН, Новосибирск, 2003. 4 книги (5 томов) – 1055 с.
546. Литолого-физические характеристики продуктивных пластов верхнеюрских отложений Вахского нефтяного месторождения (Кошильский участок) отчет по договору с ОАО «Томскнефть» ВНК по теме 2-5/95. Исполнитель Чернова О.С., №ГР 01960009826, инв. №02970004472. Томск, 1996 г. – 135 с.
547. Литология, условия формирования и коллекторские свойства палеозойских и юрских отложений Томской области // Отчет в 4-х кн. №35-82-11(1), № ГР - 01827013221. Науч. рук. Даненберг Е.Е. Отчет ДП ТО СНИИГГиМС, Томск, 1985. – 165 с.
548. Литология и условия формирования нижнеюрских отложений Томской области в связи с их нефтегазоносностью // Отчет № ГР 7004329221213. Отв. исп. Мальцева (Чернова) О.С. ТПУ, Томск, 1994. – 227 с.
549. Литолого-геохимические исследования юрских отложений Томской области для научного обоснования геологического прогноза перспективных на нефть и газ территорий (по данным ядерно-физических методов анализа) // Отв. исп. Фомин Ю.А. Отчет ДП ТО СНИИГГиМС, Томск, 1996. – 165 с.
550. Литолого-фациальные предпосылки формирования верхнеюрских природных резервуаров нефти и газа Усть-Тымской впадины // Отчет о НИР по Гос. Контракту №2-95/2000 с ОГУП «Томскинвестнефтегаз» Отв. исп. Чернова О.С., № ГР 35-00-18 Томск, 2001 г., в 2-х кн. Книга 1 - 95 с. Книга 2 – 147 с.
551. Литолого-физические характеристики палеозойских отложений Чкаловского месторождения (Томская область) // Отчет о НИР по договору с Комитетом по геологии и использованию недр РФ. Отв. исп. Мальцева (Чернова) О.С. № ГР 01900026079. Томск, 1992г. – 80 с.

552. Обобщение результатов литологического исследования керн для практического использования в нефтегазоразведочных экспедициях и нефтепромыслах // Отчет о НИР по теме 2-37/96. Отв. исп. Чернова О.С., № ГР 01960009827, Томск, 1996. – 256 с.
553. Освоение и внедрение методов оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по комплексу геофизических, гидродинамических исследований скважин и петрофизических исследований керн // Заключительный отчет по договору № 243.5-384. Отв. исп-ли: Пестов В.В, Дорогиницкая Л.М. и др. ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Томск, 2002г. – 189 с.
554. Оценка перспектив выявления залежей углеводородов нижне-среднеюрского комплекса отложений с разработкой рекомендаций по наращиванию минерально-сырьевой базы Томской области // Отв. исп. Смирнов Л.В. Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 1997. – 181 с.
555. Палинологическое обоснование корреляции разнофациальных, преимущественно континентальных, толщ мезозойских и кайнозойских отложений Томской области // Отчет по договору №35-72-2/1. Отв. исп. Маркова Л.Г. ДП ТО СНИИГГиМС. Томск, 1973. – 150 с.
556. Палиностратиграфия и корреляция мезозойских отложений Томской области для уточнения строения нефтепродуктивных комплексов // Отчет по договору №35-85-34/14. Отв. исп. Костеша О.Н. ДП ТО СНИИГГиМС. Томск, 1987. – 186 с.
557. Палинологическое обеспечение стратиграфической основы нефтегазопромысловых работ в мезозое юго-востока Западно-Сибирской плиты // Отчет по договору. Отв. исп. Костеша О.Н. Томск: СНИИГГиМС ТО, 1990. – 127 с.
558. Разработать и внедрить рекомендации по направлению нефтепоисковых работ в зоне контакта палеозоя и мезозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) // Отчет по договору № 4567. Отв. исп. Тищенко Г.И. ДП ТО СНИИГГиМС. Томск, 1988. – 168 с.
559. Разработать геохимические и гидрогеологические критерии зонального прогноза нефтегазоносности палеозойских и юрских резервуаров нефти и газа на территории Томской области // Отчет по договору № 25/9-428Д. Отв. исп. Олли И.А. СНИИГГиМС. Новосибирск, 1990. – 173 с.
560. Разработка и внедрение новых методов и технологий построения геологических моделей месторождений, учитывающих фациальную неоднородность резервуара, особенности его слоистой структуры и предусматривающих моделирование условий формирования // Отчет о НИР по договору №2-92/02. Отв. Исп. Белозеров В.Б., НИ ТПУ. Томск, 2003. – 189 с.
561. Районирование территории Томской области в связи с оценкой ее нефтегазоносности по данным геохимии // Отчет по договору с Томским территориальным геологическим управлением, инв. №1568. Отв. исп. Фомичев А.С., СНИИГГиМС. Новосибирск, 1972. – 185 с.

562. Стратиграфия и корреляция отложений верхней зоны палеозоя, мезозоя и кайнозоя Томской области // Отчет по договору №35-79-1/6. Отв. исп. Маркова Л.Г. ДП ТО СНИИГТиМС. Томск, 1981. – 208 с.
563. 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.
564. Текстуальный анализ (методические рекомендации) // Отчет о НИР по договору № 23-48/03-ТПУ (№03-2270-020-ОАО Томскнефть») Отв. исп. Чернова О.С., ТПУ. Томск, 2004. – 101 с.
565. Условия формирования верхнеюрской продуктивной толщи Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения // Отчет о НИР по договору с Комитетом по геологии и использованию недр РФ. Отв. исп. Чернова О.С., Томск, 1999. – 178 с.
566. Уточнение алгоритмов определения подсчетных параметров для интерпретации ГИС месторождений ОАО «Томскнефть» // Отчет по теме 13.95, Инв. № 806. Отв. исп. Грицюк В.П., Резниченко В.А., Томск, 1996. – 180 с.
567. Уточнение запасов нефти и растворенного газа Крапивинского месторождения по результатам пробной эксплуатации и бурения новых разведочных скважин // Отчет о НИР., Отв. исп. Панков В.Н., 2000. – 246 с.